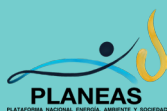


Yannick Deniau

Luis Fernando Pérez Macías



Programa
Nacional
Estratégico



**ENERGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO**

El Sistema Eléctrico Nacional

**PARTE 2. Análisis sobre la ocupación territorial
de las centrales eléctricas en México**



El Sistema Eléctrico Nacional

PARTE 2. Análisis sobre la ocupación territorial
de las centrales eléctricas en México



GOBIERNO DE
MÉXICO



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

Yannick Deniau

Luis Fernando Pérez Macías

Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt)
Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace-ECC)
Plataforma Nacional Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas)



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

Programa
Nacional
Estratégico



ENERGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



PLANEAS
PLATAFORMA NACIONAL ENERGÍA, AMBIENTE Y SOCIEDAD



Revisión

Luca Ferrari

Corrección de estilo

Andrea González Márquez

José Luis Ortega Torres

Fotografía

Aji Styawan (p. 119)

Anna Liminowicz (p. 4)

Dennis Schroeder (p. 116)

GeoComunes (portada)

Gobierno de México (pp. 5, 45, 130)

Gulshan Khan (p. 8)

Jeswin Thomas (p. 123)

Jimena L. Paz Navarro (p. 6)

Joan Sullivan (p. 115)

Kindel Media (p. 9)

Marcelo Pérez del Carpio (p. 44)

Matjaz Krivic (pp. 3, 125)

Tomás Castelazo (p. 124)

Diseño editorial

Arlen Hernández

tallerhojarasca.com

contacto@tallerhojarasca.com



Citar como: Deniau, Y. y Pérez Macías, L.F. (2024). *El Sistema Eléctrico Nacional. Parte 2. Análisis sobre la ocupación territorial de las centrales eléctricas en México*. México: Pronace ECC-Conahcyt.

Este cuaderno temático es producto de un proyecto apoyado por el Conahcyt en el año 2024. Los contenidos y el diseño editorial son responsabilidad de las y los colaboradores. El Conahcyt, con el fin de ampliar el acceso a los resultados y productos de los proyectos apoyados, difunde este documento sin que ello represente una postura institucional.

ISBN en trámite.

Agosto de 2024.



Contenido

- Introducción | **6**
- Base de datos sobre centrales eléctricas | **8**
 - Metodología de la elaboración de una base de datos sobre centrales eléctricas en México | **9**
 - Resultados y discusión | **13**
 - Centrales en operación | **14**
 - Centrales en proyecto | **22**
 - Cambios en este sexenio | **35**
- Ocupación territorial de las centrales eléctricas en México | **44**
 - Metodología de la elaboración de una base de datos de polígonos de centrales eléctricas en México | **46**
 - Ocupación territorial y densidad energética de las centrales eléctricas en México | **50**
 - Ocupación territorial de las centrales eléctricas | **50**
 - Densidad energética de las centrales eléctricas | **56**
 - Tenencia de la tierra de las centrales eléctricas en operación y proyecto | **63**
 - Tipos de contratos y mecanismos de acceso a la tierra según las tecnologías | **63**
 - Metodología utilizada | **72**
 - Resultados | **73**



Uso de suelo y vegetación relacionado con los predios de las centrales eléctricas en operación y en proyecto entre 1992 y 2022 | **85**

Comparación por tecnología, estado y fases | **85**

Metodología | **85**

Ocupación y cambio de uso de suelo y vegetación | **88**

Conclusión | **115**

Listado de figuras | **119**

Listado de tablas | **123**

Listado de mapas | **124**

Referencias bibliográficas | **125**



Introducción

El conocimiento de las características técnicas, geográficas e históricas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es una condición para la elaboración de investigaciones que abonen a su planificación frente a las necesidades energéticas del país en un contexto de crisis socioambiental y climática a escala planetaria. Las dificultades para obtener datos consistentes sobre la evolución de la matriz eléctrica en México que permitan realizar estos estudios fueron identificadas en la primera parte de este estudio sobre el SEN (Deniau *et al.*, 2023).¹ En esta segunda parte se presenta un análisis de las características territoriales del SEN, en particular sobre las relacionadas con su ocupación superficial así como los cambios en el uso de suelo y vegetación en las áreas ocupadas. A este análisis se le suma un primer ejercicio de cálculo de la densidad energética del SEN, como insumo para próximos trabajos.

El despliegue territorial del SEN ha variado a lo largo de su historia dependiendo de las políticas económicas y energéticas en curso, de la disponibilidad de fuentes de energía y del acceso a las tecnologías para la generación eléctrica, así como de las condiciones para el emplazamiento de un sistema de transmisión que corresponda con los requerimientos de la demanda diferenciada geográficamente a lo largo y ancho del territorio nacional. Durante las últimas tres décadas (1994-2023), la organización territorial de la capacidad instalada en el SEN ha presentado importantes transformaciones con la incorporación masiva del gas metano en la matriz eléctrica y, de forma más reciente, con la instalación de grandes centrales eólicas y fotovoltaicas en algunas regiones del

¹ Disponible para descarga en el siguiente enlace: <https://conahcyt.mx/cuaderno-tematico-3/>

país. Conocer la dimensión geográfica de estos cambios —así sea en relación a los tipos de centrales eléctricas construidas, las entidades donde se han instalado o las diferentes características y usos del área ocupada— es una tarea complicada, a la que el presente cuaderno temático intenta aportar elementos para su estudio.

Los objetivos de este cuaderno temático son:

- Analizar el despliegue territorial actual de las centrales eléctricas en operación y en proyecto, diferenciadas por tipo de tecnología, ubicación y propietario.
- Mostrar el emplazamiento temporal y espacial de las centrales eléctricas construidas en el país entre los años 1992-2023.
- Generar una estimación de la densidad energética por tipo de tecnología empleada, con base en datos geográficos específicos para el caso de México.
- Mostrar y analizar la ocupación territorial de esas centrales y sus posibles impactos en términos de tenencia de la tierra, uso de suelo y vegetación.

Base de datos sobre centrales eléctricas





Base de datos sobre centrales eléctricas

Metodología de la elaboración de una base de datos sobre centrales eléctricas en México

Una de las grandes problemáticas en México respecto a la información pública disponible sobre el subsector eléctrico es la inexistencia de bases de datos completas, actualizadas y georeferenciadas sobre las centrales eléctricas existentes o planeadas en el país.

Ha habido algunas iniciativas regionales como la Cooperación de América del Norte en Información Energética (Sener, 2016), donde instituciones de Canadá,² Estados Unidos³ y México⁴ publicaron un mapa interactivo de la infraestructura energética y recursos renovables en América del Norte (Sener, s.f.). En dicho mapa era posible descargar información georeferenciada de las centrales eléctricas en operación con una capacidad mayor a 100 megavatios (MW) y de las centrales eléctricas renovables mayores a 1 MW de potencia. Sin embargo, las bases de datos descargables no incluyen centrales eléctricas no renovables menores de 100 MW y tampoco las centrales en construcción o

² Natural Resources Canada, Statistics Canada y National Energy Board of Canada.

³ U.S. Census Bureau y U.S. Energy Information Administration.

⁴ Secretaría de Energía, Comisión Reguladora de Energía, Comisión Nacional de Hidrocarburos, Centro Nacional de Control de Energía, Centro Nacional de Control de Gas Natural, Petróleos Mexicanos, Comisión Federal de Electricidad e Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

proyecto. En el presente, la información disponible sólo está actualizada hasta 2016 y los distintos enlaces al mapa interactivo han dejado de funcionar.

En México, el Inventario Nacional de Energías Limpias (INEL) (Sener, 2018) — antes llamado Inventario Nacional de Energías Renovables (INER) — tenía un mapa interactivo con posibilidad de descargar información georeferenciada de las centrales renovables en operación y los sitios potenciales. Esta última categoría incluía los sitios “probados” que cuentan con un permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y sitios “probables” provenientes de distintos inventarios⁵ realizados en el país. No obstante, la información del INEL se limitaba a las centrales eléctricas renovables y el sitio web dejó de funcionar.

Otra fuente de información sobre las centrales eléctricas en México es el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) (Sener, 2022a), que incluye un anexo (Sener, 2022b) del listado de las principales centrales eléctricas en operación. Su información está limitada a los nombres, tecnología y municipio de las principales 70 centrales de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), los productores independientes de energía (PIE) y sólo 46 centrales privadas sin incluir el resto de centrales y permisionarios.

En este contexto, la CRE es la fuente institucional con más información desglosada de las centrales eléctricas en México. Esta información se publicaba en la “Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica” de la plataforma *Datos Abiertos de México* (Gobierno de México, s.f.), la cual dejó de ser actualizada desde 2019. Ahora se publica en el *Micrositio de Permisos en Materia de Generación de Energía Eléctrica* de la CRE (s.f.a). En la actualidad, sólo se puede conseguir información sobre las características del total de centrales eléctricas mediante una solicitud de información pública dirigida a la CRE o consultando el micrositio de permisos. El problema de esta información es que no contiene coordenadas geográficas, por lo que hay que hacer una búsqueda individual en la página de consulta de la CRE (s.f.b) para conocer la ubicación precisa de la central permisionada. Además, en ocasiones no está actualizada la información y, por tratarse de la capacidad permisionada, ésta no necesariamente coincide con la capacidad en operación en cada caso.⁶

⁵ Estos inventarios fueron realizados por la Comisión Federal de Electricidad, la Universidad Nacional Autónoma de México y el Centro Mario Molina.

⁶ Para una comparativa más detallada de las fuentes de información del sistema eléctrico mexicano se puede consultar Deniau y colaboradores (2023).

Este breve inventario de las disponibilidades de datos geográficos en las distintas instituciones gubernamentales muestra un gran retraso en el acceso a la información pública del subsector eléctrico en México comparado con el subsector de los hidrocarburos.⁷ Frente a este vacío de información geográfica e histórica por parte de las instituciones relacionadas con el subsector eléctrico, algunas iniciativas de la sociedad civil han tratado de desarrollar sus propias bases de datos georeferenciadas sobre centrales eléctricas. Una es la publicada por el Observatorio de Transición Energética de México (ObtrenMX) (ICM, s.f.), de Iniciativa Climática de México (ICM), que presenta un mapa de las centrales eléctricas en operación, pero no dispone de opciones de descarga de la base de datos. Otra iniciativa proviene del colectivo GeoComunes, que publicó en 2020 el geovisualizador “Alumbrar las contradicciones del Sistema Eléctrico Mexicano y de la transición energética” (GeoComunes, 2020), el cual contiene una base de datos georeferenciada completa, actualizada y descargable de las centrales eléctricas en operación, en construcción y en proyecto en México. También es importante mencionar que existe una iniciativa a escala mundial llamada Global Energy Monitor (s.f.) en la cual se ha realizado un mapeo de la infraestructura energética y se ha desarrollado una serie de mapas interactivos tanto mundiales como regionales en los que se distinguen las centrales por la tecnología y fuente de energía empleada con vínculos a páginas web wiki y opciones de descarga de las bases de datos.

Para el análisis aquí presentado se utilizó la base de datos de centrales eléctricas actualizada hasta 2023, desarrollada por la Plataforma Nacional de Energía, Ambiente y Sociedad (Planeas)⁸ en conjunto con GeoComunes. Esta base de datos se elaboró a partir de la versión realizada por GeoComunes en 2019, cuya fuente principal es la información publicada por la CRE, ya que es la que presenta la ubicación más precisa de cada central.⁹ El mapeo se limitó

⁷ Después de la aprobación de la reforma energética en 2013 que aperturó el sector a la inversión privada de forma directa y de la insistencia de distintas organizaciones de la sociedad civil, la Comisión Nacional de Hidrocarburos desarrolló un mapa interactivo (CNH, s.f.) con opciones de descarga de información georeferenciada relacionada con los hidrocarburos en el país.

⁸ Planeas es un proyecto transversal del Programa Nacional Estratégico de Energía y Cambio Climático (Pronace-ECC) del Consejo Nacional de Humanidades, Ciencias y Tecnologías (Conahcyt). El proyecto, que empezó a finales de 2021, tiene como objetivo constituir un repositorio integral de información sobre el sistema energético mexicano, así como construir una plataforma de visualización y herramientas de modelación para la planeación energética.

⁹ La CRE publica las coordenadas de las centrales eléctricas o su dirección, lo que permite ubicarlas con precisión.

a todos los permisos otorgados por la CRE mayores a 1 MW de capacidad autorizada y en algunos casos —sobre todo para centrales térmicas— se cartografiaron varios puntos para una misma central. Esto último se hizo debido a que existen varios permisos para una sola central¹⁰ o porque un solo permiso contiene varias unidades de generación.¹¹ La información de la tecnología de las centrales se simplificó en las siguientes categorías: carboeléctrica, ciclo combinado, térmica y combustión,¹² eólica, fotovoltaica, geotérmica, nucleoelectrica e hidroeléctrica.

La fase actual de cada central eléctrica con permiso de la CRE y su capacidad instalada en MW se verificaron con otras fuentes debido a que la información disponible en el sitio web de la CRE en ocasiones presenta diferencias y desactualizaciones respecto a otras fuentes de información. Entre las fuentes consultadas para la verificación se encuentran: páginas web de las empresas permisionarias, notas de prensa, el Prodesen, información de la CFE, la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) y la Asociación Mexicana de Energía Solar (Asolmex).

Para la corrección de las imprecisiones en la localización exacta de algunos permisos y resoluciones de la CRE, se revisaron imágenes satelitales y las coordenadas incluidas en las manifestaciones de impacto ambiental (MIA) que han sido publicadas en la *Gaceta Ecológica* de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (Semarnat) (s.f.). En el caso de las centrales eléctricas en proyecto incluidas en esta base de datos, se diferenciaron las que tienen un permiso de generación eléctrica otorgado por la CRE de las que no lo tienen, pero que fueron identificadas y mapeadas a partir de las MIA de la Semarnat.

Esta base de datos sobre centrales eléctricas está disponible para su visualización, consulta y descarga desde el sitio web de Planeas¹³ —en el Ecosistema Nacional Informático (ENI) de Energía y Cambio Climático del

¹⁰ Se procuró que cada punto georeferenciado corresponda a un permiso de generación para diferenciar centrales que tienen distribuida su capacidad de generación en varios permisos.

¹¹ Algunas centrales eléctricas tienen diferentes unidades de generación con diferentes tecnologías y capacidades, por lo que se separaron en el mapeo aunque el conjunto de estas unidades están contenidas en el mismo permiso de generación otorgado por la CRE.

¹² La tecnología simplificada como “térmica y combustión” agrupa las siguientes tecnologías presentes en los permisos de la CRE: cogeneración, combustión interna, energía cinética, lecho fluidizado, motogenerador, termoeléctrica, termovalorización, turbina de gas, turbina de vapor y turboexpansor.

¹³ <https://energia.conacyt.mx/planeas/>

Conahcyt— y desde el geovisualizador¹⁴ de GeoComunes. La base de datos se actualiza cada seis meses a partir de la revisión de los nuevos permisos otorgados por la CRE y de las MIA publicadas en la *Gaceta Ecológica* de la Semarnat.

La importancia de esta base de datos es que permite tener una aproximación más completa a la infraestructura de generación eléctrica construida y planeada en el país. Si bien está elaborada a partir de fuentes oficiales, es un esfuerzo que ha logrado concentrar información geográfica e histórica que permite realizar una gran diversidad de análisis y proyecciones sobre el subsector eléctrico en México.

Resultados y discusión

La base de datos de centrales eléctricas de Planeas y GeoComunes —actualizada a septiembre de 2023— contiene 1,564 centrales eléctricas diferenciadas por fases y tecnologías (tabla 1). Los datos muestran que la capacidad instalada es de 95,295 MW, la cual aumentará en un 14.5 % cuando comience la operación de las centrales actualmente en construcción. Esta capacidad tiene un horizonte de incremento que puede llegar al 45 % durante los próximos años en caso de que se construya el conjunto de proyectos de generación eléctrica con permiso de la CRE y un 83 % si se construye el total de centrales con permiso de la CRE y con MIA ingresada a la Semarnat.

¹⁴ <http://geocomunes.org/Visualizadores/SistemaElectricoMexico/>

TABLA 1. Centrales eléctricas mapeadas por fase y tecnología en la base de datos de Planeas y GeoComunes en septiembre de 2023

Tecnología	En operación		En construcción		En proyecto con permiso de la CRE		En proyecto sin permiso de la CRE		Suspendidas o canceladas		Total	
	#	Capacidad (MW)	#	Capacidad (MW)	#	Capacidad (MW)	#	Capacidad (MW)	#	Capacidad (MW)	#	Capacidad (MW)
Carboeléctrica	3	5498									3	5498
Ciclo combinado	96	36646	8	5810	13	9891	13	6635	2	1487	132	60469
Eólica	73	7462	20	2579	39	4039	42	5815	11	1529	185	21423
Fotovoltaica	102	7211	43	3740	111	11294	154	18557	1	70	411	40872
Geotérmica	8	992			6	183	1	100			15	1275
Nucleoeléctrica	1	1634									1	1634
Térmica y combustión	521	23210,	28	1593	39	3536	16	1824	12	2042	616	32206
Turbina hidráulica	101	12641	17	165	25	278	53	3983	5	1549	201	18615
Total	905	95295	116	13887	233	29221	279	36914	31	6676	1564	181993

Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

Centrales en operación

A continuación se presenta un breve análisis de la evolución de la capacidad instalada de las centrales en operación en México durante los últimos 30 años, desglosada por tecnología instalada, empresa propietaria de la central y por ubicación geográfica.

Por tecnología

Entre los años 1991 y 2023 la capacidad de generación eléctrica instalada en México se cuadruplicó, ya que pasó de 26,000 MW a poco más de 95,000 MW. Los momentos de mayor incremento en estos 30 años están relacionados con

el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN), la reforma eléctrica de 1992, el avance en la construcción de gasoductos para importar gas metano y gasificar el sector eléctrico a inicios del siglo XXI y la reforma energética de 2013,¹⁵ la cual abrió la participación directa al capital privado en la generación e impulsó la realización de subastas para la instalación de nuevas centrales eléctricas de gran escala.

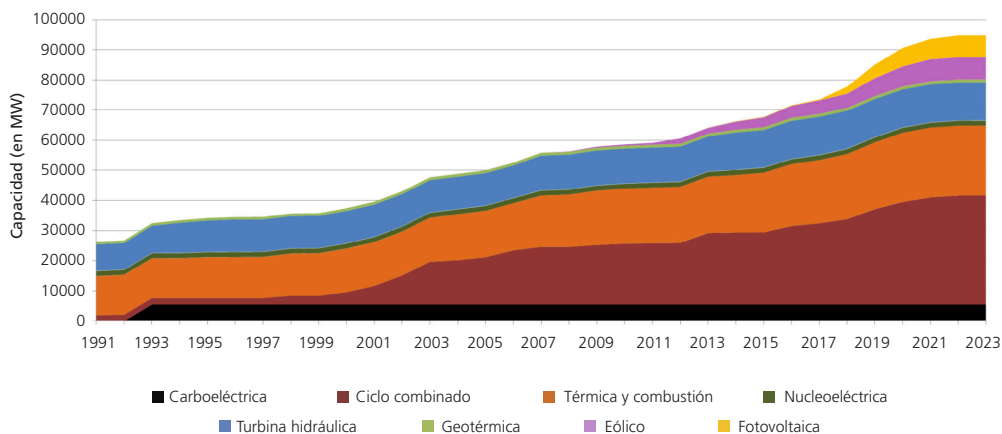


FIGURA 1. Evolución de la capacidad instalada por tecnología y número de centrales en operación de 1991 a 2023. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

Después de esta última reforma en 2013, las tecnologías que más se han instalado han sido los ciclos combinados con un aumento de 12,718 MW entre 2014 y 2023, las centrales fotovoltaicas con 7,111 MW y la eólica con un incremento de 4,806 MW entre estos mismos años. Como se observa en la figura 2, gran cantidad de la capacidad de ciclo combinado comenzó a operar a inicios del

¹⁵ En 2013 se aprobó una reforma energética cuyas principales modificaciones resultaron en la formación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de electricidad, la formación del Centro Nacional de Control Energético (Cenace) y la apertura a la inversión privada para su participación en el nuevo mercado, ya sea como generadores eléctricos o suministradores de servicios básicos que son quienes ofertan electricidad a los pequeños consumidores domésticos.

siglo XXI como parte del proceso de gasificación de la matriz eléctrica del país, mismo que se ha profundizado como resultado de la reforma de 2013 y que continúa hasta la actualidad. Esta gasificación además de emplazar una gran cantidad de centrales de ciclo combinado en el país, también ha resultado en la ampliación de su red de gasoductos.¹⁶ En el caso de las centrales eólicas y fotovoltaicas, su incremento se aceleró en los primeros años después de la reforma debido a incentivos como los Certificados de Energía Limpia (CEL), las temporadas abiertas y subastas de largo plazo, así como el esquema del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que en su conjunto sirvieron para inundar de proyectos y solicitudes los primeros años de la liberalización del mercado eléctrico en el país.

