

CEMIE-Hidro **Segunda Parte**

Bases para un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica

2da Parte:
Posibilidades de
Desarrollo Hidroeléctrico
en México



GOBIERNO DE
MÉXICO

MEDIO AMBIENTE
SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



IMTA
INSTITUTO MEXICANO
DE TECNOLOGÍA DEL AGUA

Bases para un
**Centro Mexicano en Innovación
de Energía Hidroeléctrica**

CEMIE-Hidro

2da Parte: Posibilidades de Desarrollo Hidroeléctrico en México

Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA

Las opiniones, datos y citas presentadas en los artículos de esta obra son de responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan, necesariamente, los puntos de vista de las instituciones que editan esta publicación.

Bases para un
Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica
CEMIE-Hidro

2da Parte: Posibilidades de Desarrollo Hidroeléctrico en México

Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA

- - - Palacios Fonseca, Ana Alicia (ed.)

- - - *Bases para un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica, CEMIE-Hidro*
2da Parte: Posibilidades de Desarrollo Hidroeléctrico en México / Ana A. Palacios Fonseca, M. Angeles Baltazar Lázaro, Eduardo Ocampo, Nestor Peña García, Eduardo Alexis Cervantes Carretero, Alberto Güitrón de los Reyes y Mario López Pérez.
Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA
77 p. 21.59 x 34 cm
ISBN (obra digital)

1. Estado Actual y Expansión de la Generación Hidroeléctrica en México, 2. 1era Reunión de Expertos en Hidroenergía “Posibilidades de desarrollo hidroeléctrico en México”, 3. Metodologías para determinar Potencial Hidroeléctrico: Casos de éxito, 4. Desarrollo del potencial mini-hidroeléctrico: Caso de Estudio, China, 5. Implementación de Sistemas híbridos: Fotovoltaico- Hidroeléctrico, 6. Conclusiones.

Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA, ©2017.

Autores:

Ana A. Palacios Fonseca, M. Angeles Baltazar Lázaro, Eduardo Ocampo, Nestor Peña García, Eduardo Alexis Cervantes Carretero, Alberto Güitrón de los Reyes y Mario López Pérez.

Responsables de la edición:

Ana Alicia Palacios Fonseca y Luis Enrique Nájera Zamora

Primera edición. 2018

DR © Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA
Paseo Cuauhnáhuac 8532
Progreso, Jiutepec, Morelos, México.
www.imta.gob.mx

ISBN: 978-607-8629-00-8 obra completa (impresa)
ISBN: 978-607-8629-01-5 volumen (obra impresa)
ISBN: 978-607-9368-93-7 obra completa (digital)

Todos los derechos reservados. Ni la totalidad ni parte de la presente publicación puede ser reproducida, almacenada en sistemas de recuperación de información, transmitida bajo cualquier forma o por ningún medio, sea electrónico, mecánico, de fotocopia o grabación, sin la previa autorización, por escrito, de los editores.

Impreso en México – *Printed in Mexico*

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
Capítulo 1. Estado Actual y Expansión de la Generación Hidroeléctrica en México	2
Estado Actual de las Energías Limpias en México (PRODESEN 2018-2032)	3
Estado Actual de la Generación hidroeléctrica en México	5
Expansión esperada de la Generación Hidroeléctrica	6
El IPCC y las medidas necesarias de mitigación inmediata	7
México hacia una suficiencia energética con hidroeléctricas	7
Capítulo 2. 1era Reunión de Expertos en Hidroenergía “Posibilidades de desarrollo hidroeléctrico en México”	8
Mesa 1. Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación en diversos Esquemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico	10
Mesa 2. Seguridad Hídrica, Medio Ambiente y Sociedad	11
Mesa 3. Participación en el MEM, desarrollo de la industria nacional y formación de capacidades	12
1era Reunión de Expertos en Hidroenergía “Posibilidades de desarrollo de la generación hidroeléctrica”	13
Capítulo 3. Metodologías para determinar Potencial Hidroeléctrico: Casos de éxito	22
Introducción	23
Aplicación del Sistema de Información Geográfica (SIG) en la evaluación de recursos de energía hidroeléctrica: un estudio de caso en Misamis occidental, Filipinas, (2017)	23
Mapeo mediante SIG de recursos hidroeléctricos y escenarios de cambio climático para la región de la Comunidad Económica de Estados de África Occidental, (ECOWAS, en inglés) - Informe Técnico sobre las Metodologías y Aprendizaje adquirido por los Países de ECOWAS, (2016)	25
Procedimientos basados en SIG para la detección de potencial hidroeléctrico, Brasil, (2010)	29

Capítulo 4. Desarrollo del potencial mini-hidroeléctrico: Caso de Estudio, China	36
Antecedentes	37
Desarrollo de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (SHP) en China	40
El éxito del desarrollo SHP en China	41
Capítulo 5. Implementación de Sistemas híbridos: Fotovoltaico- Hidroeléctrico	46
Potencial fotovoltaico en México	48
Infraestructura hidráulica con posibilidad de instalación fotovoltaica en cortinas y embalses	54
Potencial de generación fotovoltaica en cortinas	58
Potencial de generación fotovoltaica en embalses	64
Conclusiones	74

PRÓLOGO

La generación hidroeléctrica es una de las opciones más atractivas de energía limpia entre los esquemas existentes, por su alta flexibilidad de operación, su amplio ciclo de vida y el balance que brinda para la integración de fuentes intermitentes. Sin embargo, también se requiere un cambio en la matriz del desarrollo hidroeléctrico nacional, enfocado al desarrollo de la pequeña generación, la modernización de centrales, el equipamiento en embalses existentes y el desarrollo de sistemas de almacenamiento por bombeo, entre los más importantes, atendiendo principios de sostenibilidad ambiental y viabilidad social, así como dentro de un nuevo marco de gobernanza, dentro del trinomio agua-energía-alimentación.

El Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA) y el Instituto Nacional de Electricidad y Energía Limpias (INEEL) han llevado a cabo diversas acciones que promueven la creación de un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica (CEMIE-Hidro).

Recientemente en noviembre de 2018 se llevó a cabo la “1era Reunión de Expertos en Hidroenergía”, con la participación de 60 expertos en tres mesas de análisis: 1era Mesa: Investigación, Desarrollo tecnológico, 2da

Mesa: Seguridad Hídrica, Medio Ambiente y Sociedad y 3era Mesa: Participación en el MEM, Desarrollo de la industria nacional y Formación de capacidades.

Como resultado de esa reunión se ha formulado un documento llamado “Posibilidades de desarrollo de la generación hidroeléctrica”, el cual aporta al sector Agua y Energía en un corto y mediano plazo, líneas de acción viables que darán solución al desarrollo hidroeléctrico nacional, entre las que destacan:

- Los “Proyectos Multipropósitos” donde se modifiquen los criterios de evaluación, es decir, como una fuente de desarrollo socioeconómico de una región y del país, y con el costo de oportunidad que puede proporcionar una hidroeléctrica ante un fenómeno hidrometeorológico o un sismo;
- El Rebombeo, puesto que México cuenta con un gran potencial de almacenamiento de energía, el cual aún no se ha implementado a diferencia de los países desarrollados;
- La Repotenciación y Modernización de centrales donde ya se tiene identificado aquellas centrales urgentes de repotenciar y modernizar, lo que también implica desarrollar nuevos estudios hidrológicos, plantear una nueva operación, así como otras acciones que permitan elevar la generación;

- El Equipamiento en infraestructura hidroagrícola aprovechando el caudal de riego de las obras hidroagrícolas para la generación de energía;
- Y finalmente los sistemas híbridos, Fotovoltaico-hidroeléctrico, con la colocación de paneles solares en cortinas y embalses, y así evitar las afectaciones socioambientales.

Dentro de un cúmulo de 20 acciones necesarias para el desarrollo de la generación hidroeléctrica en México.

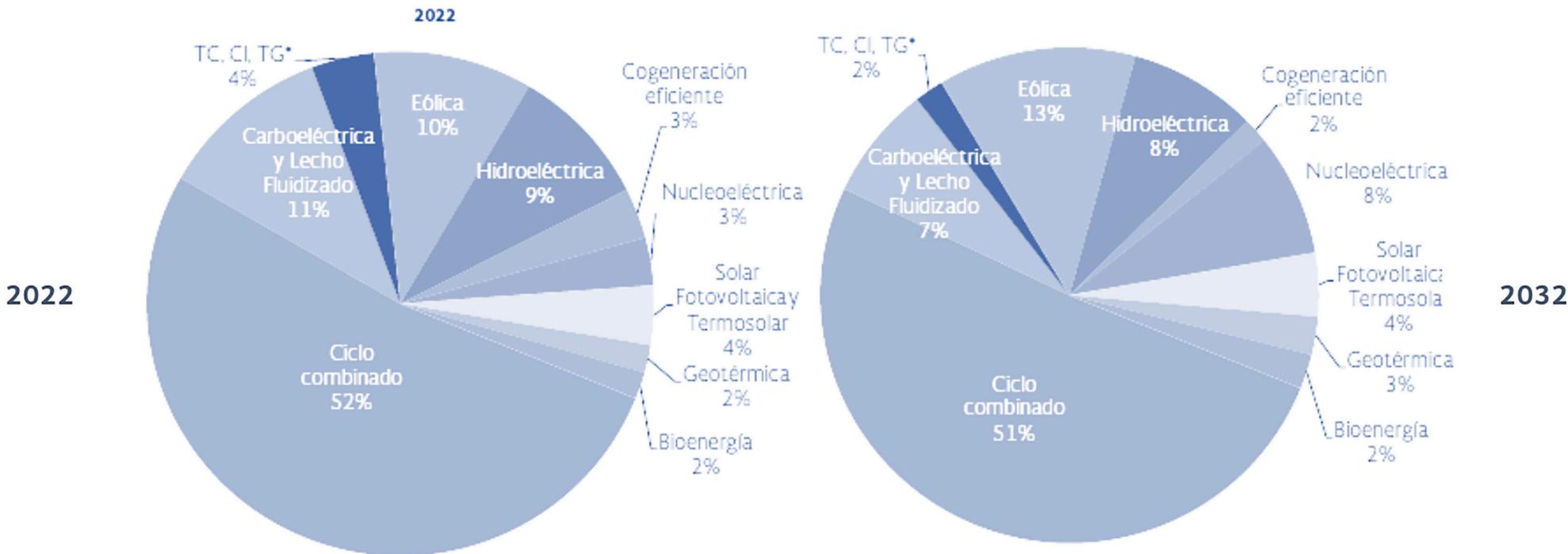
Por todo lo anterior, la presente obra tiene como objetivo ofrecer un panorama de las **Posibilidades de Desarrollo de la Generación Hidroeléctrica en México**.

M.I. Ana Palacios Fonseca

Especialista en Hidroenergía

Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, IMTA

CAPÍTULO 1. ESTADO ACTUAL Y EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA EN MÉXICO



* Termoeléctrica Convencional, Combustión Interna y Turbogás. Los totales pueden no coincidir por redondeo. Generación estimada de acuerdo con los pronósticos de consumo y demanda del CENACE y los parámetros técnicos utilizados para la estimación del PIIRCE. No se incluyen importaciones, Exportaciones, autoabastecimiento local, Generación Distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

Proyección de la generación total por tipo de tecnología en 2022 y 2032
Fuente: PRODESEN 2018-2032. SENER

Estado Actual de las Energías Limpias en México (PRODESEN 2018-2032)

En 2018 México se convirtió en el miembro número 30 y el primer país de América Latina en formar parte de la Agencia Internacional de Energía¹ (IEA por sus siglas en inglés), el foro de energía más importante en el mundo, lo que le dará la posibilidad de recibir asistencia técnica y asesoría en política energética por parte de expertos de la Agencia, acceso a bases de datos y colaborar en acciones colectivas en casos de emergencias energéticas.

Capacidad instalada

En 2017, la capacidad instalada en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) fue de 75,685 MW², de la cual el 70.5% corresponde a centrales eléctricas convencionales y 29.5% a centrales eléctricas con tecnologías limpias (Figura 1).

La capacidad instalada de tecnologías limpias aumentó en 1,148 MW, entre 2016 y 2017, (5.4%). El 59.1% de este crecimiento se debe a la instalación de nuevas centrales eólicas (464 MW) y de cogeneración eficiente (215 MW).

1. *International Renewable Energy Agency*, IRENA. Capacity and Generation. <http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=17>
2. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2018-2032. SENER

Tecnología	Centrales en operación	Edad media (años)	Mayor antigüedad (años)	Capacidad mínima (MW)	Capacidad máxima (MW)	Capacidad media (MW)	Factor de planta medio (%)	Horas despachadas	Eficiencia (%)	Emisiones emitidas (Mt de CO ₂) ^{4/}
Convencional	526	17	54	0.6	2,778	447	45	3,915	34	122.7
Ciclo combinado	83	12	54	6.5	1,454	338	56	4,841	46	57.2
Termoeléctrica convencional	59	24	54	1.5	2,100	213	33	2,921	30	29.1
Carboeléctrica	3	27	35	1,200	2,778	1,793	61	5,354	39	23.6
Turbogás ^{1/}	131	19	48	0.8	393	39	23	2,041	23	7.3
Combustión Interna	248	9	49	0.6	210	6	10	868	31	2.8
Lecho fluidizado	2	13	13	290	290	290	85	7,463	38	2.7
Limpia	270	17	112	0.4	2,400	450	51	4,454	24	2.7
<i>Renovable</i>	239	19	112	0.4	2,400	76	35	3,101	13	0.3
Hidroeléctrica	86	47	112	0.4	2,400	147	40	3,505	-	0.0
Eólica	45	4	22	0.6	251	93	27	2,395	-	0.0
Geotérmica	8	26	43	10	225	116	73	6,373	-	0.0
Solar	23	2	6	0.7	30	9	16	1,405	-	0.0
Bioenergía ^{2/}	77	16	25	0.8	53	13	21	1,827	13	0.3
Otras	31	14	26	1.0	1,608	825	66	5,807	34	2.4
Nucleoeléctrica	1	26	26	1,608	1,608	1,608	77	6,768	34	0.0
Cogeneración eficiente	30	2	22	1.0	367	42	55	4,846	34	2.4
Total^{3/}	796	17	112	0.4	2,778	448	48	4,184	29	125.4

^{1/} Incluye plantas móviles. ^{2/} Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. ^{3/} Los totales pueden no coincidir por redondeo. ^{4/} Estimadas con base en el factor de emisión eléctrico publicado por la CRE (https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/304573/Factor_de_Emisi_n_del_Sector_El_ctrico_Nacional_1.pdf). Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE, la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética y la SEMARNAT.

Figura 1. Características básicas de las centrales eléctricas en operación 2017 por tipo de tecnología. PRODESEN 2018-2032. SENER

Generación

Se generaron 329,162 GWh de energía eléctrica (2017), 3.1% más que en 2016. El 78.9% proviene de tecnologías convencionales (259,766 GWh) y el 21.1% restante de tecnologías limpias (69,397 GWh).

La generación solo de fuentes limpias registró un aumento de 4,529 GWh (7% más que en 2016), de las cuales el 76.9% proviene de centrales hidroeléctricas (45.9%), nucleoeléctricas (15.7%) y eólicas (15.3%).

Demanda al SEN al 2032

De acuerdo a un análisis de planeación por la SENER, indica que se requieren 66,912 MW de capacidad adicional para satisfacer la demanda del SEN en el periodo 2018-2032, lo que representa una inversión de 1.7 billones de pesos (7.8% del PIB en 2017) en los siguientes 15 años.

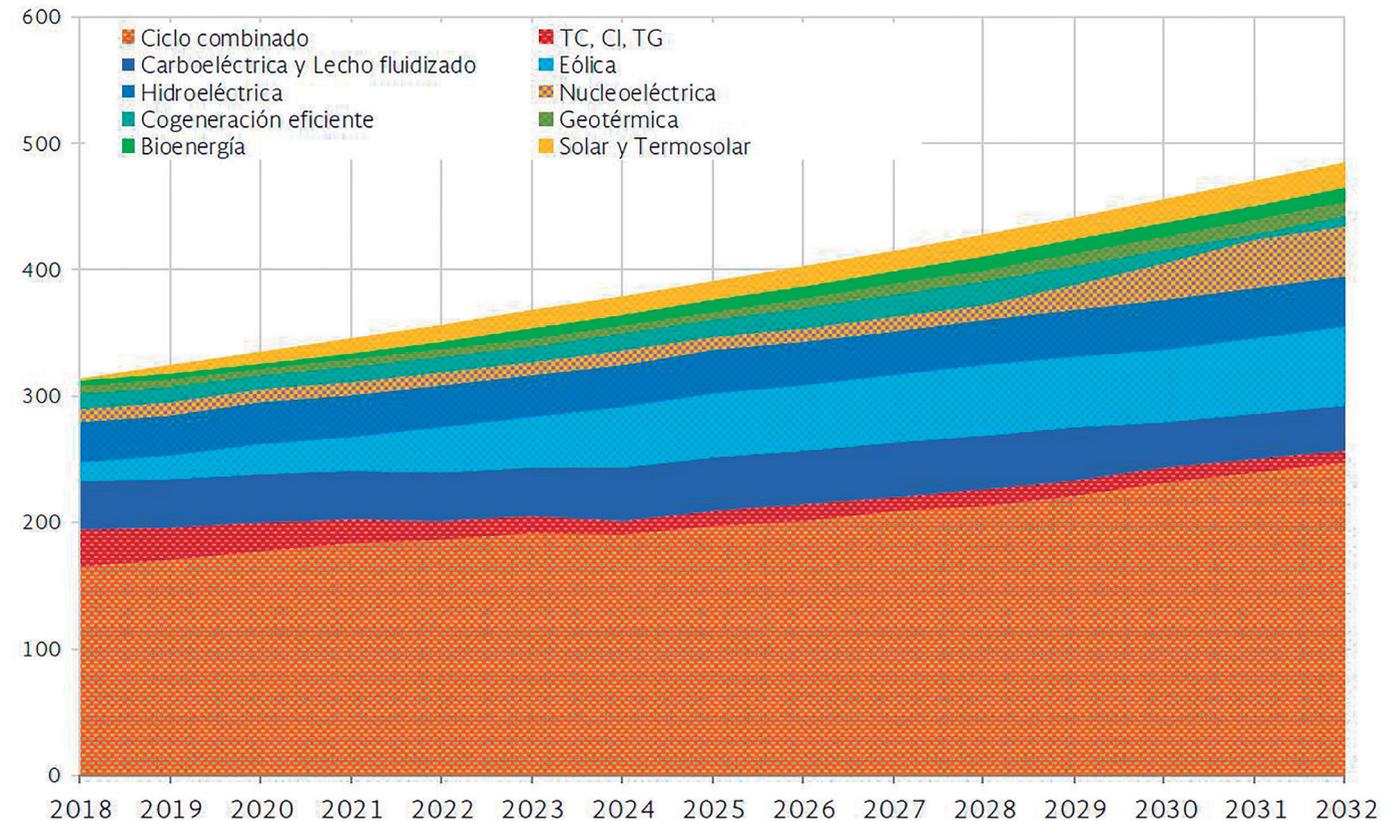
Expansión del SEN al 2032

Como resultado de la expansión del SEN, se estima que, en el año 2032, la capacidad total será de 130,292 MW, al considerar la evolución anual de las adiciones y los retiros de las unidades generadoras que integran al SEN, por lo que se proyecta que la capacidad instalada aumente en 73% en relación con la capacidad en operación de 2017.

La generación eléctrica estimada para 2032 será equivalente a 484,788 GWh.

La matriz eléctrica contará con una participación en la generación del 60% de energías convencionales y 40% de Energías Limpias, donde éstas solo tendrán una tasa de crecimiento promedio de 6.4% anual.

La energía proveniente de las plantas fotovoltaicas y eólicas representan la trayectoria de mayor crecimiento (22% y 11%, respectivamente), (Figura 2).



Nota: Generación estimada de acuerdo con los pronósticos de consumo y demanda del CENACE y los parámetros técnicos utilizados para la estimación del PIIRCE. No se incluyen importaciones, exportaciones, autoabastecimiento local, generación distribuida y FIRCO. Fuente: Elaborado por la SENER.

Figura 2. Evolución esperada de la generación de energía eléctrica 2018-2032 (Terawatt-hora). Fuente: PRODESEN 2018-2032. SENER

La generación eléctrica estimada para 2032 será equivalente a 484,788 GWh. De las cuales el 40% serán limpias.

Estado Actual de la Generación hidroeléctrica en México

De acuerdo con el PRODESEN 2018-2032 a principios del año 2017 la energía hidroeléctrica almacenada fue de 15,271 GWh. En junio se alcanzó el valor mínimo de energía almacenada de 8,081 GWh, lo que representó estar por debajo de la curva guía de seguridad en 2,100 GWh. Sin embargo, a finales de 2017 la energía generada en los grandes embalses fue de 18,917 GWh, esto debido a que las aportaciones pluviales fueron abundantes y la extracción adicional por el retraso de nuevos proyectos de generación, indisponibilidad de combustibles fósiles, fallas fortuitas de la generación, incrementos de la demanda y consumo de energía eléctrica mayores a los pronosticados.

En total en 2017, se tuvieron 12,642 MW de capacidad instalada total y 31,848 GWh de generación bruta total hidroeléctricas. Las cuales están distribuidas como se muestra en el siguiente mapa (Figura 3).



Figura 3. Capacidad y Generación en centrales hidroeléctricas 2017 en MW y GW. Fuente: PRODESEN 2018-2032. SENER

En 2017, se tuvieron 12,642 MW de capacidad instalada total y 31,848 GWh de generación bruta total hidroeléctricas.

Expansión esperada de la Generación Hidroeléctrica

A diferencia de las demás energías intermitentes, se estima un crecimiento moderado en la generación hidroeléctrica, en promedio de 2% anual, se espera contar al 2032 con 2,213 MW instalados (Figura 4) distribuidos en 47 proyectos nuevos de adición (Figura 5), con una inversión estimada de \$80,696 millones de pesos.



Los totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: Elaborado por la SENER.

Tecnología	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total ^{1/}
Convencionales	2,268	3,752	1,656	985	2,041	4,315	1,350	1,326	2,169	1,068	2,256	2,255	812	1,801	2,155	30,207
Ciclo Combinado	2,268	3,601	766	874	1,941	3,956	889	1,326	2,139	1,068	2,256	2,255	812	1,801	2,155	28,105
Carboeléctrica	0	129	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	129
Turbogás	0	0	890	0	100	317	0	0	30	0	0	0	0	0	0	1,337
Combustión Interna	0	22	0	111	0	43	0	0	0	0	0	0	0	0	0	176
Lecho fluidizado	0	0	0	0	0	0	461	0	0	0	0	0	0	0	0	461
Limpia	3,165	4,200	2,740	2,699	2,810	1,856	3,029	1,541	1,266	1,872	1,342	2,843	2,959	2,576	1,805	36,705
Renovable	2,483	4,199	2,740	2,659	2,569	1,487	2,760	1,541	710	1,492	1,218	821	1,599	1,216	1,805	29,301
Hidroeléctrica	0	29	0	0	0	0	464	63	0	46	432	71	646	0	463	2,213
Eólica	677	1,716	1,537	734	2,369	1,187	1,997	1,116	220	850	303	400	353	611	750	14,819
Geotérmica	25	0	0	0	0	0	0	26	150	250	133	0	100	105	53	842
Solar Fotovoltaica	1,767	2,455	1,203	1,925	200	300	300	336	340	346	350	350	500	500	540	11,413
Termosolar	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	14
Otras	682	1	0	40	241	370	268	0	556	380	124	2,022	1,360	1,360	0	7,404
Bioenergía	3	0	0	40	241	286	148	0	98	0	124	0	0	0	0	940
Cogeneración Eficiente	679	1	0	0	0	84	120	0	457	380	0	662	0	0	0	2,383
Nucleoeléctrica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,360	1,360	1,360	0	4,081
Total^{1/}	5,433	7,952	4,396	3,684	4,852	6,171	4,378	2,867	3,435	2,940	3,598	5,098	3,771	4,377	3,960	66,912

^{1/} Los Totales pueden no coincidir por redondeo. Fuente: elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE y el CENACE.

Figura 4. Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2018-2032 (MW). Fuente: PRODESEN 2018-2032. SENER

En la generación hidroeléctrica, se espera un crecimiento promedio de 2% anual, para contar al 2,032 con 2,213 MW instalados.

Figura 5. Capacidades adicionales en centrales hidroeléctricas 2018-2032 (MW). Fuente: PRODESEN 2018-2032. SENER

El IPCC y las medidas necesarias de mitigación inmediata

Recientemente el IPCC ha hecho público un documento que establece las metas y objetivos y las medidas de mitigación. Se plantea la necesidad de limitar el calentamiento a 1,5 °C, por lo que se necesitaría una respuesta sin precedentes, se destacan una serie de impactos que podrían limitarse, evitando el calentamiento global a 1.5°C en lugar de 2°C, por ejemplo³:

- En 2100, la elevación del nivel del mar sería 10 cm inferior con un calentamiento de 1.5°C, eso significaría que hasta 10 millones de personas menos estarían expuestas a impactos conexos como intrusiones de agua salada, inundaciones y daños en la infraestructura.
- La probabilidad de que el océano ártico quedara libre de hielo en verano sería una vez por siglo frente un mínimo de una vez por decenio en el pronóstico de los 2°C.

3. Global Warming of 1.5°C. An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Chapter 3. Impacts of 1.5°C of Global Warming on Natural and Human Systems. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2018/11/SR15_Chapter3_High_Res.pdf <https://www.ipcc.ch/sr15/>.

- Los arrecifes de coral se reducirían entre el 70% y el 90%, mientras que más del 99% desaparecerían con un aumento de 2 °C.
- Podría reducir en hasta un 50% la proporción de la población del planeta expuesta a una mayor escasez de agua debida al cambio climático.

El Informe señala que para limitar el calentamiento global a 1.5°C se necesitarían transiciones rápidas y de gran alcance en la tierra, la energía, la industria, los edificios, el transporte y las ciudades. Sería necesario que las emisiones netas globales de bióxido de carbono de origen humano disminuyeran en 2030 alrededor de un 45% con respecto a los niveles 2010 y siguieran disminuyendo hasta alcanzar el 0% neto aproximadamente en 2050.

México hacia una suficiencia energética con hidroeléctricas

El Proyecto de Nación 2018-2024 habla de recuperar la autosuficiencia energética, mejorando como se manejan los recursos energéticos y acelerando el cambio tecnológico para la adopción de las energías renovables, estableciendo un plan energético equilibrado y sustentable y conocimiento integral del sector, para revertir la privatización y dependencia, como es el caso del gas natural, (77.5%).