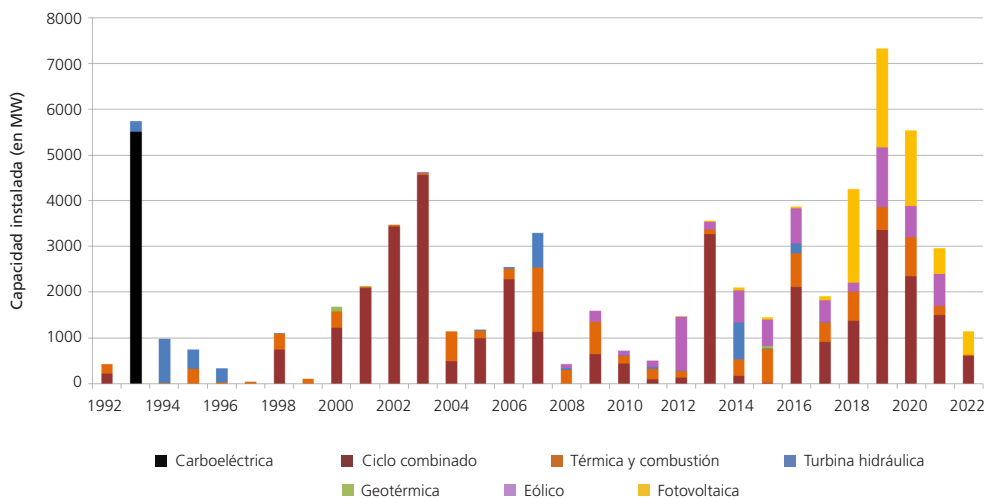


FIGURA 2. Capacidad instalada por año y tecnología de 1992 a 2022. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

¹⁶ Para un análisis de este proceso, sus consecuencias y posibles escenarios en México, se está elaborando el cuaderno temático *El gas natural en México: implicaciones para la política energética y la sostenibilidad*.

Por sector y empresa

En 1992, con 133 centrales y 25,500 MW, la capacidad instalada de las empresas públicas CFE y Petróleos Mexicanos (Pemex) representaba el 96 % del potencial total de generación eléctrica en el país.¹⁷ Durante ese mismo año se aprobó la reforma de la Ley de Servicios Públicos de Energía Eléctrica (LSPEE). Con ella se abrió la actividad de generación eléctrica a la participación de empresas privadas por medio de seis modalidades —cada una con ciertas restricciones—: autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación, importación y productores independientes de energía (PIE). Los PIE son una modalidad público-privada que comenzó a operar en 1997 y en la que empresas privadas construyen, administran y operan centrales cuya energía deben vender únicamente a la CFE. Mediante estas modalidades el sector privado fue incrementando de manera paulatina su peso y control en la generación eléctrica del país. Así, para 2012 ya existían 299 centrales privadas y 210 públicas en operación; con ello, el sector privado representaba un tercio de la capacidad instalada total con el control de 20,410 MW de los 60,605 MW instalados.

La reforma energética de 2013 aceleró esta tendencia de privatización del subsector eléctrico. Para principios de 2023 la capacidad privada era de 47,522 MW repartida en 661 centrales, magnitud muy cercana a los 47,225 MW de las 241 centrales públicas de ese mismo año. Con la compra durante el año 2023 de algunas de las centrales de Iberdrola por parte de un fondo mayoritariamente de inversión pública, la capacidad que operará la CFE incrementará hasta colocar a la capacidad de generación eléctrica de carácter público como la proporción mayoritaria de la matriz eléctrica al concentrar el 55 % de la capacidad instalada total del país.

¹⁷ En 1992 había 26,670 MW de capacidad de generación eléctrica instalados en territorio mexicano. Ver: <https://energia.conacyt.mx/planeas/electricidad/sistema-electrico-nacional>

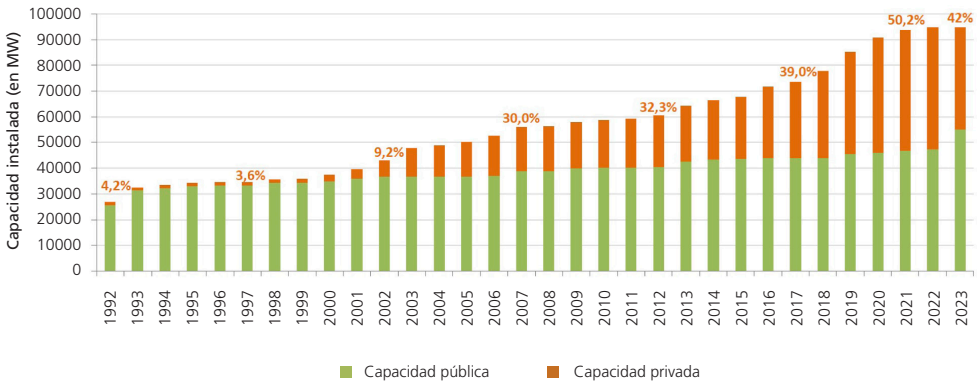


FIGURA 3. Evolución de la capacidad instalada pública y privada (MW) y proporción de la capacidad privada en porcentaje. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

Esta tendencia de privatización progresiva del subsector eléctrico ha generado la consolidación de un oligopolio de empresas privadas y la pérdida del papel predominante por parte de la CFE que pasó de representar el 62.3 % del total instalado en 2012 a 47.2 % en 2022.¹⁸ En 2022, sólo 5 empresas: Iberdrola, Saavi, Enel, Naturgy y Mitsui, controlaban el 45 % de la capacidad instalada privada y casi un cuarto (23 %) de la capacidad instalada total en el país. Las empresas que más capacidad nueva construyeron entre 2012 y 2022 fueron la CFE con 6,940 MW, Iberdrola con 4,758 MW, Enel Green Power con 2,621 MW, Saavi Energía (antes Intergen) con 1,754 MW, Abengoa con un incremento de 1,168 MW, Mitsui con 1,121 MW y Techint E&C con 1,080 MW. En su conjunto sólo estas 6 empresas incrementaron su capacidad un 80 % más que la CFE durante los últimos 10 años.

¹⁸ La capacidad instalada de las centrales bajo la modalidad de productor independientes de energía (PIE) se contabilizó dentro de la capacidad privada por el hecho de que son centrales gestionadas por privados que venden la electricidad generada a la CFE.

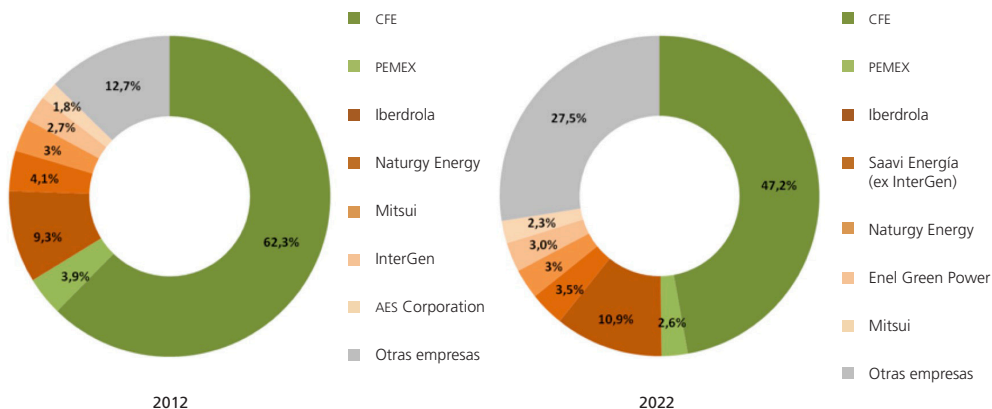


FIGURA 4. Evolución de las principales empresas con capacidad instalada entre 2012 y 2022, así como porcentaje de la capacidad instalada total. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

En 2022, el 75 % de la capacidad del SEN era controlado por sólo 10 empresas, de las cuales 2 son públicas y 8 son privadas. Sin embargo esta situación se ha ido modificando durante 2023 con la venta de 8,539 MW (8,436 MW de ciclo combinado y 103 MW eólicos) por parte de Iberdrola al fondo de inversión México Infrastructure Partners (MIP) controlado por una mayoría de inversión pública y que pondrá la operación de esta capacidad en manos de la CFE.¹⁹ Con esta transferencia de activos, la distribución de la propiedad y control de la matriz eléctrica del país se modificará de manera importante.

¹⁹ Durante 2023 se concretó la venta de las siguientes centrales eléctricas de Iberdrola a MIP: los PIE Monterrey I y II, Altamira III y IV, Altamira V, Escobedo, La Laguna, Tamazunchale I, Baja California, Topolobampo II y Topolobampo III, junto con el parque eólico La Venta III, así como los ciclos combinados de gas privados de Monterrey III y IV, Tamazunchale II y Enertek. MIP es un fondo de inversión que administrará las centrales eléctricas y los recursos para la compra provendrán del Fonadin, 45,000 millones de pesos (mdp) y de la Banca de desarrollo Nafin, Bancomext y Banobras, así como de la banca comercial (66,500 mdp).

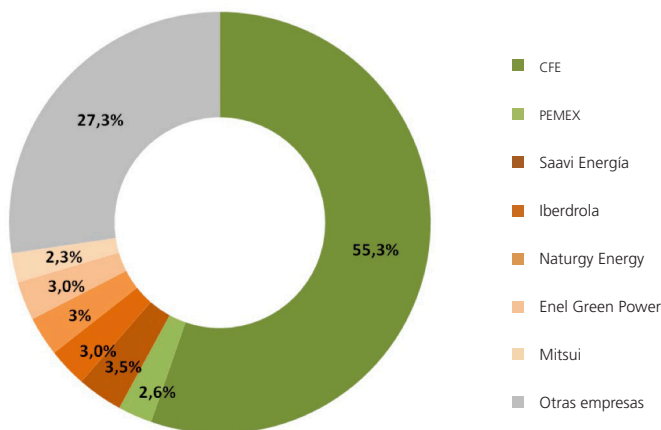


FIGURA 5. Principales empresas por capacidad instalada en operación con datos de septiembre de 2023. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

TABLA 2. Principales empresas por capacidad instalada en operación con datos de septiembre de 2023

	Empresa	# de centrales	Capacidad (MW)	% de capacidad instalada total	Peso acumulado
1	CFE	202	52465	55.3 %	55.3 %
2	Saavi Energía	11	3360	3.5 %	58.9 %
3	Iberdrola	33	2888	3.0 %	61.9 %
4	Naturgy Energy	13	2874	3.0 %	65.0 %
5	Enel Green Power	19	2824	3.0 %	67.9 %
6	Pemex	49	2483	2.6 %	70.6 %
7	Mitsui	9	2138	2.3 %	72.8 %
8	InterGen	10	2101	2.2 %	75.0 %
9	Sempre Energy	10	1685	1.8 %	76.8 %
10	Abengoa	2	1168	1.2 %	78.0 %

Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

Por ubicación geográfica

La mitad de la capacidad en operación a escala nacional se concentra en ocho estados, de los cuales Tamaulipas tiene el 8.6% de la capacidad instalada, Nuevo León el 8.5% y Veracruz el 8.4%. Es importante resaltar que para ciertos estados existe una variedad de tecnologías instaladas mientras en otros existe una fuerte predominancia de una sola tecnología. Ejemplo de ello son las hidroeléctricas en Chiapas (96% de la capacidad instalada en la entidad) o Nayarit (94%), las centrales eólicas en Oaxaca (82%) y las centrales fotovoltaicas en Aguascalientes (99%).

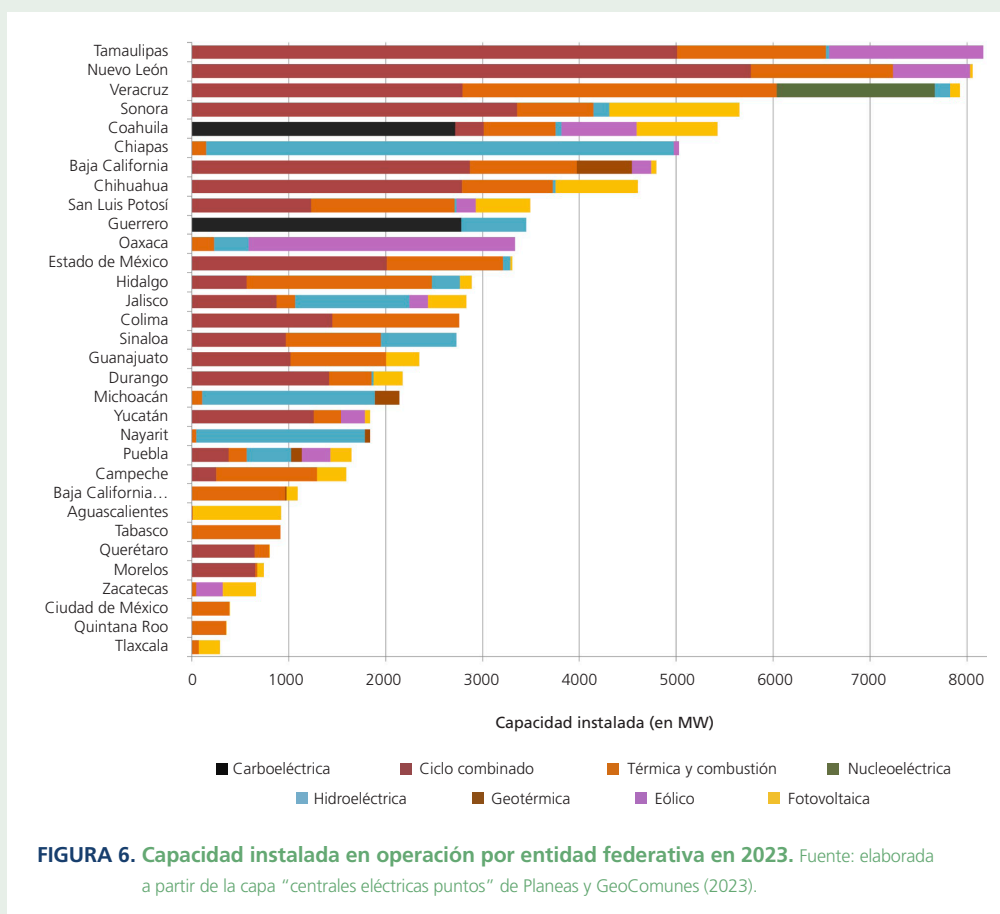
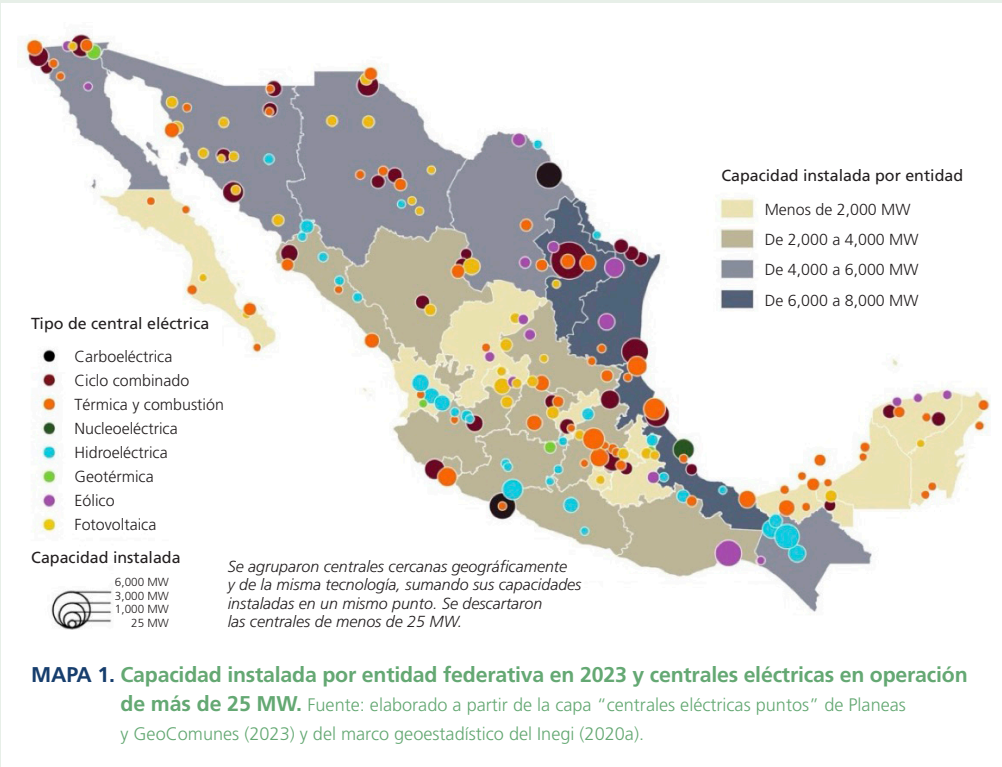


FIGURA 6. Capacidad instalada en operación por entidad federativa en 2023. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).



Centrales en proyecto

A continuación se presenta un breve análisis de las centrales en proyecto en el país, desglosadas por tecnología empleada, por propiedad y empresa promotora así como por su ubicación geográfica.

Si analizamos las centrales en proyecto, es importante distinguir primero las categorías utilizadas para identificar las fases de cada central en la base de datos de centrales con la que se elaboró este trabajo. Además de las centrales en operación, se identificaron otro tipo de centrales: aquellas que se encuentran en fase de construcción, las que siguen en proyecto o están por iniciar obras²⁰ —pero que cuentan con un permiso autorizado por parte de la CRE—

²⁰ Esta categoría aparece así en la información disponible en el sitio web de la CRE.

y centrales en proyecto que no cuentan todavía con un permiso de la CRE. Esta última categoría hace referencia a los proyectos que ya han presentado una MIA ante la Semarnat sin tener aún un resolutivo de la CRE.

Para identificar la fase de cada central, se tomó como referencia el “estado actual” indicado en el listado de los permisos de la CRE de septiembre de 2022. Este dato fue actualizado y corregido a partir de otras fuentes — como notas de prensa y documentos oficiales de las empresas promotoras— debido a que en algunos casos existe una desactualización entre el “estado” o “fase” reportada por la CRE y el momento actual en que se encuentra el proyecto.

Por tecnología

En términos de tecnologías según las fases, es evidente un aumento de la proporción de la capacidad basada en fuentes renovables. En la actualidad, ésta representa el 30 % de las centrales en operación, el 47 % de las centrales en construcción, el 54 % de las centrales en proyecto con permiso de la CRE y el 77 % de los proyectos que aún no tienen permiso de la CRE. Esta capacidad está concentrada principalmente por centrales fotovoltaicas, las cuales representan casi un tercio de la capacidad de generación en construcción y en proyecto con permiso de la CRE y la mitad de la capacidad en proyecto aún sin permiso de la CRE.

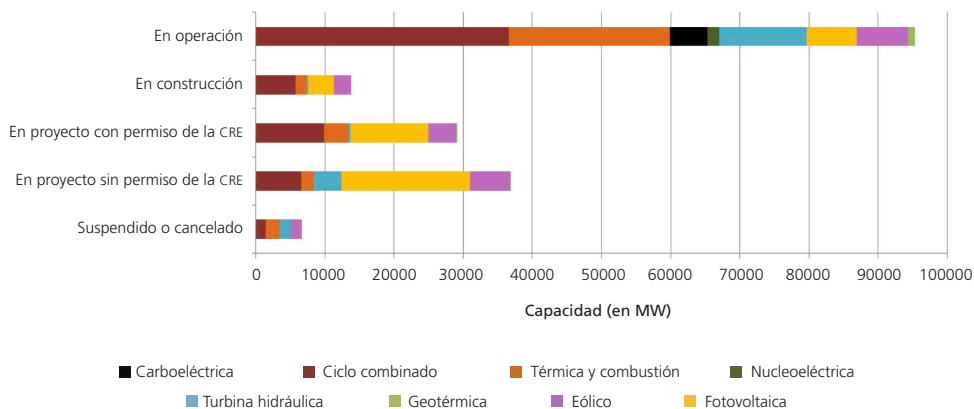


FIGURA 7. Capacidad instalada por fase y tecnología para septiembre de 2023. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

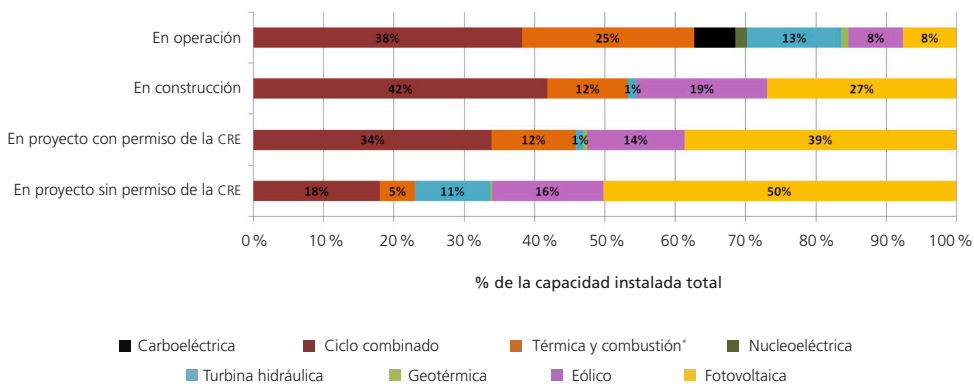


FIGURA 8. Repartición de la capacidad instalada por tecnología y fase para septiembre de 2023. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

En el caso de las centrales fotovoltaicas en proyecto sin permiso de la CRE, la gran cantidad de capacidad proyectada puede ser resultado de un proceso especulativo, debido a que una gran cantidad de proyectos que han ingresado MIA para su evaluación son empresas pequeñas que elaboran y venden sus proyectos a empresas más grandes una vez que han obtenido la aprobación de los permisos ambientales. Esta gran cantidad de proyectos y capacidad contrasta con la existencia de limitantes técnicas y geográficas en las redes de transmisión para soportar la interconexión de todos estos proyectos, razón por la cual muchos continúan sin obtener el permiso de la CRE. También existen algunas razones de política energética a escala federal que han modificado los criterios para la otorgación de nuevos permisos por parte de la CRE como veremos más adelante.

Es importante resaltar que, a pesar del aumento de la capacidad con tecnologías que utilizan fuentes llamadas renovables, se siguen construyendo y planeando centrales basadas en insumos fósiles —principalmente ciclos combinados—, las cuales representan el 42 % de la capacidad en construcción y casi la misma cantidad que la capacidad fotovoltaica en proyecto con permiso de la CRE.

En la actualidad, existen 116 centrales reportadas como en construcción, de las cuales casi la mitad corresponden a eólicas y fotovoltaicas, con 21 y 43 centrales respectivamente. El número de centrales en proyecto con permiso de la CRE acumula un total de 233 centrales, conjunto en el que también resaltan las centrales eólicas con 39 proyectos y las centrales fotovoltaicas con 111 proyectos. El total de las centrales en construcción y en proyecto con permiso de la CRE acumula 349 centrales eléctricas y representa más de un tercio de las 905 centrales en operación en 2023.

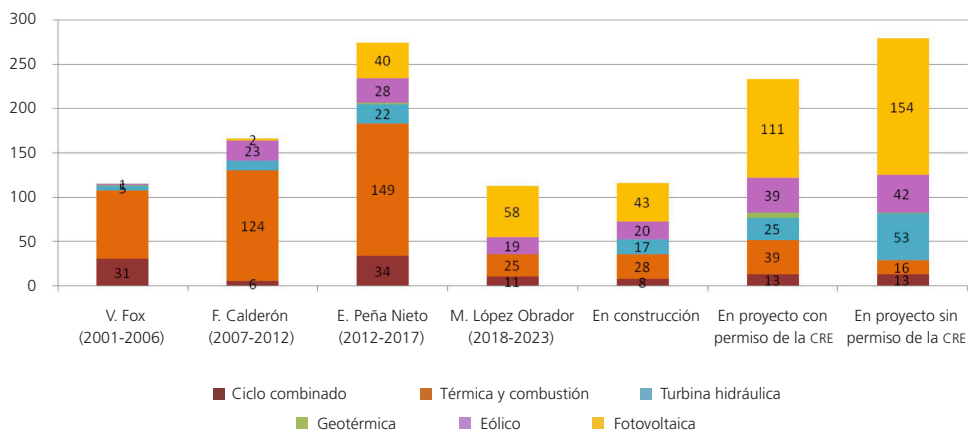


FIGURA 9. Número de centrales que entraron en operación por sexenio, así como en construcción y en proyecto. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

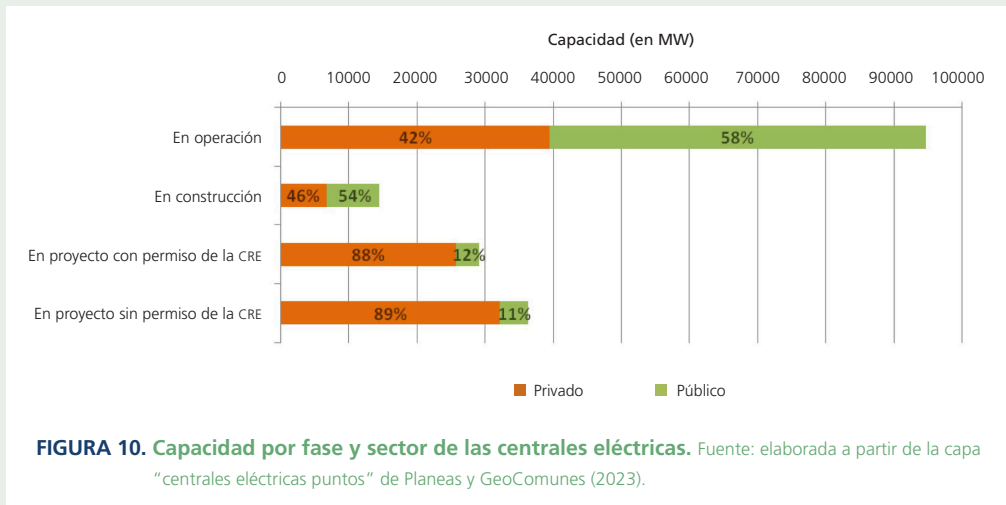
Estos datos muestran un claro incremento en el número de centrales en proyecto basadas en energías renovables. Esto representa un reto y posibles problemas para el sistema de transmisión interconectado,²¹ así como en términos de las afectaciones y conflictos socioambientales que pueden generar debido a la gran ocupación territorial que requieren los proyectos de nuevas centrales eólicas y fotovoltaicas como lo veremos en la segunda parte de este cuaderno.

²¹ La ubicación de las centrales renovables —donde hay sol, viento, etc.— hace necesario tener un sistema de transmisión mucho más amplio y complejo para conectar las zonas de generación y consumo. Además, la intermitencia de las fuentes de energía renovables obliga al sistema interconectado a tener centrales y tecnologías de “respaldo” para evitar apagones y estabilizar el sistema.

Por sector y empresa

Las nuevas centrales en construcción y en proyecto apuntan a reforzar el proceso de privatización del subsector eléctrico analizado en la parte anterior. Las empresas privadas controlan más del 75 % de la capacidad total en construcción o en proyecto, de la cual gran parte corresponde a centrales eólicas y fotovoltaicas, que son el tipo de centrales eléctricas que desde que comenzaron a instalarse han sido principalmente impulsadas y controladas por el sector privado.²²

Sin embargo, recientemente algunos cambios en la política del Gobierno federal en curso mermaron la inercia que habría colocado al sector privado con el control del 60 % del total de la capacidad instalada.²³



²² Son una excepción las primeras centrales eólicas piloto desarrolladas por la CFE principalmente en el estado de Oaxaca.

²³ A partir de la información recolectada en la base de datos de Planeas y GeoComunes, se observa que de llevarse a cabo la totalidad de proyectos con permiso de la CRE en conjunto con las centrales que actualmente reportan encontrarse en construcción y en operación, en los próximos años se acumularían 137,714 MW de los cuales 71,750 MW corresponden a centrales propiedad de empresas privadas y 65,964 MW a centrales operadas por empresas públicas.

Si bien la CFE sigue siendo la empresa que por sí sola tiene mayor capacidad proyectada o en construcción, su peso no llega a representar más de una quinta parte de estas nuevas centrales en proyecto. En el caso particular de esta empresa, es importante señalar que gran parte de la capacidad en proyecto —pero que aún no cuenta con el permiso de la CRE— corresponde a un conjunto de antiguos proyectos hidroeléctricos que la CFE aún no ha podido desarrollar por la oposición social a las consecuencias de su instalación. Esto sucede por ejemplo con el complejo de hidroeléctricas a instalarse en el río Usumacinta o la presa Paso de la Reina en Oaxaca, aunque dichos proyectos siguen sin cancelarse de manera oficial.

Una gran proporción de las empresas privadas que controlan buena parte de las centrales eléctricas en operación corresponde a empresas que también son las principales promotoras de las centrales en proyecto. Esto ocurre con Iberdrola o Enel Green Power, a las cuales se han sumado en los últimos años algunos fondos de inversión estadounidense como Blackstone Group —involucrado en centrales de ciclo combinado— o ciertas empresas internacionales de gran tamaño focalizadas en las energías solares y fotovoltaicas como Energía Aljaval y Next Energy.

En construcción y en proyecto con permiso de la CRE

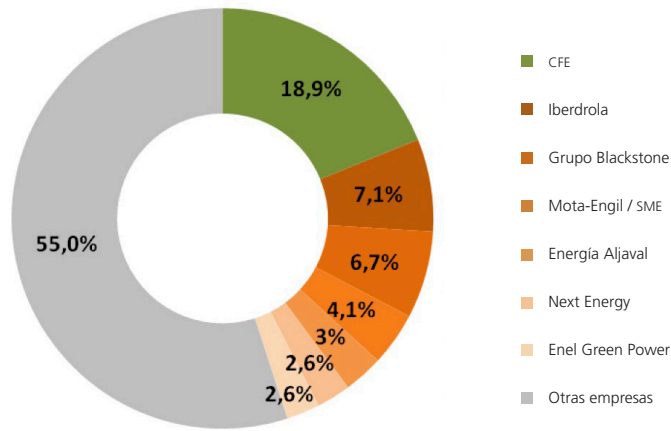


FIGURA 11. Principales empresas por capacidad de centrales eléctricas en construcción, así como en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

TABLA 3. Principales empresas por capacidad de centrales eléctricas en construcción, así como en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía

	Empresa	Capacidad (MW)	% de capacidad instalada total	Peso acumulado
1	CFE	7756	18.9 %	18.9 %
2	Iberdrola	2910	7.1 %	26.0 %
3	Grupo Blackstone	2742	6.7 %	32.7 %
4	Mota-Engil / SME	1687	4.1 %	36.8 %
5	Energía Aljaval	1246	3.0 %	39.8 %
6	Next Energy	1077	2.6 %	45.0 %
7	Enel Green Power	1050	2.6 %	42.4 %
8	Vive Energía / Envision Energy	764	1.9 %	46.9 %
9	Actis Energy	690	1.7 %	48.6 %
10	Generación Aguaprieta	607	1.5 %	50.1 %

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

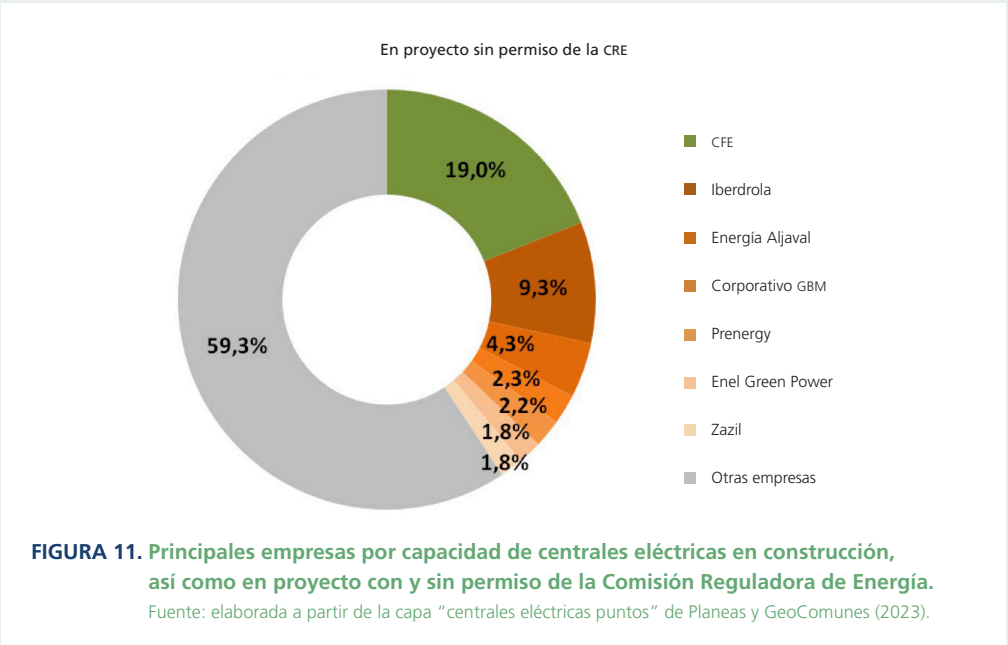


TABLA 3. Principales empresas por capacidad de centrales eléctricas en construcción, así como en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía

	Empresa	Capacidad (MW)	% de capacidad instalada total	Peso acumulado
1	CFE	9427	19.0 %	19.0 %
2	Iberdrola	4612	9.3 %	28.3 %
3	Energía Aljaval	2106	4.3 %	32.6 %
4	Corporativo GBM	1146	2.3 %	34.9 %
5	Prenergy	1080	2.2 %	37.1 %
6	Enel Green Power	906	1.8 %	38.9 %
7	Energía del Sureste Zazil	881	1.8 %	40.7 %
8	PE Los Huizaches	868	1.8 %	42.4 %
9	Mexichem	819	1.7 %	44.1 %
10	Next Energy	649	1.3 %	45.4 %

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

También es interesante resaltar que cada vez hay más empresas involucradas en el mercado eléctrico formado después de la reforma energética de 2013-14. En 2012, las 10 principales empresas públicas y privadas controlaban el 90% del total de la capacidad instalada en operación, mientras que estas mismas empresas sólo representan la mitad de la capacidad de las centrales en proyecto. Esto ha sido ocasionado por el continuo desplazamiento de la CFE dentro de la matriz eléctrica nacional y por la entrada de un conjunto de nuevas empresas privadas que invierten en proyectos eólicos y fotovoltaicos.

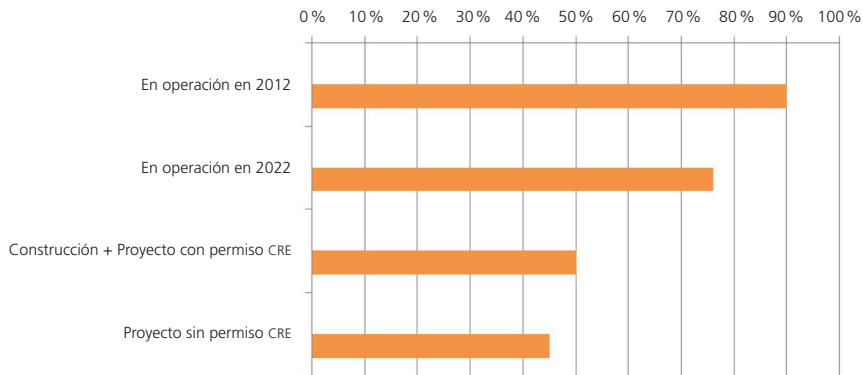


FIGURA 12. Proporción de la capacidad total que representan las diez principales empresas.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

Por ubicación geográfica

En los estados con mayor capacidad en construcción se están llevando a cabo importantes reacomodos territoriales y energéticos. Tal es el caso de Baja California y Sonora, donde se están desarrollando grandes centrales de la CFE, sobre todo de ciclo combinado. Sólo cinco estados acumulan más de la mitad de la capacidad en construcción: Baja California (14%), Yucatán (13%), Sonora (10%), Durango (10%) y Veracruz (9%). Para las centrales en construcción y en proyecto destaca el peso de los proyectos de centrales con tecnologías de ciclo combinado y fotovoltaica. En Colima y Michoacán no se identificó ningún proyecto eléctrico en construcción o en proyecto con permiso de la CRE.