En el sector hidroeléctrico se habla de aumentarlo, reducir las tarifas eléctricas de los usuarios domésticos de bajo consumo o de zonas preferenciales.

La propuesta de solución busca aumentar la generación de hidroeléctricas en operación, así como la construcción de nuevas que contribuyan a satisfacer las necesidades de energía para el desarrollo social y económico del país. A la vez, que se cumplan los compromisos en relación al cambio climático, se mantengan los ecosistemas saludables y se respeten los derechos de los habitantes de la región, como un objetivo de la seguridad hídrica.

La propuesta del Plan de Nación proyecta un crecimiento hidroeléctrico del 8%, es decir generar en 2024 adicionalmente 12 TWh, lo que suma 24.48 TWh en total con hidroeléctricas.

El Plan de Nación proyecta un crecimiento hidroeléctrico del 8%, es decir generar en 2024 adicionalmente 12 TWh. En suma 24.48 TWh con hidroeléctricas.

CAPÍTULO 2. 1ERA REUNIÓN DE EXPERTOS EN HIDROENERGÍA “POSIBILIDADES DE DESARROLLO HIDROELÉCTRICO EN MÉXICO”



Participación multidisciplinaria para potenciar la generación hidroeléctrica

Del 26 al 28 de noviembre de 2018, en el Colegio de Ingenieros Civiles de México, se llevó a cabo la 1era Reunión de Expertos en Hidroenergía, presidida por el Dr. Felipe Arreguín Cortés, Director General del IMTA, la cual tuvo como objetivo: analizar las posibles soluciones y la perspectiva de desarrollo de la generación hidroeléctrica en nuestro país. El encuentro estuvo organizado en tres mesas de análisis:

- 1er día: “Mesa 1. Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación en diversos Esquemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico”,
- 2do día: “Mesa 2. Seguridad Hídrica, Medio Ambiente y Sociedad”, y,
- 3er día: “Mesa 3. Participación en el MEM, desarrollo de la industria nacional y formación de capacidades”.

Se contó con la asistencia de 60 expertos en hidroenergía tanto de la iniciativa privada, como de instituciones de gobierno, consultores y académicos, técnicos, ambientalistas, sociólogos, expertos del mercado eléctrico y de regulación, planeación, entre otros. Esta conjunción de conocimientos, experiencia y visión tiene la posibilidad de fortalecer el sector de la energía hidroeléctrica en nuestro país.



Figura 6. 1er Día: Mesa 1. Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación en diversos Esquemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico”

Mesa 1. Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación en diversos Esquemas de Aprovechamiento Hidroeléctrico

Presidida por el Dr. Felipe Arreguín Cortés, se contó con la presencia del Mtro. Víctor Javier Bourguett, Gerente del Consultivo Técnico de la CONAGUA; Dr. Humberto Marengo, Investigador y Profesor de la UNAM; Mtro. Javier García de la Merced, Coordinador de Proyectos Hidroeléctricos de la CFE. El Ing. José Manuel Fernández Dávila, Consultor privado; Ing. Próspero Ortega, Consultor de la CFE; Ing. Manuel Castellanos de COMEXHIDRO S. A. DE C. V.; Ing. Juan de Dios Alemán de la Gerencia de Ingeniería Civil de la CFE; Dr. Luis Rendon Pimentel, Consultor Privado en Infraestructura Hidroagrícola; Ing. Jorge Castro, Director de TechnoProject; Mtra. Astrid Juliana Hollands y ; Ing. Gerardo Acuña de la CFE; Mtro. Víctor Morales, Profesor-Investigador de la UdG; Dr. Tomás Salgado, Investigador de ER del CIDESI; Ing. José Fernando Cano, Mtro. Raymundo Padua y Mtro. Alfredo Luna, de CFE; Mtro. Misael Alcaraz y Mtro. Angel Alberto Mendez, de INEEL; Mtro. Mario López, Coordinador Hidrología del IMTA; Mtro. Alberto Güitrón, Subcoordinador de Planeación del IMTA; y Mtra. Ana Palacios, Especialista en Hidroenergía del IMTA.



Figura 7. 1er Día: “Mesa 1. Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación en diversos Esquemas de Aprovechamiento”

Grandes proyectos multipropósitos; el rebombeo como una fuente rentable de energía futura; mantenimiento urgente a centrales; la repotenciación y modernización de centrales existentes; el equipamiento en infraestructura hidroagrícola. Así como la creación de una Comisión Nacional de Infraestructura para definir los mejores proyectos e impulsar el desarrollo hidroeléctrico y las energías limpias en el país.

Mesa 2. Seguridad Hídrica, Medio Ambiente y Sociedad

En esta Mesa participaron la Dra. María Antonieta Gómez Balandra, Especialista en temas medioambientales del IMTA; Mtra. Ninel Escobar Montecinos, de WWF-México; la Antrop. Eva María Bastida Soto, de la CFE; Mtra. Diana Nallely Vázquez, Directora de Programa de Infraestructura de The Nature Conservancy; Mtra. Gema Millán, Especialista en temas sociales del IMTA; Dr. David Ortega Gaucín, Especialista en sequías y cambio climático del IMTA; Mtro. Jorge Arturo Hidalgo Toledo, Coordinador de Comunicación Social del IMTA; Mtro. Ramón Arturo Piña, Especialista en Hidráulica del IMTA; Dr. Luis Alberto Bravo Inclán, Especialista en temas medioambientales del IMTA; Mtro. Víctor Morales Méndez, Profesor-Investigador en la UdG; el Mtro. Misael Alcaraz, Especialista del INEEL; el Mtro. Mario López Pérez, Coordinador Hidrología del IMTA; Mtro. Alberto Güitrón De los Reyes, Subcoordinador de Planeación Hídrica del IMTA; y la Mtra. Ana A. Palacios Fonseca, Especialista en Hidroenergía del IMTA.

Proyectos hidroeléctricos ambientalmente sustentables y socialmente viables. Aplicar las mejores prácticas internacionales. Gobernanza para dar viabilidad a los proyectos.



Figura 8. 2do Día: “Mesa 2. Seguridad Hídrica, Medio Ambiente y Sociedad”

Mesa 3. Participación en el MEM, desarrollo de la industria nacional y formación de capacidades

En esta Mesa participaron el Dr. Edgar G. Mendoza Baldwin, Investigador del Instituto de Ingeniería de la UNAM y Coordinador del CEMIE-Océano; Mtro. Raymundo Padua de la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos de la CFE; Mtro. Víctor Morales Méndez, Profesor-Investigador de la UdG; Mtro. Misael Alcaraz, del INEEL; Mtro. Eduardo Humberto Guerrero, Coordinador de Generación Hidroeléctrica de CFE; el Ing. Jonathan Verazaluce Silva, Director General de Regulación Eléctrica de la CRE; Ing. Gerardo Acuña Soto, de la CFE; Lic. Eduardo Chávez Gutiérrez, Consultor BANOBRAS; Mtro. Alfredo Luna Gonzalez, de la CFE; Mtra. Jessica Susana Rodríguez Aguilar, de la Dirección General de Energías Renovables de la SENER; el Dr. Guillermo Gutiérrez Alcaraz, Consultor en Sistemas Eléctricos y Mercado; Ing. Eduardo José Córdoba y el Ing. Arturo Zamora, de Hydroproject; el Mtro. Leonardo de Jesús Ramos Gutiérrez, de la CFE; y el Mtro. Jorge Arturo Hidalgo Coordinador de Comunicación Social del IMTA; así como el Mtro. Alberto Güitrón De los Reyes, Subcoordinador de Planeación Hídrica del IMTA, y Mtra. Ana Palacios, Especialista en Hidroenergía del IMTA.

Se trataron las posibilidades de financiamiento para nuevos proyectos hidroeléctricos, las reglas del

mercado eléctrico actual las cuales no son favorables para el sector hidroeléctrico, en comparación con otras fuentes limpias, entre otros temas que se mencionan en el Apartado Análisis: “Posibilidades de Desarrollo Hidroeléctrico en México”.



Figura 9. 3er Día “Mesa 3. Participación en el MEM, desarrollo de la industria nacional y formación de capacidades”

Revisión del Marco Legal de la Ley de Transición Energética; Ajuste a las bases del MEM; Alianzas multidisciplinarias para el desarrollo hidroeléctrico mediante investigación y formación de capacidades; Seguridad jurídica en hidroeléctricas; Regulación de permisos otorgados; Disociación de las hidroeléctricas y los problemas políticos.

1era Reunión de Expertos en Hidroenergía “Posibilidades de desarrollo de la generación hidroeléctrica”

Dentro de los temas discutidos y analizados a partir de la “1era Reunión de Expertos en Hidroenergía” se identificaron 21 temas a atender que permiten el desarrollo hidroeléctrico, nacional los cuales se les ha identificado como las “Posibilidades de Desarrollo de la Generación Hidroeléctrica”, las cuales se describen a continuación:

1. Grandes proyectos hidroeléctricos “Multipropósitos”

La realización de proyectos hidroeléctricos debe ser desde una visión holística, que integre las necesidades y características de la cuenca: y el camino a seguir: son los proyectos multipropósito.

Actualmente existen proyectos de grandes presas en el país que se pueden construir, se debe hacer un esfuerzo modificando los criterios de evaluación hacia una fuente de desarrollo socioeconómico de una región y del país. Asimismo, con el costo de oportunidad de una hidroeléctrica ante un fenómeno hidrometeorológico y los sismos, así como la capacidad de regulación y de potencia de la energía hidroeléctrica.

En la nueva planeación existen los grandes proyectos como el Tren Maya, o el proyecto del tren del Istmo de Tehuantepec, por lo que es recomendable poder instalar centrales hidroeléctricas en las zonas de Oaxaca y Veracruz y el Papaloapan para suministrar energía en esas regiones, y de esta manera compaginar la planeación nacional y las inversiones económicas del país. Asimismo, desarrollar beneficios locales como son: hacer participar a la región con un beneficio por kWh; los caminos en lugar de pavimentados que sean con mano de obra local, entre otros.

También buscar una inversión diferenciada con un uso multipropósito como: agua potable, generación, riego, etc., con la participación de otras instancias, para el desarrollo turístico, de la infraestructura, del manejo del agua y de desarrollo de las comunidades.

2. El rebombear como una fuente rentable de almacenamiento de energía futura

Una opción de almacenamiento de energía es el rebombear, ya que es energía rentable, el costo actual en el MEM es de 120 dólares el kWh en punta, y la expectativa⁴ es que en el 2023 esto costará 55 dólares

4. Disrupción limpia de la energía y el transporte. Tony Seba. <https://tonyseba.com/portfolio-item/disrupcion-limpia-de-la-energia-y-el-transporte/>

el kWh, lo que significa un enorme decrecimiento en el costo.

Una ventaja importante en el rebombear es la Regulación de Frecuencia, lo que podría coadyuvar la operación del CENACE y el ingreso de fuentes intermitentes. En otros países integran hidroeléctricas y sistemas de almacenamiento por bombeo que trabajan en corto circuito hidráulico por el tiempo que se requiere la regulación en la red. Se deben encontrar esas posibilidades de regulación para cada zona del país, estimando los costos de compensación. Asimismo, es recomendable hacerlos en infraestructura hidráulica construida, como embalses existentes.

3. Mantenimiento urgente a centrales hidroeléctricas

Dada la vida útil de este tipo de instalaciones, que puede superar los 100 años en sus obras civiles y 50 años en sus equipos electromecánicos, la obsolescencia de los equipos ocasiona que se operen a bajas eficiencias, ya sea por su diseño original o por las pérdidas de eficiencia acumuladas durante su vida de servicio. Actualmente, se cuenta con 101 presas de generación tanto de CFE como de privados, entre grandes y pequeñas (menores a 30 MW) de capacidad instalada. Se identifican 54 presas con más de 50 años de operación¹.

En países como Brasil se tienen programas para revisar 27 mil presas que tienen condiciones deficientes de

mantenimiento. En México no se han implementado recursos para llevar a cabo el mantenimiento de sus presas, tampoco por parte de los privados.

Se requiere entonces un gran esfuerzo e inversión en dicho mantenimiento, ya que se tienen presas en condiciones muy críticas de azolvamiento, como es la Presa de El Caracol, en el río Balsas, que se encuentra a 3 o 4 años de que se forme una presa natural y que separe el cauce en dos embalses. Se deben conocer las condiciones actuales, cuáles fueron los criterios de diseño originales y cuáles son los actuales, realizar una reingeniería.

4. Las hidroeléctricas como solución en el Mercado de Balance de Potencia

El PRODESEN 2018-2032, establece las políticas de desarrollo del sector eléctrico, de incrementar 2213 MW de capacidad instalada⁵. Sin embargo, los desarrollos no están tomando en cuenta el Mercado de Balance de Potencia, el cual establece:

El Mercado para el Balance de Potencia es un Mercado anual y ex -post, que tiene como objeto facilitar a los Participantes del Mercado el comprar o vender

5. Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2018-2032. Tabla 4.5.2. Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología (pag 76).

Potencia que requieran para cubrir los desbalances que existan entre sus requisitos de Potencia y las cantidades registradas en sus Transacciones Bilaterales de Potencia. El propósito de este Mercado es, establecer señales de precio que respondan a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el SEN, los cuales fomentarán una demanda adecuada para contratar Potencia a mediano y largo plazo, incentivando el desarrollo de nueva capacidad de generación para el SEN y satisfacer la demanda eléctrica⁶.

Actualmente la generación es balanceada con recursos fósiles. Sin embargo, la generación hidroeléctrica tiene la capacidad de dar la potencia requerida en el sistema. Se puede invertir en proyectos pequeños de baja carga, eficientes y con capacidad de abatir costos, es decir, menor costo nivelado. Asimismo, se remunera el costo de la energía solamente con el valor de mercado de la energía y se olvidan del factor de potencia, el cual es nivelado con con gas mediante ciclos combinados.

También hay un planteamiento de anexas 36,705 MW en total con Energías Limpias⁷, de los cuales 14,819 MW son eólicos, que no reflejan los costos y las inversiones en infraestructura de transmisión.

6. Mercado para el Balance de Potencia. CENACE. <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/MercadoBalancePotencia.aspx>

7. PRODESEN 2018-2032. Tabla 4.5.2 Evolución de las adiciones de capacidad por tecnología 2018-2032. Página 76.

5. Participación privada y nacional en nuevos proyectos

Es fundamental la participación privada en el desarrollo de nuevos proyectos. Durante el último sexenio no se ha construido ninguna hidroeléctrica por parte del gobierno, lo que se refleja en un desmantelamiento institucional, que repercute además en inversión de mantenimiento.

Asimismo, los parques solares que están asignados y se van a desarrollar, que son 11,413 MW adicionales, se pueden dar casos de pérdida de potencia hasta del 30% por cuestiones climáticas, en esos casos es la CFE quien proporciona la potencia requerida, por lo que es importante que se requiera que los privados aporten esa potencia adicional.

6. Repotenciación de centrales

La Repotenciación no solo depende de aumentar la capacidad instalada, sino de revisar y actualizar la hidrología de la cuenca. Primero llegar a las condiciones de diseño y después como aprovechar esa misma infraestructura para incrementar si es posible, la potencia instalada pero fundamentalmente la generación. También sobre-elevar varias presas lo que requiere estudiar la posibilidad de subirlas entre el nivel NAMO y el NAME, esto conlleva un análisis de la operación y cambiar las políticas de manejo de agua a pie de presas.

Actualmente se ha estado revisando las centrales que son factibles modernizar, donde se puedan hacer los mayores ahorros, por la infraestructura existente, estudios ya existentes, geológicos, geotécnicos, ambientales, y donde los problemas sociales ya se tengan resueltos.

Un proyecto de ampliación puede ser atractivo como inversión para una empresa, puede costar 350 a 500 mil dólares por MWh, en lugar de 1mdd por MW, lo cual lo hace atractivo a comparación de otras tecnologías.

Actualmente de los 12 500 MW instalados, son 11 mil de grandes hidroeléctricas y para ver la situación de estas se deben implementar programas de monitoreo mediante la instrumentación, la medición de gastos, la eficiencia de las máquinas. El mantenimiento permite mantener las características de diseño. Asimismo, considerar las ganancias que se van a tener con la modernización para determinar la rentabilidad de cada uno de los proyectos, por lo que resulta importante implementar la medición de las variables hidráulicas y energéticas.

7. Fabricación nacional de turbinas y componentes

Un esfuerzo muy importante también es fabricar turbinas en México, como ya se han realizado en

el pasado con TEISA S.A. y Turalmex con Nacional Financiera. Sin embargo, hoy en día absorbidas por las empresas de Austria ANDRITZ HYDRO-Morelia y General Electric a Turalmex.

Debe de haber una estrategia de construcción como minihidroeléctricas y a las cuales se pueda proveer de turbinas con fabricación nacional, pero incentivando el mercado para esa fabricación.

8. Equipamiento en Infraestructura hidroagrícola

Otro de los esquemas de aprovechamiento hidroeléctrico que puede ofrecer grandes ventajas consiste en el equipamiento de instalaciones no concebidas originalmente para la generación de energía eléctrica, como son: presas de almacenamiento, derivadoras, canales de riego, acueductos, plantas de tratamiento, obras de regulación, entre otras, respetando las necesidades actuales en los usos del agua y sin afectar el entorno económico, social y ambiental. Existen posibilidades en los 86 Distritos de Riego (DR), donde ya se cuenta con infraestructura hidráulica como es la obra de toma, de los cuales 54 DR tienen posibilidad de equipamiento.

Se identifican 362 estructuras viables, que cuentan con obra de toma y caudal de riego posible para los

rangos de pequeña a micro generación. La suma del potencial identificado en esas estructuras es de 484.41 MW y 1,697 GWh de generación anual⁸.

Los actores son las pequeñas empresas o microindustrias, y mediante cooperativas de usuarios, y en un esquema de autoabastecimiento con inversionistas privados de operación de la energía y el mercado. Es un Trinomio Agua-Energía-Alimentación, donde se tiene la infraestructura, los permisos, la concesión, los usuarios, los consumidores o centros de carga, la conexión a la red de distribución o transmisión, etc. Se debe dar certeza al inversionista y protección a quien, de autorización de estas estructuras a utilizar, para que ambos tengan beneficios.

9. Regulación de permisos otorgados

Es importante revisar la cantidad de permisos que ha dado la CRE y CONAGUA, de los cuales muy poco se ha construido. Se observa una gran cantidad de permisos otorgados por la CRE a partir de 1992, y que rondan de 1 a 5 mdd, el cual incluye la construcción de la obra hidráulica más la ocupación de la zona federal. Se requiere entonces que aquellos que obtuvieron dichos permisos los lleven a cabo. Asimismo, hacer un ordenamiento de dichos contratos con la CRE y con CONAGUA.

8. Sistema de Seguridad de Presas (SISP) de la CONAGUA.

10. Comisión Nacional de Infraestructura

Se propone la creación de una Comisión Nacional de Infraestructura, que revise la planeación de todo tipo de obras como saneamiento, caminos, aprovechamiento de agua para generación, etc., mediante comités técnicos de expertos por temática. Definir los actores que van a dirigir el desarrollo del sector hidroeléctrico, de acuerdo a lo que le compete a cada institución. Demostrar la importancia de las hidroeléctricas en un ámbito que no solo corresponde a la generación eléctrica sino también a control de avenidas, alimentación, seguridad energética, soberanía energética, seguridad hídrica, y así, definir la política energética del país, donde se fortalezca la utilidad de las hidroeléctricas.

Un comité técnico de desarrollo sustentable de cuencas para tomar decisiones técnicas sobre el desarrollo integral de grandes proyectos de infraestructura de largo plazo y que puedan ayudar a la base de las políticas públicas.

11. Disociación de las hidroeléctricas y los problemas políticos

Un gran problema actual que redundo en problemas sociales de las hidroeléctricas es el manejo político inadecuado. Ejemplo de ello es el caso de Chicoasén

ya que no es un problema técnico ni social generado por la hidroeléctrica. Otro caso es el caso de Parota, donde grupos de poder no permiten la penetración en esas regiones.

En ese sentido se deben disociar los problemas políticos con los proyectos y sus impactos propios, buscar promover el desarrollo de esta fuente de generación, sin contraponernos a las tendencias tecnológicas como es la energía solar.

12. Optimización de políticas energéticas

Las políticas de operación actuales le han hecho perder una gran capacidad de generación a las presas. Es necesario atender el problema del nivel de las presas y la seguridad en avenidas contra generación junto con un análisis económico.

Optimizar el manejo de los vertedores y obras de toma construidas y las que se propongan construir, sin que se ponga en riesgo la infraestructura ante el control de avenidas y que se genere al máximo la energía, con modelos de optimización de manejo de presas, análisis estocástico y programación dinámica para lograr la optimización para riego y producción de energía eléctrica y adaptándose a los actuales efectos del cambio climático. Asimismo, compaginar con otros grandes proyectos, como la ampliación del puerto Lázaro Cárdenas en terrenos donde está la descarga de la Presa Villita.

13. Seguridad jurídica en hidroeléctricas

Uno de los principales retos en México de la hidroelectricidad y la industria eléctrica es la seguridad jurídica para detonar inversiones. Los grandes proyectos hidroeléctricos en México son muy importantes para el SEN seguido de las hidroeléctricas de tamaño mediano.

La ley permite la concesión de aguas mediante un proyecto ejecutivo y tres permisos: zona federal, concesión de agua y construcción de obras hidráulicas. Asimismo, la CRE pide la concesión del agua por CONAGUA. Sin embargo, existen permisos sin posibilidad de construcción, ya que el que tiene el permiso de agua puede invalidar la construcción.

14. Alianzas multidisciplinarias para el desarrollo hidroeléctrico mediante investigación y formación de capacidades

La instalación de capacidad adicional de generación hidroeléctrica continuará enfrentando desafíos sustanciales y un crecimiento muy limitado si no se instrumentan cambios relevantes en el aspecto tecnológico y enfoques que puedan equilibrar con

éxito múltiples propósitos, como son la producción de energía, la gestión del agua, la protección del medio ambiente y la socialización de los proyectos, entre otras acciones prioritarias.

Implementar estas acciones requiere la colaboración de grupos multidisciplinarios dentro de la academia, institutos de ID+i, iniciativa privada y el sector gubernamental, además de que sus resultados se vean reflejados en las políticas nacionales.

El Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA) conjuntamente con el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) están impulsando la creación de un Centro Mexicano de Innovación de Energía Hidroeléctrica (CEMIE-Hidro) y han llevado a cabo durante los últimos años diversas acciones acerca de los retos y oportunidades que tiene el Desarrollo de la Generación Hidroeléctrica en nuestro país.

Asimismo, se requiere impulsar nuevos planes de estudio o de especialidad en energía hidroeléctrica, como la seguridad de presas, y otras áreas afines de especialidad. Se debe unir a las universidades y centros de investigación, para conjuntamente buscar un portafolio de negocios entre estudios de disponibilidad de agua, su uso y las probabilidades de venta de energía.

15. Sistemas de generación híbridos “Fotovoltaico-Hidroeléctrico” como alternativa rentable y viable

Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas y siendo favorable tanto ambiental como social. Una aplicación es la generación fotovoltaica-hidroeléctrica, utilizando los paramentos secos de las cortinas y los embalses.

México recibe hasta un 70% más irradiación que otros países con grandes desarrollos de aprovechamiento solar. Cerca del 90% del territorio presenta una irradiación de 5 kWh/m² a 6.6 kWh/m², lo que hace viable la utilización de sistemas fotovoltaicos. En un estudio reciente se identificó un potencial instalable en embalses de 18,422 MW y una generación de 40,346 GWh de generación anual. Asimismo, un potencial instalable en cortinas de 1,730 MW y una generación anual de 3,793 GWh, (ver en siguiente capítulo). Otra posibilidad son los proyectos cerca del mar con alta radiación solar y los rebombeos.

16. Proyectos hidroeléctricos ambientalmente sustentables y socialmente viables

Los proyectos hidroeléctricos tienen que trabajarse con la sociedad para llegar a ser parte de regulaciones o prácticas que la sociedad acepte. La sustentabilidad, además de incluir el impacto ambiental, caudal ecológico, deben integrar la seguridad hídrica.

De acuerdo con estadísticas el agua renovable del país es de 3000 m³/hab/día, lo cual da un parámetro de la cantidad de agua que hay y que no se aprovecha, esta pasa por los ríos y desemboca en el mar. Se requiere fomentar y normalizar los trabajos ambientales existentes, pero con las particularidades de cada proyecto y aprovechar las experiencias para establecer guías y criterios con la situación específica de cada cuenca y su sociedad. La construcción de presas resulta un hecho inevitable para cubrir la necesidad de agua.

Dentro de los retos sociales se encuentra que existe una complejidad de actores, ONG's internacionales, etc. En muchas ocasiones no es un problema social local sino de actores ajenos a la zona y los

proyectos. Los residentes locales se hacen parte del proyecto, esas son ventajas que se deben impulsar en los proyectos. Mediante una participación social importante que represente a las comunidades y las personas que abarca se puede planificar de una manera real y objetiva.

Asimismo, restringir los parámetros que intervienen en el ciclo del agua, como el crecimiento de la población, o el uso de suelo y acompañar cada acción con un componente social. También el diseño de sistemas justos para la distribución de los beneficios de los proyectos; y establecer un marco de análisis y manejo de conflictos.

17. Aplicar las mejores prácticas socioambientales

La evaluación ambiental estratégica puede mejorar la planeación y el desarrollo de los proyectos. Se requiere un mapa que conjunte las áreas naturales protegidas, federales, estatales; los *hotspots* de biodiversidad; los centros ceremoniales de los pueblos indígenas; la concentración de la población más vulnerable.

La ONU en el año 2001 publicó un documento llamado *Dams and development*⁹, con cinco puntos

9. Dams and development: A new framework for decision-making. Overview of the report by the World Commission on Dams. December 2001. https://www.internationalrivers.org/sites/default/files/attached-files/world_commission_on_dams_final_report.pdf

importantes en lo que las presas podían mejorar; uno de ellos, compartir los beneficios. Aunque existen metodologías y protocolos de acción a nivel internacional, el problema es cómo implementarlos de manera efectiva, con la negociación y la generación de acuerdos donde todos salgan beneficiados. Se requiere el establecimiento normativo y adaptativo a los proyectos y los tiempos mediante un “Protocolo para la evaluación de la sustentabilidad de proyectos hidroeléctricos”, tomando como base las recomendaciones internacionales y las experiencias, es el caso de la publicación de la IHA de su “Protocolo de Sustentabilidad”¹⁰. Adaptar e implementar gradualmente en nuestro país esas experiencias, tal es el caso del documento “*Better Hydro: Compendium of Case Studies 2017*”¹¹. Asimismo, analizar el impacto y las dificultades en la aplicación de sus protocolos. Un gran caso de éxito es el que se realizó con Itaipú con la colaboración de dos países, Brasil y Paraguay¹².

10. Hydropower Sustainability Assessment Protocol. IHA. <http://www.hydrosustainability.org/>

11. Better Hydro: Compendium of Case Studies 2017. <https://www.hydropower.org/better-hydro-compendium-of-case-studies-2017>

12. Topic Case Study 18: Project-affected communities: Itaipu, Brazil-Paraguay. Pag 50. https://www.hydropower.org/sites/default/files/publications-docs/Better%20Hydro%20compendium%20of%20case%20studies%202017%20final_updated%20Oct17.pdf

18. Gobernanza para dar viabilidad a los proyectos hidroeléctricos

Algunos elementos que aportan a la gobernanza es la viabilidad de proyectos asociados a la gestión energética y del agua. Se debe trabajar en transparentar y fortalecer los esquemas de gobernanza actuales, sobre todo en las disponibilidades de agua, los títulos de concesiones, la información disponible a los consejos de cuenca, los esquemas de toma de decisiones y la comunicación de esas decisiones a la sociedad. Asimismo, la toma de decisiones mediante procesos abiertos de comunicación y socialización, para reducir los conflictos y facilitar la apropiación de los proyectos por parte de la ciudadanía. Los consejos de cuenca bien fortalecidos, abonan al desarrollo regional, ya que se encuentran integrados por los usuarios y que puede incluir la generación de energía hidroeléctrica.

19. Revisión al Marco Legal de la Ley de Transición Energética

Se requiere una revisión a la definición de energías limpias que se menciona en la Ley de Transición Energética (LTE), en su artículo 3, Fracción XII, inciso c: “*El movimiento del agua en cauces naturales o en aquellos artificiales con embalses ya existentes, con*

sistemas de generación de capacidad menor o igual a 30 MW o una densidad de potencia, definida como la relación entre capacidad de generación y superficie del embalse, superior a 10 watts/m²¹³.

Sin embargo, en la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 3, fracción XII, inciso h, establece que: “Energías Limpias: son aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes: ... h) La energía proveniente de centrales hidroeléctricas”¹⁴.

En la LTE considera un criterio que tuvo en la “Convención Marco de Naciones Unidas con respecto al Cambio Climático”. Sin embargo, se rectificó en 2006 que una densidad de potencia mayor a 10 watt/m², presentaban emisiones de GEI que podían ser despreciables y por lo tanto se consideraba como un embalse limpio. Asimismo, a todas aquellas hidroeléctricas mayores a 4watt/m² y menores o iguales a 10 watt/m² se les considera un factor de emisión GEI de 90 gr., de dióxido de carbono por kW/h. Por lo tanto, todas las tecnologías serán limpias siempre y cuando cumplan con una emisión de 100 gr de dióxido de carbono por kW/h producido, es decir,

13. Ley de Transición Energética. <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>

14. Ley de la Industria Eléctrica. Energías Limpias: Hidroeléctricas http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf

aplica a cualquier embalse. Se recomienda la revisión de las condiciones de emisión de GEI, mediante herramientas como la publicada por IHA, llamada G-res (GHG Reservoir)¹⁵, En algunos ejercicios se encontró que todos los embalses maduros (mayores a 2 años, desde su llenado) son embalses limpios ya que no producen emisión de GEI. Se requiere se haga una corrección a los criterios para considerar a los embalses limpios, buscando una alineación y congruencia con los lineamientos internacionales.

20. Ajuste en las Bases del MEM

En las Bases del Mercado Eléctrico la iniciativa privada hace la inversión y la pone en manos del CENACE que es el operador independiente y determina cuando entra y cuando no, este lo establece mediante las bases de mercado, sin ver la rentabilidad propia de cada central sino el mayor beneficio económico de la renta al país.

Por otro lado, las Bases del Mercado hacen ver a las energías eólica y solar como súper competitivas, debido a los precios de instalación muy bajos, pero su generación solo aplica en ciertos momentos. Sin embargo, la generación firme es un valor que no está considerado en las bases del mercado. La energía intermitente requiere bancos de baterías o un medio

15. G-res Tool. IHA-UNESCO. <https://www.hydropower.org/gres>

de almacenamiento para entregar a la red generación en firme por determinado tiempo, eso entonces podría equiparar sus precios bajos con los precios reales de la generación de energía hidroeléctrica. La regulación primaria y la generación firme no están siendo reconocidos en las Bases del Mercado. Asimismo, en las reglas, no existe una regulación terciaria, esta es considerada cuando empieza a participar en la red una intermitencia, es decir, la caída súbita o incremento súbito de una energía que entra por luz solar o caída de luz solar requiere un seguimiento. El sistema tendría de estar preparado para dejar de generar instantáneamente lo que la energía solar va a suministrar en ese momento y viceversa.

México tiene planeado llegar a 12 000 MW de capacidad instalada por lo que debe empezar a pensar en esa regulación terciaria y la única energía limpia que brindará ese servicio será la hidroeléctrica. Los almacenamientos por bombeo pueden dar solución regional pero no a la red troncal de transmisión. Es importante valorar la regulación y red física, la parte comercial y la parte técnica, con tarifas accesibles y competitivas.

Las bases de mercado no obligan a las intermitentes que se conviertan en firmes porque entonces se perdería los portafolios de renovables. Lo que va a pasar es que todas las intermitentes deberán ser compradas en el Mercado del día en adelante, ninguna en el mercado de tiempo real. Es por eso que se tiene que tener un valor diferente la generación firme contra el intermitente.

La CRE tiene la posibilidad en conjunto con SENER para hacer una propuesta integrada donde se consideren esos cambios para cumplir las metas de generación. Asimismo, las posibilidades de obtener la información para regular y calibrar los modelos de operación para verificar el funcionamiento, generar una base de datos para el análisis de operación del sistema y la optimización de los recursos, así como la rentabilidad de los proyectos.

21. Nuevos esquemas de financiamiento

El agua es más que electricidad, el agua es vida, se debe pensar holísticamente, con proyectos multipropósito, donde se consideren soluciones ambientales, sociales, económicas a la región, de seguridad hídrica, etc., y además energía eléctrica. De esa manera se puede pasar de financiamientos de 20 años a plazos de 40 años o mayores, es decir la inversión privada en 20 años y la inversión pública a 100 años, de esa manera se pueden resolver los problemas que el mercado no puede. Se tendría una visión a largo plazo que converjan de 20 en 20 años, donde en los primeros 20

años se demuestra la rentabilidad, con un esquema seguro, cierto y con flujos de efectivo constantes, donde la iniciativa privada va a recuperar un quinto de la inversión y se interesaría por seguir invirtiendo los siguientes 20 años.

Asimismo, aprovechar las zonas económicas especiales, por ejemplo, el sureste, invertir capital, incentivos fiscales, incentivos locales para que en lugares donde no hay desarrollo se detone la actividad económica.

De la misma forma se puede pensar en una cuenca económica especial, con una planeación a 100 años, priorizando acciones a nivel de cuenca y regiones económicas especiales. Se deben realizar estudios de rentabilidad y financiamiento de estudios de desarrollo, hacia una lógica de sostenibilidad económica en el corto plazo.

Conclusiones

A través de la participación multidisciplinaria, como fue la 1era Reunión de Expertos en Hidroenergía (noviembre de 2018), se hizo un llamado no solo de

afrontar los retos al cambio climático sino al desarrollo del país generando energía limpia y potenciando la generación hidroeléctrica con un sentido de responsabilidad social, ambiental, de rentabilidad y de desarrollo tecnológico e innovación.

Como resultado de esa reunión se obtuvo un listado de las “Posibilidades de Desarrollo de la Generación Hidroeléctrica en México”, en el que se establecen oportunidades para el desarrollo de la generación hidroeléctrica dentro del trinomio agua-energía-alimentación.

Un camino para lograrlo es la creación del CEMIE-Hidro el cual da solución a los problemas y retos más importantes y actuales de la generación hidroeléctrica en nuestro país, como un mecanismo de fortalecimiento del desarrollo hidroeléctrico nacional, incentivando proyectos y herramientas tecnológicas, mediante el uso sostenible del agua y la energía, su gobernanza y asegurando su participación en el mercado eléctrico.



CAPÍTULO 3. METODOLOGÍAS PARA DETERMINAR POTENCIAL HIDROELÉCTRICO: CASOS DE ÉXITO



Introducción

La creciente demanda de energía, especialmente de fuentes renovables y sostenibles, estimula el desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas y fomenta la inversión en nuevos estudios, los cuales conllevan grandes incertidumbres sobre la factibilidad técnica, económica y ambiental del potencial desarrollado.

El conocimiento del potencial hidroeléctrico es fundamental para el Gobierno, los inversionistas y la sociedad. En la gestión sostenible del medio ambiente y los recursos naturales; la planeación de la matriz energética y de las redes eléctricas; así como para otorgar racionalmente concesiones y permisos para el aprovechamiento del agua, el territorio y la infraestructura.

Actualmente no se cuenta con estudios integrales del Potencial hidroeléctrico de las cuencas de México que incluya todos los rangos de capacidad y para los diversos esquemas de aprovechamiento. Tampoco se ha identificado cuántos sitios potenciales existen, dónde se localizan, cuáles serían sus características y su viabilidad, así como la suma de su potencial.

Se conoce parcialmente el Potencial hidroeléctrico a través de las evaluaciones de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) enfocadas en grandes centrales principalmente; así como a través de los estudios regionales de algunas cuencas realizados por otras entidades.

Asimismo, no existe una metodología para identificar sitios con potencial minihidroeléctrico o el desarrollo de un proyecto de este tipo en cauces naturales o en infraestructura hidroagrícola considerando los aspectos sociales, ambientales, energéticos, de cambio climático, y del uso eficiente del agua.

A través del acercamiento que se ha tenido con la *International Hydropower Association* (IHA) se han identificado algunos estudios del desarrollo metodológico para la identificación del Potencial Hidroeléctrico considerando diversos aspectos técnicos, sociales y ambientales fundamentales, utilizando herramientas que disminuyen los tiempos de cálculo hidráulico e hidrológico de las zonas de estudio.

A continuación, se muestran algunos de esos estudios como casos de éxito.

Aplicación del Sistema de Información Geográfica (SIG) en la evaluación de recursos de energía hidroeléctrica: un estudio de caso en Misamis occidental, Filipinas, (2017)¹⁶

16. Rovick P. Tarife, et al., Application of GIS in Hydropower Resource Assessment: A Case Study in Misamis Occidental, Philippines. *International Journal of Environment Science and Development*. July, 2017

Debido a la creciente demanda de energía y a las preocupaciones sobre los efectos del cambio climático, el interés por fuentes renovables de generación de energía va en aumento. Un caso interesante es en Filipinas, donde la energía hidroeléctrica aporta 13.31% de las necesidades energéticas del país, siendo la principal fuente de energía renovable. Para el 2030 el sector energía del país tiene la meta de triplicar su capacidad instalada en energías renovables, es por ello que hay una gran necesidad de asegurar la disponibilidad de recursos espacialmente.

La identificación de un sitio adecuado para un desarrollo hidroeléctrico a pequeña escala requiere un estudio detallado por un equipo de especialistas. El estudio se enfoca en el uso de SIG's para la identificación y clasificación de los sitios con potencial teórico de generación hidroeléctrica en Misamis Occidental, al norte de Mindano en Filipinas.

Asimismo, se da prioridad a los proyectos a filo del agua, por diversas razones: la baja inversión, son en pequeñas áreas, una planeación menor y los tiempos de construcción menores, utilizando mano de obra local, materiales, y costos de generación menores comparados con los grandes proyectos. En años recientes han emergido como proyectos más viables. Estos proyectos a filo del agua producen energía mediante una derivación a través de una canal y una tubería a presión que llega a los generadores. Dichos proyectos se clasifican como de baja carga y alta carga.

Metodología

- a. *Área de estudio.* Misamis Occidental se encuentra cerca de la estrecha franja de tierra que une el noroeste de Mindanao con la parte norte central de la isla, y cuenta con una superficie total de 2,055.22 km² Figura 10.



Figura 10. Zona de estudio.

- b. *Análisis de descarga.* Se construyó el modelo hidrológico utilizando la herramienta de evaluación de aguas y suelos (SWAT, por sus siglas en inglés), para estimar el caudal a lo largo de los ríos, utilizando datos pre-procesados del modelo digital de elevaciones (DEM, por sus siglas en inglés), red de corriente, mapa de uso de suelo, datos meteorológicos, entre otros. Se utilizó ArcSWAT, una extensión ArcGIS® y una interface de entrada gráfica para SWAT, utilizada para construir el modelo

hidrológico. El modelo, el cual tiene un Radar de Apertura Sintética (SAR, en inglés) de 10m, derivada del Modelo Digital de Elevaciones (DEM en inglés), el cual fue reacondicionado hidrológicamente y utilizado para delinear la cuenca y su sistema de corrientes.

- c. *Algoritmo optimizado para la determinación de la caída de agua.* La caída de agua es la diferencia de elevación entre la entrada de la tubería y la turbina. Se utilizó el algoritmo desarrollado por D. Bergstrom and C. Malmros el cual identifica las diferencias de elevaciones que cumplen los criterios particulares. El algoritmo se diseñó en Python utilizando LiDAR y después se mejoraron los tiempos de procesamiento con MSU-IIT Phil-LiDAR 2 REMap.
- d. *Cálculo del potencial y clasificación.* Con ArcGis se calculó el potencial teórico y se almacenó la información para cada ubicación. Los sitios potenciales identificados se clasificaron de acuerdo con su capacidad de generación Tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de las hidroeléctricas de acuerdo a su capacidad de generación

Tipo de Hidroeléctrica	Capacidad de Generación
Grande	100 MW
Mediana	25 – 100 MW
Pequeña	1 – 25 MW
Mini	100 kW – 1 MW
Micro	5 – 100 kW
Pico	< 5 kW
Schpoiná	Chiapas

Resultados y Conclusiones

Delimitación de la cuenca y los tramos del río

Las cuencas se delinearón utilizando MDE derivado del SAR con una rejilla de 10 m de resolución. El límite de la cuenca tiene un área aproximada de 146,507 ha (1,465 km²) y un perímetro de 407.49 km. Hay cuatro ríos principales en el área y 576 escurrimientos.

Potencial hidroeléctrico

El algoritmo identificó 7,592 sitios iniciales con alturas entre 20 y 93.16 metros (Figura 11), de los cuales se filtraron alrededor del 85% por tener un valor de descarga 0. De los 1,103 sitios restantes se obtuvieron potenciales teóricos entre 0.6 y 73.3 Kw.

Sitios de potencial hidroeléctrico reclasificados

Los sitios identificados se reclasificaron según su capacidad de generación. Los resultados muestran que las plantas micro son las dominantes con 62% del total de los sitios, con 680 sitios identificados (Figura 12).

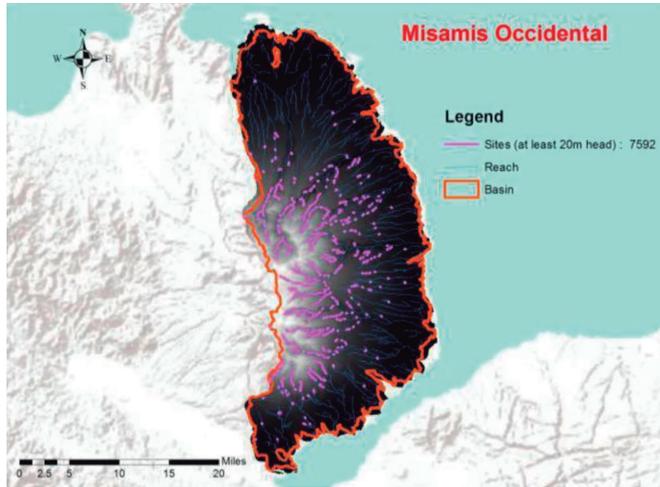


Figura 11. Sitios en Misamis con al menos 20m de carga.

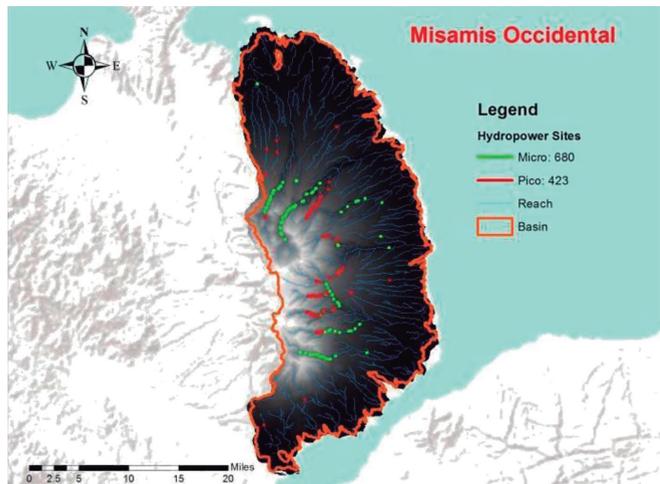


Figura 12. Reclasificación de los sitios con potencial.

Mapeo mediante SIG de recursos hidroeléctricos y escenarios de cambio climático para la región de la Comunidad Económica de Estados de África Occidental, (ECOWAS, en inglés) - Informe Técnico sobre las Metodologías y Aprendizaje adquirido por los Países de ECOWAS, (2016)¹⁷

Introducción

Los países que integran la Comunidad Económica de los países del Oeste de África (ECOWAS, en inglés) enfrentan una constante escasez del suministro de energía eléctrica, a pesar de que teóricamente el desarrollo de la energía hidroeléctrica, sobre todo en plantas de pequeña escala, es grande; 40 sitios en desarrollo o modernización. El centro ECOWAS de Energía Renovable y Eficiencia Energética (ECREEE

en inglés) desarrolló el “Programa de Energía Hidroeléctrica de Pequeña Escala de ECOWAS”, que consistía en la implementación de un mapeo de recursos hidroeléctricos mediante el uso de sistemas de información geográfica (SIG).

De dicho programa se obtuvo una evaluación completa de los recursos hídricos y el cálculo de los potenciales hidroeléctricos, así como el posible impacto en el cambio climático en el occidente de África.

Los principales productos del mapeo incluyeron:

- *Capa de red fluvial*: Capa de líneas que muestra aproximadamente 500,000 ríos con atributos como nombre, potencial hidroeléctrico, elevación al inicio y al final de su longitud, descarga media anual, descarga media mensual, etc.
- *Capa de subcuencas*: Capa de áreas que muestra aproximadamente 1,000 subcuencas con un tamaño de 3,000 km² cada una aproximadamente.

Para cada uno de los 14 países se prepararon reportes de los resultados y sus capas de SIGs: Clima, Hidrología. Potencial Hidroeléctrico y Cambio Climático. Adicionalmente se incluyeron las siguientes capas: Datos de los recursos, Metodología, Resumen de Resultados, Evaluación de la exactitud de los resultados, Recomendaciones. Asimismo, se produjeron diferentes capas de datos: capa que muestra las plantas existentes, las zonas climáticas, Mapeo de los recursos hidroeléctricos (red de ríos y subcuencas), Capa de los reportes por país y Escenarios Climáticos.

17. GIS Hydropower Resource Mapping and Climate Change Scenarios for the ECOWAS Region. Technical Report on Methodology and Lessons Learnt for ECOWAS Countries. ECOWAS Centre for Renewable Energy and Energy Efficiency. www.ecreee.org

La clasificación de las plantas hidroeléctricas se define:

- Pico/micro/mini HPP: Capacidad instalada < 1 MW
- Pequeñas HPP: Capacidad instalada 1-30 MW
- Mediana/Grande HPP: Capacidad instalada > 30 MW

Instalaciones hidroeléctricas existentes

Consiste en preparar una capa que muestre la ubicación y los metadatos de las centrales hidroeléctricas existentes para identificar los tramos de río en los que ya se utiliza el potencial hidroeléctrico. Como fuente de información se utilizaron datos obtenidos de varias organizaciones como: ECREE, GrandD, Aquastat, International Journal on Hydropower & Dams: Water Storage and Hydropower Development for África (2015), JICA data for Nigeria Master Plan, Small Hydropower News, World Small HPP Development Report 2013, imágenes satelitales, búsquedas en internet, entre otras más. Y se siguió la siguiente metodología:

- Se creó una lista con los datos conglomerados sobre las plantas hidroeléctricas existentes
- Se revisó y actualizó la referencia geográfica de cada planta hidroeléctrica mediante imágenes satelitales.
- Se actualizó la lista inicial de instalaciones existentes con las ubicaciones revisadas.

Algunas de las conclusiones sobre este tema son:

- Hay un número considerable de centrales hidroeléctricas pequeñas, medianas y grandes (91 plantas, de las cuales 24 son grandes, 17 medianas y 50 pequeñas). De las 91, hay 56 operando y 35 bajo modernización, casi no existen plantas mini/micro con una producción menor a 1 MW,
- Algunas de las plantas hidroeléctricas pequeñas existentes son multipropósitos: combinan el riego (uso principal) y la energía hidroeléctrica (uso secundario). Además de que algunas están instaladas en ríos grandes, pero solo usan una pequeña porción de la descarga total.

Zonas Climáticas

Se hizo una capa con la distribución espacial de las zonas climáticas, incluyendo, lluvias, temperatura del aire, evapotranspiración y balance climático.

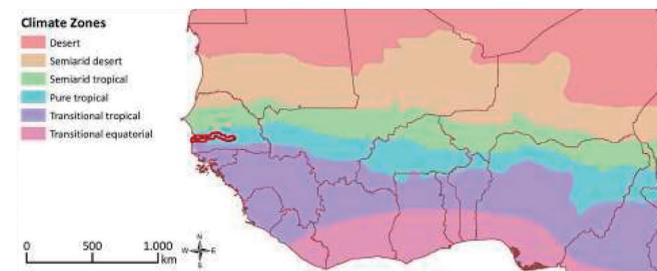


Figura 13. Layer D1 Zonas Climáticas.

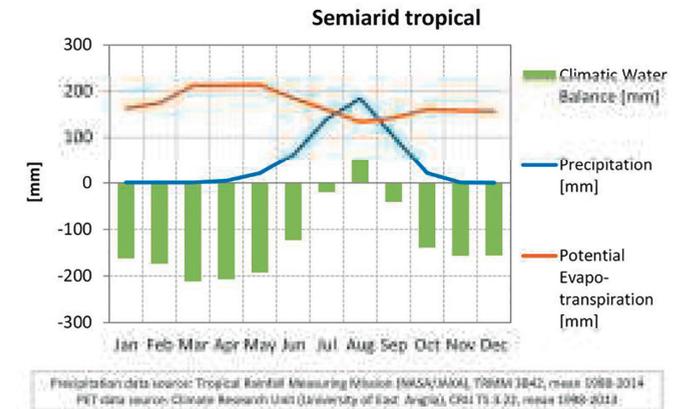


Figura 14. Balance hídrico (Lluvia – ET) en la zona "Semiárida tropical".

Metodologías del mapeo de recursos hidroeléctricos

Se refiere a una evaluación completa y exhaustiva de los recursos hídricos y el cálculo de los potenciales hidroeléctricos en el occidente de África, por lo que se crearán capas en SIG de la red fluvial y de las subcuencas hidrográficas.

Se utilizaron diversas fuentes de datos para este estudio:

- MDE y productos derivados (Hydrosheds, Aster)
- Datos hidrometeorológicos (TRMM, GPCC, RFE, CRU, Climwat, H2O) y otros de descarga observados (GRDC, JICA, VBA, NBA, OMVS, LHS, MoEP)

- Fuentes adicionales incluyen: SIEREM, mapas impresos y en línea, Atlas de suelos de África, mapas de uso de suelo, imágenes satelitales de Google Earth.
- Para la creación de la red fluvial fue el conjunto de datos Hydrosheds (Lehner et al, 2008). Una comparación de los mapas de precipitación anual media a largo plazo muestra que los datos de GPCC y TRMM corresponden bastante bien.

1. Pre-proceso de los datos de descarga

El pre proceso de la información de caudales consiste en: 1. La unión y filtrado de la información obtenida, creando un conjunto consistente de datos de 410 estaciones; 2. La verificación y actualización de la ubicación geográfica de las estaciones: nombre del río, localidad, imagen satelital, área cuenca y calculada, país, SIEREM (base de datos), reportes adicionales; y 3. El cálculo de valores anuales mediante los datos de medición instantánea.



Figura 15. Ubicación de los 410 medidores de lluvia (rojo).

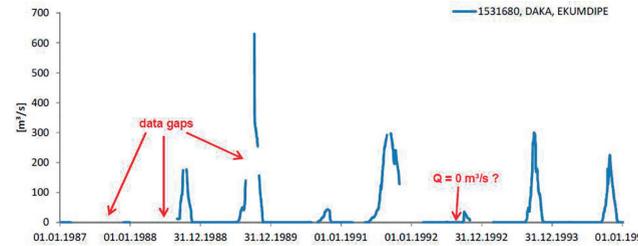


Figura 16. Disponibilidad anual de la descarga observada después del pre proceso.

2. Periodo de referencia

Se requiere una definición de un periodo de referencia para el cálculo del potencial hidroeléctrico. Asimismo, el periodo de referencia debe ser lo suficientemente largo para suavizar las variaciones de los años individuales y con una buena disponibilidad de datos, por lo anterior los periodos son:

- Periodo 1961 – 1990. Buena disponibilidad de datos de descarga. Alta cantidad de estaciones disponibles para datos de precipitación. Incluye la sequía prolongada de la década de los 80. El periodo es mayor a 25 años.
- Periodo 1998 – 2014. Solo como periodo de referencia para los resultados finales, debido a que existe poca disponibilidad de datos. Desde 1998 las condiciones meteorológicas, son relativamente estables

3. Delineación de la red fluvial

Para delinear la red fluvial se realizó lo siguiente:

- Para incluir en la red fluvial las pequeñas corrientes que podrían ser útiles para mini/micro plantas, se creó una red más refinada con información de descarga anual
- Mediante SIG se calcula el área de captación aguas arriba para cada tramo. La malla es de 0.213 por 0.200 km²
- Se hace un balance hídrico básico para estimar el parámetro de rugosidad de la descarga anual media de todos los afluentes.
- La red final de ríos incluye 500,000 afluentes para el oeste de África
- Se realizó la topología de la red mediante un análisis de nodos en SIG donde se asigna elevaciones a los nodos y se asegura el continuo descenso de la pendiente.