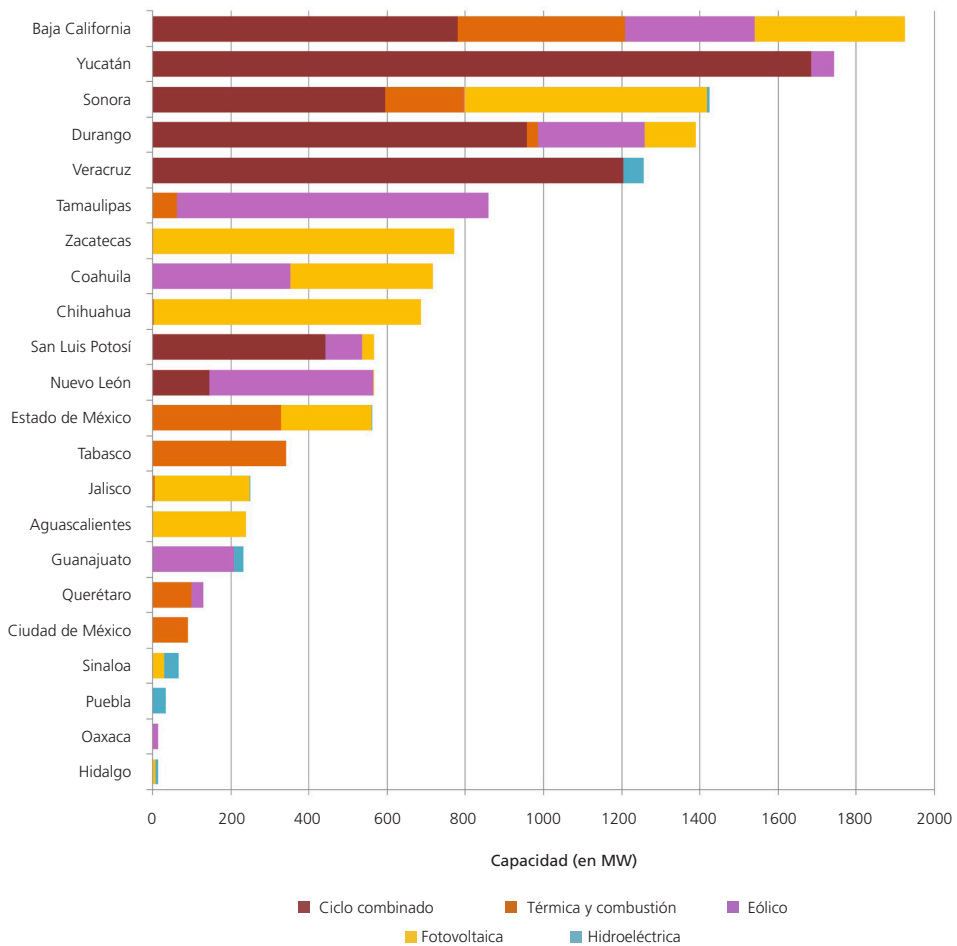


FIGURA 13. Capacidad en construcción por entidad federativa. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

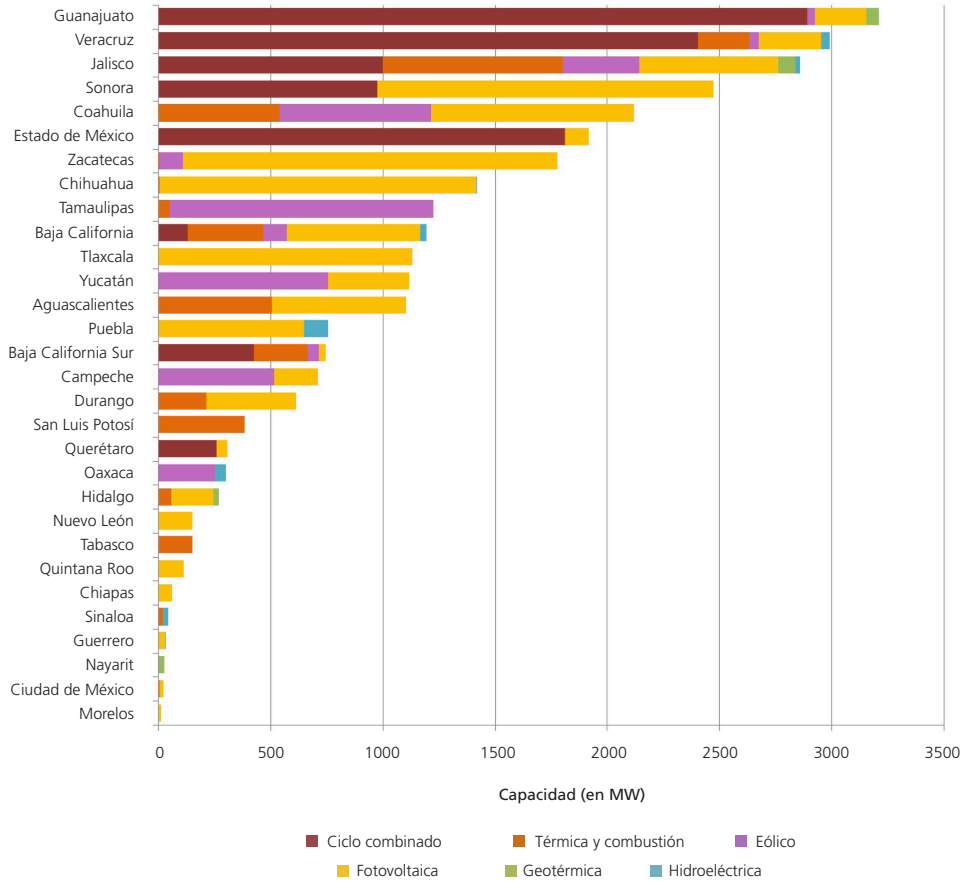
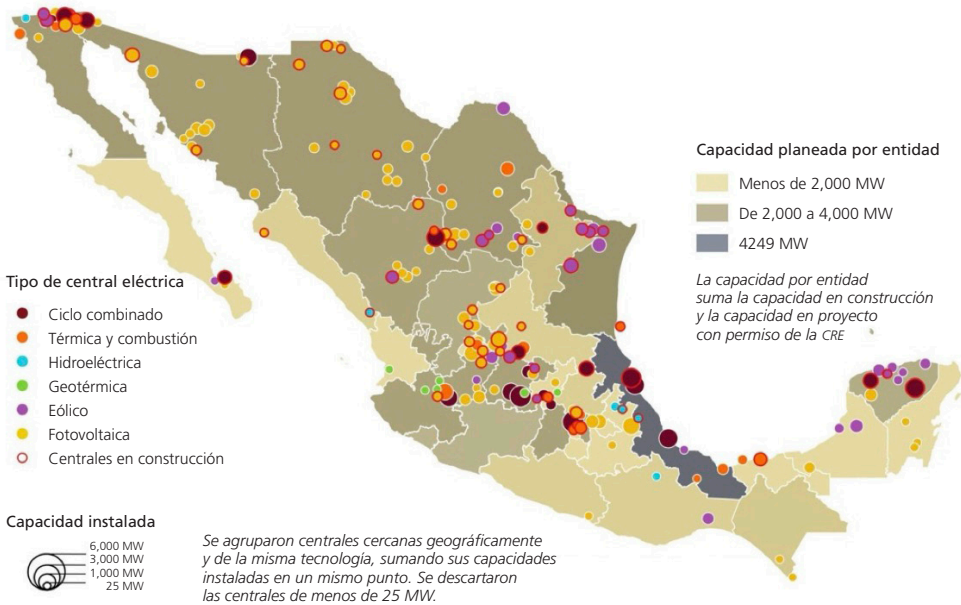


FIGURA 14. Capacidad en proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía por entidad federativa. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).



MAPA 2. Capacidad en construcción y proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía por entidad federativa en 2023 y centrales relacionadas de más de 25 MW.

Fuente: elaborado a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023) y del marco geoestadístico del Inegi (2020a).

Cambios en este sexenio (2018-2024)

Durante los años del Gobierno federal en curso, se han realizado intentos por colocar la rectoría del sistema eléctrico en la empresa pública de electricidad CFE, en contraste con el modelo inaugurado en el país a partir de la reforma energética de 2013 sostenido en la operación del mercado eléctrico.²⁴ Estos intentos cuestionados en el ámbito legislativo y judicial, a pesar de ser detenidos en su implementación,²⁵ sí se han reflejado en la dinámica en que el sistema eléctrico mexicano se ha desplegado en los últimos años. Cuando se analizan las tecnologías y promotores de las centrales eléctricas que se han construido o continúan en construcción en estos últimos 4 años, se observa que el crecimiento de la capacidad instalada se ha modificado, así como también el abanico y la cantidad de proyectos que cuentan con autorización de la CRE para ser construidos en el corto plazo.

El acelerado ritmo en que se habrían realizado solicitudes de permisos para la generación eléctrica a la CRE después de la reforma energética de 2013 ha mostrado una disminución como resultado de los cambios que han tenido lugar durante el Gobierno en turno. Entre estos últimos se incluyen el cambio de las y los comisionados de la CRE, así como el enfoque para la aprobación de los permisos,²⁶ el cual ahora responde más a la política energética nacional del Gobierno y menos al supuesto principio de libre competencia sobre un bien estratégico.

²⁴ En 2020 se presentó desde la presidencia de la república una propuesta de reforma energética que contemplaba la modificación de los artículos 4, 25, 27 y 28 de la Constitución Política con la finalidad de regresarle la centralidad de la planeación, gestión y operación del sector eléctrico al Estado mexicano. A grandes rasgos la propuesta definía al sector eléctrico como área estratégica reservada exclusivamente al Estado, y sería a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que generaría al menos el 54 % de la electricidad requerida en el país, y el restante 46 % podría ser generado por el sector privado. Además de incluir también la transferencia de las funciones de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) a la Secretaría de Energía (Sener) y del Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) a la CFE, implicaba la reserva de la exploración y explotación del litio y los minerales estratégicos para la transición energética al Estado, por lo que no podrían ser concesionados. Esta última modificación referida al litio fue aprobada poco tiempo después en otro proceso de votación legislativa que no requirió una modificación constitucional.

²⁵ La iniciativa de reforma energética fue enviada a la Cámara de Diputados el 1 de octubre de 2021 y no alcanzó la mayoría calificada de dos terceras partes de los legisladores para que fuera aprobada durante la sesión presencial del 17 de abril de 2022. La propuesta obtuvo 275 votos a favor, 223 en contra y 0 abstenciones.

²⁶ En los últimos años, la CRE se ha comportado más estricta en el cumplimiento de las fechas de construcción y comienzo de operaciones de las nuevas centrales autorizadas —motivo por el cual varios proyectos han perdido su autorización—, así como en las modificaciones del número de asociados de los permisos de autoabastecimiento que funcionaban como un mercado de electricidad paralelo.

Durante el primer año de gobierno en 2019, la CRE continuó la tendencia de los años anteriores al otorgar una gran cantidad de permisos autorizando 68 nuevas centrales, de las cuales 66 eran promovidas por empresas privadas con un total de 10,320 MW que representaron el 99.5 % de la capacidad total autorizada ese año. Para los siguientes años, se comenzó a mostrar una modificación importante en la cantidad total de permisos autorizados, en particular los promovidos por privados, en contraste con una serie de autorizaciones a centrales promovidas por la CFE. De 2020 a finales de 2022 sólo fueron autorizados 33 nuevos permisos para centrales eléctricas privadas por una capacidad total de 2,047 MW, al mismo tiempo que se autorizaron 15 nuevos permisos a la CFE por una capacidad total de 4,244 MW. Para 2022, diez de los permisos otorgados a los privados fueron para centrales menores de 10 MW y sólo dos fueron para centrales mayores a 100 MW. Para la caso de los permisos otorgados a la CFE ese mismo año, 3 de las 8 autorizaciones fueron para centrales mayores a 300 MW, de manera que con con la mitad del número de permisos, la capacidad autorizada para la CFE (1,717 MW) fue 5 veces la capacidad autorizada para privados ese año (211 MW).

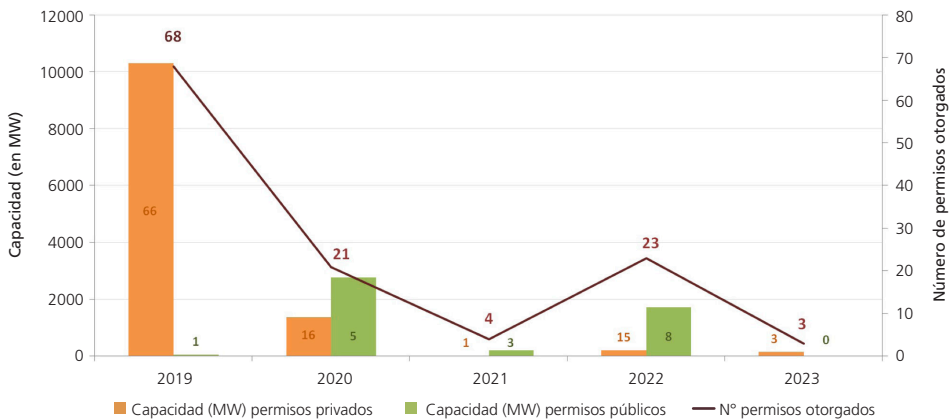


FIGURA 15. Capacidad (MW) y número de permisos eléctricos autorizados por la CRE en el sexenio 2019-2023 por sector. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

Un análisis puntual de las solicitudes de permisos de generación eléctrica que fueron negadas por la CRE durante este sexenio muestra que durante 2019 y 2020 el total de las solicitudes fueron aprobadas, pero en 2021, si bien se aprobó el total de proyectos promovidos por la CFE, no se autorizaron 12 proyectos privados, en su mayoría de tecnologías fotovoltaicas y solares. Esta situación se repitió en 2022 cuando fueron negadas 29 solicitudes de empresas privadas por un total de 3,674 MW —82% fotovoltaico y 18% eólico. Hasta la fecha, la CRE ha negado 46 solicitudes para la obtención de permisos de generación eléctrica por un total de 4,955 MW —de la cuales el 80% corresponde a la tecnología fotovoltaica—, todas relacionadas con empresas privadas.

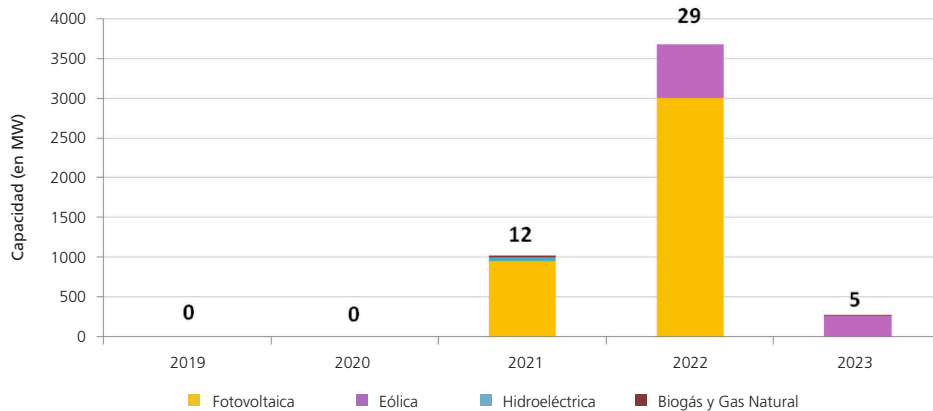
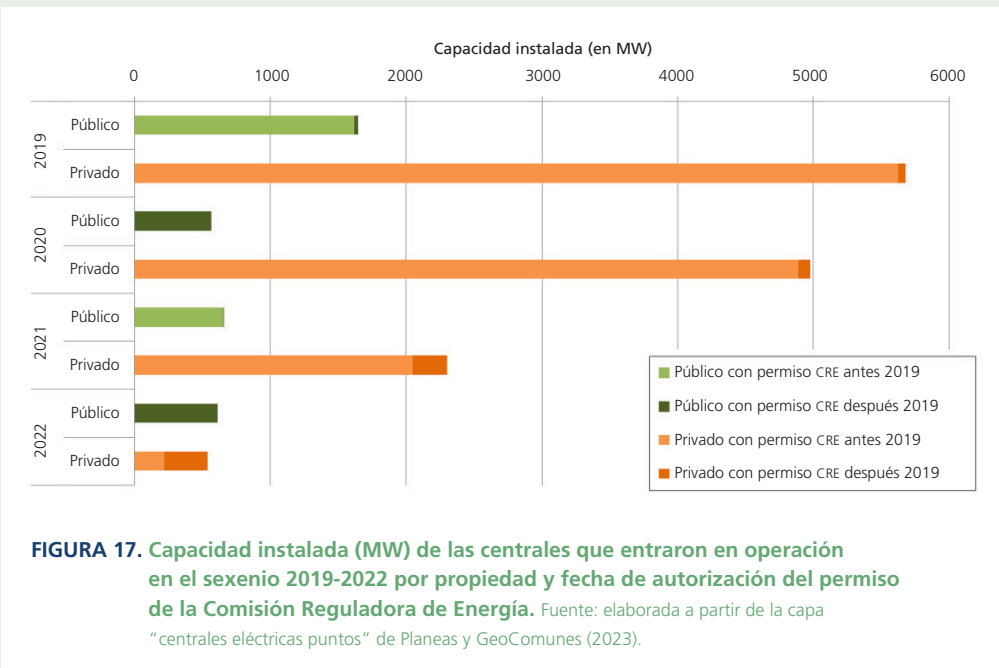


FIGURA 16. Capacidad y número de permisos de generación eléctrica negados por la CRE entre enero de 2019 y septiembre de 2023. Fuente: elaboración propia a partir de la revisión de los órdenes de días de las sesiones ordinarias de la CRE (s.f.c).

Los cambios identificados se observan en el desagregado de las nuevas centrales que empezaron a operar en los últimos dos años. Durante 2019 y 2020 permaneció la inercia en la instalación de capacidad de generación privada autorizada en el sexenio anterior y cada año fueron construidos 5,000 MW. Sin embargo, a partir de 2021 el incremento de la capacidad privada se redujo a la mitad y comenzó un ligero incremento en la capacidad nueva de empresas públicas, motivo por el cual se logró superar en 2022 la capacidad instalada por empresas privadas (615 MW públicos y 540 MW privados).



Este proceso se amplió en 2023, como se muestra en la figura 17, donde se compara la capacidad agregada por la CFE durante cada uno de los últimos cinco sexenios. La capacidad de generación de la CFE que hasta la fecha ha entrado en operación durante 2023 ha sido mayor que en otros sexenios pero muy similar al último de estos (alrededor de 3,500 MW). No obstante, las

distintas centrales que esta empresa tiene en construcción y que están planeadas para entrar en operación antes de que finalice el sexenio suman más del doble de la capacidad (7,370 MW) nueva que ya se terminó de construir y que comenzó su operación en este mismo sexenio.²⁷ Esto último muestra que la tendencia al fortalecimiento del papel de la CFE como empresa eléctrica de carácter público es un proceso que está teniendo lugar actualmente en el SEN.

La identificación de esta modificación en la dinámica de crecimiento del sistema eléctrico en el país, también muestra la continuidad del proceso de gasificación de la matriz eléctrica y de la dependencia al gas metano que se ha generado para la operación de las plantas de la CFE. En los distintos sexenios (con excepción del de F. Calderón por el peso de la entrada en operación de la hidroeléctrica El Cajón) las centrales de Ciclo Combinado representan más de la mitad de la capacidad instalada por la CFE. En el sexenio actual este proceso se profundiza aún más, llegando este tipo de centrales a concentrar el 79 % de la nueva capacidad en operación y en construcción.

²⁷ Dentro de estas centrales en construcción resaltan las centrales de ciclo combinado Tuxpan Fase I, Riviera Maya, Lerdo Norte IV, Gonzalez Ortega, San Luis Rio Colorado I, Mérida IV, la central térmica Mexicali Oriente, la central fotovoltaica Puerto Peñasco Etapa II, así como la modernización y construcción de hidroeléctricas.

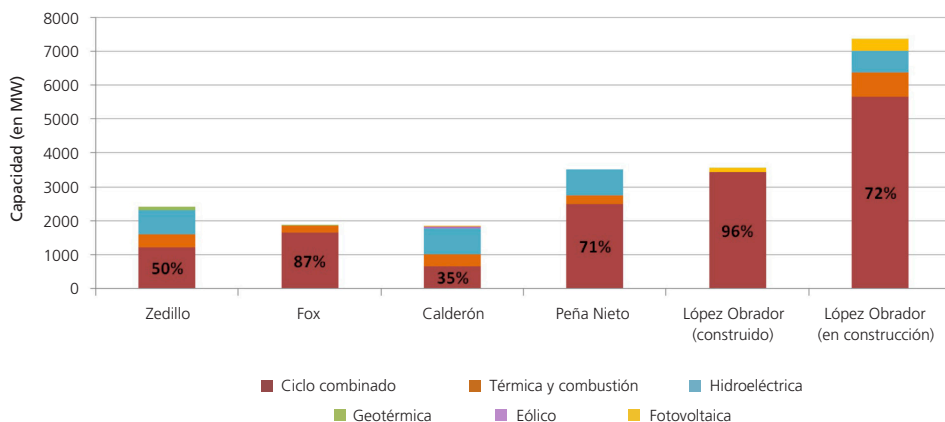


FIGURA 18. Capacidad agregada de la Comisión Federal de Electricidad por sexenio.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas puntos" de Planeas y GeoComunes (2023).

Nota: el porcentaje indica el peso de las centrales de ciclo combinado en la capacidad total.

A la par de esta gran dependencia del gas metano, para las nuevas centrales planteadas por la CFE²⁸ se ha anunciado una diversificación de las tecnologías. En los últimos años han sido promocionados nuevos proyectos fotovoltaicos y eólicos por parte de esta empresa, dos tipos de centrales que no habían sido contemplados hasta el momento por la CFE.²⁹ A la fase I de Puerto Peñasco que entró en operación recientemente (120 MW más 12 MW con baterías de respaldo) y la fase II actualmente en construcción (300 MW más 60 MW en baterías de respaldo), se sumará una fase III con la que se proyecta incrementar la capacidad instalada total de este proyecto en Sonora a 1,000 MW para 2028 (CFE, 2023).