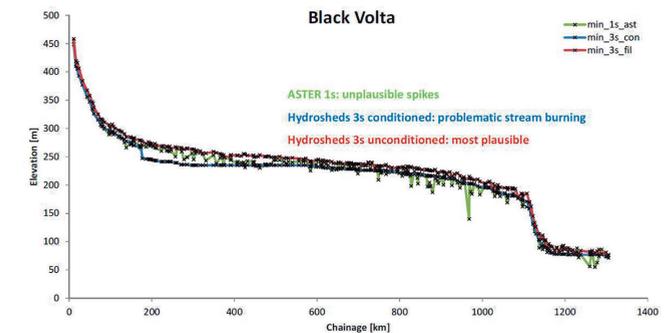


Figura 17. Comparación de perfiles de río con datos brutos para el río Negro Volta.

4. Delimitación de las sub áreas

Las sub áreas se definieron como subcuencas con el siguiente método:

- Con la topología de la red fluvial y las salidas de las subcuencas considerando áreas que superan 3,000 km²
- En las regiones costeras el umbral para delinear las cuencas se redujo a 1,000 km².
- Se ajustó manualmente para que los principales embalses existentes se incluyeran únicamente en una subcuenca.
- Este método dio como resultado 1,060 subcuencas.

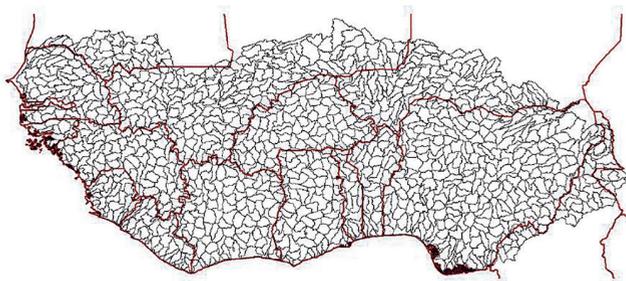


Figura 18. Capa D3 de 1060 subcuencas.

5. Descarga Media Anual

Para estimar la escorrentía media anual se aplica un balance hídrico basado en el método de Budyko (1974), utilizando la formulación de Choudhury (1999).

$$\frac{ETA}{P} = \left[1 + \left(\frac{ETP}{P} \right)^{-c} \right]^{-1/c}$$

Donde ETA es la Evapotranspiración anual actual (mm); ETP es el Potencial de Evapotranspiración anual (mm); P, es la Precipitación anual; y c, es un parámetro del modelo.

- En el balance hídrico se consideran la precipitación anual y el potencial de evapotranspiración.
- La descarga media anual se calcula agregando la escorrentía a lo largo de la red del río, considerando la actual evapotranspiración y el desvío de agua para riego, para no sobrestimarla. Incluye datos de geología, suelo, vegetación, topografía, pendiente, topografía y clima.
- Para calibrar el modelo de simulación se compara los datos de la simulación con las mediciones observadas en los aforadores en las fechas que se cuente con los datos necesarios.

6. Estacionalidad en la descarga

Describe como se distribuye a largo plazo la descarga anual media en los doce meses del año (estacionalidad del flujo), siguiendo el siguiente procedimiento:

- Distribución de la escorrentía anual en meses individuales, mediante el régimen de escorrentía estacional.
- Cálculo de la descarga mensual.
- Enrutamiento: consideración aproximada de los tiempos de flujo a lo largo de la red del río.
- Modificación de la estacionalidad del flujo por las características fisiográficas del sitio.

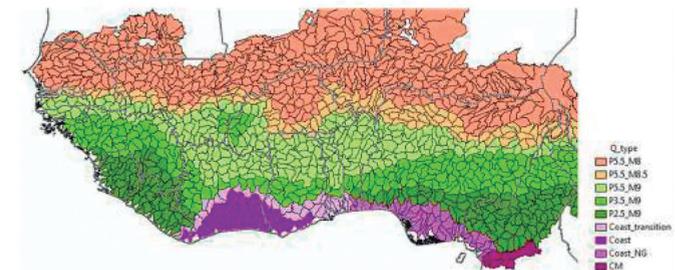


Figura 19. Nueve regímenes de escorrentía estacional asignado a las subcuencas.

7. Potencial hidroeléctrico

Se calcula el potencial hidroeléctrico teórico, que se calcula multiplicando el caudal medio anual (descarga, en m^3/s) por la carga hidráulica, que es la diferencia de elevación del inicio al final del río (m), por una constante que toma en cuenta la eficiencia/pérdidas hidráulicas ($c=8.5/1000$)

8. Clasificación de los sistemas hidroeléctricos

Se aplicó un esquema de clasificación, basado en la descarga anual y el potencial hidroeléctrico específico. Asimismo, de acuerdo al arreglo de la planta (a filo del agua, con almacenamiento y con o sin derivación) y del tipo de turbina (Kaplan, Pelton y Francis).

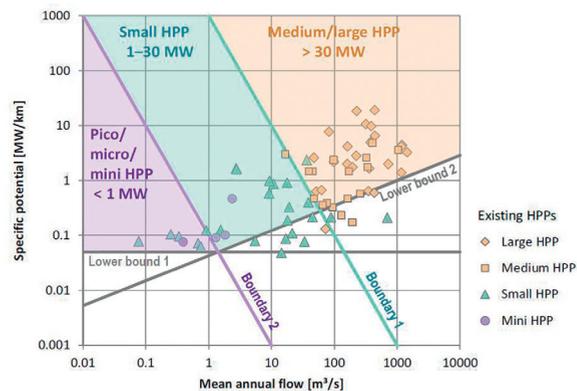


Figura 20. Clasificación de las plantas de acuerdo a su caudal medio anual y a su potencial hidroeléctrico. Los puntos son las plantas actuales en África.

Resultados y Conclusiones

La capa en SIG de la red de ríos consta de más de 500,000 tramos y 1060 subcuencas con un tamaño de 3,000 km^2 . Se aplicó un suavizado en el modelo por los ruidos en el modelo digital. La precisión de la simulación depende de los datos de descarga observados y calibrados en el modelo de balance hídrico. Mientras mayor sea el número de medidos, mejor representada estará la distribución extrapolada de la información. Muchos sitios sin suficiente información pueden ser potenciales para generación hidroeléctrica.

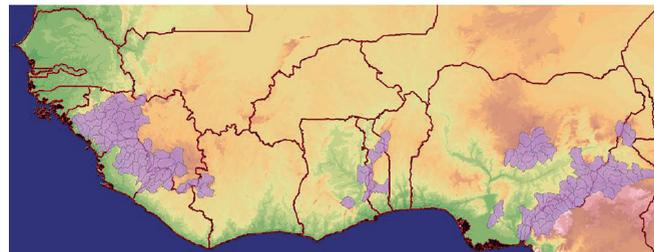


Figura 21. Sub cuencas con potencial hidroeléctrico teórico para tamaño pico/micro/mini.

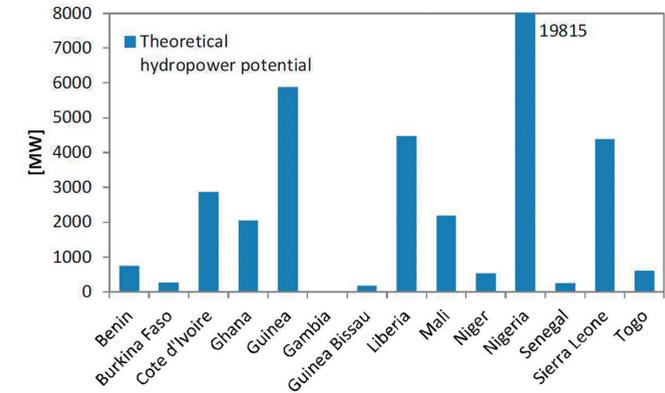


Figura 22. Potencial hidroeléctrico por país.

Procedimientos basados en SIG para la detección de potencial hidroeléctrico, Brasil, (2010)¹⁸

La metodología expuesta, se basa en la identificación de los posibles sitios con potencial, mediante teledetección y los datos del caudal de los ríos de la zona, y se automatizó en un software basado en SIG's:Hydrospot. El programa permite detectar más sitios potenciales a lo largo de la red de drenaje, proporcionando diferentes tipos de diseños de centrales hidroeléctricas y modos de operación de proyectos: a filo del agua y con embalse.

18. Gis-based procedures for hydropower potential spotting. Dante G. Larentis et al. Energy. Elsevier. 2010.

A diferencia de la evaluación de proyectos hidroeléctricos individuales, un estudio de la cuenca hidrográfica plantea que la ubicación de los proyectos es desconocida y la producción de energía en cada sitio depende de otros embalses planificados en la misma cuenca y de su capacidad de regulación. Una selección preliminar podría reducir los costos y los esfuerzos de análisis e investigaciones posteriores.

En Brasil predomina la hidroelectricidad, que corresponde al 90% de la producción del país. La capacidad hidroeléctrica, se estima en 260 GW de los cuales aproximadamente 75 GW (30%) corresponde a la capacidad instalada en 2006. Sólo el 2% de esta cantidad se refiere a pequeñas centrales (SHP), 253 unidades entre 1 y 30 MW. El potencial mayor son 105 grandes plantas de 30 MW hasta 14 GW. Actualmente, estos estudios se están reanudando hacia el desarrollo de pequeños proyectos hidroeléctricos.

La creciente disponibilidad de información de imágenes satelitales y la facilidad de procesamiento de datos en entornos de SIG, han permitido el desarrollo de una serie de metodologías para la extracción de características del terreno a partir de MDE (Modelos Digitales de Elevación), como la posición, longitud y pendiente de la red de drenaje, para la estimación de la energía hidroeléctrica a gran escala.

Metodología

Hydrospot consiste en una serie de rutinas FORTRAN con mapas de entrada y salida en formato ASCII de ArcGIS. Además del pre-procesamiento del MDE, automatizando en el programa los dos módulos principales que componen la metodología:

1. Búsqueda de alternativas de proyectos en la cuenca a través de la evaluación automatizada de los MDE;
2. Selección de las alternativas de centrales hidroeléctricas y su potencial total.

El programa soporta todas las combinaciones de potencial: pequeño a grande; con derivación o generación a pie de presa, variando la altura de la presa y la longitud, así como el trayecto; operación a filo del agua y con embalse. Se utilizan valores estadísticos de caudal medio a largo plazo y la curva gasto-duración. Los pasos en la fase de estudio son:

1. Localización del eje de la presa

El algoritmo realiza una búsqueda a lo largo de la red de drenaje mediante los píxeles, o dentro de una distancia definida como uno de los parámetros de la metodología (Figura 23).

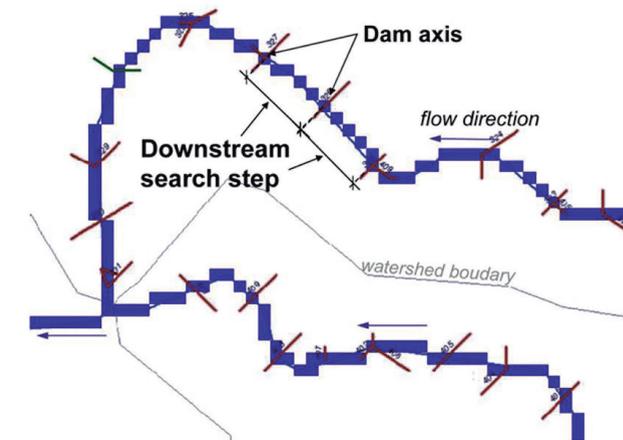


Figura 23. Búsqueda del eje de la presa aguas abajo.

El sistema está representado espacialmente por subcuencas, que son un paso previo (pre-procesamiento). El método jerarquiza los tramos de ríos de la red de drenaje por el algoritmo desde la entrada hasta la salida de la red aguas abajo.

2. Zona de la central eléctrica

Cada píxel definido como eje de la presa tiene su MDE para identificar el sitio de la central eléctrica que se encuentra con la mejor relación entre la altura y la pendiente (Figura 24, Punto B). Esta suposición impide que el algoritmo busque la altura más alta (generalmente el punto más lejano) a cualquier costo (Figura 24, Punto C).

El área de búsqueda está definida por un área circular alrededor del eje de la presa, y su radio es uno de los parámetros de la metodología y puede interpretarse como la longitud máxima admitida en la cuenca.

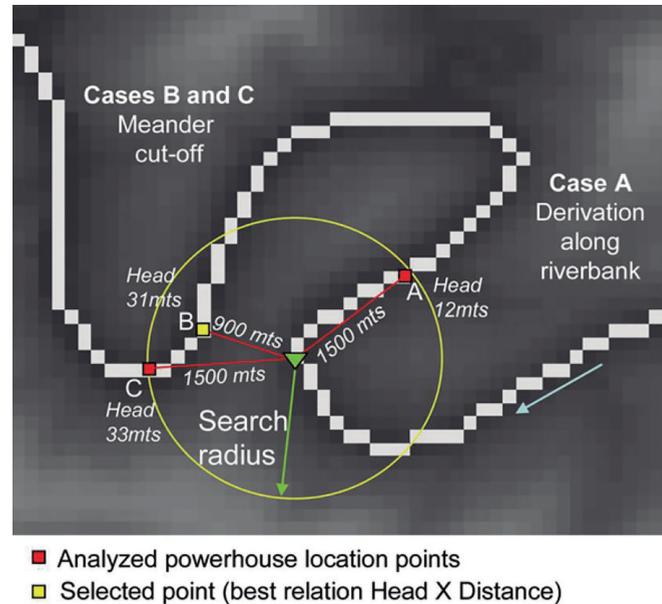


Figura 24. Búsqueda de la localización de la casa de máquinas.

3. Verificación del umbral de potencial bruto

El potencial bruto debido a la altura del terreno sólo se calcula para la alternativa presa-potencia.

Esta prueba permite la exclusión de sitios donde las características del terreno no son favorables en absoluto.

4. Desarrollo de presas e inundación de embalses

El procedimiento de desarrollo vertical de la presa es iterativo con la regla de inundación del embalse. Por cada elevación del nivel del agua, se obtiene una "máscara rasterizada" equivalente a la proyección del lago y obtenida del MDE hasta la elevación actual. Cada nivel de agua en un sitio determinado configura una alternativa de proyecto (Figura 25).

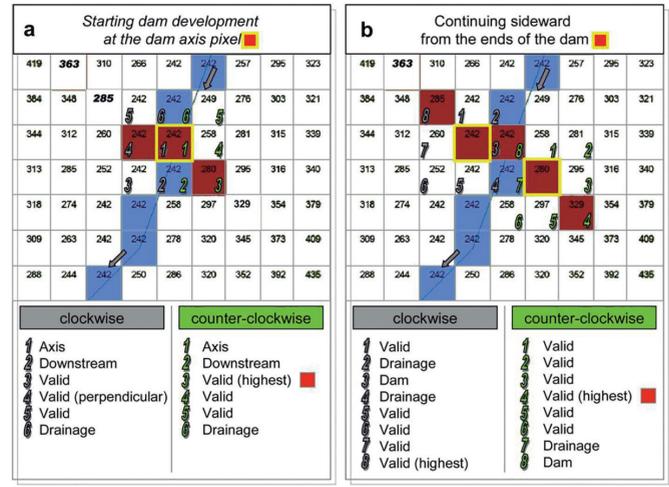


Figura 25. Búsqueda del eje de la presa aguas abajo.

Un píxel es válido siempre que: a) no pertenezca a la red de drenaje; esto evita que la proyección de la presa se defina en el sistema de drenaje y, b) no se definió como una presa en un paso anterior; esto evita una superposición de presas.

Los criterios que detienen el cálculo se definen mediante las siguientes condiciones: a) la altura técnica máxima (de la presa), depende de los aspectos regionales y geotécnicos, de la tecnología de construcción disponible y de la experiencia de ingeniería; si la altura de la presa es igual o superior a la altura técnica máxima; b) la pendiente mínima admitida, referida al desarrollo longitudinal y a la sección transversal del río. Este criterio puede utilizarse para evitar que la presa se amplíe en zonas excesivamente llanas; y c) un embalse no puede regular el caudal del río a una velocidad superior al PFF (Potential Firm Flow).

Donde el PFF se calcula para cada sección de aforo en la cuenca hidrográfica y se regionaliza a través de toda la cuenca. Esto se logra optimizando el potencial promedio en una sección calibrada, basándose en la ruta secuencial del flujo de la corriente de sus series de tiempo de descarga, la cual se prueba en diferentes escenarios en los que se calcula el potencial medio para el periodo simulado. Cuando el índice de descarga es en relieve, hay un punto en el que la altura media en el embalse es demasiado bajo y el potencial medio empezará a caer. Este se supone que es el índice de descarga óptimo en la sección transversal y está entre el 70 y el 80% de la descarga media a largo plazo.

5. Procedimientos de selección

El potencial hidroeléctrico de toda la cuenca se obtiene a través de un proceso de selección de alternativas de proyectos y realiza los siguientes pasos dentro de cada nuevo ciclo de implementación:

- Evaluación del potencial del sitio;
- Ranking y preselección;
- Pruebas de interferencia;
- Regulación de gasto y optimización del potencial en el sitio;
- Evaluación hidroeléctrica de la cuenca;
- Actualización del vector de alternativas de proyectos.

6. Evaluación del sitio con potencial

La red de potencial hidroeléctrico de un proyecto se calcula:

$$P_N = Q_T \cdot Ha \cdot 8.85$$

Donde P_N es el promedio de la red potencial (kWa); Ha es el promedio de las cargas (m); y Q_T es el promedio del caudal de descarga que pasa a través de las turbinas, dado por:

$$Q_T = Q_{as} + Q_{acc_U} + Q_f - Q_{reman} - Q_{cons_U}$$

Donde Q_{as} es el flujo promedio del embalse; $[Q_{acc}]_U$ es la tasa de descarga por otros proyectos aguas arriba del sitio; Q_f es el flujo natural firme en la sección transversal; Q_{reman} es el gasto que permanece aguas debajo de la presa; $[Q_{cons}]_U$ es la demanda de consumo aguas arriba. Tanto Q_{as} como $[Q_{acc}]_U$ están limitados por el PFF en un año.

7. Pre-selección

El potencial hidroeléctrico se calcula para cada alternativa, las cuales se clasifican en secuencia de acuerdo con su potencial neto mayor. Para cada nuevo ciclo de implementación, se escoge la alternativa con el potencial mayor en el vector que es escogido para las pruebas. La primera alternativa se toma con base a su potencial independiente, las siguientes toman en cuenta el caudal regulado de cada sitio.

8. Pruebas de interferencia de proyecto previamente seleccionadas

Una alternativa de proyecto preseleccionada se somete a dos pruebas de interferencia para aprobación:

- por inundación: en la cual el agua del proyecto excede la elevación de una central eléctrica ubicadas aguas arriba;
- por corte: en el que existe una central situada en el tramo desviado del río.

En caso de interferencia, la alternativa se descarta.

9. Optimización in situ

La optimización in situ es para obtener Q_{as} (gasto medio regulado) y Ha (promedio de la carga hidráulica) para una alternativa determinada. La relación Volumen- Agua para cada sitio se obtuvo en la fase de estudio, en el desarrollo de la presa y el paso de inundación del embalse, por lo que hay un Q_{as} conocido por cada reducción máxima.

Ha se obtiene aplicando un factor de pérdida de carga del 2% de la carga neta. El máximo potencial in situ se obtiene para la “Relación óptima” entre el caudal regulado y la carga hidráulica, es decir Q_{as} y Ha .

10. Regulación de caudal

El algoritmo de regulación del caudal, permite configurar una planta para influir en la producción de energía en otras aguas abajo. Cuando se agrega una nueva central al sistema dará la oportunidad para la generación aguas abajo y la nueva presa configurará una carga extra para que los volúmenes almacenados aguas arriba fluyan.

11. Evaluación del potencial de las cuencas hidrográficas

Cuando una central es aceptada, por los algoritmos de regulación y optimización, los volúmenes

almacenados se resignan a través de la cuenca, de aguas arriba a aguas abajo. El PN (potencial neto) de cada alternativa ya aceptada o aún por evaluarse, se debe actualizar para una nueva configuración de los volúmenes de almacenamiento y las alturas, el objetivo de este procedimiento es la de minimizar la diferencia entre el potencial total del río antes de las pruebas y después de cada regulación del gasto y de cada ciclo de optimización en el sitio. Por último, se calcula el potencial total sumando cada PN, potencial neto de cada sitio en la cuenca.

12. Estudio de caso, resultados y discusión

Las pruebas con Hydrosport, se realizaron en la cuenca Taquari-Antas, ubicada en el sur de Brasil (Figura 26).

La cuenca tiene un área de 26,500 km², con una red de drenaje sinuosa donde la descarga y los niveles de agua varían abruptamente todo el año. La descarga media a largo plazo es de 633 m³/s.

En 1993, ya se había realizado un inventario que abarcó los dos tercios superiores de la cuenca (18,600 km²).

Para este caso más reciente, se utilizó un MDE SRTM 3", cuando no existían centrales hidroeléctricas. Los parámetros se establecieron de la siguiente manera:



Figura 26. Localización de la cuenca Taquari-Antas.

- Longitud aguas abajo: 450 m
- Longitud del salto: 1800 m
- Umbral de potencial neto: 10 kWa
- Etapa de agua incremental: 4 m
- Altura máxima ("presa"): 50 m
- Pendiente mínima de la sección transversal: 10%

El PFF se calculó con el 70% de la descarga media a largo plazo en tres estaciones de aforo. El caudal natural se consideró el Q95. Con el fin de estimar

el potencial hidroeléctrico neto a pesar de las limitaciones ambientales, económicas y técnicas, Qreman se fijó en cero.

La ubicación del potencial hidroeléctrico en la cuenca resultó en 31, 266 proyectos alternativos distribuidos en 1933 sitios, de los cuales:

- 997 desarrollan la presa con la altura máxima;
- 39 detuvieron el desarrollo porque se superó el PFF;
- 16 detuvieron el desarrollo debido al confinamiento en una confluencia;
- 881 detuvieron el desarrollo porque la pendiente mínima se excedió.
- 2344 sitios fueron descartados por su bajo potencial (<10kW) y
- 55 debido a interferencias con áreas restringidas.

El potencial estimado fue de 736 MW distribuidos en 274 plantas, con un margen de potencia que varía de 10 kW a 58 MW. En cuanto al tipo de central serían 199 a filo de río y 75 de almacenamiento.

En estudios anteriores realizados por la Empresa Estatal de Distribución de Energía Eléctrica (CEEE por sus siglas en portugués), se obtuvieron 79 sitios potenciales, en los cuales se proponían 94 alternativas en el rango de 600 kW y 57 MW. Dando como resultado un potencial de 552 MW en toda la cuenca.

De los estudios realizados por la CEEE, algunos proyectos importantes se localizaron con una buena precisión como es el caso de las centrales de Monte Carlo y Mucum (Figuras 27 y 28).

Las principales características de algunas centrales eléctricas incluidas en el estudio de la CEEE y representadas por Hydrosport se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Comparación de las principales características de diseño entre Hydrosport (entre paréntesis) y las centrales eléctricas de CEEE.

Sitio	Ha(m)	QT(m ³ /s)	P _n (MWa)
Castro Alves	90 (32)	75.8 (50.3)	47.6 (13.4)
Monte Claro	43.8 (68)	126.1 (83.9)	45.4 (45.2)
Mu um	28.8 (13)	176.8 (109.2)	40.2 (12.4)
Linha Emília	36 (37)	26.9 (31.4)	7.7 (9.6)
Cotipora	33.6 (78)	27 (30.5)	7.5 (19.5)

Como se muestra en la Tabla 1 con respecto a los resultados de CEEE, la descarga promedio se subestimó para los proyectos grandes ubicados en el vástago principal y se sobrestimó en los tributarios. En general, el potencial energético de una planta estimada por Hydrosport no coincidió con su contraparte en la encuesta de CEEE.

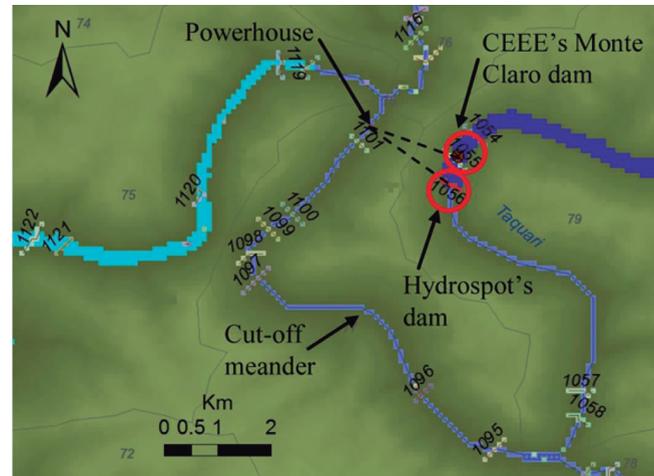


Figura 27. Localización de la planta hidroeléctrica de Monte Claro.

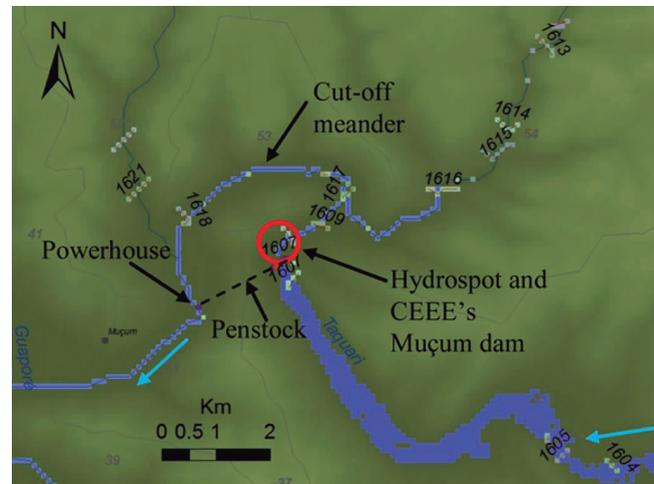


Figura 28. Localización de la planta hidroeléctrica Mu um.

Conclusiones

Se ha demostrado que los resultados obtenidos funcionan de manera robusta para localizar las principales centrales hidroeléctricas en la cuenca. Proporcionando estimaciones razonables de las principales características de los proyectos con fines de planificación.

El algoritmo, no se basa en la optimización, por esa razón el potencial en la cuenca podría no ser la máxima. La metodología prueba diferentes enfoques. Sin embargo, todos ellos eluden un enfoque de optimización debido al tamaño y a la interdependencia de sus elementos (alternativas de proyectos), debido a los efectos de regulación del flujo.

En este estudio de potencial hidroeléctrico, se han considerado sólo las restricciones topográficas, hidrológicas y legales.