²⁸ Estas centrales no se incluyen en la figura 18 por no haber empezado a construirse y no tener todavía permisos de la CRE o manifestaciones de impacto ambiental ante la Semarnat.

²⁹ Existen en operación pocas centrales eólicas y fotovoltaicas piloto que impulsó la CFE, pero representan sólo el 1.1% y 0.08% del total de capacidad operando en el país respectivamente. El resto de la capacidad de estas tecnologías está bajo el control de un oligopolio de empresas privadas.

La CFE también tiene planeado el desarrollo de otras cinco centrales fotovoltaicas relacionadas con el Plan Sonora,³⁰ cada una con una capacidad de 1,000 MW. En relación a la tecnología eólica, también se ha anunciado la intención de desarrollar 4 parques “mixtos” —industriales y eólicos—, con financiamiento de Estados Unidos, dentro de los Polos de Desarrollo para el Bienestar (Podebis) previstos en el istmo oaxaqueño en el marco del Corredor Interoceánico del Istmo de Tehuantepec (CIIT). En relación a la capacidad hidroeléctrica, se está desarrollando el programa de modernización de 16 centrales en el país con el que se agregarán 850 MW, así como el equipamiento de 3 presas existentes en Sinaloa —Santa María, Amata y Picachos— por un total de 46.4 MW, además del anunciado proyecto para reiniciar la construcción de la central Chicoasén II en Chiapas con una capacidad de 240 MW.

Durante los últimos años también se ha hablado desde la Secretaría de Energía (Sener) y la CFE de la posibilidad de instalar nueva capacidad de generación nucleoelectrica. Los instrumentos de planeación para la construcción de nueva infraestructura eléctrica creados desde la reforma energética de 2013, han considerado esta tecnología como parte del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) incluido en el Prodesen. Desde el Prodesen 2015-2029 hasta el de 2018-2032 se integraron a la planeación tres nuevas centrales nucleares con un total de aproximadamente 4,000 MW, para ser construidas entre 2027 y 2031.³¹

Estos planes fueron modificándose durante los Prodesen elaborados por la nueva administración federal y para 2019 ya no se incluyó esta tecnología en la planeación indicativa del PIIRCE. Sin embargo, un año después se le volvió a considerar como parte del horizonte técnico de generación eléctrica a mediano plazo. Esta reincorporación al PIIRCE, ha variado durante los últimos cuatro Prodesen³² y se ha ido reduciendo hasta 150 MW para la planeación

³⁰ La presentación del Plan Sonora, el 2 de febrero de 2023, puede verse en el siguiente enlace: <https://www.youtube.com/watch?v=OHm5TTvEgY4&t=4883s>

³¹ En los PIIRCE de estos años, se mencionaba el estado de Veracruz como el lugar para su instalación, al considerar la existencia de la central Laguna Verde en dicha entidad.

³² En el Prodesen 2021-2035 no se publicó el listado de proyectos que componen el PIIRCE, por lo que no se conoce si estaban incluidas nuevas centrales nucleoelectricas, ni sus características y temporalidad de instalación.

2023-2037.³³ Hasta el momento no existe ningún proyecto anunciado en concreto,³⁴ e incluso se ha manifestado una diferencia de posiciones al respecto dentro de las distintas instancias del Gobierno actual.³⁵

Las MIA son también uno de los indicadores para conocer el número y las características de nuevos proyectos eléctricos en el país. Después de analizar las MIA publicadas de manera semanal en la *Gaceta Ecológica* de la Semarnat, se muestran cambios en la cantidad anual de trámites ingresados en comparación a la dinámica que dichas solicitudes habían mantenido durante la última década.

Entre los años 2013 y 2018 se presentó un incremento amplio en el número de MIA para nuevas centrales eléctricas ingresadas a la Semarnat para su autorización ambiental. Dicho aumento se explica sobre todo por la gran promoción de proyectos fotovoltaicos, a los cuales corresponde más de la mitad de las MIA ingresadas para centrales eléctricas entre 2014 y 2022, como consecuencia de la formación del MEM a partir de la reforma energética de 2013.³⁶

A partir de 2019, pero con mayor presencia desde 2021, comenzó una reducción considerable del número de MIA ingresadas para la autorización de construcción y operación de nuevas centrales eléctricas en el país. Esto apunta a ser resultado de los cambios en la política eléctrica federal impulsada durante este sexenio, con los cuales se ha vuelto menos lucrativa para el sector privado la promoción de proyectos eléctricos nuevos como sucedía en el sexenio anterior.

³³ La consideración de nuevas nucleoelectricas ha variado en los años del gobierno actual. En 2020 se consideraron 1,195 MW a instalarse en el periodo de 2025-2034, lo cual se incrementó en el PIIRCE de 2022-2036 a 2,500 MW. Sin embargo, en el último PIIRCE —publicado en 2023— la integración de nuevas nucleoelectricas sólo se contempla para adicionar 150 MW en unidades de baja capacidad conocidas como reactores nucleares modulares escalables.

³⁴ Los últimos Prodesen indican que se requiere esperar al desarrollo y disminución de costos de nuevos reactores de baja capacidad para que su instalación en México pueda ser considerada viable. En Estados Unidos, desde 2022 se ha promocionado una oleada de nuevas inversiones para el desarrollo de este tipo de reactores, como parte de los paquetes de financiamiento y subsidios a las inversiones en infraestructura que el gobierno de dicho país ha impulsado en el contexto de su disputa por recursos naturales y nuevas tecnologías con China.

³⁵ Desde la CFE se ha hecho referencia a la elaboración de estudios para la potencial construcción de nuevas centrales nucleoelectricas. La Sener declaró la posibilidad de instalar una central nuclear de baja capacidad en Baja California. Estas proyecciones no son compartidas por la presidencia federal, desde la cual se ha negado la existencia de planes al respecto. Para mayor detalle, véase CFE (2019).

³⁶ La apertura de un mercado eléctrico en México organizado en torno al precio marginal generó un incremento de centrales fotovoltaicas que buscaban hacerse del margen de ganancia que ofrecía dicho mercado, al privilegiar la prioridad del despacho de las centrales de este tipo de tecnología.

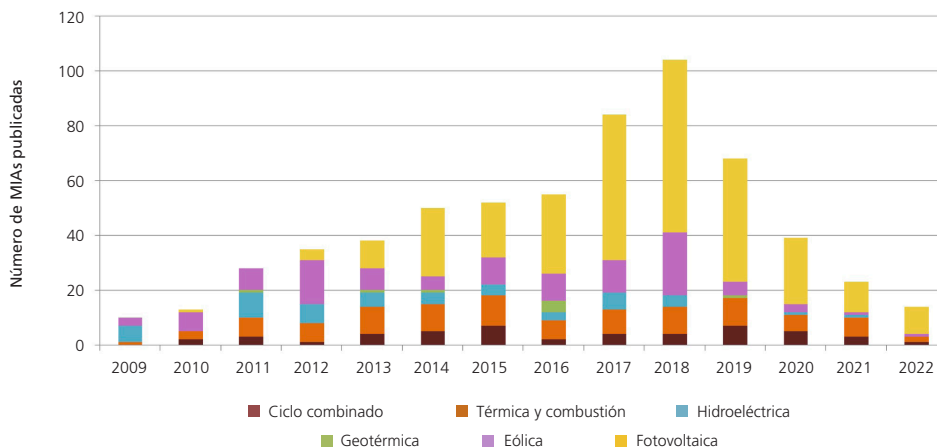


FIGURA 19. Número de manifestaciones de impacto ambiental ingresadas en la Secretaría de Medio Ambiente para centrales eléctricas de 2009 a 2022. Fuente: elaboración propia a partir de la revisión de la Gaceta Ecológica de la Semarnat y de la capa “centrales eléctricas puntos” de Planeas y GeoComunes (2023).

Con lo analizado hasta este punto, se puede identificar un incremento en la instalación de capacidad de generación eléctrica durante los últimos 30 años. Éste se concentró en los estados del norte de México y se basó sobre todo en la instalación de centrales fósiles, con las que se ha gasificado la matriz eléctrica del país. Durante los últimos 15 años, y a la par de la constante construcción de centrales térmicas, también se han instalado centrales eólicas y fotovoltaicas en algunas regiones: primero, mediante las modalidades de abastecimiento y PIE; después, mediante el MEM, las subastas a largo plazo y la creación de los CEL. Estas dos formas de expansión de la matriz eléctrica en el país están relacionadas con el incremento de la participación de empresas privadas en el sector y con la reducción de la contribución directa de la CFE en la generación eléctrica.

En el último sexenio federal se ha impulsado la compra y construcción de ciclos combinados, así como del primer parque fotovoltaico de gran escala por parte de la CFE. Al mismo tiempo, aunque se mantiene como proyecto una gran cantidad de capacidad fotovoltaica y eólica promovida sobre todo por empresas privadas, el conjunto de centrales fósiles proyectadas a construirse en los próximos años apuntan a mantener la tendencia del incremento del papel de los hidrocarburos en la matriz eléctrica en México.

Ocupación territorial de las centrales eléctricas en México





Ocupación territorial de las centrales eléctricas en México

La expansión territorial del conjunto de infraestructura para la generación eléctrica en México ha tenido lugar en momentos y ritmos diferenciados, y su emplazamiento geográfico no ha sido homogéneo durante las últimas décadas. Estas diferencias han dependido en gran medida de las políticas económicas y energéticas nacionales promovidas a lo largo del último siglo y medio, así como de las tecnologías específicas de las centrales de generación construidas y el acceso a las fuentes energéticas que estas máquinas transforman en electricidad.

Hasta inicios de la década de 1970, las hidroeléctricas eran las centrales predominantes en la matriz eléctrica mexicana y su extensión estaba condicionada por las características del embalse a construir y de la orografía de la superficie a inundar. A partir de dicha década, se comenzaron a instalar grandes centrales que funcionan mediante el consumo de hidrocarburos, lo que modificó el patrón de ocupación territorial de la industria eléctrica nacional debido a la mayor flexibilidad que estas centrales ofrecen para instalarse en zonas cercanas a los centros de consumo domésticos e industriales, aunque dependen del transporte de la energía fósil que demandan. Desde 2008³⁷ comenzó el emplazamiento territorial de nuevas centrales eléctricas de tipo eólicas y fotovoltaicas, lo que ha alterado de nueva cuenta el patrón territorial de uso de suelo del sistema eléctrico en México.

³⁷ Si bien existían parques eólicos desde 1994, hasta 2008 no acumulaban más de 12 MW instalados. A partir de dicho año comenzó un ciclo de ampliación anual de la capacidad eólica instalada. El de la fotovoltaica inició a partir de 2012.

Para el estudio del SEN, una tarea central —aunque complicada— es conocer los hechos que han modificado su forma y escala de extensión territorial a lo largo del tiempo. Este ejercicio implica considerar no sólo el área que ocupa el conjunto de infraestructuras para la generación eléctrica,³⁸ sino sus características en términos de su uso de suelo y vegetación, así como el tipo de propiedad de la tierra de los terrenos utilizados. Esto es un importante insumo para la medición del impacto territorial de las centrales eléctricas —en su conjunto o diferenciadas por impactos particulares dependiendo el tipo de tecnología y lugar de emplazamiento—, así como para generar un índice básico de densidad energética del sistema eléctrico mexicano.

A continuación se presenta un ejercicio de análisis realizado a partir de la base de información georeferenciada de los polígonos de ocupación superficial del conjunto de centrales eléctricas en operación o en proyecto en México, construida por Planeas y GeoComunes.

Metodología

Para la elaboración del registro cartográfico de los polígonos en los que se encuentran instaladas las centrales eléctricas se usaron los datos de las MIA o, en su defecto, imágenes satelitales.³⁹ El área considerada para la realización del ejercicio cartográfico corresponde con la totalidad del predio delimitado en la MIA; en los casos en que se usaron imágenes satelitales se consideró la totalidad del predio, lo que en muchos casos incluye oficinas, lugares de almacenamiento, talleres, subestaciones y otras construcciones al interior del terreno identificado.⁴⁰

³⁸ En este estudio sólo se considera la infraestructura de la capacidad de generación instalada, dejando fuera las redes de transmisión y distribución, así como la infraestructura relacionada a la producción/distribución de la energía primaria/secundaria que es utilizada como insumo para la generación eléctrica.

³⁹ La fuente utilizada para cada polígono está señalada en la columna de nombre “fuente” de la base de datos.

⁴⁰ Esta inclusión del conjunto de edificaciones o espacios aún no utilizados al interior de los predios identificados —y no sólo de las unidades generadoras de electricidad— está basada en la consideración de que son infraestructuras o áreas que, aunque no todas tengan una relación directa con el funcionamiento técnico de la central, sí implican la ocupación de un área que no sería utilizada si no hubiera una central.

Algunas de las características del agrupamiento de la información en la base de datos elaborada son las siguientes: a) en los casos en los que al interior del mismo polígono se agrupan distintas centrales,⁴¹ la capacidad en MW indicada en el objeto espacial considera la suma de la capacidad de las distintas centrales contenidas en el polígono; b) cuando dentro de un polígono existe una central que tiene una fase distinta a las demás — como por ejemplo una central en proyecto y tres en operación —, la central en proyecto no está contabilizada en el número de centrales y no se suma su capacidad en MW.⁴²

Para el cálculo de la ocupación superficial, es importante señalar que en el caso de las centrales eólicas se consideró el polígono total de la central. Si bien la instalación de un parque eólico no necesariamente implica el cercado completo del predio, el cambio de la propiedad en la totalidad de los terrenos o la construcción de obras permanentes en toda el área del parque, consideramos importante para dicho cálculo la inclusión del total del área considerada dentro de la MIA de la central, ya que existen distancias mínimas entre las turbinas que obligan a extender el área del predio sin que por eso pierda su unidad técnica como central eléctrica.

Número de centrales con área georeferenciada

Hasta septiembre de 2023, se georeferenciaron 833 polígonos que contienen la información de 959 de las 1,564 centrales identificadas en la base de datos con geometría de puntos. Si bien la información de los polígonos sólo representa el 61 % del número de centrales presentes en la base de puntos, los polígonos cartografiados representan el 86 % del total de la capacidad instalada en territorio mexicano.

⁴¹ El número de centrales identificadas dentro de un polígono está señalado en la columna “num_central” de la base de datos.

⁴² Para más información se pueden consultar los metadatos y la descripción de los campos de la capa de centrales —polígonos—, disponibles en los sitios web de Planeas y de GeoComunes.

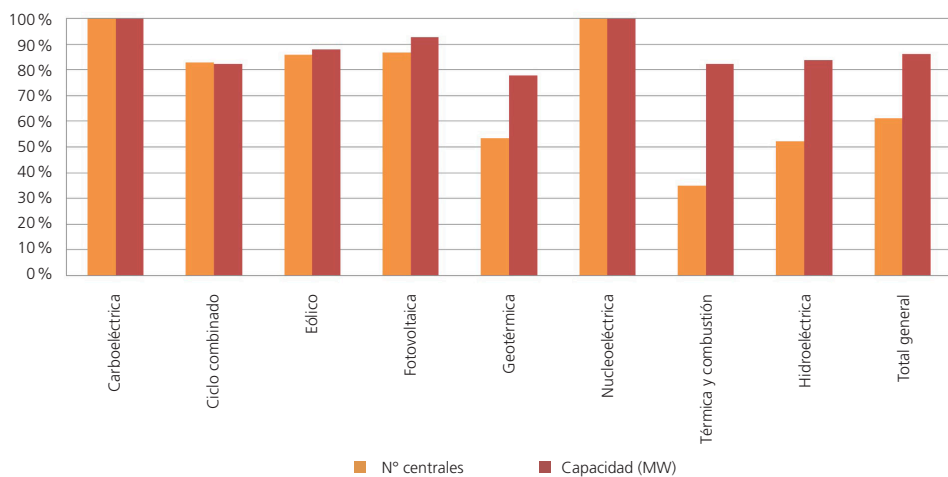


FIGURA 20. Representación de la capa de polígonos respecto a la capa de puntos. Fuente: elaborada a partir de las capas "centrales eléctricas puntos" y "centrales eléctricas polígonos" Planeas y GeoComunes (2023).

TABLA 4. Número de centrales mapeadas en la capa de puntos y polígonos

	Capa de polígonos	Capa de puntos	Diferencia
Carboeléctrica	3	3	0
Ciclo combinado	108	132	-24
Eólica	160	185	-25
Fotovoltaica	357	411	-54
Geotérmica	8	15	-7
Nucleoeléctrica	1	1	0
Térmica y combustión	216	616	-400
Hidroeléctrica	105	201	-96
Total general	958	1564	-606

Fuente: elaborada a partir de las capas "centrales eléctricas puntos" y "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023).

Las dificultades que explican el hecho de que no todas las centrales identificadas en la base de datos con geometría de puntos se pudieran cartografiar en sus polígonos de ocupación superficial son las siguientes:

- Centrales eléctricas en proyecto con permiso de la CRE, pero sin MIA disponible en el sitio de la Semarnat. En estos casos sólo se encontró la coordenada geográfica de su ubicación puntual indicada en el permiso, imposibilitando la delimitación del polígono completo mediante el uso de imágenes satelitales actuales.
- Centrales eléctricas dentro de un centro petroquímico o un complejo industrial que no tiene MIA específica de la central. En estos casos no se puede distinguir con una imagen satelital el área ocupada que corresponde específicamente a las unidades de generación eléctrica instaladas.
- Centrales eléctricas muy pequeñas dentro de un edificio industrial o de servicios. Estas centrales en muchos casos corresponden a unidades de combustión interna instaladas dentro de naves industriales o edificios, lo que dificulta identificar y delimitar el área específica de dicha central.
- Centrales hidroeléctricas instaladas en una represa de agua que tiene otro uso principal que no es la generación eléctrica. Se identificaron algunas —en su gran mayoría menores a 25 MW de capacidad de generación— en embalses construidos para otros usos como el riego, por lo que se decidió no incluir sus polígonos debido a que la superficie del embalse no corresponde en su totalidad a un uso de generación eléctrica.

Ocupación territorial y densidad energética de las centrales eléctricas en México

Ocupación territorial de las centrales eléctricas

Las centrales eléctricas en operación y en construcción que fueron cartografiadas en la base de datos de Planeas y GeoComunes tienen una ocupación superficial de alrededor de 5,200 km². La potencial extensión de esta área —en caso de construirse el conjunto de centrales eléctricas actualmente en proyecto— ronda los 1,280 km² para las que cuentan con permiso de la CRE y 2,660 km² para las que aún no lo tienen (tabla 5).

TABLA 5. Ocupación superficial de las centrales eléctricas por fase y tecnología en km²

	En operación y construcción	En proyecto con permiso de la CRE	En proyecto sin permiso de la CRE
Carboeléctrica	24	0	0
Ciclo combinado	12	2	2
Eólica	2072	881	1965
Fotovoltaica	350	364	609
Geotérmica	74	0	0
Hidroeléctrica	2678	26	86
Nucleoeléctrica	2	0	0
Térmica y combustión	24	11	1
Total general	5236	1282	2663

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023).

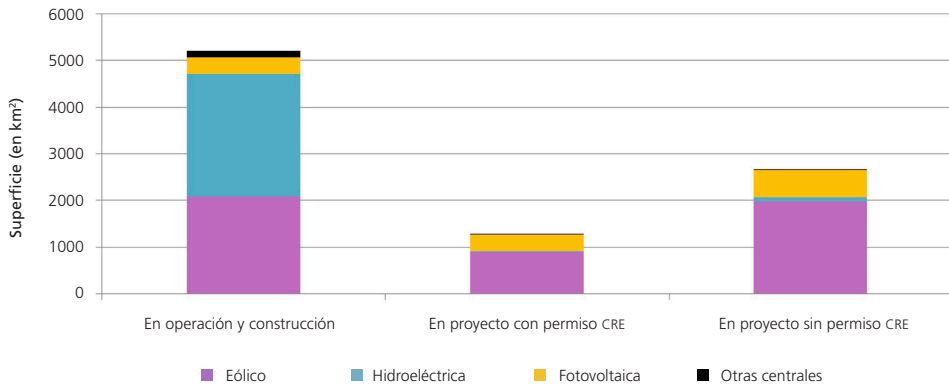


FIGURA 21. Ocupación superficial de las centrales eléctricas por fase y tecnología en km².

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023).
 Nota: la categoría "otras centrales" agrupa las tecnologías siguientes: geotérmica, carboeléctrica, térmica y combustión, ciclo combinado y nucleoelectrónica.

Como se muestra en la figura 21, las centrales que concentran la mayor ocupación superficial son el conjunto de hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaicas. Si se consideran los actuales proyectos eléctricos con o sin permiso de la CRE, la proporción entre estos tres tipos de centrales presentará diferencias debido al aumento importante del área requerida para la instalación del conjunto de proyectos eólicos y fotovoltaicos actualmente existentes en el país.

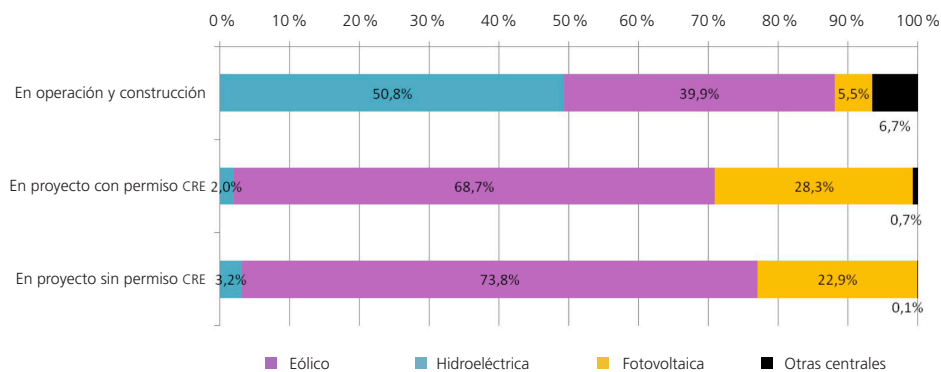


FIGURA 22. Ocupación superficial de cada tecnología respecto a la ocupación territorial total por cada fase.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023). Nota: la categoría "otras centrales" agrupa las tecnologías siguientes: geotérmica, carboeléctrica, térmica y combustión, ciclo combinado y nucleoelectrica.

En términos de la ocupación superficial de las centrales en operación y en construcción diferenciadas por entidad federativa, resaltan los estados con grandes hidroeléctricas y parques eólicos: Chiapas, Oaxaca, Coahuila y Tamaulipas. Estas cuatro entidades concentran más de la mitad (53%) de la superficie ocupada por centrales eléctricas en operación a escala nacional.

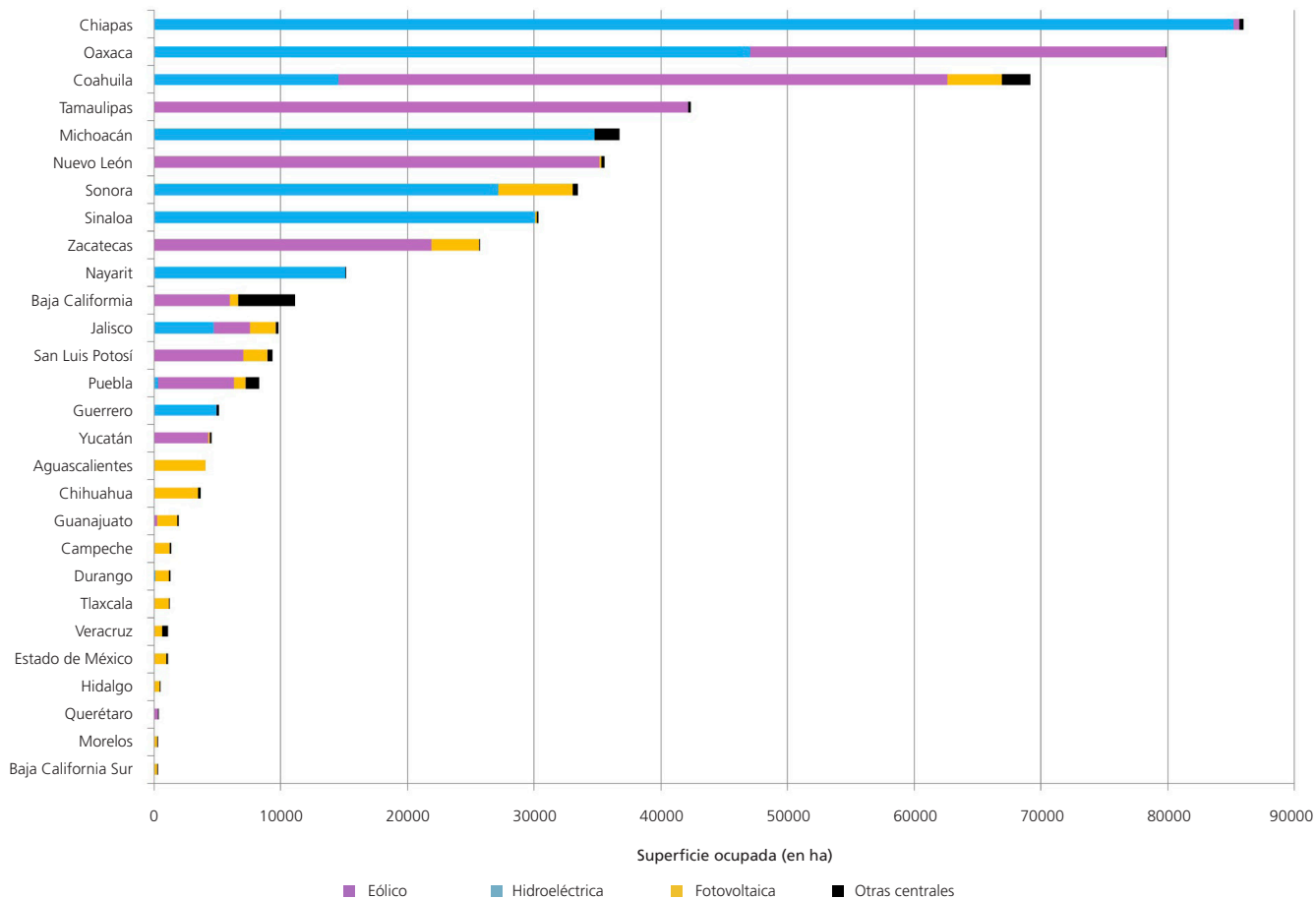


FIGURA 23. Ocupación superficial por entidad federativa de las centrales eléctricas en operación y construcción. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023). Nota: la categoría "otras centrales" agrupa las tecnologías siguientes: geotérmica, carboeléctrica, térmica y combustión, ciclo combinado y nucleoelectrica. Se excluyeron de la gráfica las entidades con una superficie ocupada menor a 100 hectáreas (ha): Ciudad de México, Quintana Roo, Tabasco y Colima.

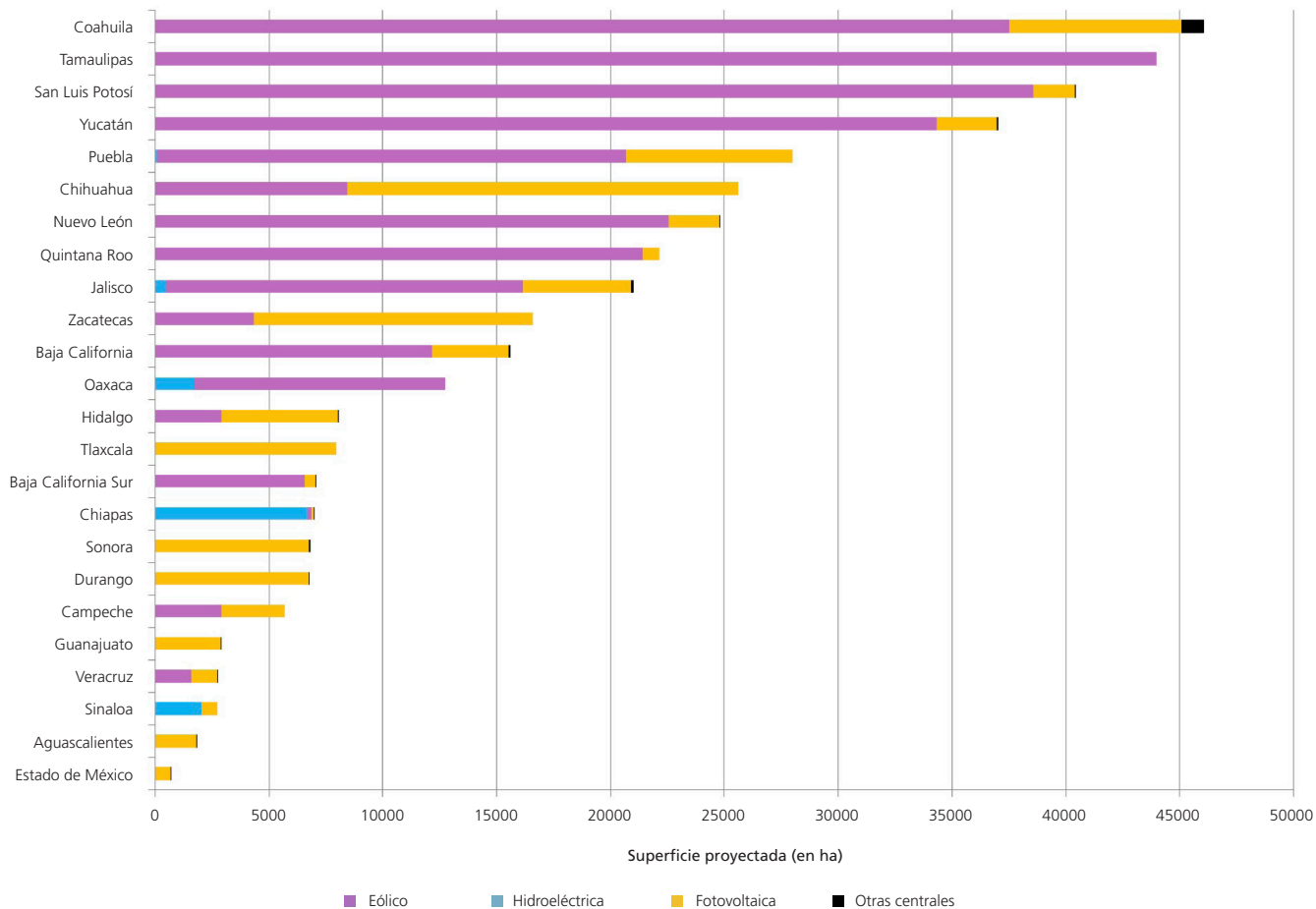


FIGURA 24. Ocupación superficial por entidad federativa de las centrales eléctricas en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023). Nota: la categoría "otras centrales" agrupa las tecnologías siguientes: geotérmica, carboeléctrica, térmica y combustión, ciclo combinado y nucleoelectrónica. Se excluyeron de la gráfica las entidades con una superficie ocupada menor a 100 ha: Tabasco, Guerrero, Querétaro, Ciudad de México y Morelos.

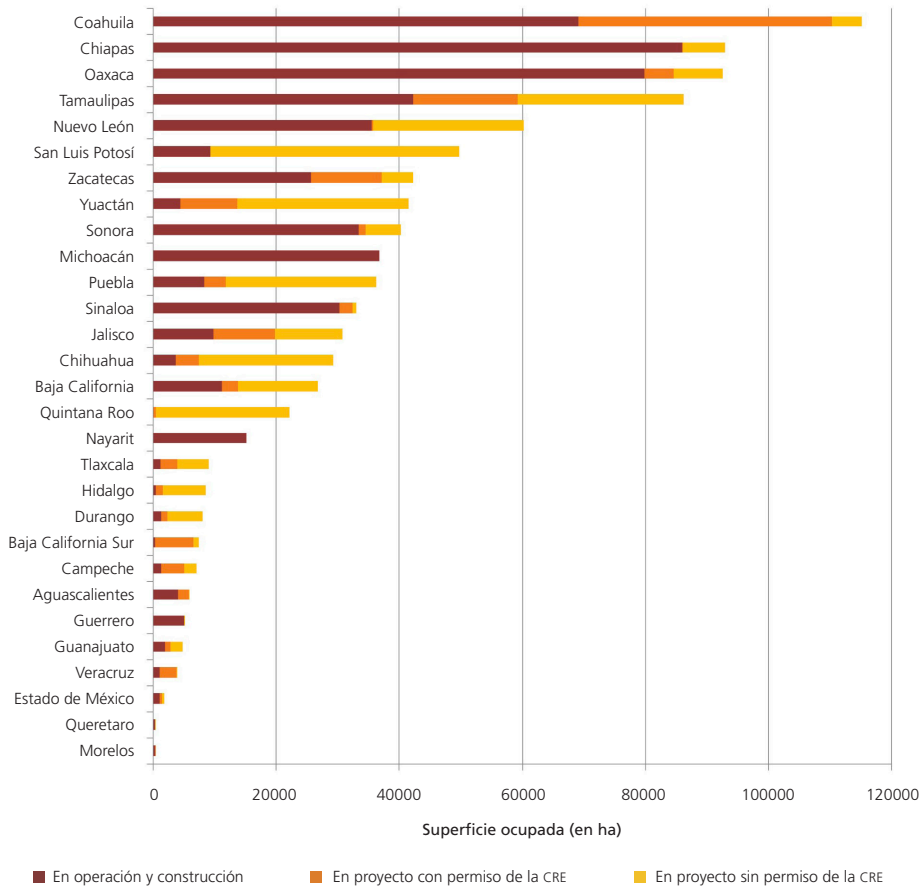


FIGURA 25. Ocupación superficial por fase y entidad federativa de las centrales eléctricas.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023).

Nota: la categoría "otras centrales" agrupa las tecnologías siguientes: geotérmica, carboeléctrica, térmica y combustión, ciclo combinado y nucleoelectrica. Se excluyeron de la gráfica las entidades con una superficie ocupada menor a 100 ha: Ciudad de México, Tabasco y Colima.

Densidad energética de las centrales eléctricas

La importancia de conocer el despliegue territorial de los sistemas energéticos no se reduce a identificar el emplazamiento geográfico de su infraestructura. Uno de sus componentes es la relación técnico-territorial de dicho sistema para generar electricidad. Esta relación está caracterizada por la densidad de potencia de las centrales eléctricas y la densidad energética anual de las mismas; su consideración en los estudios sobre los sistemas eléctricos permite una mejor aproximación a las cualidades del sistema emplazado en el país, así como al potencial de expansión del mismo. A continuación se presenta un primer ejercicio de cálculo de la densidad de potencia y densidad energética anual del SEN.⁴³

Para realizar el cálculo de la densidad de potencia por tipo de central eléctrica, se utilizaron los datos de capacidad (MW) y de superficie (hectáreas) incluidos en la base de información georeferenciada de los polígonos de ocupación superficial elaborada por Planeas y Geocomunes. La información se agregó por cada tipo de tecnología y se calcularon los siguientes promedios.

⁴³ La primera de estas métricas muestra el potencial técnico de generación eléctrica por unidad de área de una central (W/m²) y sirve para identificar las diferencias de área requerida para la instalación de potencia eléctrica entre distintos tipos de centrales. La segunda da cuenta de la energía eléctrica que se puede generar por unidad de área en diferentes tipos de tecnología de generación utilizada (GWh/m²), y se entiende como la relación entre la electricidad generada en un tiempo determinado y el área ocupada por la central eléctrica considerada. En estos cálculos sólo se consideran las áreas de las centrales eléctricas identificadas por Planeas con la metodología señalada, pero no se consideran las líneas de transmisión y distribución, ni el área de las instalaciones para la producción, transformación y transporte de las fuentes de energía utilizadas por dichas centrales.

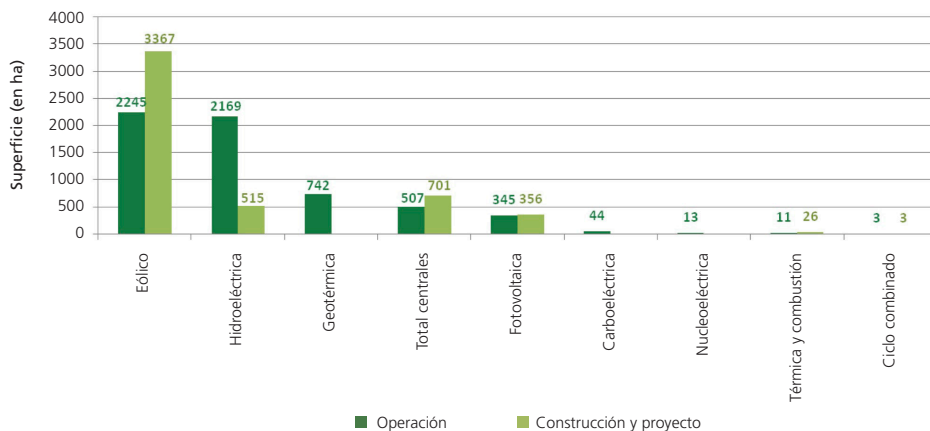


FIGURA 26. Superficie promedio en hectáreas requerida por tecnología y fase para instalar 100 MW.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023).

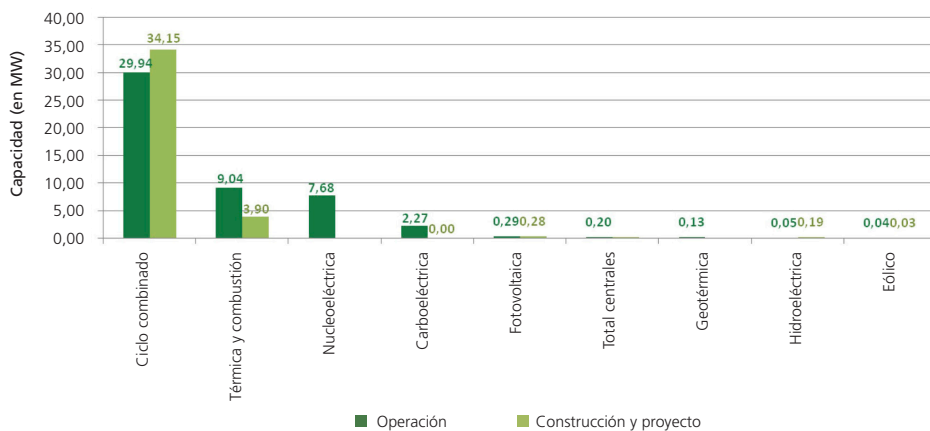


FIGURA 27. Capacidad promedio instalada (MW) por hectárea, tecnología y fase.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023).

En el caso de la densidad energética anual, el cálculo se realizó en función de la generación eléctrica anual por cada tecnología, y se utilizaron los datos de generación para 2021 reportados en el *Prodesen 2022-2036* (Sener, 2022a). Para estimar la potencial generación anual de las centrales en construcción y en proyecto se aplicó al dato de capacidad proyectada a instalarse el factor de planta calculado para 2021 para la tecnología correspondiente. Este último se encuentra en el primer cuaderno sobre el SEN (Deniau *et al.*, 2023).⁴⁴

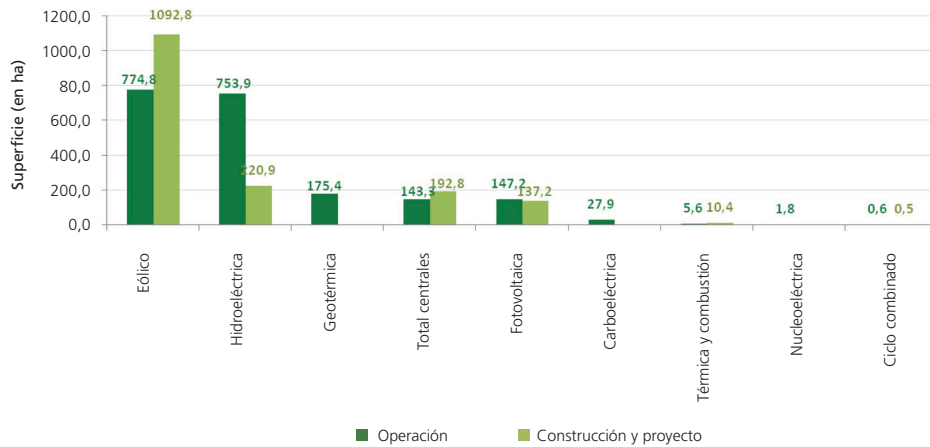


FIGURA 28. Superficie promedio en hectáreas requerida por tecnología y fase para generar 100 GWh con datos de generación de 2021 para las centrales en operación.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2023), de los datos del Prodesen 2022-2036 (Sener, 2022a) y del primer cuaderno sobre el SEN (Deniau *et al.*, 2023).