CAPÍTULO 4. DESARROLLO DEL POTENCIAL MINI-HIDROELÉCTRICO: CASO DE ESTUDIO, CHINA



Antecedentes

China es el tercer país más grande del mundo, con una superficie de 9.6 millones de km². Tiene una frontera de 22,800 km con 15 países. Su geografía se divide en tres relieves importantes: Qingzang Plateau, Sichuan Basin y Changjian River Plain, que corresponden a: montañas, altas mesetas y desiertos en el oeste; y llanuras, deltas y colinas en el este (Figura 29).

Asimismo, se encuentra dividida en siete grandes cuencas hidrológicas: Inland Rivers, Yellow River, Hai River, Songliao River, Huai River, Yangtze River y Pearl River (Figura 30).

El río Yangtze es el 3ero más largo del mundo con 6,300 km de longitud, después del Nilo y el Amazonas. El Yellow River, es el 2do más largo de China con 5,464 km.

Los recursos hídricos que cuenta China son de 2,800 billones de m³, siendo el 6to lugar en el mundo. El volumen per-capita de esos recursos es de 2050 m³. A mediados del siglo 21 entró en un estrés hídrico donde alcanzó un volumen per-cápita de 1,700 m³, por lo que se enfocó en la utilización sustentable de sus recursos hídricos disponibles.

China ha llevado a cabo un gran y exitoso desarrollo tanto en las grandes hidroeléctricas como en las pequeñas.

El clima es extremadamente diverso: desde tropical en el sur hasta sub-ártico en el norte (Figura 31). Y posee el 10% de la diversidad de vida salvaje del planeta, con 6,266 especies, uno particularmente especial solo encontrado en China, el Panda gigante, con más de 1000 especies.

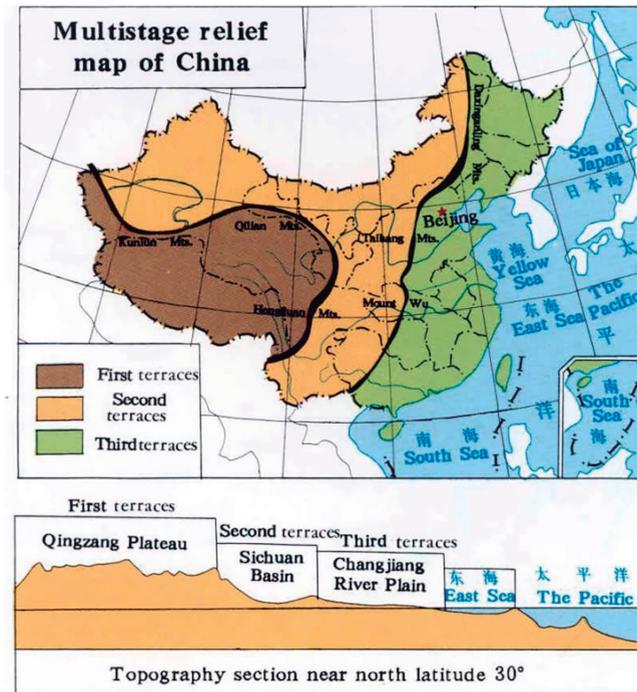


Figura 29. Mapa de los grandes relieves de China.

Tiene una población de 1.39 billones, en 2017, que corresponde a una quinta parte de la población del mundo. Y tiene un PIB de 82.7 trillones de RMB, (12.4 trillones de dólares) con incrementos del 6.9% (Figura 32). Desde 1996, China ha liderado la producción de acero, carbón, cemento, fertilizantes y televisores.

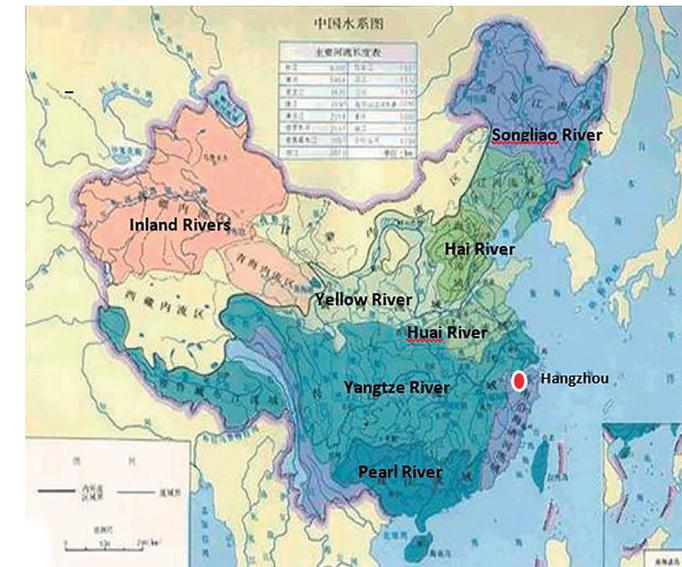


Figura 30. Grandes cuencas de China.



Figura 31. Climas extremadamente diversos en China de Oeste a Este.

La agricultura es un tema importante debido a que no tiene muchas tierras cultivables, solo el 7% del mundo y una gran población. Por ello ha desarrollado la modernización en ese campo con una alta eficiencia y calidad; ha logrado un incremento de 2003 al 2015 hasta de 618 millones de toneladas de granos.

En ciencia y tecnología China ha invertido más de 1,750 billones de yuan en 2017 (262 billones de dólares). En educación tiene una cobertura en educación elemental, primaria y secundaria, mayor al 99%. Cuenta con 3,153 bibliotecas públicas (2016). Tiene una cobertura de servicios de salud (2010). Asimismo, China apoya a otros países con sus problemas de salud pública.

Los elementos de la cultura China son: pintura, construcción, la medicina, el té, la ópera, la comida, la música, la vestimenta, la escritura, la religión, las artes y el Kong Fu. Con una continuidad de 5000 años de historia tiene las mayores herencias culturales y naturales del mundo: 52 sitios en 2017.

El futuro es la electrificación

De acuerdo con *World Energy Outlook 2017*¹⁹, se visualizan cuatro grandes cambios de gran escala en el sistema energético mundial: el rápido despliegue y la disminución de costos de las energías limpias; la

19. World Energy Outlook 2017. International Energy Agency. IEA.org <https://www.iea.org/weo2017/>

creciente electrificación; el cambio a una economía más orientada a los servicios y una mezcla en las energías limpias (China); y la resistencia al gas shale en los Estados Unidos.

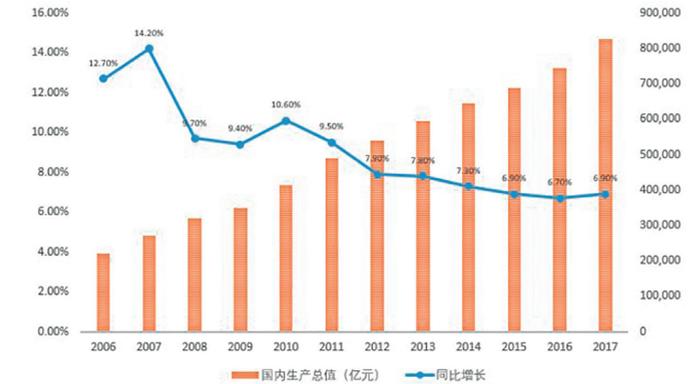


Figura 32. China 2017: GDP (PIB) topped 82.7 trillion RMB (12.41 trillion dollars), an increase of 6.9%. Fuente: ICSHP, 2018.

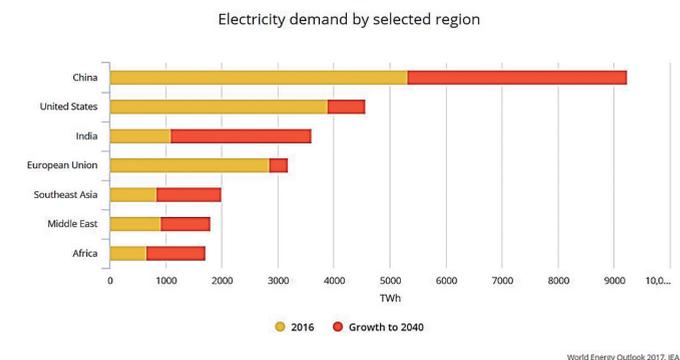


Figura 33. Demanda de Electricidad por regiones. Fuente: IEA.org.

Las necesidades mundiales de energía aumentan en un 30% hacia el 2040 (Figura 33), esto equivale a agregar a otra China o India a la demanda global. Se proyecta una tasa promedio de crecimiento de 3.4% por año y un aumento de la población de 7.4 billones a 9 billones en 2040.

Este incremento en el proceso de urbanización equivale a agregar una ciudad de Shanghai de población urbana cada cuatro meses. El mayor crecimiento, casi el 30% viene de la India, cuya participación en el uso de energía aumenta a 11% en el 2040. En general, los países en desarrollo de Asia representan dos tercios del crecimiento mundial de la energía, y el resto proviene principalmente de Oriente Medio, África y América Latina.

La industria de los motores eléctricos representan una tercera parte de ese aumento. Asimismo, millones de hogares agregan aparatos eléctricos con una proporción cada vez mayor de dispositivos inteligentes, así como sistemas de refrigeración. La electricidad en el suministro de calor y movilidad aumentan una cuarta parte. Un gran avance en la industria y las políticas eleva la proyección global 2 a 280 millones de automóviles para el 2040.

La escala de necesidades futuras de electricidad y el desafío de descarbonizar la energía ayudan a explicar por qué la inversión global en electricidad superó a la del petróleo y el gas por primera vez en 2016 y por qué la seguridad eléctrica está avanzando firmemente en la agenda política mundial. Asimismo,

el uso creciente de las tecnologías digitales en toda la economía mejora la eficiencia y facilita la operación flexible de los sistemas de energía.

Acceso a la electricidad

El acceso universal a la electricidad sigue siendo difícil de alcanzar, y ampliar el acceso a instalaciones para cocinar con fuentes limpias es aún más difícil.

Sin embargo, más de 100 millones de personas por año han tenido acceso a la electricidad desde 2012, en comparación con alrededor de 60 millones por año entre 2000 y 2012. El progreso en India e Indonesia ha sido particularmente impresionante, y en el África subsahariana los esfuerzos de electrificación superaron el crecimiento poblacional por primera vez en 2014.

Pero, a pesar de este impulso, en el NPS, alrededor de 675 millones de personas, 90% de ellas en África subsahariana, permanecen sin acceso a la electricidad en 2030 (frente a 1.1 billones en la actualidad), y 2.3 billones siguen dependiendo de la biomasa, carbón o queroseno para cocinar (desde 2.8 billones hoy en día), (Figura 35 y 36). La contaminación del aire en los hogares proveniente de estas fuentes está actualmente vinculada a 2.8 millones de muertes prematuras por año, y se gastan varios miles de millones de horas en la recolección de leña para cocinar, principalmente por parte de mujeres.



农民生活用能现状

Figura 34. Uso de leña para cocinar.

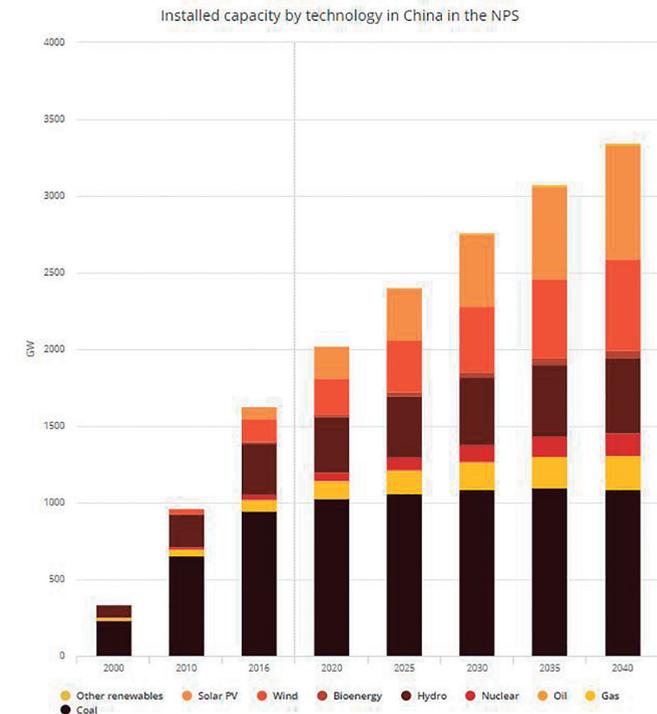


Figura 35. Población sin acceso a la electricidad y facilidades para cocinar con fuentes limpias. Fuente: IEA.org.

Cuando China cambia, todo cambia

China se encuentra entrando a una nueva fase en su desarrollo, “energy revolution”²⁰. Se trata de la lucha contra la contaminación y una transición hacia un modelo económico basado en servicios, lo que mueve al sector de energía en una nueva dirección, con énfasis en la electrificación, el gas natural y las tecnologías más limpias, de alta eficiencia y tecnologías digitales. Sin esas medidas de eficiencia en el 2040 el consumo final sería un 40% mayor.

Las alternativas en China desempeñarán un papel importante en las tendencias mundiales y podrían provocar una transición más rápida a las energías limpias.

La escala del despliegue de energía limpia, las exportaciones de tecnología y la inversión de China en el extranjero lo convierten en un determinante detrás de la transición a un futuro bajo en carbono. Un tercio de la nueva energía eólica y solar fotovoltaica del mundo está instalada en China. También representa más del 40% de la inversión global en vehículos eléctricos (Figura 36).

20. World Energy Outlook 2017. International Energy Agency. IEA.org <https://www.iea.org/weo2017/>

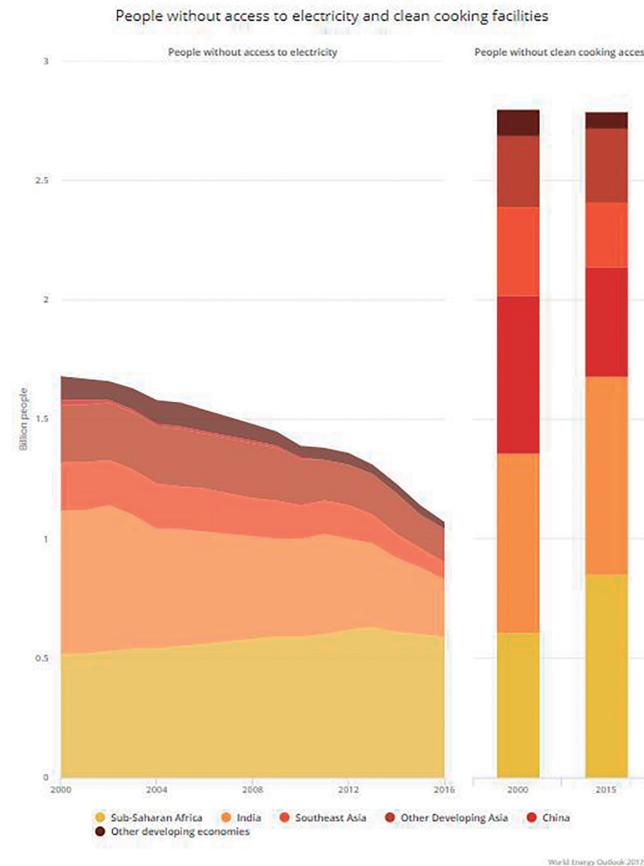


Figura 36. Capacidad instalada por tecnología en China en los Nuevos Escenarios Políticos. (NPS, New Policies Scenario). Fuente: IEA.org

Desarrollo de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (SHP) en China

En China se tienen grandes recursos hídricos, se estima una reserva de 694 GW, de los cuales 542 GW han sido desarrollados técnicamente. A finales de 2017 se construyeron 47,000 hidroeléctricas con capacidad instalada de 341 GW y una generación anual de 1,190 TWh. En pequeñas centrales se tienen 128 GW desarrollados técnicamente, con capacidad instalada no mayor a 50 MW cada estación (Figura 38)²¹.

De acuerdo con el Reporte 2016 del Desarrollo Mini hidroeléctrico Mundial²², la hidroelectricidad es la forma de energía renovable más ampliamente utilizada, con 1.2 TW de capacidad instalada en seis continentes.

La capacidad global instalada en Pequeñas Hidroeléctricas (SHP) en 2016 fue del orden de 78 GW y tiene un potencial estimado de 217 GW (Figura 4.10), es decir, el 36% se encuentra desarrollado. SHP representa casi el 2% de la capacidad de energía en el mundo; el 7% de la capacidad de las energías renovables y el 6.5% del total de la capacidad hidroeléctrica.

21. “Efficiency Improvements & Capacity Additions at existing SHP in China”. Prof. Fu Zilong, Deputy Director General. International Center of Small Hydropower (ISCHP). 2018.
22. World Small Hydropower Development Report 2016. ICSHP. United Nations Industrial Development Organization (UNIDO). <http://www.smallhydropower.org/menu-pages/reports/2016/>

China domina el campo de las mini-hidroeléctricas: el 51% de la capacidad mundial instalada (<10MW) y cerca del 29% del potencial mundial se encuentra en China. Esto representa más de cuatro veces la capacidad instalada en Italia, Japón, Noruega y USA juntas.

En China la clasificación que se hace en hidroelectricidad es:

- Grandes >250 MW
- Medianas 50-250 MW
- Pequeñas <50 MW

Existen 48,488 centrales hidroeléctricas, de las cuales 959 son grandes y medianas. Existen 45 hidroeléctricas gigantes (>1,000 MW) por ejemplo la Presa Tres Gargantas (22,500 MW).

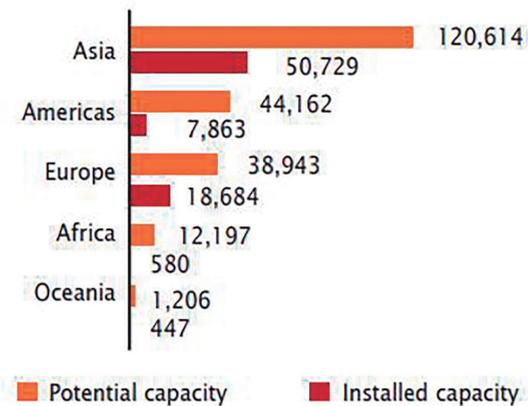


Figura 38. Desarrollo de Small Hydropower Stations (SHP).

Existen 48,488 centrales hidroeléctricas, de las cuales 959 son grandes y medianas. Existen 45 hidroeléctricas gigantes (>1,000 MW) por ejemplo la Presa Tres Gargantas (22,500 MW).



Figura 37. Small Hydropower (SHP) por region. Fuente: 2016WSHPDR.

Tabla 3. Desarrollo del Small Hydropower (SHP) en China en 2017. Fuente: ICSHP 2018.

Total de SHP en operación = 47,498, de las cuales:		
< 1 MW	34,223	72.0%
1 – 10 MW	11,483	24.2%
Total de capacidad instalada de SHP = 79,270 MW (61.9% explotado), de las cuales:		
< 1 MW	12,256 MW	15.4%
1 – 10 MW	29,617 MW	37.4%
10-50 MW	37,397 MW	47.2%
La Generación Anual Total es de 247,725 GWh, de la cual:		
< 1 MW	29,465 GWh	11.9%
1 – 10 MW	91,019 GWh	36.7%
10-50 MW	127,241 GWh	51.4%

Las SHP en China se encuentran desarrolladas de la siguiente manera, (Tabla 3) y distribuido como se muestra en la Figura 39.

El éxito del desarrollo SHP en China

El desarrollo de las SHP en China se llevó a cabo en tres grandes periodos o etapas:

- La Primera Etapa o Periodo (1950's-1970's):
 - Objetivo: Resolver el acceso a la electricidad

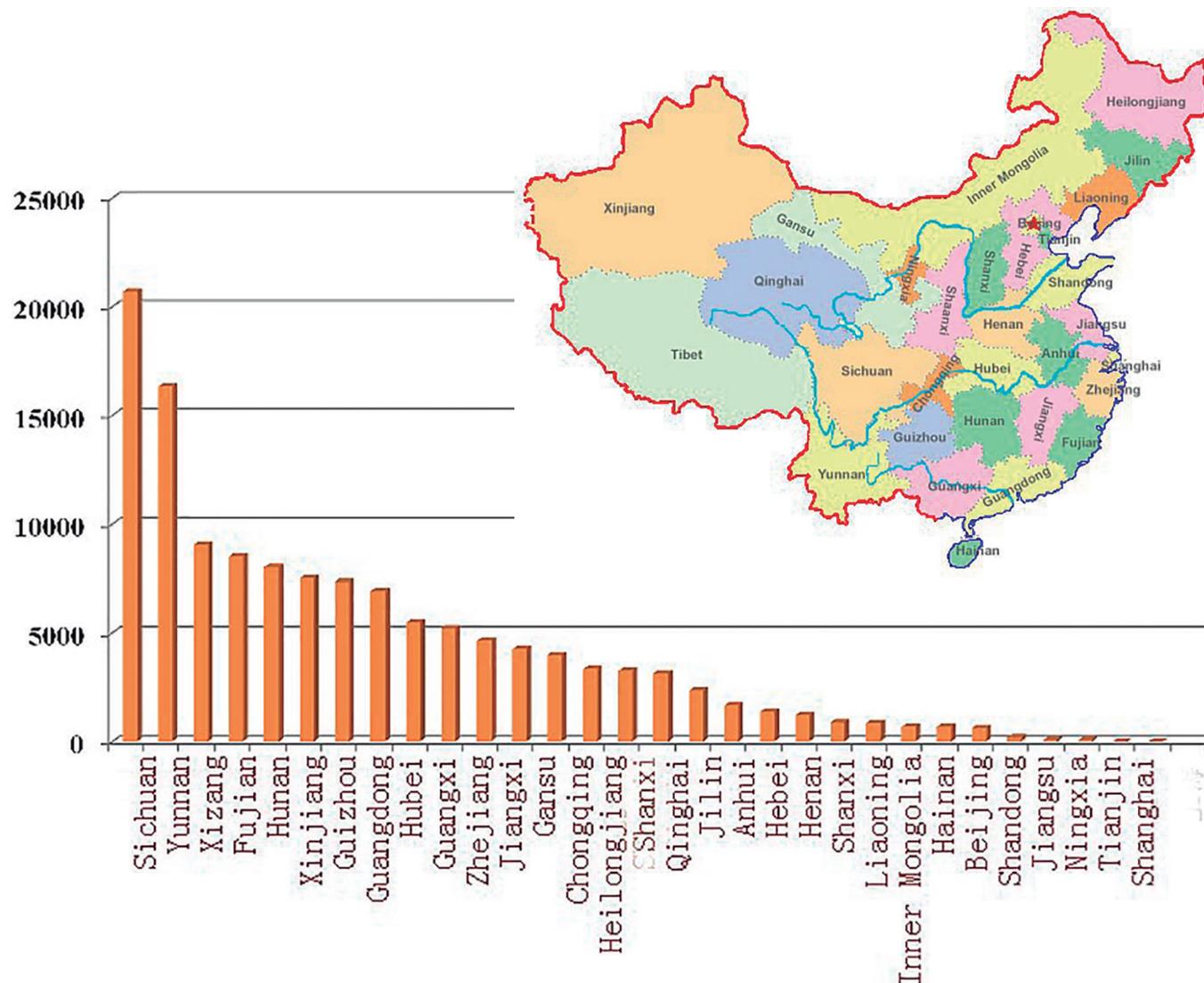


Figura 39. Small Hydropower (SHP) por provincias en China. Fuente: ICSHP 2018.

- Consumidores: Electrificación doméstica (“night pearl”)
- Instalación promedio anual: 58 MW (1960’s), 580 MW (1970’s)
- **La Segunda Etapa (1980’s-1990’s):**
 - Objetivo: Disminuir la pobreza. Electrificación Rural (E.R) primaria
 - Consumidores: industria en los municipios, en los procesos de agricultura y el bombeo para la irrigación.
 - Instalación promedio anual: 660 MW (1980’s), 1,100 MW (1990’s)
- **La Tercera Etapa (2001---):**
 - Objetivo: Fortalecer la Electrificación Rural, impulsar las economías locales, la protección al medio ambiente y llevar electricidad a zonas altas.
 - Instalación promedio anual: 3,000 MW

La construcción de SHP en China, está basada en la Electrificación Rural (E.R.). Desde 1985, el gobierno de China llevó a cabo un programa especial llamado “Construyendo SHP basada en la Electrificación Rural (E.R) en los municipios con Estilo Chino”, por lo que en los últimos 25 años se han completado las tres etapas de ese programa de electrificación, lo que ha incrementado en un 30% la electricidad en los hogares y en un 128% el uso de energía anual. Aumentó de 1985 al 2000 los hogares que usan electricidad para cocinar: 1590 hogares.

Tabla 4. Promedio Anual de Capacidad Instalada en Small Hydropower (SHP) en China (menor a 50 MW). Fuente: ICSHP 2018.

Período o Etapa	Incremento de SHP por año (MW)
1960's	50
Inicios de 1970's	400
Finales de 1970's	800
1979	1,000
1980	660
1990	1,100
2002	1,880
2004	3,590
2005	5,000
2010	3,000
2011	3,277
2012	3,400
2014	2,550

Asimismo, en 2003 se llevó a cabo un programa llamado “Small Hydropower Replacing Firewood”, dada la gran cantidad de consumo de carbón (370 millones de toneladas) y de leña (140 millones de toneladas en el año 2000).

Con lo anterior se resolvió el problema de 592,000 hogares y 2.24 millones de residentes rurales y se protegieron 733,333 ha de áreas forestales.

En 2011 se llevó a cabo otro proyecto llamado “Efficiency Improvements and Capacity Additions at Existing SHP” promulgado también por el gobierno de China. El cual consistió en elevar la eficiencia de las SHP.

Tabla 5. Small Hydropower (SHP) basada en Electrificación Rural en China (1985-2010). Fuente: ICSHP 2018.

Etapa	Período	Número de municipios electrificados	
		Planeados	Completos
1era	1985-200	600	653
2nda	2001-2005	400	409
3era	2006-2010	400	432
Total	1985-2010	1400	1494

De acuerdo a las estadísticas se tienen 22,000 centrales SHP instaladas con una suma de capacidad instalada de 18,000 MW hasta antes de 1995. De ese total se encuentran en operación las siguientes:

- 1,536 centrales > 30 años
- 6,925 centrales > 20 años
- 13,853 centrales > 15 años

Por lo que se detectaron problemas de eficiencia, operación inestable, cavitación y poca rentabilidad

Tabla 6. Small Hydropower (SHP) basada en Electrificación Rural en China (1985-2010). Fuente: ICSHP 2018.