⁴⁴ Disponible para descarga en el siguiente enlace: <https://conahcyt.mx/cuaderno-tematico-3/>

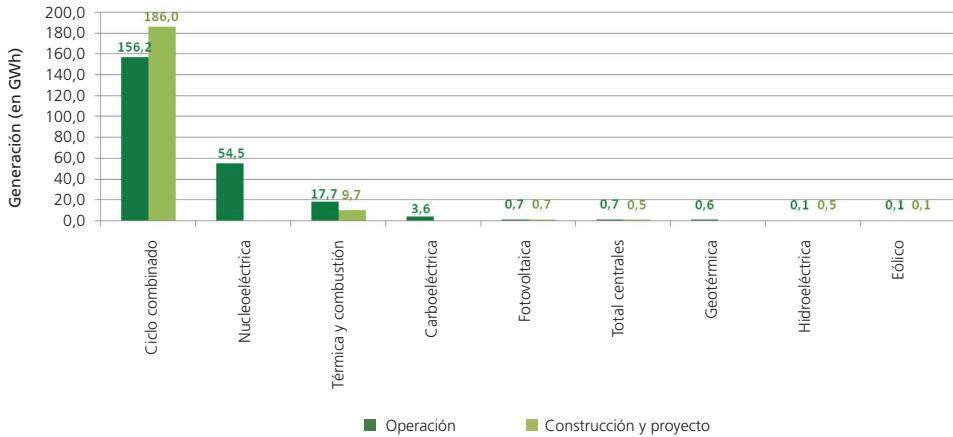


FIGURA 29. Generación promedio (GWh) por hectárea, tecnología y fase, con datos de generación de 2021 para las centrales en operación. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2023) y de los datos del Prodesen 2022-2036 (Sener, 2022a) y del primer cuaderno sobre el sen (Deniau *et al.*, 2023).

Los datos de las figuras 28 y 29 evidencian la proporción en la que las tecnologías renovables requieren mayor extensión de tierras que las tecnologías a base de combustibles fósiles o que la nuclear. También muestran una tendencia al aumento de la superficie promedio requerida en las centrales en construcción y proyecto para la instalación de la misma potencia eléctrica en operación —un aumento de 507 ha requeridas a 701 ha por MW instalado— y para generar la misma cantidad de electricidad —un aumento de 143 ha a 193 ha por gigavatio-hora (GWh) producido. La tendencia al incremento en los requerimientos de superficie a ocupar para la generación eléctrica en el SEN se explica por la mayor proporción de centrales eólicas y fotovoltaicas dentro de la matriz eléctrica proyectada y muestra una de las limitantes de la transición energética restringida al cambio del tipo de tecnología empleado para el mantenimiento del patrón de generación eléctrica, sin considerar la necesidad de cambio en los requerimientos energéticos del sector industrial y de los grandes consumidores.

Estos cálculos de densidad de potencia y densidad energética anual se compararon con otros realizados recientemente. Uno es el trabajo de Van Zalk y Behrens (2018), enfocado en centrales en Estados Unidos, y otro es el de Nøland y colaboradores (2022), que incluye centrales de distintas partes del mundo. Los resultados son un primer ejercicio de comparación entre lo calculado por Planeas y la literatura internacional al respecto, lo que más adelante merecerá una investigación y publicación comparativa más amplia.

En la tabla 6 se muestra el número de centrales consideradas en cada uno de los tres estudios. Esto permite constatar que la muestra utilizada en Planeas para varias tecnologías —como ciclo combinado, eólica y sobre todo fotovoltaica— es similar o superior a la muestra a nivel mundial utilizada por Nøland y colaboradores (2022).

TABLA 6. Número de centrales eléctricas incluidas en los cálculos de densidad en Planeas, en Van Zalk y Behrens, así como en Nøland y colaboradores

	Planeas México		Van Zalk y Behrens	Nøland y colaboradores
	Operación	Proyecto		
Carboeléctrica	3	-	34	-
Ciclo combinado	89	18	7	18
Eólica	70	77	19	148
Fotovoltaica	100	246	20	17
Geotérmica	8	-	11	8
Nucleoeléctrica	1	-	11	159
Hidroeléctrica	65	30	8	451

Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas, así como de los artículos de Van Zalk y Behrens (2018) y Nøland y colaboradores (2022).

Los cálculos realizados en Planeas para la densidad de potencia en ciclo combinado, nucleoelectricas e hidroelectricas en México se encuentran en un rango intermedio entre los obtenidos por Van Zalk (2018) y por Nøland y colaboradores (2022). Para las tecnologías eólicas y solares, las densidades calculadas en México son mayores. En el caso de la eólica esto se debe a la gran concentración de parques eólicos operando en la zona del Istmo de Tehuantepec, una de las zonas terrestres con mejores cualidades para este tipo de unidades a escala global. En el caso de la fotovoltaica, las diferencias pueden explicarse por el distinto número de centrales consideradas en cada estudio, por las diferencias geográficas de los países considerados y por el hecho de que en los cálculos de Nøland y colaboradores están únicamente incluidos los paneles solares domésticos —y también para algunas de las muestras de Van Zalk— mientras que los cálculos de Planeas están basados en parques solares a gran escala.

TABLA 7. Densidad de potencia por tecnología en W/m²

	Planeas México		Van Zalk y Behrens	Nøland y colaboradores				
	Operación	Proyecto	Estados Unidos	Mundial	Latinoamérica	Europa	Norteamérica	África
Carboeléctrica	227	-	135					
Ciclo combinado	2994	3394	1283	2696				
Eólica	4,5	3,2	3,1	2,1	2,5	3,9	1,1	1,2
Fotovoltaica	29,0	28,6	5,8	4,6	9,0	3,8	5,6	17,4
Geotérmica	13,5	-	3,1					
Nucleoelectrica	768	-	289	1790				
Hidroeléctrica	4,6	16,4	0,5	33,7	11,0	33,7	4,7	4,2

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas, así como de los artículos de Van Zalk y Behrens (2018) y Nøland y colaboradores (2022).

Nota: para los datos del artículo de Van Zalk se tomaron los cálculos de eólico en tierra (onshore), de fotovoltaico comercial y de hidroeléctricas en grandes embalses. Para el artículo de Nøland y colaboradores se tomaron los datos de eólico en tierra (onshore) y las estimaciones "inferiores" para ciclo combinado y nuclear que sólo incluyen la superficie de la central, como en Planeas.

En la comparación de los cálculos de densidad energética anual sólo se utilizó el trabajo de Nøland y colaboradores (2022) debido a que los cálculos en el artículo de Van Zalk y Behrens (2018) se limitan a la densidad de potencia. Para las tecnologías eólicas e hidroeléctricas lo calculado para México se acerca a las estimaciones de Nøland y colaboradores para las centrales ubicadas en Norteamérica y África. Llama la atención que, aunque las centrales eólicas en operación en México tienen una densidad de potencia mayor a los demás cálculos, eso no se refleja en la densidad energética anual, la cual presenta un promedio igual al promedio mundial calculado por Nøland y colaboradores e inferior al calculado para ciertas regiones como Europa. Esto último puede poner en duda la eficiencia de las centrales eólicas instaladas en México, incluso a pesar del gran potencial eólico de regiones como el Istmo, si bien se debe realizar una investigación más profunda para sostener esta hipótesis. En el caso de las centrales fotovoltaicas, es importante resaltar que la densidad energética anual en México ha sido mayor al promedio mundial calculado por Nøland y colaboradores debido al gran potencial de radiación solar existente en varias partes del país.

TABLA 8. Densidad energética por tecnología en GWh/km²

	Planeas México		Nøland y colaboradores					
	Operación	Proyecto	Mundial	Latinoamérica	Europa	Norteamérica	África	Asia
Ciclo combinado	15622	18596	23634					
Eólica	13	9	19	22 (n=3)	34 (n=53)	9 (n=77)	9 (n=4)	10 (n=11)
Fotovoltaica	68	73	40	79 (n=2)	34 (n=29)	49 (n=3)	152 (n=1)	62 (n=7)
Nucleoeléctrica	5452	-	20284					
Hidroeléctrica	13	45	296	96	296	41	37	658 (n=98)

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas, así como del artículo de Nøland y colaboradores (2022).

Nota: "n" corresponde al número de centrales analizadas.

Tenencia de la tierra de las centrales eléctricas en operación y proyecto

En México existen tres tipos de propiedad de la tierra: 1) la pública —terrenos nacionales y baldíos—, 2) la privada y 3) la social —ejidos y comunidades. La propiedad social es de suma importancia, ya que representa el 50.7% de la superficie del territorio nacional y el 76% de la superficie de los espacios rurales. En las tierras de propiedad social se concentra la mayor parte del patrimonio biocultural de México, el 70% de los bosques, dos terceras partes de los recursos hídricos, el 60% de los litorales y la mayoría de los territorios de los pueblos originarios e indígenas, lo que la convierte en el espacio de donde surge gran parte de las diversas expresiones culturales y comunitarias existentes en el país.

Por esta razón, es importante analizar diversos aspectos: sobre qué tipo de propiedad se han desarrollado o pretenden desarrollar las centrales eléctricas en el país, cuáles son los mecanismos de acceso a la tierra que se han implementado según la tecnología o el sector promotor —público o privado—, así como los conflictos y los procesos de erosión y privatización de la propiedad social derivados de estos.

Tipos de contratos y mecanismos de acceso a la tierra según las tecnologías

Según el tipo de tecnología y quién promueve la implementación de nuevas centrales eléctricas —sector público o privado—, existen diferentes mecanismos y tipos de contratos para la renta o venta de tierras. Cabe señalar que no hay información clara, precisa y abierta sobre los tipos de contratos relacionados con los proyectos eléctricos, por lo que resulta difícil exponer con certeza los distintos tipos de mecanismos de acceso a la tierra según el promotor o el tipo de tecnología. Por esta razón, a continuación se muestra un primer análisis indicativo sobre los mecanismos por los que el SEN se ha expandido sobre el territorio mexicano, sustentado en información obtenida mediante solicitudes de información, la cual puede contener errores e imprecisiones.

Centrales de la cfe: expropiaciones con irregularidades, incumplimientos y despojo

En el caso de las centrales promovidas por la CFE —o por Pemex—, al ser empresas del sector público pueden solicitar por causa de utilidad pública la expropiación mediante indemnización de tierras que sean de propiedad privada o social. Para conocer la magnitud y ubicación de este proceso, se solicitó vía transparencia al Registro Agrario Nacional (RAN) el listado completo de todos los núcleos agrarios que han sido expropiados de una parte de su tierras por proyectos promovidos por la CFE. Hasta la fecha han sido expropiadas 61,552 hectáreas (ha) (615.5 km²) de propiedad social en México para proyectos de la CFE, como lo muestran la tabla 9 y las figuras 30 y 31.

TABLA 9. Superficie de propiedad social expropiada por proyectos de la Comisión Federal de Electricidad

Década	Comunidad		Ejido		Total	
	Decretos	Superficie (ha)	Decretos	Superficie (ha)	Decretos	Superficie (ha)
Antes de 1970	3	31	74	7401	77	7432
1970-1980	3	5399	115	15956	118	21355
1980-1990	8	214	388	9086	396	9300
1990-2000	31	2742	438	15360	469	18102
2000-2010	7	2882	66	2091	73	4973
2010-2023	2	123	28	267	30	390
Total general	54	11392	1109	50160	1163	61552

Fuente: elaboración propia a partir de los datos obtenidos por medio de una solicitud de acceso a la información, dirigida al RAN, sobre los decretos de expropiación ejecutados y solicitados por la CFE (folio 330025123000713).

Las décadas en que se realizaron las mayores expropiaciones por parte de la CFE fueron la de 1970 y la de 1990 (figura 30). La mayor parte de las expropiaciones se han concentrado en los estados de Chiapas, Nayarit, Michoacán, Guerrero y el Estado de México. Estos 5 estados concentran el 75 % de la superficie total de propiedad social expropiada por la CFE.

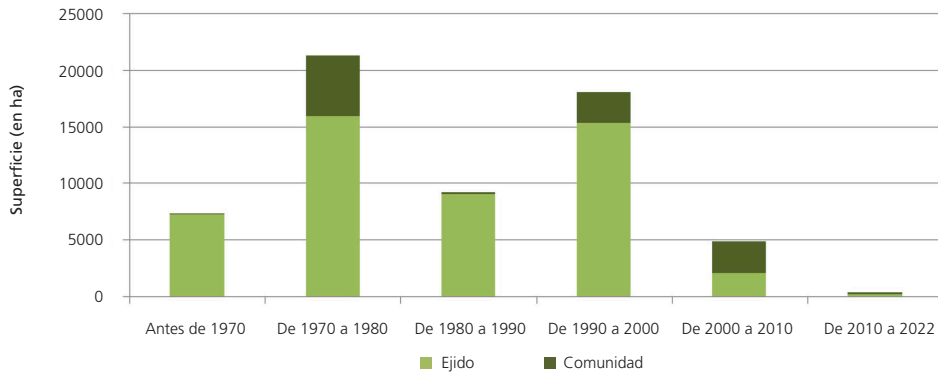


FIGURA 30. Superficie de propiedad social expropiada por proyectos de la Comisión Federal de Electricidad. Fuente: elaboración propia a partir de los datos obtenidos por medio de una solicitud de acceso al información al RAN sobre los decretos de expropiación ejecutados y solicitados por la Comisión Federal de Electricidad (folio 330025123000713).

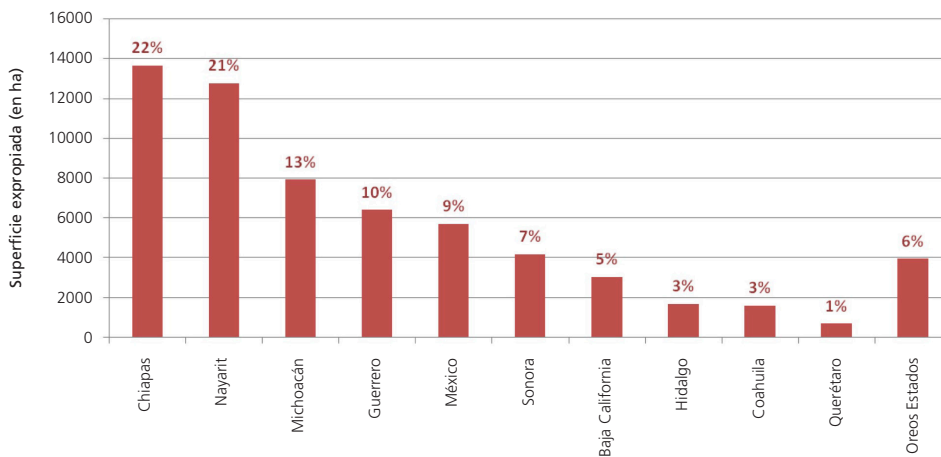


FIGURA 31. Superficie de propiedad social expropiada por proyectos de la Comisión Federal de Electricidad por entidad federativa y porcentaje de la superficie total expropiada. Fuente: elaboración propia a partir de los datos obtenidos por medio de una solicitud de acceso al información al RAN sobre los decretos de expropiación ejecutados solicitados por la Comisión Federal de Electricidad (folio 330025123000713).

La gran mayoría de estas expropiaciones fueron realizadas para la construcción de grandes hidroeléctricas. Tal es el caso de la Angostura en Chiapas (12,000 ha expropiadas), Aguamilpa en Nayarit (10,000 ha), Infiernillo en Michoacán (7,600 ha), Mocuazari en Sonora (4,370 ha) y El Cajón en Nayarit (3,900 ha), por mencionar algunas de las expropiaciones más extensas.⁴⁵

A partir de la ubicación de la infraestructura eléctrica —centrales, líneas de transmisión y subestaciones— y de los núcleos agrarios con decretos de expropiación, se puede estimar que el 88% de la superficie de propiedad social expropiada para proyectos de la CFE se relaciona con centrales hidroeléctricas, el 5% con líneas de transmisión y subestaciones, el 4% con geotérmicas, el 2% con carboeléctricas y el 1% restante con centrales térmicas y de ciclo combinado.

Los procesos de expropiación de la CFE para hidroeléctricas, así como los realizados por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) y la Comisión Nacional del Agua (Conagua) para represas, han estado acompañados por un historial de despojo. Un gran número de conflictos sociales han sido generados por los engaños e incumplimientos por parte tanto de las autoridades federales, estatales y municipales, como de las empresas públicas y privadas relacionadas con la construcción y operación de estos proyectos. Existe una larga lista de violaciones a derechos denunciadas constantemente por múltiples comunidades afectadas, así como por organizaciones civiles nacionales e internacionales.

El Movimiento Mexicano de Afectados por las Presas y en Defensa de los Ríos (Mapder) ha sistematizado y presentado estas denuncias durante la preaudiencia “Presas, derechos de los pueblos e impunidad” del Tribunal Permanente de los Pueblos, capítulo México (Mapder, 2012). Dentro de las principales violaciones sistematizadas en este documento se pueden citar:

⁴⁵ Las superficies expropiadas mencionadas en este texto y en las figuras corresponden sólo a las expropiaciones solicitadas por la CFE. En el caso de represas de usos múltiples existen otras expropiaciones realizadas por solicitud de la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) como las presas del Sistema Cutzamala y del Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán en el Estado de México y Michoacán, la presa Miguel Hidalgo y Costilla y su central hidroeléctrica “27 de septiembre” en Sinaloa o la presa Huites y su central hidroeléctrica “Luis Donaldo Colosio” en Sonora, por citar algunas. Conforme a una solicitud de información al RAN (folio 330025123000714), han sido expropiadas por la SARH un total de 99,712 ha.

- La falta de información previa para las comunidades potencialmente afectadas sobre los impactos de estos proyectos, mediante su ocultamiento, omisión, negación o incluso entrega de información falsa o parcial.
- El uso de un concepto restrictivo para identificar y cuantificar a las poblaciones afectadas.
- El carecimiento de compensaciones económicas e incluso el incumplimiento de los pagos establecidos en los procesos de indemnizaciones relacionados con la expropiación.
- La ausencia de mecanismos institucionales y legales que garanticen reubicaciones en condiciones adecuadas, es decir, que no violen los derechos humanos y se lleven a cabo en espacios con los satisfactores necesarios para la reproducción social.
- El nulo reconocimiento de las especificidades socioeconómicas y culturales de las poblaciones afectadas.
- La criminalización de la protesta, así como la persecución y hostigamiento tanto a las comunidades que se oponen a la imposición de los proyectos, como a las y los defensores de derechos humanos y periodistas que acompañan las luchas contra las presas.

Se estima que entre 1936 y 2006 la construcción de grandes represas provocó el desplazamiento de más de 185,000 personas, sobre todo de pueblos indígenas (Olvera, 2016). Sin embargo existen importantes contradicciones entre los datos oficiales al respecto y no existe una base de datos oficial sobre las afectaciones causadas por la construcción de presas en el país (GeoComunes, 2018). Esta escasez y contradicción en los datos oficiales se suma a las numerosas violaciones denunciadas para mostrar el incumplimiento por parte del Estado mexicano y sus empresas en relación a los requerimientos para la implementación de estos proyectos de “utilidad pública” mediante la expropiación, la indemnización y la reubicación.