Año	2011 - 2012		2013 - 2015		Total		
	A	D	A	D	A	D	Inc (%)
No. Centrales	733		3619		4352		
Capacidad (MW)	867	1142	6521	7804	7388	8946	21.1
Generación (TMh)	2.7	4.1	21	30.7	23.7	34.8	46.8
Inversión Total (billones dolares)	0.5295		2.691		3.2205		
Financiamiento Gobierno	0.186		1.0875		1.2735		

debido a los cambios en las condiciones hidrológicas. Con dicho programa se logró elevar la eficiencia de un 65% a más de un 85% a partir del 2013 al 2015, con una inversión menor al 50% del costo del proyecto (Tabla 6).

*A = Antes

*D = Después

*Inc = Incremento en %

Del 2013 al 2015 se llevó a cabo la instalación de 4,435 estaciones, mejorando así la capacidad de 7,502.6 MW a 9,068 MW y la generación de 24 TWh a 35.1 TWh. También se mejoraron las eficiencias del 65 al 85%, con una inversión del estado de 1,317 billones de dólares.

El siguiente objetivo en la Planeación (13th Five Year Plan) de las SHP es el mejoramiento ambiental y de eficiencia de las centrales; de las 2341 se mejorarán 1836 centrales, correspondientes a 1391 ríos, lo que mejorará la capacidad instalada de 3,955 MW a

4,945 MW y en generación anual de 13.3 TWh a 18.9 TWh con una inversión de 2.04 billones de dólares.

Una de las claves de éxito es la participación de inversionistas en el 50% del desarrollo de proyectos y la modernización, la obtención de préstamos del 35%, la participación del estado en un 9% y las localidades en un 3 y 4%.

“3-selfs: self-construction, self-management and self consumption”

Asimismo, las políticas de desarrollo se enfocan a la capacidad local, ya sea mediante empresas o de forma individual y con la asistencia del gobierno central.

Se aplica el criterio de las “3-selfs: self-construction, self-management and self consumption”. Todos los inversionistas reciben beneficios de la central. También todas las ganancias de las centrales SHP, son exentas de impuestos y utilizadas para invertir en la propia central. Y los préstamos del gobierno (central y local) tienen intereses bajos a 10 años. Asimismo, el precio de compra de la energía es igual que otras fuentes de generación en la misma red.



Figura 40. “13th Five Year Plan” on Small Hydropower (SHP) en China: Mejoramiento Ambiental y Eficiencia de las Centrales. Fuente: ICSHP 2018.

Manufactura

China cuenta con más de 100 fábricas de equipos de SHP (Figura 41). Ellos adoptaron y unificaron criterios para estandarizar partes, lo que promueve una rapidez y un mayor desarrollo en las SHP.

Tienen 26 modelos en series, 83 tipos de productos aplicables a un rango de carga de 2 a 1000 metros. Y los tipos de turbina que manejan son: Kaplan, Propelas, Tubular con extensión de eje, Bulbo, Francis, Pelton, Turgo, Flujo Cruzado y Microintegradas.

A diferencia de otros países, China le ha dado gran importancia a construir su propio potencial en suministros en el campo de desarrollo de las SHP. Asimismo, ha desarrollado durante los últimos 60 años una gran cantidad de estándares (38) y se han establecido 9, debido a la gran experiencia acumulada en este campo.

Objetivos en SHP de China al 2020

La visión de China para el desarrollo de las SHP al 2020 es:

- La explotación sustentable de los recursos para el desarrollo de las SHP
- Asegurar los derechos y beneficios de los usuarios de las tierras

- Proteger de forma efectiva el medio ambiente ecológico
- La seguridad de las centrales



Figura 41. Planta de desarrollo de turbinas hidráulicas y componentes auxiliares de “Hangzhou Fuchunjiang Hydropower Equipment Co., Ltd”. Fuente: ICSHP 2018.

- La instalación de 2,000 MW adicionales a la capacidad rural actual (81,000 MW) (Figura 42).

Existe una gran cantidad de modelos de desarrollo de SHP en el mundo, y los alcances de China en este tema son solo uno de los modelos de éxito que podrían ser adoptados y referenciados hacia otros países.

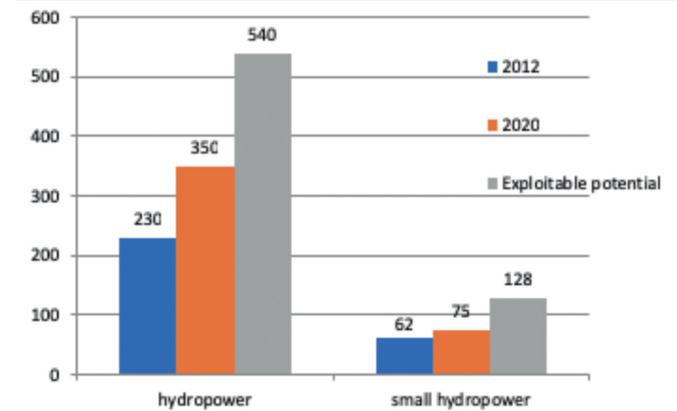


Figura 42. Desarrollo de potencial SHP al 2020. Fuente: ICSHP 2018.

CAPÍTULO 5. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS HÍBRIDOS: FOTOVOLTAICO- HIDROELÉCTRICO



Sistemas híbridos

Los sistemas híbridos para la generación de energía pueden ser definidos como la asociación de dos o más fuentes de energía con el objetivo básico de generar energía eléctrica, para una determinada carga, ya sea aislada de la red o integrada al sistema.

Los sistemas híbridos son normalmente compuestos por fuentes renovables cuyos recursos son prácticamente inagotables y de ser necesario se complementan con grupos de generación con motores a combustión constituyéndose en una opción concreta, compatible a nivel medio ambiental y social.

Ventajas de los sistemas híbridos

La principal ventaja de un sistema híbrido es la posibilidad del aprovechamiento conjunto y optimizado de los recursos locales disponibles, pudiendo garantizar altos niveles de calidad, confiabilidad y rendimiento. Con reducción de costos en la instalación y operación del sistema.

Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas. En el pasado, de hecho, se utilizaban solo generadores diésel, que, en la modalidad operativa de baja carga, muestran una

eficiencia reducida en el funcionamiento, altos costos de mantenimiento y un breve tiempo de vida de la instalación.

Los sistemas híbridos permiten reducir esos problemas y aprovechar los recursos renovables existentes en el territorio, constituyendo una opción viable y favorable tanto ambiental como social.

Aplicaciones de los sistemas híbridos

Entre las aplicaciones más importantes de los sistemas híbridos se encuentran:

- a. Sistemas para usuarios o comunidades aisladas
- b. Sistemas híbridos insertados a redes. Se trata de sistemas renovables instalados en redes locales de media tensión, la potencia puede llegar a ser de varias decenas de MW, con el fin de reducir las horas de funcionamiento de los generadores diésel existentes, ahorrando combustible y reduciendo las emisiones contaminantes.
- c. Sistemas combinados completamente renovables. Considerando las características intermitentes de las fuentes utilizadas estos sistemas se pueden utilizar en aplicaciones conectadas a la red. Estos sistemas unen las tecnologías fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica.
- d. Sistemas autosuficientes. En algunas situaciones, se pueden instalar sistemas híbridos completamente renovables, que

permiten la autosuficiencia de la red eléctrica. Estos sistemas combinan una fuente continua, para cubrir la necesidad energética de base (biomasa y/o energía geotérmica), y una o más fuentes intermitentes, para cubrir los picos de potencia solicitada (hidroeléctrica, eólica, solar).

Clases de Sistemas Híbridos

Se pueden clasificar a los sistemas híbridos de la siguiente manera:

- Sistemas fotovoltaicos con sistemas hidráulicos
- Sistemas fotovoltaicos con grupos electrógenos de motor a explosión.
- Sistemas fotovoltaicos con sistemas eólicos.
- Sistemas fotovoltaicos con almacenamiento de energía por bombeo (aguas superficiales u oceánicas)

Los sistemas híbridos representan actualmente una solución viable para las exigencias de energía eléctrica en áreas aisladas o no electrificadas.

Sistemas híbridos: fotovoltaico-hidroeléctrico²³

Se refiere al potencial de generación de energía eléctrica mediante la instalación de paneles solares en embalses y cortinas de presas en México (Figura 43).

Este sistema híbrido se propone como una fuente de energía renovable que, mediante recursos disponibles hasta ahora no aprovechados contribuya a resolver necesidades energéticas específicas.

Potencial fotovoltaico en México

La radiación solar no se distribuye homogéneamente por todo el planeta, sino que varía según el movimiento de traslación y rotación de la Tierra, modificando así la duración y el ángulo de incidencia de ésta.

México recibe hasta un 70% más irradiación que otros países con grandes desarrollos de aprovechamiento solar.

Aproximadamente el 90% del territorio mexicano presenta una irradiación en el rango de 5 kWh/m² a 6.6 kWh/m², lo que hace viable la utilización de

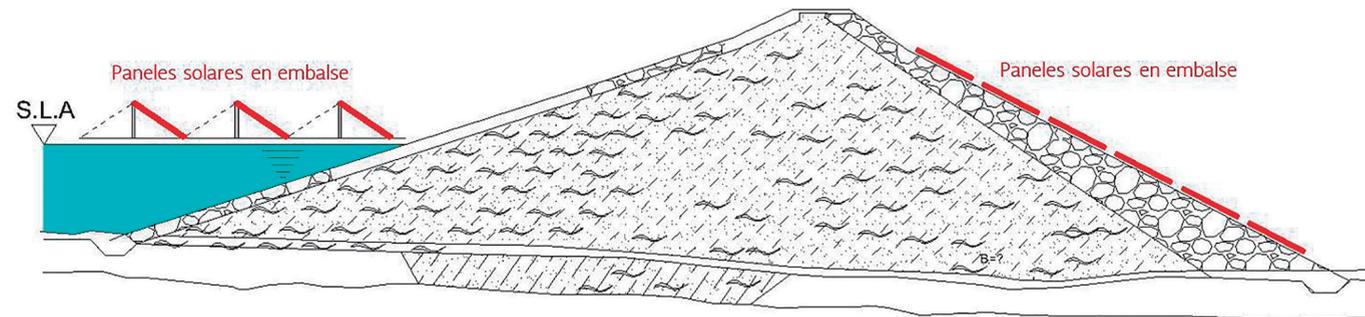


Figura 43. Esquema del aprovechamiento del paramento aguas abajo y el embalse de la presa para la generación eléctrica mediante la instalación de paneles solares.

sistemas fotovoltaicos y les da el potencial de hacer una importante contribución a la disminución del uso de combustibles fósiles (Figura 44).

México recibe hasta un 70% más irradiación que otros países con grandes desarrollos de aprovechamiento solar.

Esquema de generación “Fotovoltaico-hidroeléctrico” Generador fotovoltaico

La energía solar fotovoltaica se genera mediante un proceso de transformación de la luz solar directamente en electricidad mediante células solares.

Generador hidroeléctrico

La energía hidroeléctrica se genera a partir de la energía hidráulica del agua que fluye a través de una turbina y es transformada en energía mecánica, posteriormente un generador hidroeléctrico, convierte esta energía mecánica en electricidad (Figura 45).

23. Suárez A., “Aprovechamiento de embalses y cortinas de presas para generación de energía eléctrica”. Tesis de Maestría. UNAM. 2018.

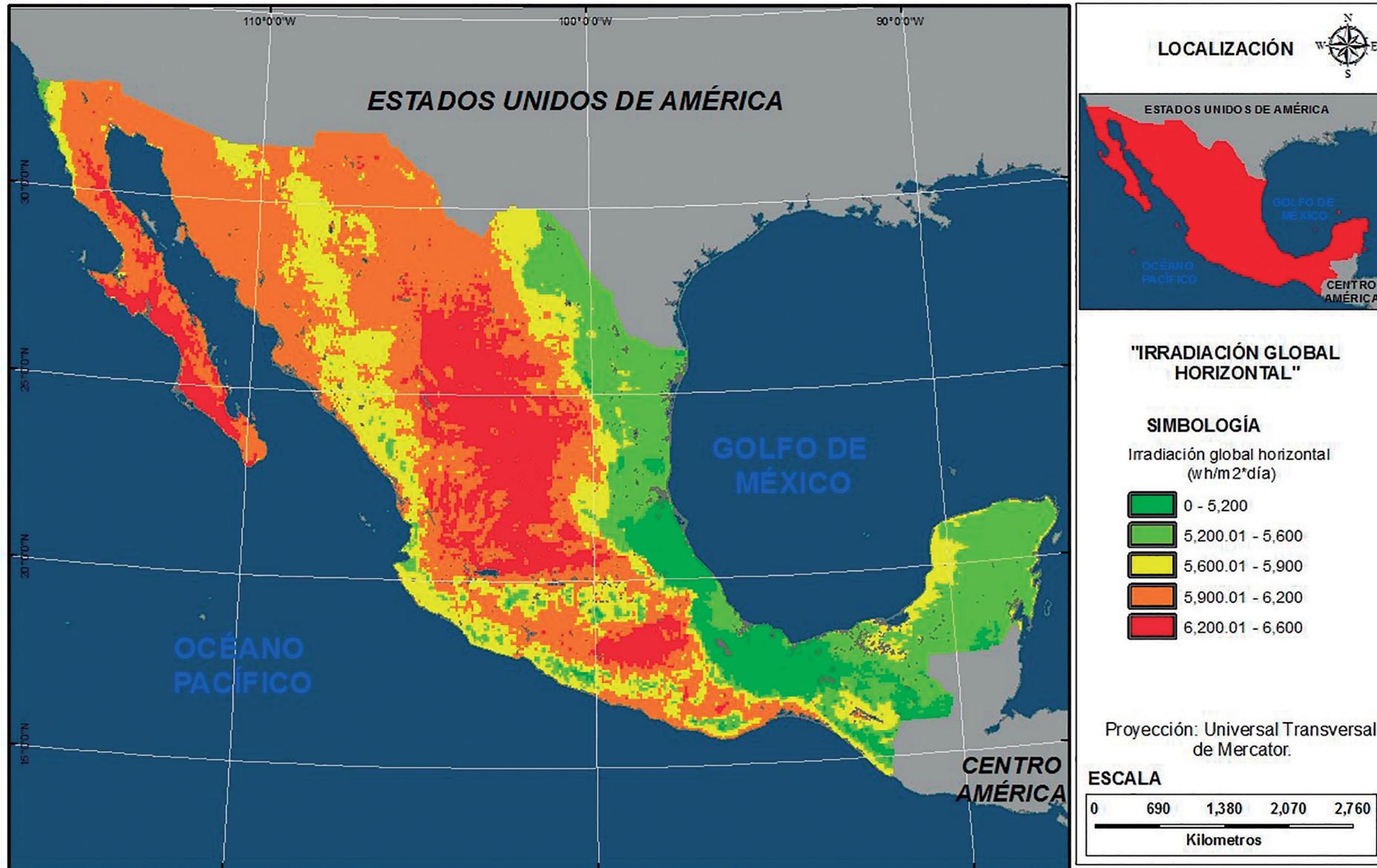


Figura 44. Irradiación global horizontal.

Regulador

Es un dispositivo electrónico, que controla el flujo de la corriente de carga proveniente de los módulos hacia la batería, y el flujo de la corriente de descarga de la batería hacia los consumos.

El regulador interrumpe el paso de corriente de los módulos hacia la batería en caso que tenga 100% de almacenamiento e interrumpe el paso de corriente de la batería hacia las demás cargas en caso contrario.

Baterías

Debido a que la radiación solar es un recurso variable, en parte previsible (ciclo día-noche), en parte imprevisible (nubes, tormentas); se necesitan equipos apropiados para almacenar la energía eléctrica generada cuando existe radiación y para utilizarla cuando se necesite.

La capacidad de la batería para un sistema fotovoltaico determinado se establece dependiendo de cuanta energía se consume diariamente, de la cantidad de días nublados que hay en la zona y de las características propias de la batería por utilizar.

Las baterías son opcionales, en caso de existir una red de transmisión donde se pueda hacer un inyectado a la red.

Inversor

Es el equipo electrónico que permite suministrar la potencia generada a la red comercial. Su función principal es convertir la corriente continua producida por el generador fotovoltaico en corriente alterna, con características establecidas por la red.

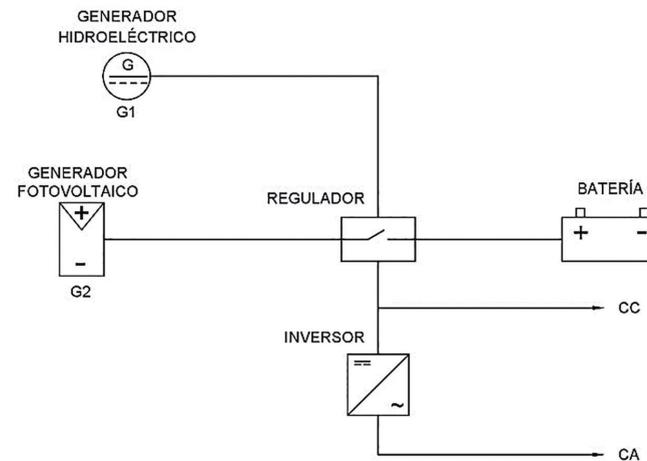


Figura 45. Esquema de un sistema híbrido (hidroeléctrico-fotovoltaico).

Instalación

Estructuras de soporte

Consisten en un soporte físico y mecánico para los módulos fotovoltaicos que garantice seguridad, acceso para mantenimiento y operación. Además, permiten la orientación correcta del arreglo fotovoltaico que maximiza la generación de energía en el solsticio de invierno que es el día más crítico.

La estructura deberá tener una vida útil mayor o igual a la del módulo fotovoltaico (aproximadamente de 30 años) por lo que el material de construcción se debe seleccionar de acuerdo al clima donde se instala considerando las condiciones meteorológicas.

El anclaje debe resistir las fuerzas que actúen sobre la estructura y el arreglo fotovoltaico, sin permitir el desprendimiento.

Para los fines propuestos se necesitan dos tipos de estructuras:

Estructura en tierra para paneles en cortinas

Una muestra de la versatilidad de las estructuras para el soporte de los módulos fotovoltaicos, se observa en las presas de Kotani, Heiso y Gongen localizadas en la prefectura de Hyogo, Japón.

La instalación de paneles fotovoltaicos sobre las cortinas tipo enrocamiento se puede realizar mediante algunas adecuaciones necesarias en la estructura de soporte (Figura 5.4).



Figura 46. Estructura convencional para la instalación de paneles en tierra.

Las compañías como *Ciel et Terre*, *Infratech Industries*, y *Thompson Technology Industries* han creado muchos modelos y sistemas diferentes de estructuras flotantes a escalas variables²⁴.

Estas estructuras deben cumplir con ciertas características, las que destacan son: resistencia a vientos extremos de hasta 212 km/h, terremotos, con calidad sanitaria para agua potable, fácil mantenimiento, seguridad de instalación y vida útil igual o mayor a la del panel.

Componentes de una estructura flotante comercial (Figura 47):

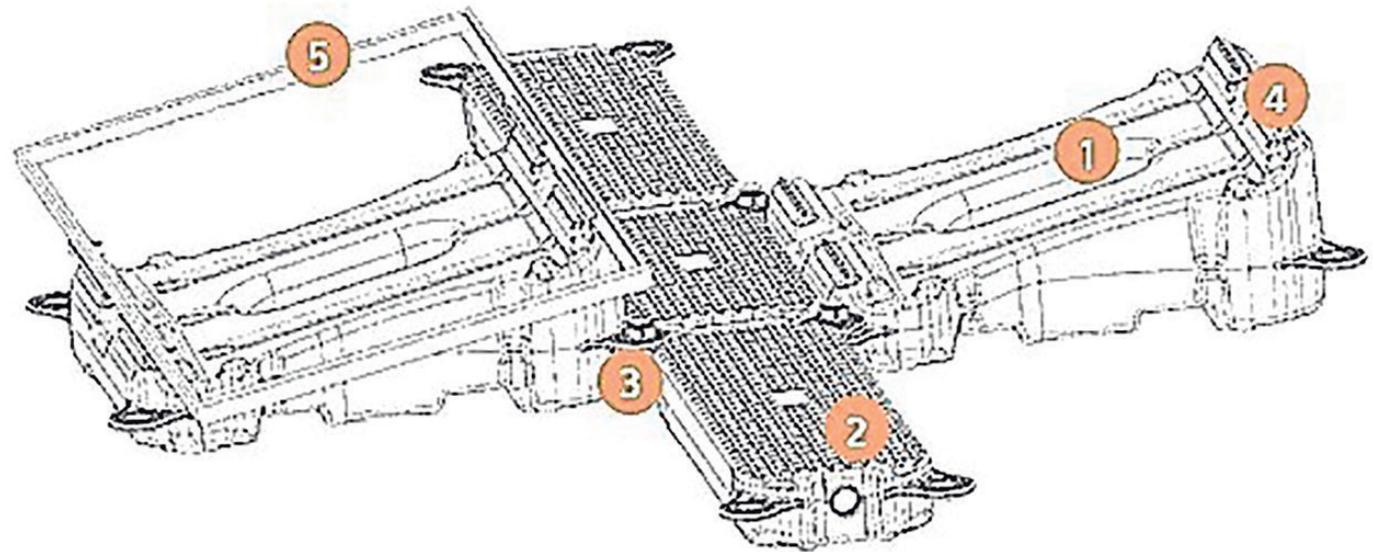


Figura 47. Componentes y características de una estructura flotante comercial.

24. <https://www.ciel-et-terre.net/hydrelieo-technology/>

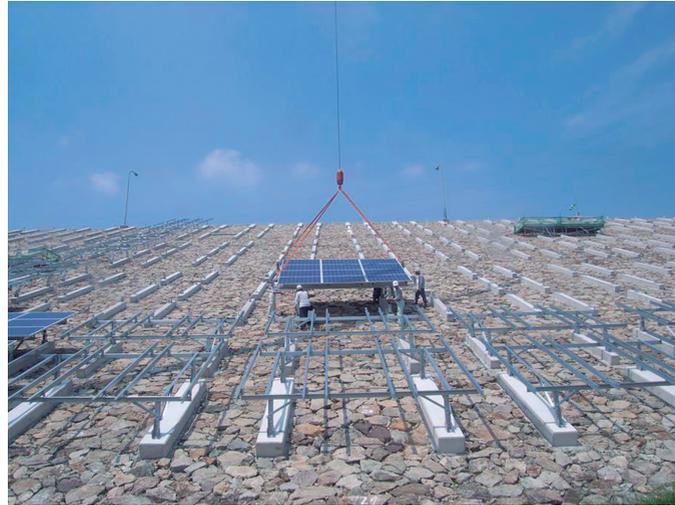


Figura 48. Paneles solares instalados en la cortina de la presa Heiso, Japón.



Figura 49. Estructura flotante en una instalación en Huinan, China.

Infraestructura hidráulica con posibilidad de instalación fotovoltaica en cortinas y embalses

Para la generación de energía con fuentes no convencionales renovables, como es la fotovoltaica, son necesarias extensiones de terreno considerables: se requiere de 1 km², es decir 100 ha para generar 65 MW. Una de las experiencias más notables en el aprovechamiento de infraestructura ya existente para la generación de energía eléctrica se tiene en Japón, que actualmente cuenta con 6 de las 10 plantas flotantes más grandes del mundo, que en conjunto poseen una capacidad instalada de 30.1 MW²⁵.

En México, la Comisión Nacional del Agua tiene registradas 6,037 presas y bordos.

Esta infraestructura hidráulica existente, se puede aprovechar para la generación de energía eléctrica de varias formas:

- Presas de riego con turbinas en el canal de la obra de toma y paneles en la cortina
- Presas hidroeléctricas repotenciadas con paneles fotovoltaicos en el embalse

- Pequeñas presas de riego instaladas con paneles en la cortina

Cortinas de presas

De acuerdo con el Sistema de Seguridad de Presas (SISP, CONAGUA), se cuenta con datos actualizados de poco más de 1,600 presas, que incluyen: ubicación, uso del agua, dimensiones, características, estado físico y operativo.

Se identificaron aquellas 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. Se descartaron las presas con cortinas menores a 4m, las destinadas a almacenar jales, las de tipo arco-bóveda y de contrafuerte. Se identificaron 1,503 presas con dichas características (Figura 5.8).

Embalses de presas

La CONAGUA a través de la Gerencia de Aguas Superficiales e Ingeniería de Ríos, recolecta datos diarios del nivel de la superficie libre del agua de las principales presas de México, dicha información es de suma importancia para la estimación del área del embalse y la capacidad de almacenamiento.

Estos datos se encuentran actualizados hasta 2006 en el Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales (BANDAS) que integra entre otros datos el área mínima, media y máxima anual de las 180 presas (Figura 5.9).

Parámetros de selección de cortinas y embalses

El criterio de selección de las cortinas existentes que podrán ser receptoras de los sistemas solares fotovoltaicos fueron las siguientes:

- cortinas mayores a 4 metros
- cortinas orientadas al sur,
- cortinas rectas (se descartaron las cortinas arco y arco- bóveda)

En caso de los embalses, se seleccionaron aquellos que no tuvieran como uso principal la Acuicultura, por lo que se hace la recomendación que este tipo de instalaciones utilicen solo un tercio del área del embalse. El cálculo de área disponible en embalses toma en cuenta el área mínima reportada en el BANDAS.

25. "Aprovechamiento de embalses y cortinas de presas para generación de energía eléctrica". Baltazar L., Angeles. Tesis de Maestría. 2018.

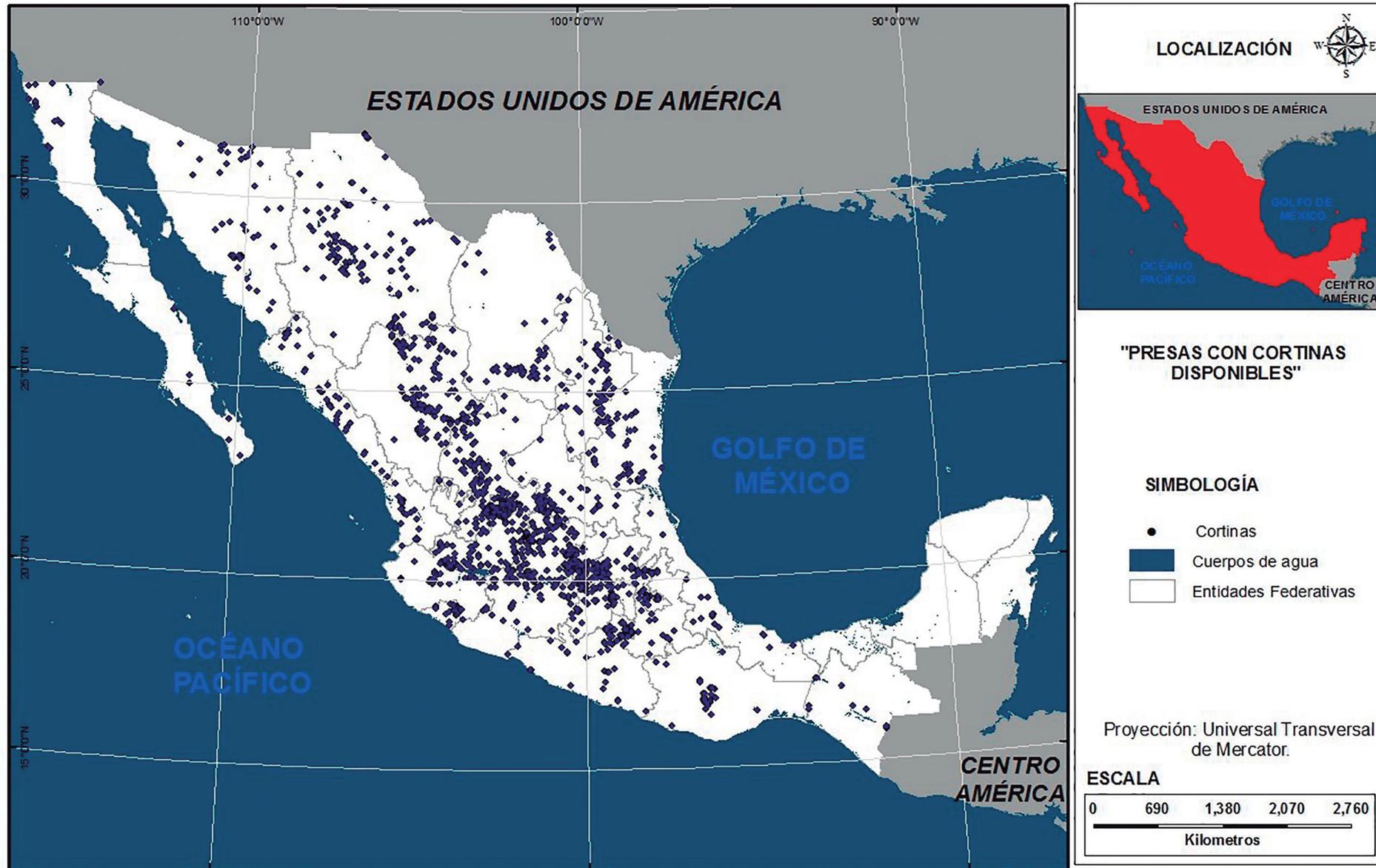


Figura 50. Localización de las cortinas de presas con posibilidad de instalación de paneles solares.

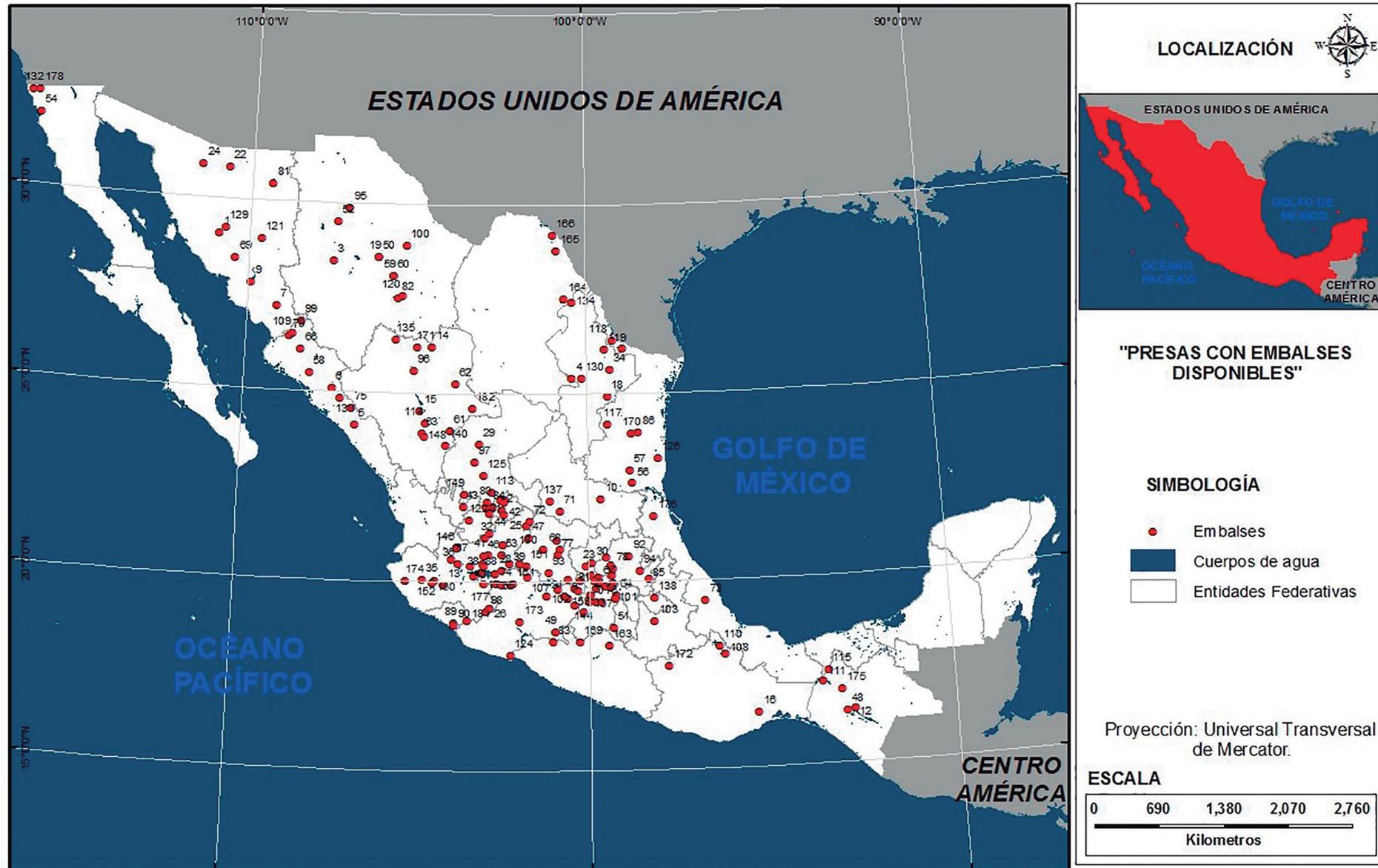


Figura 51. Localización de las cortinas de presas con posibilidad de instalación de paneles solares.

Cálculo del potencial o capacidad a instalar “Fotovoltaico-hidroeléctrico”

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

La Capacidad Instalable probable P se calcula a partir del espacio disponible (ha) dividida por la inversa de la densidad de potencia (ha/MW) (Tabla 7).

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

Dónde:

P = Capacidad Instalable, MW

A = Área disponible, ha

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

Generación media anual

El potencial probable de generación de electricidad anual (GWh/a) del sistema FV está dado por:

$$E = P * F_p$$

Dónde:

P= Inversa de la densidad de potencia por la superficie entre el área disponible, MW.

Fp = Factor de planta, decimal.

Inversa de la densidad de potencia

La densidad de potencia es la cantidad de hectáreas necesarias para instalar una MW (Tabla 7).

Se realizó el cálculo de la inversa de la densidad de potencia para superficies planas e inclinadas, este dato es necesario para el cálculo de potencial en las cortinas de las presas.

Tabla 7. 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

Potencial de generación fotovoltaica en cortinas

Se identificó una capacidad instalable en cortinas de 1,730 MW en 1600 cortinas (Figura 52).

La generación anual esperada por la instalación de sistemas fotovoltaicos en cortinas es de 3,793 GWh, se consideró un factor de planta de 0.25 (Figura 53).

En la Figura 5.13 se muestran las presas con potencial mayor a 10 GWh anual.

Los estados de mayor generación posible son: Tamaulipas y Sinaloa con 382 GWh y 380 GWh respectivamente.

Los estados con mayor capacidad instalable son Tamaulipas y Sinaloa, con 174 MW y 173 MW respectivamente. Durango, Nuevo León, Jalisco, Guanajuato y Michoacán presentan capacidad instalable entre 100 MW y 150 MW.

En la Tabla 5.2 y Figura 5.14 se muestra el aporte por entidad federativa, siendo Morelos, Veracruz, Tlaxcala, Chiapas, Colima, Baja California Sur y Distrito Federal los de menor capacidad instalable.



Figura 52. Presa con colocación de paneles solares en cortinas.

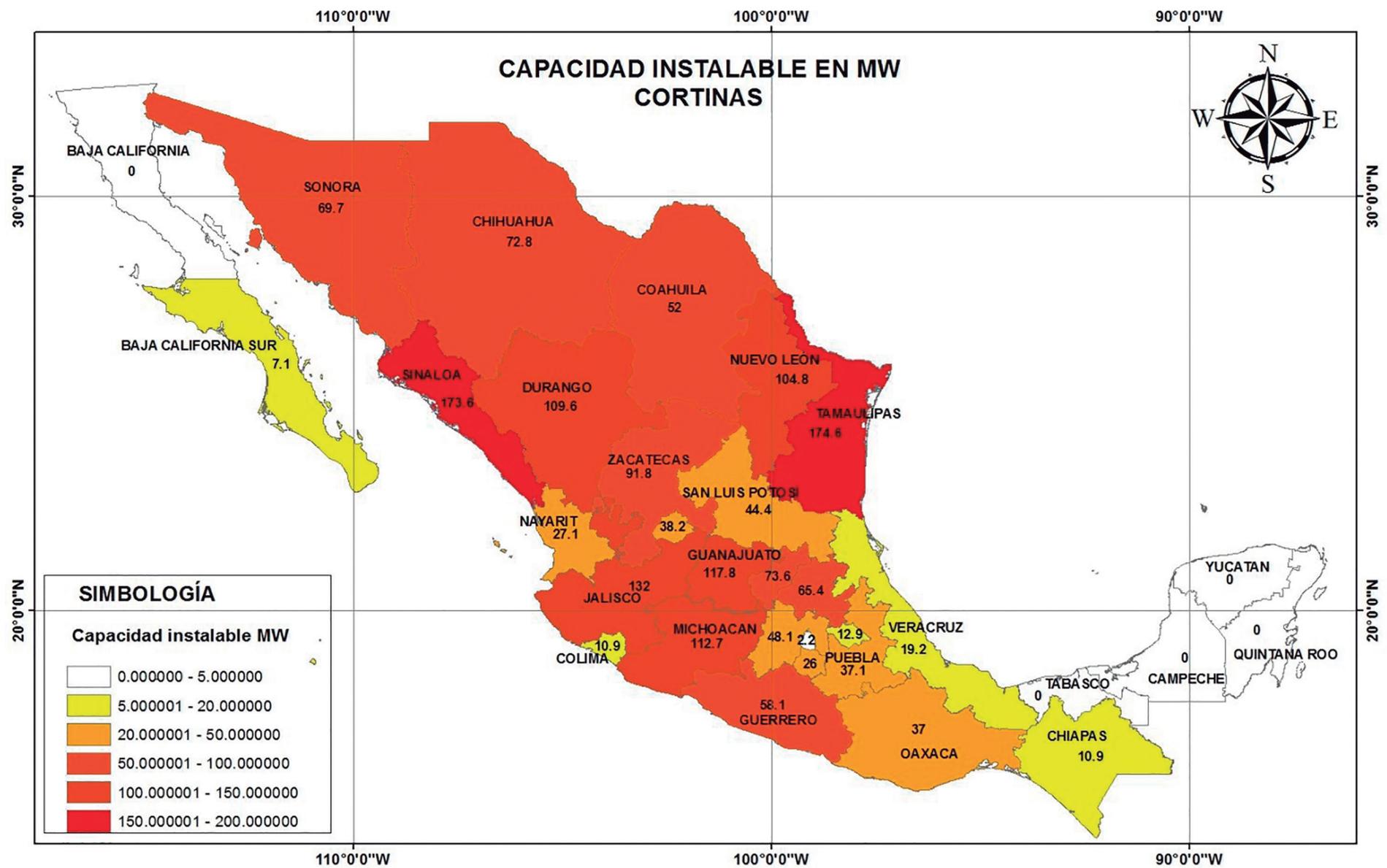


Figura 53. Capacidad instalable (MW) en cortinas.

Tabla 8. Capacidad y Generación esperada en cortinas para cada estado.

No.	Estado	Número de cortinas	Área de cortina disponible	Capacidad instalable en cortina E(MW)	Generación anual esperada (GWh/año)
1	Tamaulipas	55	208	175	383
2	Sinaloa	38	210	174	381
3	Jalisco	117	150	132	289
4	Guanajuato	99	135	118	258
5	Michoacán	87	130	113	247
6	Durango	132	132	110	240
7	Nuevo León	58	126	105	230
8	Zacatecas	97	107	92	201
9	Querétaro	59	83	74	161
10	Chihuahua	120	89	73	160
11	Sonora	45	83	70	153
12	Hidalgo	62	74	65	143
13	Guerrero	30	66	58	127
14	Coahuila	49	64	52	114
15	Estado de México	59	54	48	105
16	San Luis Potosí	64	51	44	97
17	Aguascalientes	101	43	38	84
18	Puebla	18	43	37	82
19	Oaxaca	34	41	37	81
20	Nayarit	23	31	27	60
21	Morelos	44	30	26	57
22	Veracruz	16	23	19	42
23	Tlaxcala	16	15	13	28
24	Chiapas	9	12	11	24
25	Colima	28	13	11	24
26	Baja California Sur	6	8	7	16
27	Distrito Federal	6	2	2	5
Total		1,472	2,022	1,731	3,793

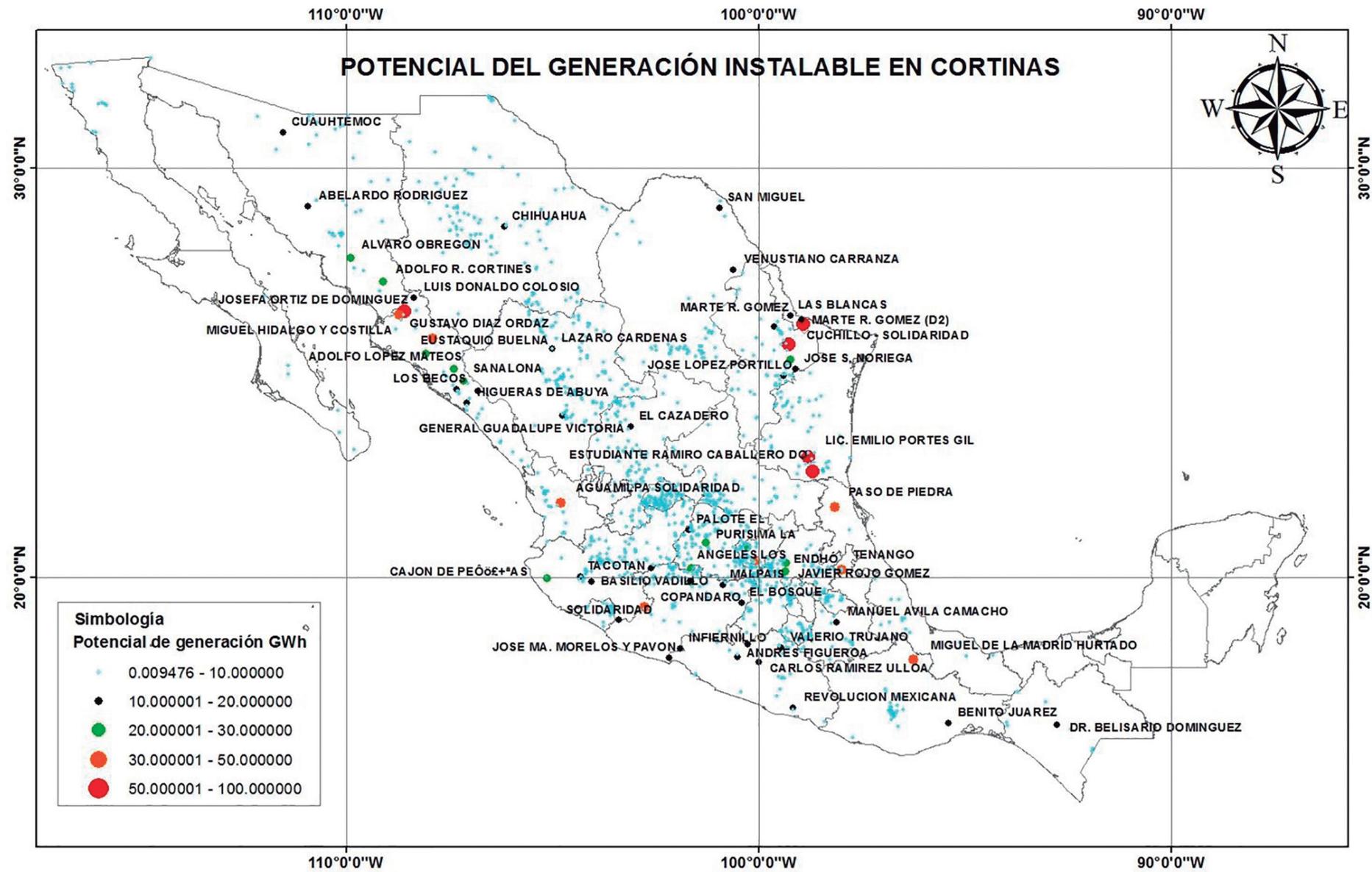


Figura 55. Ubicación de presas con potencial de generación (GWh) en cortinas mayor a 10 GWh anual.

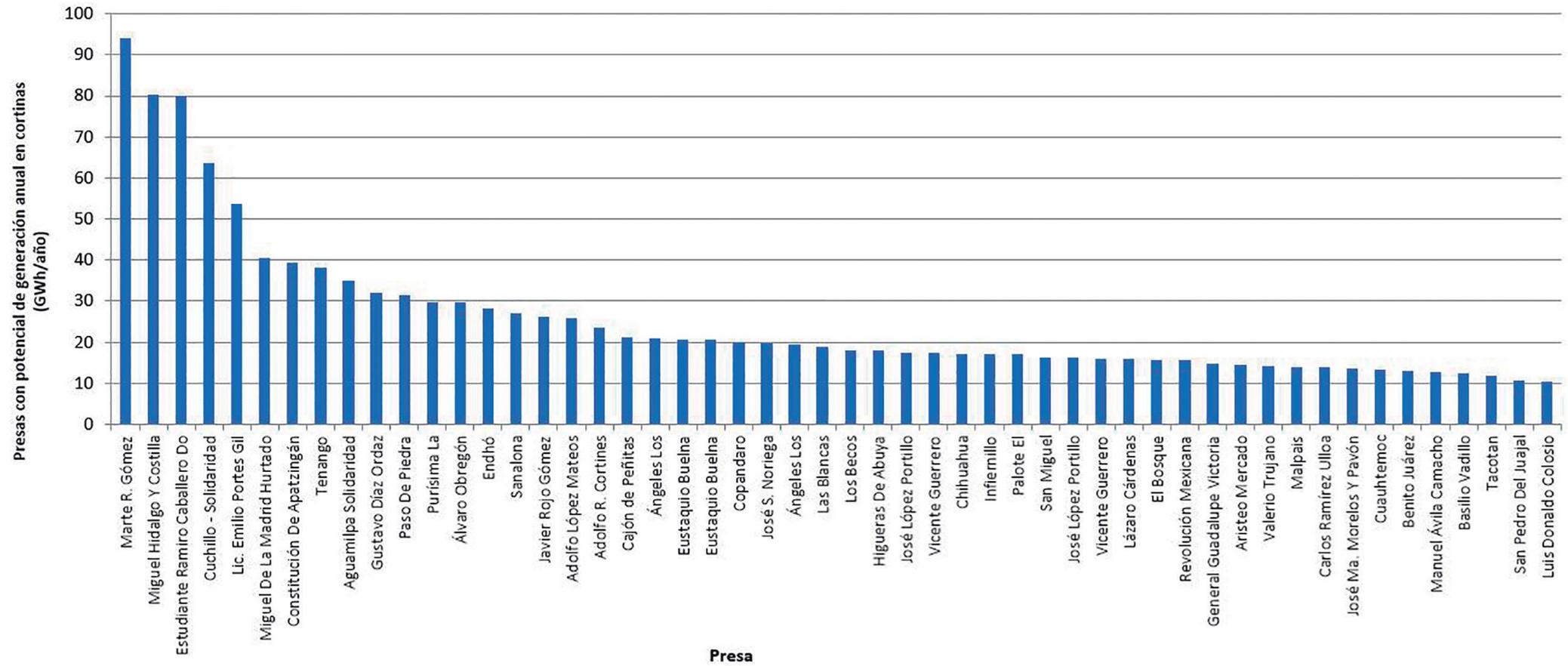


Figura 56. Presas con generación anual esperada en cortinas mayor a 10 GWh/año.

Potencial de generación fotovoltaica en embalses

Se identificó una capacidad instalable en embalses de 18,422 MW (Figura 58).

La generación anual nacional esperado por la instalación de sistemas fotovoltaicos en embalses es de 40,346 GWh. se consideró un factor de planta de 0.25 (Figura 59).

Asimismo, en la Figura 60 se pueden ver las presas con potencial de generación mayor a 100 GWh al año en embalses.

Los estados con mayor capacidad instalable son Jalisco y Oaxaca, con 9,655 y 2,408 MW respectivamente. Chihuahua, Nuevo León, Sinaloa, Tamaulipas, Guanajuato y Veracruz presentan capacidad instalable entre 500 MW y 1000 MW, como se puede ver en la Figura 58. Aguascalientes, Baja California, San Luis Potosí, Puebla, Morelos, Hidalgo y Querétaro son los de menor capacidad instalable.

Los estados de mayor generación anual posible son Jalisco y Oaxaca con 21,145 GWh y 5,275 GWh anual respectivamente (Figura 59 y Tabla 9).

En la Tabla 5.4 también se muestran las presas con mayor potencial esperado en embalses. Así como el potencial total por embalses y cortinas para cada Estado (Figura 61 y 62).

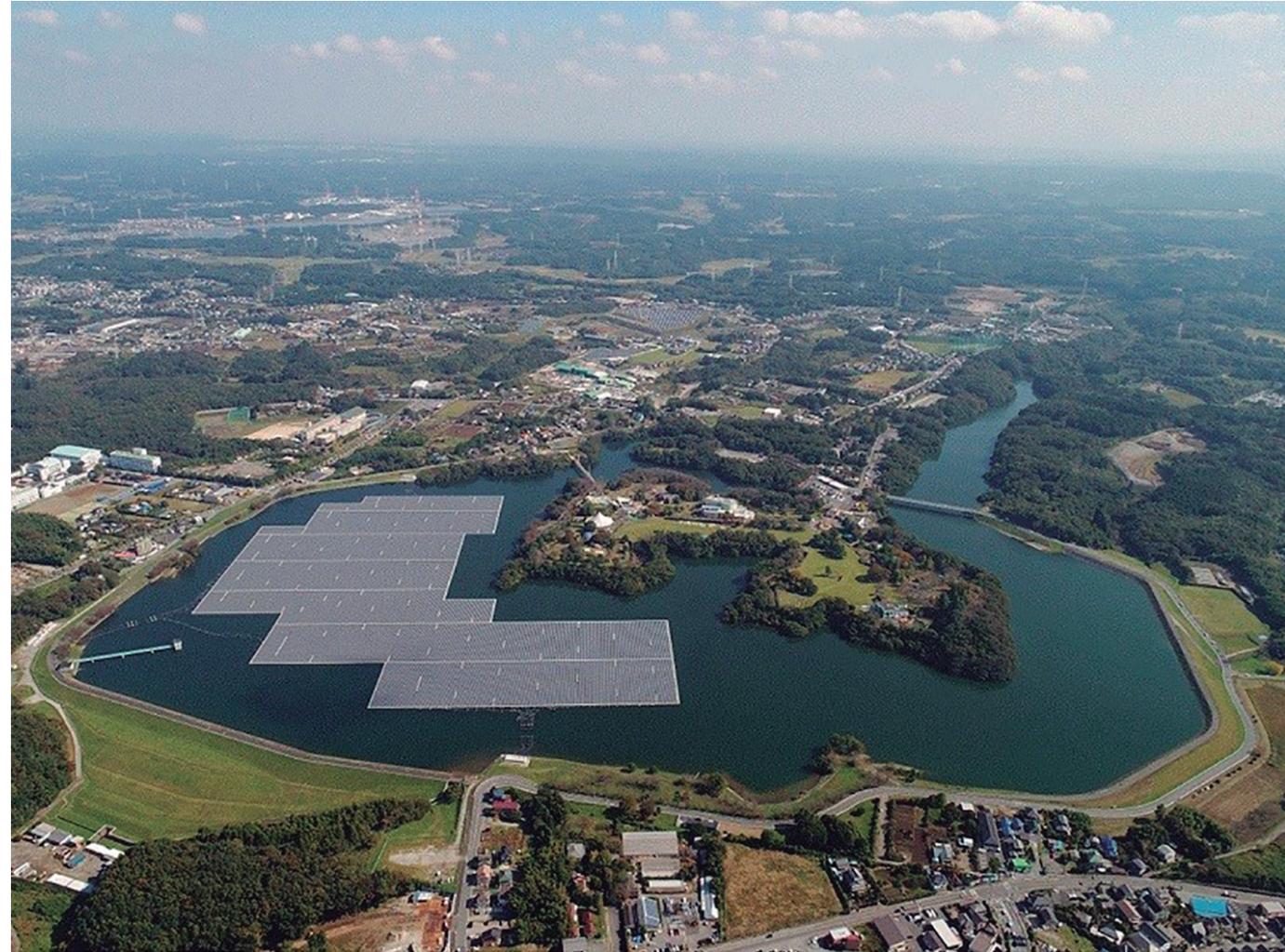


Figura 57. Presa con colocación de paneles solares en embalses.

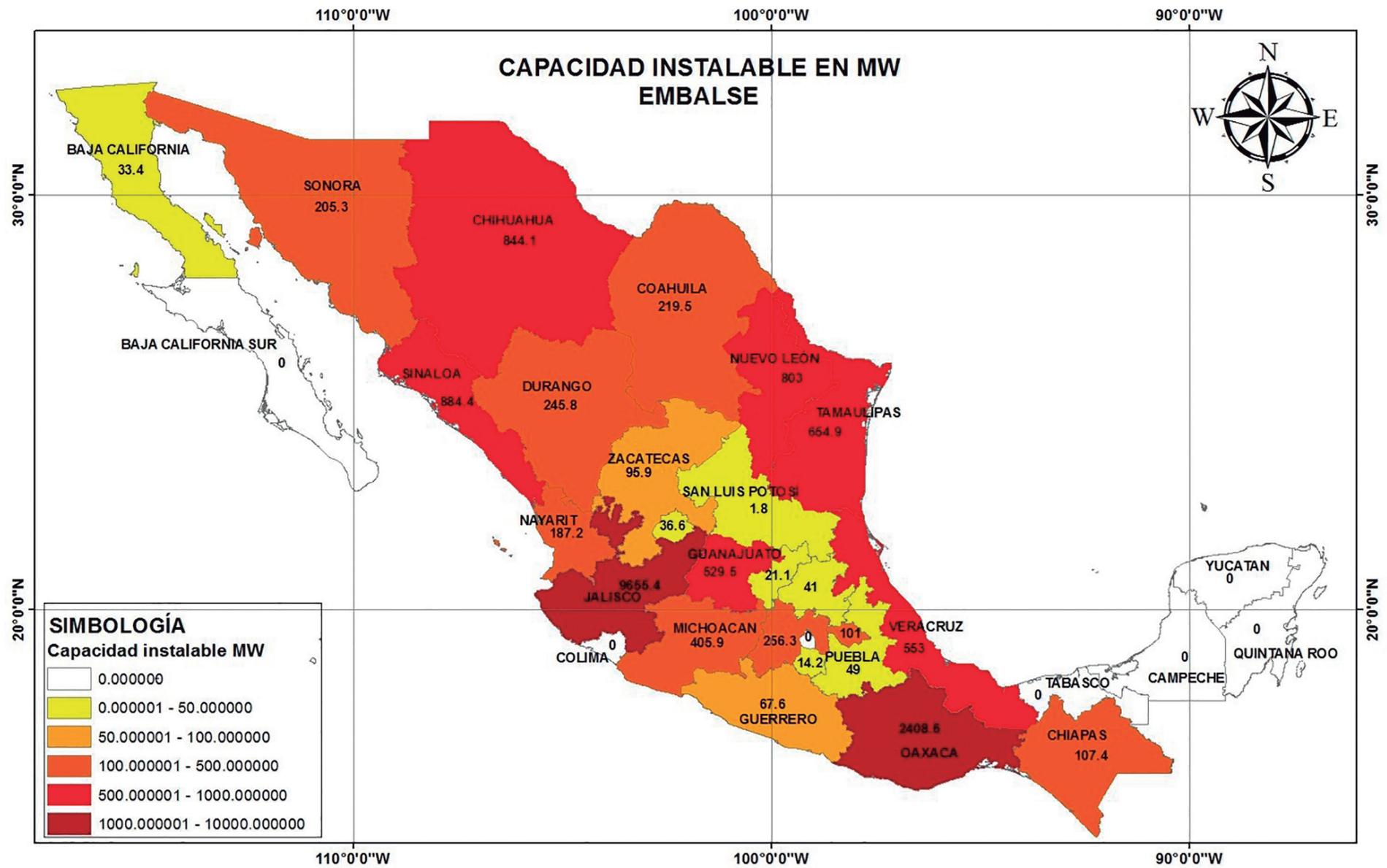


Figura 58. Capacidad instalable (MW) en embalses.

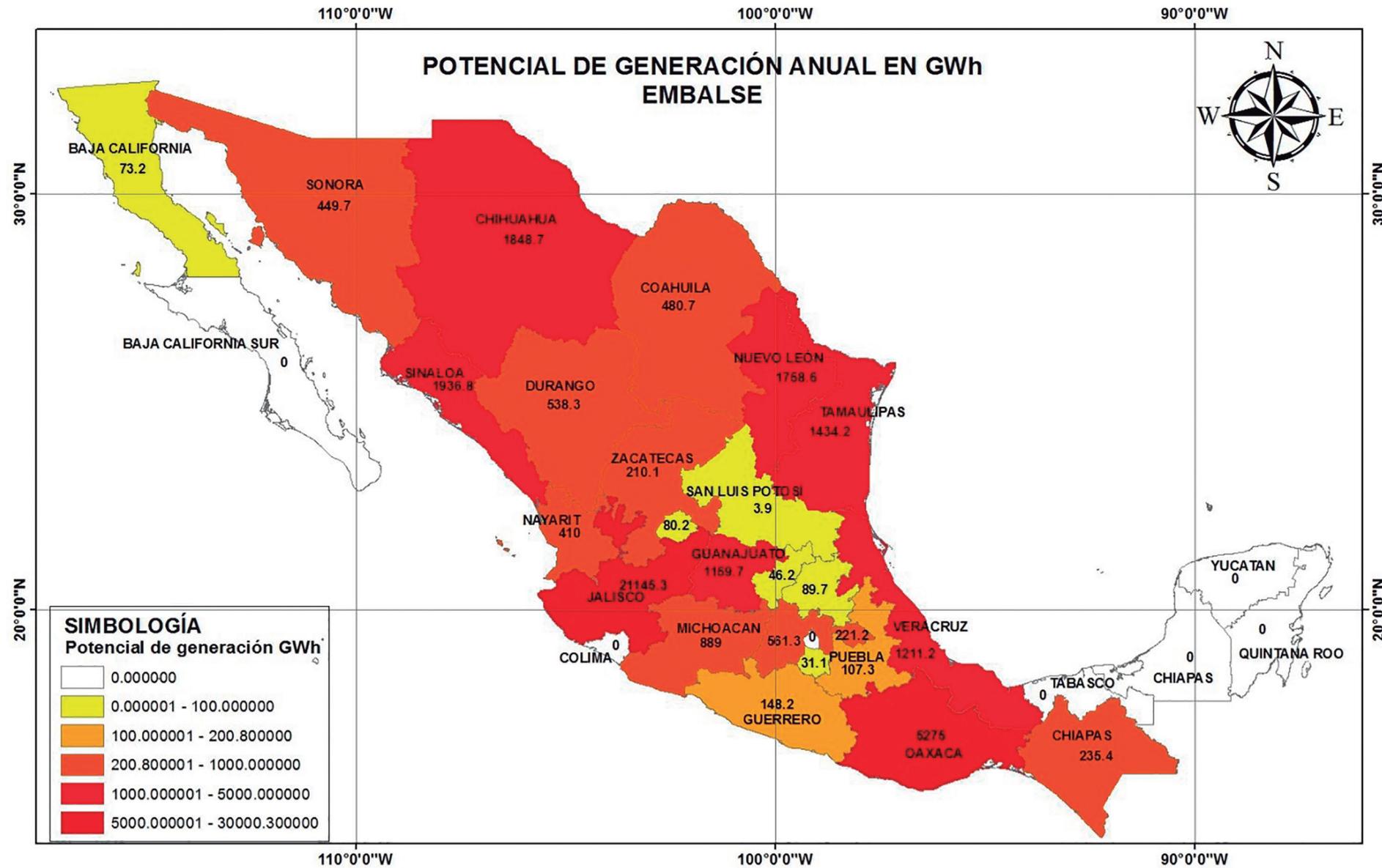


Figura 59. Generación (GWh) anual esperada en embalses.

Tabla 9. Capacidad y Generación esperada en embalses para cada estado.

No.	Estado	Número de embalses	Área de embalse disponible (ha)	Capacidad instalable en embalse E(MW)	Generación anual esperada (GWh/año)
1	Jalisco	30	13599	9655	21145
2	Oaxaca	4	3292	2409	5275
3	Sinaloa	9	1342	884	1937
4	Chihuahua	10	1321	844	1849
5	Nuevo León	6	1223	803	1759
6	Tamaulipas	8	967	655	1434
7	Veracruz	2	796	553	1211
8	Guanajuato	9	747	530	1160
9	Michoacán	20	566	406	889
10	México	13	356	256	561
11	Durango	12	373	246	538
12	Coahuila	3	347	220	481
13	Sonora	9	326	205	450
14	Nayarit	2	257	187	410
15	Chiapas	5	142	107	235
16	Tlaxcala	1	140	101	221
17	Zacatecas	8	140	96	210
18	Guerrero	3	93	68	148
19	Puebla	1	67	49	107
20	Hidalgo	9	58	41	90
21	Aguascalientes	8	53	37	80
22	Baja California	3	55	33	73
23	Querétaro	3	30	21	46
24	Morelos	1	19	14	31
25	San Luis Potosí	3	3	2	4
	Total	182	26,311	18,422	40,346



Figura 60. Ubicación de presas con potencial de generación mayor a 100 GWh al año en embalses.

Tabla 10. Presas con mayor potencial esperado en embalses.

No.	Presas con mayor potencial fotovoltaico en embalses	Estado	Capacidad Instalable (MW)	Generación anual esperada (GWh/Año)
1	Lago De Chapala	Jalisco	8180	17913
2	Miguel De La Madrid	Oaxaca	2211	4843
3	El Cuchillo	Nuevo León	689	1509
4	La Boquilla	Chihuahua	577	1264
5	Chicayan	Veracruz	549	1203
6	Cajón De Peña	Jalisco	337	738
7	Presas José López Portillo	Sinaloa	337	737
8	Laguna De Yuriria	Guanajuato	332	727
9	Estudiante Ramiro Caballero	Tamaulipas	310	679
10	Constitución De Apatzingán	Jalisco	256	560
11	Constitución De 1814	Jalisco	255	559
12	Emilio Portes Gil	Tamaulipas	160	350
13	Luis Donald Colosio	Sinaloa	155	339
14	Laguna De Amela	Nayarit	150	328
15	El Bosque	Michoacán	143	314
16	Presas Benito Juárez	Oaxaca	124	271
17	Melchor Ocampo	Michoacán	118	259
18	La Fragua	Coahuila	117	256
19	Santiago Camarena	Jalisco	106	233
20	Presas Chicoasén	Chiapas	104	228
21	San José Atlanga	Tlaxcala	101	221
22	Solidaridad	Jalisco	94	207
23	La Colina	Chihuahua	92	201

No.	Presas con mayor potencial fotovoltaico en embalses	Estado	Capacidad Instalable (MW)	Generación anual esperada (GWh/Año)
24	Adolfo López Mateos	Sinaloa	87	190
25	Luis L. León	Chihuahua	85	185
26	Eustaquio Buelna	Sinaloa	83	181
27	San Gabriel	Durango	79	173
28	Presas Solís	Guanajuato	76	167
29	Guillermo Blake Aguilar	Sinaloa	73	160
30	Ramón Corona	Jalisco	71	155
31	Valle De Bravo	México	70	153
32	Yosocuta	Oaxaca	68	150
33	República Española	Tamaulipas	66	145
34	Villa Victoria	México	65	142
35	Presas La Purísima	Guanajuato	63	137
36	El Centenario	Coahuila	61	133
37	Laguna Salinillas	Nuevo León	58	128
38	Álvaro Obregón	Sonora	57	124
39	Marte R. Gómez	Tamaulipas	56	123
40	San Miguel	Jalisco	56	123
41	Presas Derivadora Las Blancas	Tamaulipas	54	118
42	Josefa Ortiz De Domínguez	Sinaloa	51	111
43	Manuel Ávila Camacho	Puebla	49	107
44	El Volantín	Jalisco	46	100
45	Ignacio Ramírez	México	46	100
Total			16,914.58	37,042.93

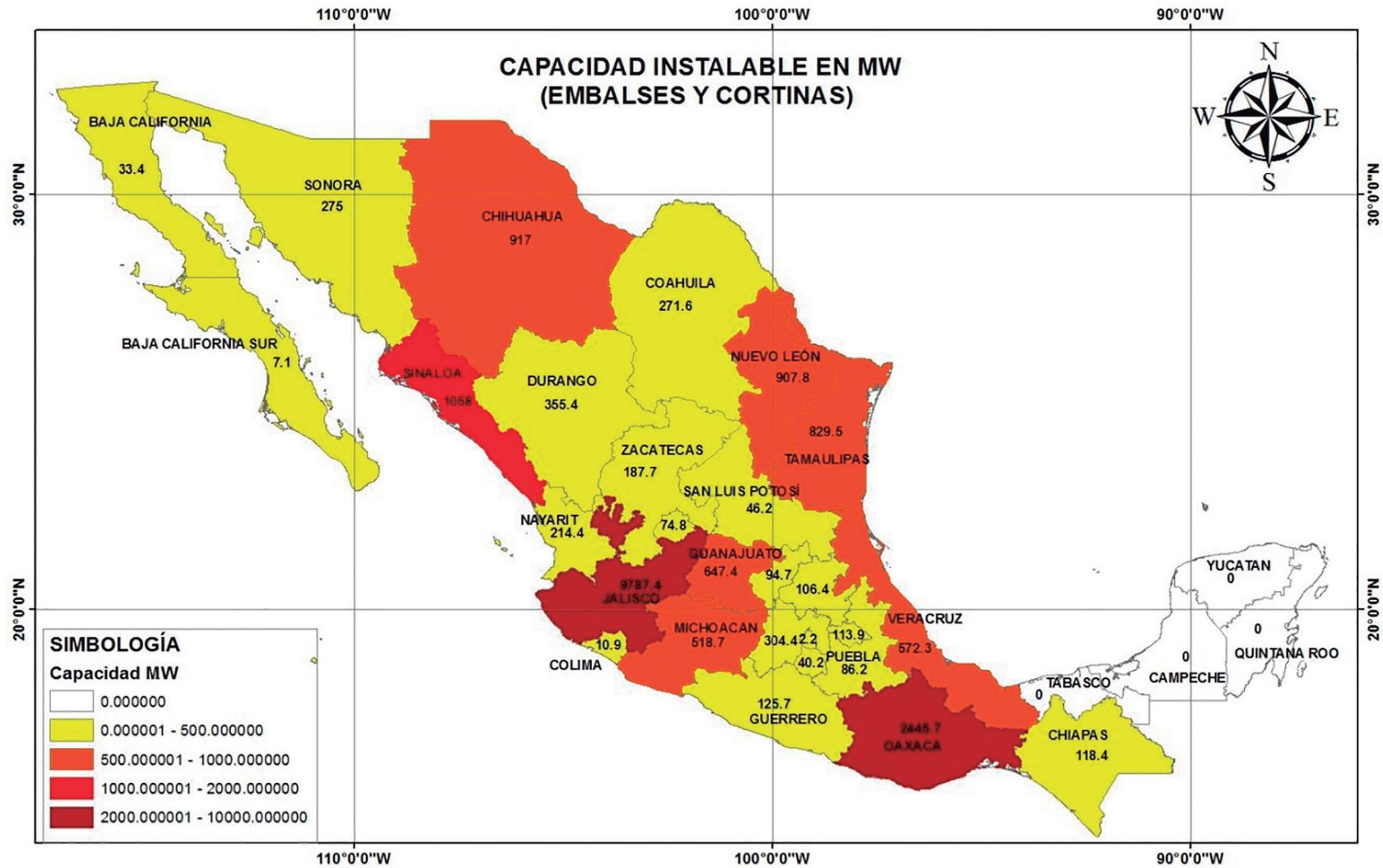


Figura 61. Capacidad instalable total en MW en Cortinas y Embalses en el país.

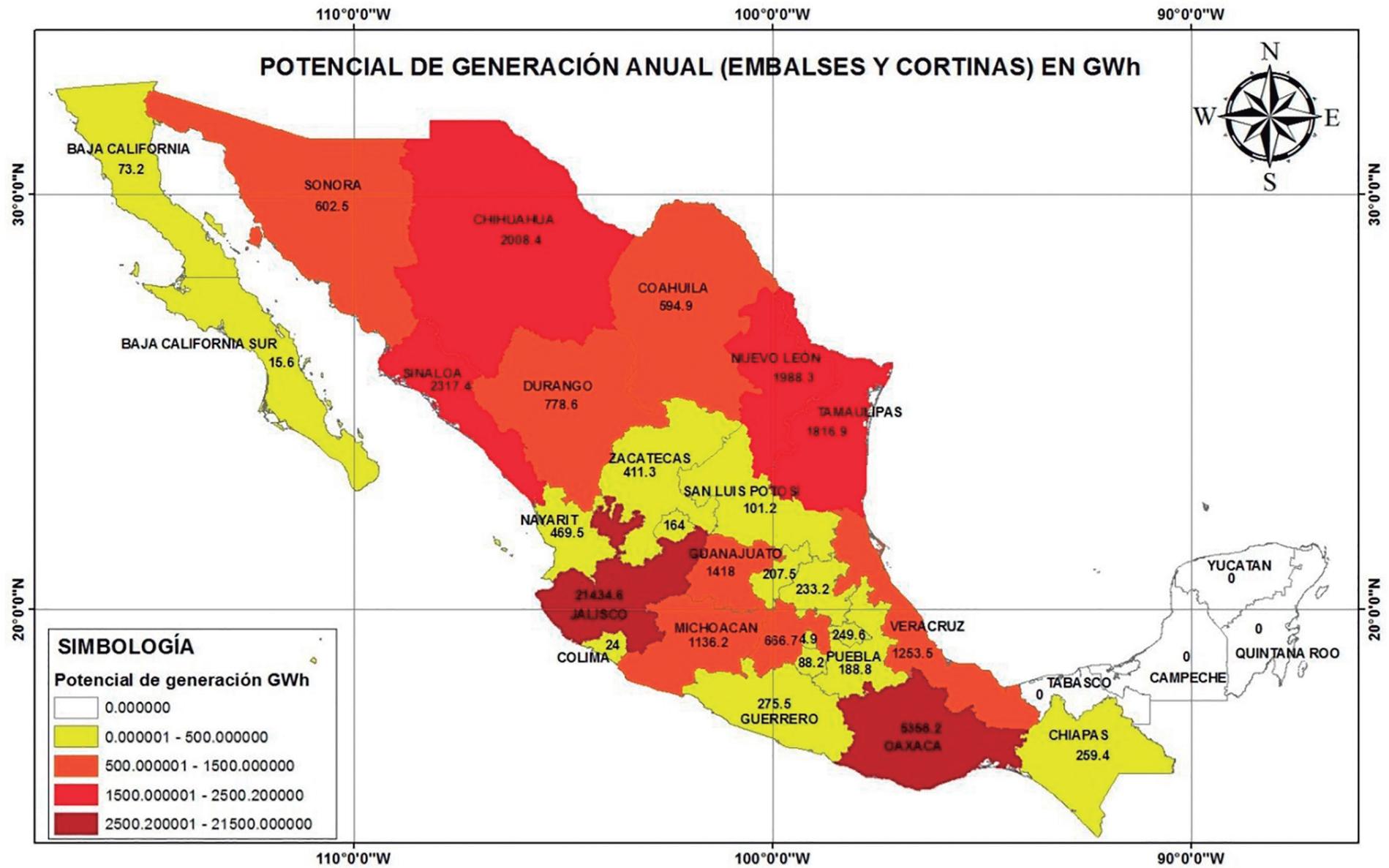


Figura 62. Generación anual total esperada en GWh en Cortinas y Embalses en el país.

Tabla 11. Potencial esperado en embalses y cortinas por Estado.

No.	Estado	Número de embalses	Número de cortinas	Área total disponible (ha)	Capacidad instalable total en MW	Potencial de generación anual (GWh/año)
1	Jalisco	30	117	13749	9787	21435
2	Oaxaca	4	34	3333	2446	5356
3	Sinaloa	9	38	1552	1058	2317
4	Chihuahua	10	120	1410	917	2008
5	Nuevo León	6	58	1349	908	1988
6	Tamaulipas	8	55	1175	830	1817
7	Guanajuato	9	99	882	647	1418
8	Veracruz	2	16	819	572	1254
9	Michoacán	20	87	695	519	1136
10	Durango	12	132	505	355	779
11	Estado de México	13	59	411	304	667
12	Sonora	9	45	409	275	603
13	Coahuila	3	49	411	272	595
14	Nayarit	2	23	287	214	470
15	Zacatecas	8	97	247	188	411
16	Guerrero	3	30	158	126	276
17	Chiapas	5	9	154	118	259
18	Tlaxcala	1	16	155	114	250
19	Hidalgo	9	62	131	106	233
20	Querétaro	3	59	113	95	208
21	Puebla	1	18	110	86	189
22	Aguascalientes	8	101	96	75	164
23	San Luis Potosí	3	64	54	46	101
24	Morelos	1	44	49	40	88
25	Baja California	3	0	55	33	73
26	Colima	0	28	13	11	24
27	Baja California Sur	0	6	8	7	16
28	Distrito Federal	0	6	2	2	5
	Total	182	1472	28333	20154	44140



CONCLUSIONES

La generación hidroeléctrica constituye una de las opciones más atractivas entre las diferentes alternativas tecnológicas para la producción de energía limpia y renovable, principalmente por su amplio ciclo de vida y el balance que brinda para la integración de fuentes intermitentes (solar y eólica). Tiene un claro predominio, tanto en el ámbito nacional como en el internacional comparado con las otras fuentes.

En la Planeación Nacional se estima un crecimiento moderado en el Sector Hidroeléctrico, de 2,213 MW para el 2032, equivalente a 47 proyectos, a diferencia de otras energías limpias renovables, como la eólica, con 14,819 MW y la solar fotovoltaica, de 11,413 MW. Sin embargo, en el Plan de Nación 2018-2024, se habla de una autosuficiencia energética, así como de aumentar la hidroelectricidad a través de la construcción de nuevas centrales y la repotenciación de las ya existentes.

Para llevar a cabo lo anterior será necesario entonces identificar las Posibilidades de Desarrollo de la Generación Hidroeléctrica mediante un análisis

cuidadoso y con la colaboración de expertos en la temática. Es por ello que recientemente (del 26 al 28 de noviembre de 2018) el IMTA organizó la “1era Reunión de Expertos en Hidroenergía”, cuyo objetivo fue analizar soluciones y la prospectiva de desarrollo de la generación hidroeléctrica en nuestro país, en temas como: tecnología e innovación en diversos esquemas de aprovechamiento hidroeléctrico, la sustentabilidad ambiental y la viabilidad social, la seguridad hídrica, la gobernanza, el mercado eléctrico, la industria nacional, la formación de capacidades y la difusión del sector.

Como resultado se obtuvieron “21 Posibilidades de Desarrollo de la Generación Hidroeléctrica Nacional”, que además del planteamiento de nuevos aprovechamientos hidroeléctricos, también incluye acciones de Gobernanza, Planeación, Regulación, Investigación y Desarrollo Tecnológico.

Entre las Propuestas de mayor relevancia se encuentran los “Proyectos Multipropósitos” donde se requiere que se modifiquen los criterios de evaluación, es decir, las grandes presas como una

fuentes de desarrollo socioeconómico de una región y del país, y con el costo de oportunidad que puede proporcionar una hidroeléctrica ante un fenómeno hidrometeorológico o un sismo; el “Rebombeo como almacenamiento de energía”, puesto que México cuenta con un potencial el cual aún no se ha implementado a diferencia de los países desarrollados; la “Repotenciación y Modernización de centrales”, la cual actualmente se está estudiando ampliamente y ya se tiene identificado aquellas centrales urgentes de repotenciar y modernizar, esto no solo consiste en cambiar los equipos de generación sino volver a desarrollar los estudios hidrológicos y plantear una nueva operación, así como implementar acciones que permitan elevar la generación; el “Equipamiento en infraestructura hidroagrícola”, donde se tiene identificado el potencial aprovechando el caudal de riego de las obras hidroagrícolas para la generación de energía;

Y finalmente, los “Sistemas híbridos Fotovoltaico-Hidroeléctrico”, entre otros, donde ya se ha estudiado el potencial con la colocación de paneles solares en cortinas y embalses, y así evitar las afectaciones

socioambientales. Se estima que el potencial con la implementación de paneles solares en 1600 cortinas probables es de 1700 MW y una generación de 3,793 GWh. Asimismo, en embalses (180) se tiene un potencial de 18,422 MW y una generación de 40,346 GWh anual esperada. Este tema se encuentra desarrollado en la presente obra.

Asimismo, el conocimiento del potencial hidroeléctrico es fundamental para el Gobierno, los inversionistas y la sociedad: en la gestión sostenible del medio ambiente y los recursos naturales; la planeación de la matriz energética y de las redes eléctricas; así como para otorgar concesiones para el aprovechamiento del agua, el territorio y la infraestructura. Actualmente no se cuenta con estudios integrales del Potencial hidroeléctrico de las cuencas de México, es por ello que en esta obra se mencionan algunas metodologías identificadas como casos de éxito internacionalmente por la International Hydropower Association (IHA).

También, dentro de la planeación mundial es importante considerar las tendencias energéticas de países como China: Las alternativas en China desempeñarán un papel importante en las tendencias mundiales y podrían provocar una transición más rápida a las energías limpias (“cuando China cambia, todo cambia”). Actualmente se encuentra entrando a una nueva fase en su desarrollo, “energy revolution”, se trata de la lucha contra la contaminación y una

transición hacia un modelo económico basado en servicios, lo que mueve al sector de energía en una nueva dirección, con énfasis en la electrificación, el gas natural y las tecnologías más limpias, de alta eficiencia y tecnologías digitales. Sin esas medidas de eficiencia en el 2040 el consumo final sería un 40% mayor.

En el caso de las mini-hidroeléctricas China domina el campo, con el 51% de la capacidad mundial instalada (<10MW) y cerca del 29% del potencial mundial. Esto representa más de cuatro veces la capacidad instalada en Italia, Japón, Noruega y USA juntas. La construcción de SHP en China, está basada en la Electrificación Rural (E.R.), lo que ha permitido resolver el problema de 592,000 hogares y 2.24 millones de habitantes. Hoy en día la planeación de las SHP en China ven hacia la explotación sustentable de los recursos, los derechos y beneficios de los usuarios de las tierras, la protección al medio ambiente y la seguridad y eficiencia en las centrales.

Existe una gran cantidad de modelos de desarrollo de SHP en el mundo, y los alcances de China en este tema son solo uno de los modelos de éxito que podrían ser adoptados y referenciados hacia otros países.

Una de las acciones identificadas para lograr este desarrollo de Posibilidades de la Generación Hidroeléctrica en México en el corto plazo es la

creación de un “Centro Mexicano de Innovación en Energía Hidroeléctrica (CEMIE-Hidro)”, el cual, brinda las posibilidades de identificar y llevar a cabo acciones de desarrollo de la generación de energía y establecer mecanismos de solución con la participación expertos de las instituciones del país, las universidades, la iniciativa privada, la industria, la colaboración internacional, entre otros.



M.I. Ana Palacios Fonseca
Especialista en Hidroenergía
Instituto Mexicano de Tecnología del Agua.

COLOFÓN

El documento Bases para un Centro Mexicano en Innovación de Energía Hidroeléctrica, CEMIE-Hidro. 2da Parte: Posibilidades de Desarrollo Hidroeléctrico en México, se terminó de imprimir el mes de febrero de 2018. El tiraje consta de 63 impresiones.



**GOBIERNO DE
MÉXICO**

MEDIO AMBIENTE

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES



IMTA

INSTITUTO MEXICANO
DE TECNOLOGÍA DEL AGUA