De hecho, el mismo principio de “utilidad pública” es bastante cuestionable a la luz de las afectaciones ambientales y sociales generadas por dichos proyectos. ¿Por qué, para quién y a qué escala son “útiles”? En muchos casos la construcción de estas grandes hidroeléctricas no mejora las condiciones de vida de la población local, sino que las deteriora en razón del desplazamiento forzado, la falta de servicios en los nuevos asentamientos y los múltiples

procesos de despojo: pérdida de medios de subsistencia, cambios culturales y de estilo de vida, ruptura del tejido social y aumento de la violencia.

En muchos casos tampoco mejoran el acceso local a la electricidad a pesar de la infraestructura instalada. Uno de los ejemplos más emblemáticos de esta injusticia energética ocurre en los municipios del Nayar y de la Yesca en Nayarit, donde se instalaron tres hidroeléctricas de gran tamaño en las tres últimas décadas: Aguamilpa con 900 MW y 8,500 ha expropiadas, El Cajón con 750 MW y 3,900 ha expropiadas y La Yesca con 750 MW y 150 ha expropiadas. Además de los conflictos (Mapder, 2012), desplazamientos e incumplimientos en las indemnizaciones (Montalvo, 2009), así como procesos de reubicación (Dominio Público, 2015) relacionados con estos tres proyectos, la población sigue viviendo en una grave situación de pobreza energética. Según datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi, 2020b) Censo de Población y Vivienda del Inegi, para 2020 en el municipio del Nayar 2,765 viviendas seguían sin acceso a la electricidad —30% del total de viviendas habitadas— y otras 419 viviendas en el municipio de la Yesca —12% del total de viviendas habitadas— se encuentran en la misma situación.

Si bien las expropiaciones parecen el mecanismo más común por parte de la CFE para acceder a tierras para sus proyectos,⁴⁶ no siempre se ha recurrido a su utilización. Existen también contratos de usufructo para la ocupación temporal de tierras mediante renta —con una temporalidad muy variable de entre 1 y 20 años— identificados para los proyectos geotérmicos Los Humeros, Las Tres Vírgenes y Cerro Prieto.⁴⁷

Los parques eólicos y fotovoltaicos: renta de tierras bajo contratos de usufructo

Para el desarrollo de proyectos eólicos y fotovoltaicos en México, el mecanismo de acceso a las tierras de propiedad social utilizado por las empresas promoventes ha sido la renta mediante la firma de contratos de usufructo de ocupación temporal, por lo general con una validez de 25 o 30 años, prorrogables

⁴⁶ Las centrales eléctricas en operación de la CFE ocupan una superficie total de 269,724 ha, de la cual 27,005 ha es superficie dentro de propiedad social y el área total expropiada para su construcción ha sido de 72,560 ha, lo que representa un tercio de la superficie total ocupada.

⁴⁷ En el caso de Cerro Prieto también tuvo lugar la expropiación de 2,954 ha de tierras ejidales mediante decretos en 8 ejidos distintos.

por un periodo de la misma duración. El carácter temporal de esos proyectos, relacionado con su vida útil, es la razón por la que las empresas recurren a mecanismos de renta y no a la compra de las tierras.

Si bien los proyectos eólicos y fotovoltaicos han generado múltiples conflictos en el país por los impactos ambientales que conllevan, el tema agrario ha sido en muchos de los casos el centro de los reclamos de la población local debido a los engaños, irregularidades e incumplimientos en la firma y aplicación de los contratos. Entre las problemáticas⁴⁸ se pueden resaltar:

- Desinformación previa sobre los impactos ambientales y sociales de dichos proyectos, así como entrega de información sesgada o falsa sobre las características del proyecto.⁴⁹
- Manipulación, cooptación y criminalización de sujetos agrarios mediante falsas promesas sobre la retribución económica para los propietarios de la tierra —se ofrece un pago más alto del que terminan otorgando o se incluyen cláusulas de renta confusas y engañosas—, compra o amenazas a sujetos agrarios para conseguir firmas, así como uso de intermediarios —empresas locales, visitantes de la Procuraduría Agraria, actores políticos o del crimen organizado— para el proceso de negociación de contratos entre los propietarios y la empresa.
- Procesos agrarios irregulares que incluyen asambleas agrarias sin *quorum*, obtención de firmas en hojas en blanco, negociaciones con representantes agrarios y no con la autoridad —asamblea—, ausencia de copias de los contratos firmados y aprobación de contratos de ocupación temporal en asambleas simples —a pesar de que el artículo 75, fracción II de la Ley Eléctrica especifica que las autorizaciones para el uso, goce o afectación de terrenos ejidales o comunales deben de ser por medio de asambleas de formalidades especiales o “duras” (Ley, 11 de agosto de 2014; Gómez, 2014).

⁴⁸ Sistematizado a partir de la revisión de distintas notas de prensa y de los siguientes documentos: Alonso y Mejía (2019), Torres-Mazuera y Recondo (2022), así como GeoComunes y colaboradores (2020).

⁴⁹ En la comunidad de San José Tipceh (Yucatán) el intermediario para firma del contrato de usufructo habló a los ejidatarios de un proyecto de siembra de árboles cítricos y no de un parque solar (EJAtlas, 2022a; Tornel *et al.*, 2023).

El caso más emblemático y documentado de conflictos sociales derivado de la implementación de este tipo de centrales es el del Corredor Eólico en el Istmo de Tehuantepec, en el cual el tema agrario es central en la generación del conflicto y en su comprensión. Este megaproyecto —que contiene en la actualidad 29 parques eólicos en operación, con una capacidad de generación eléctrica instalada de 2,749 MW por medio de 1,580 aerogeneradores— ocupa una superficie de 31,000 ha, repartida en los municipios de Asunción Ixtaltepec, El Espinal, Juchitán de Zaragoza, Santo Domingo Ingenio y Unión Hidalgo (GeoComunes, 2022).

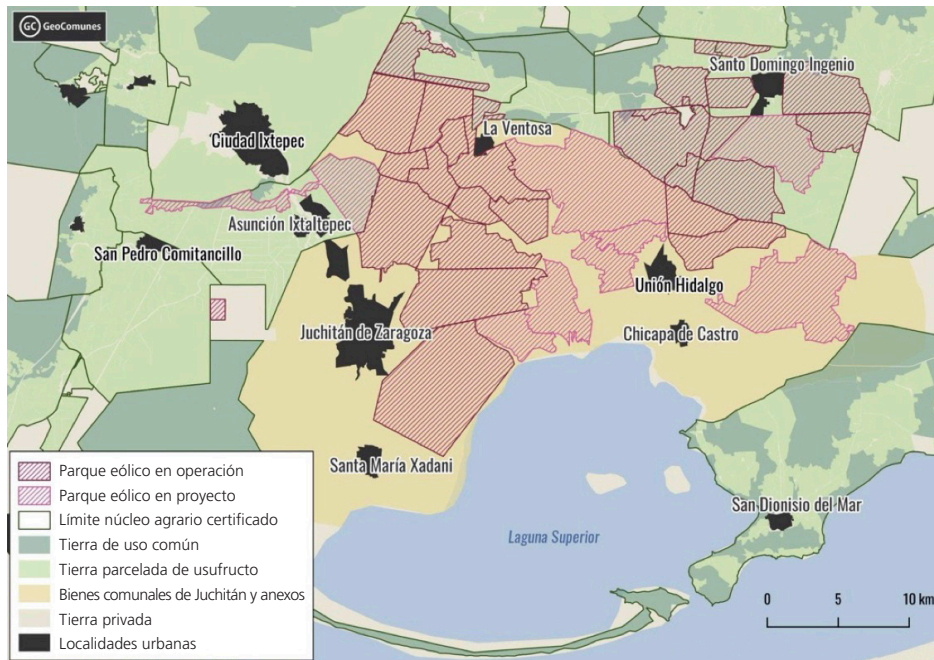
Para obtener los contratos de usufructo, las empresas desarrolladoras de esos parques eólicos, en coacción con autoridades municipales, estatales y federales, se aprovecharon de un litigio agrario y de una incertidumbre jurídica sobre la tenencia de la tierra que existe desde la década de 1960 sobre los bienes comunales de Juchitán y sus 5 anexos: Xadani, El Espinal, La Ventosa, Unión Hidalgo y Chicapa de Castro. Después de la revocación de un decreto presidencial en 1968, el Cuerpo Consultivo Agrario emitió alrededor de 2,500 títulos de *pequeña propiedad privada de origen comunal* o *terreno inafectable de origen comunal* en 25,000 ha de este núcleo agrario para asegurar la propiedad privada de esas tierras comunales a un grupo de terratenientes en el contexto del desarrollo de un distrito de riego.

Este tipo de títulos no existe en el derecho agrario —la propiedad no puede ser comunal y privada al mismo tiempo—, y además dicha revocación del decreto presidencial no fue registrada en el *Diario Oficial de la Federación*.⁵⁰ Esos títulos ilegales de propiedad privada dentro de los bienes comunales son los que después fueron utilizados por los “propietarios” para la renta de la tierra de 14 de los 29 parques eólicos en operación, con una superficie total de 22,000 ha, lo que representa más del 70% de la superficie total ocupada por las centrales eólicas en la región.⁵¹

⁵⁰ A esta situación, se suma el hecho de que desde 1978, como consecuencia de este conflicto, la comunidad agraria de Juchitán y sus anexos no tiene representación legal —no se ha reunido la asamblea, ni tiene representantes—, lo que impide la interposición de juicios de nulidad sobre esas pequeñas propiedades. Para leer más al respecto se pueden consultar: Coronado (2005), Torres-Mazuera y Recondo (2022) y Díaz (2017).

⁵¹ Las 9,000 ha restantes se ubican sobre ejidos certificados vecinos.

La ilegalidad de dichos contratos de renta de tierras ha sido uno de los principales reclamos de las organizaciones locales, junto con los impactos ambientales y sociales generados por la saturación territorial de la región con parques eólicos. En noviembre de 2022 el Tribunal Unitario Agrario del distrito 22 reconoció el carácter comunal de las tierras de Unión Hidalgo donde se establecieron 2 de los 14 parques ubicados dentro de los bienes comunales de Juchitán y anexos, y declaró la nulidad definitiva de los contratos de arrendamiento que habían sido firmados con los pequeños propietarios (ProDESC, 2022; Matías, 2022). Este reconocimiento del Tribunal Agrario demuestra la ilegalidad de los contratos en la mayor parte de la superficie de las tierras rentadas para la instalación y operación de los parques eólicos en el istmo. Sin embargo, por ahora esos parques continúan operando sin la modificación de los contratos.



MAPA 3. Parques eólicos y tenencia de la tierra en el istmo sur de Tehuantepec. Fuente: Inegi (2020a), RAN (2022) y GeoComunes (2020).

Esta situación no se limita a las centrales instaladas en el Istmo de Tehuantepec. Parece existir un patrón de actuación por parte de los promotores de los proyectos eólicos y fotovoltaicos —empresas consultoras, constructoras y operadoras, instancias de gobierno— basado en engaños, irregularidades e incumplimientos a la Ley Agraria a lo largo del país. Éste es el origen de múltiples conflictos en la península de Yucatán (EJAtlas, 2022a; 2022b; 2022c), Puebla (EJAtlas, 2021), Tlaxcala (EJAtlas, 2022d), Aguascalientes (Rodríguez, 2018) y Zacatecas (Valadez, 2020), por citar algunas entidades.

Ciclo combinado y térmicas privadas

Para las centrales térmicas, sobre todo para las de ciclo combinado, resulta difícil encontrar información detallada y sistematizada sobre los mecanismos de acceso a la tierra para su instalación. Las centrales térmicas promovidas por la CFE han incluido once procesos de expropiación de tierras por una superficie total de 808 ha, lo que representa el 39 % de la superficie total ocupada por las centrales en operación y construcción de este conjunto de tecnologías. Para la instalación de centrales de ciclo combinado sólo se tiene registrado de un decreto de expropiación; sin embargo, para las centrales privadas térmicas y de ciclo combinado no se pudo comprobar si el mecanismo de acceso a la tierra pasaba por renta de tierras, por compra o por ambos. A continuación se presenta un ejercicio para identificar la superficie de propiedad social de la tierra que ha sido ocupada para la instalación de este tipo de centrales.

Metodología utilizada

Para calcular la superficie de las centrales eléctricas ubicadas dentro de áreas de propiedad social —ejidal o comunal—, se realizó un geoproceto de recorte, mediante el uso del Sistema de Información Geográfica QGIS, con la capa de los polígonos de las centrales eléctricas y la capa de los núcleos agrarios certificados y no certificados del Registro Agrario Nacional (RAN). Esto nos permitió obtener para cada polígono la superficie ubicada dentro de propiedad social y calcular la proporción de la superficie total de cada central ubicada dentro de tierras de propiedad social. Después se realizó un ejercicio similar con la capa

de polígonos de las centrales eléctricas y las capas “tierras de uso común” y “dominio pleno” del RAN⁵² para obtener datos más específicos sobre el destino de las tierras de propiedad social relacionadas con las centrales eléctricas. De esta manera se obtuvo el detalle para cada polígono, de la superficie que pasó a dominio pleno⁵³ y de la superficie ubicada dentro de tierras de uso común.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, la superficie calculada dentro de propiedad social a partir de este análisis no refleja la superficie real afectada. Esto se debe a que muchas de las grandes hidroeléctricas en el país se construyeron antes de la elaboración de las capas de núcleos agrarios a escala nacional utilizadas para este ejercicio, razón por la cual varios núcleos agrarios presentan polígonos “recortados” entre áreas inundadas y expropiadas. Para resolver este problema, se le sumó a la capa de polígonos de centrales eléctricas la información de la superficie de propiedad social expropiada relacionada con ciertas centrales.⁵⁴

Resultados

Al analizar el número de centrales en operación y construcción que tienen ubicada una parte o la totalidad de su predio dentro de propiedad social, se constata que el 40% se encuentra parcial o totalmente dentro de propiedad social.

Existen importantes diferencias entre los distintos tipos de centrales. La mayor ocupación de propiedad social corresponde a las centrales renovables, lo que resulta de las grandes superficies que demandan y la poca flexibilidad espacial que tienen para ser ubicadas al tener que ser instaladas donde existe

⁵² Las capas georeferenciadas “zona parcelada” y “tierras de uso común” se descargaron directamente desde el Sistema de Información Geoespacial del Catastro Rural del RAN (2022). Para la capa de parcelas que pasaron a dominio pleno se solicitó vía transparencia la información al RAN (folio: 330025122000377, abril de 2022). Si bien esta última capa se puede visualizar desde el Sistema de Información Geoespacial del Catastro Rural del RAN, no está disponible para su descarga.

⁵³ El *dominio pleno* es el proceso por el cual una parcela ejidal cambia de régimen de propiedad hacia un régimen de propiedad privada. Esta posibilidad de cambio es resultado de la contrarreforma agraria que se realizó en 1992 al artículo 27 constitucional y de la derogación de la Ley Federal de Reforma Agraria para ser sustituida por una nueva Ley Agraria.

⁵⁴ Este dato fue calculado a partir del cruce entre la capa de polígonos de centrales eléctricas y la capa de núcleos agrarios con decretos de expropiación, elaborada a partir de la información obtenida del RAN por transparencia (folio 330025123000713). El dato de superficie por central corresponde en varios casos a la suma de varios decretos de expropiación en distintas fechas y/o núcleos agrarios.

el recurso energético que requieren para funcionar. En contraste, las centrales basadas en energías fósiles presentan menor demanda de superficie y una mayor flexibilidad para su ubicación debido a la transportabilidad del recurso energético que utilizan; sin embargo, las centrales térmicas de este tipo que están instaladas en las cercanías de las zonas urbanas e industriales de alta demanda eléctrica también se relacionan con el proceso de expansión urbana e industrial que desde hace tiempo ha generado la privatización de tierras de propiedad social.

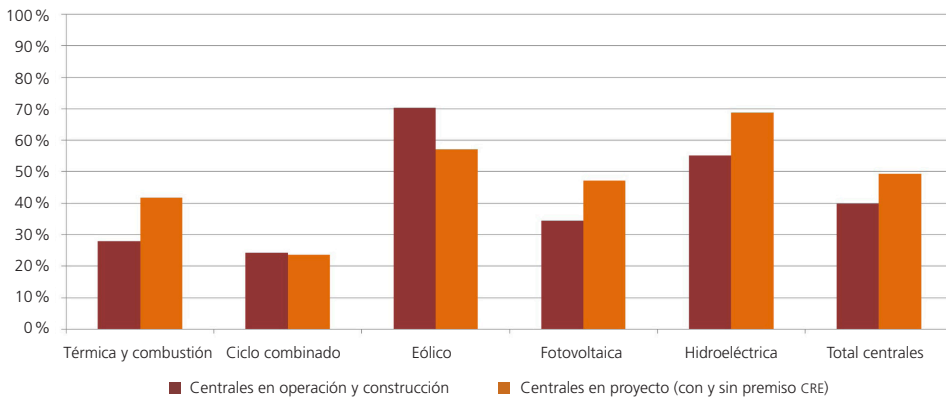


FIGURA 32. Proporción de las centrales ubicadas parcial o totalmente dentro de propiedad social por fase y tecnología. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2023) y de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN. Nota: no se incluyeron en esta gráfica las tecnologías carboeléctrica, nucleoelectrica y geotérmica por no tener centrales en proyecto y tener el 100% de sus centrales en operación ubicadas parcial o totalmente dentro de propiedad social.

Si analizamos las centrales en proyecto —con y sin permiso de la CRE—, se constata que casi la mitad se encuentra parcial o totalmente dentro de propiedad social. En el caso de los ciclos combinados la proporción de las nuevas centrales que ocuparían tierras de propiedad social se mantiene similar a las que ya se encuentran en operación, para las eólicas en proyecto habría una disminución del número de centrales dentro de propiedad social, mientras que se proyecta un aumento significativo en el caso de las centrales eléctricas térmicas y de combustión interna,⁵⁵ fotovoltaicas e hidroeléctricas.

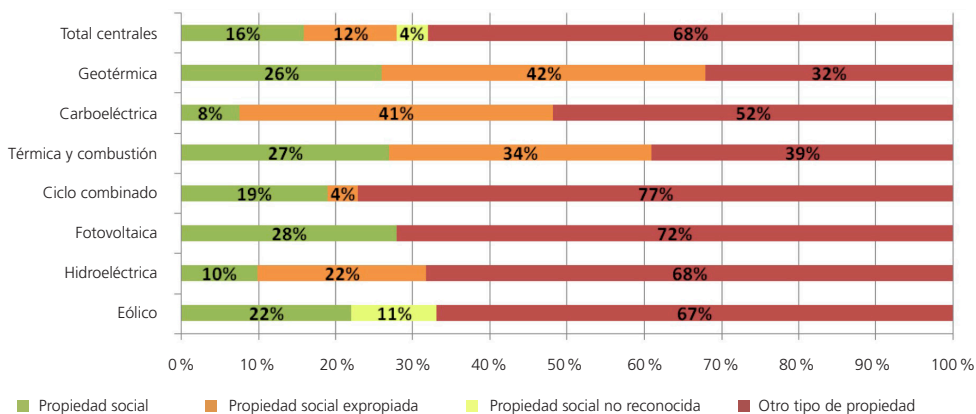


FIGURA 33. Tipo de tenencia de la tierra ocupada en las centrales eléctricas en operación y construcción según la superficie ocupada. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2023), de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN, y de una solicitud de acceso al información al RAN sobre los decretos de expropiación ejecutados solicitados por la CFE (folio 330025123000713). Notas: a) en el caso de las hidroeléctricas sólo se consideró la superficie de expropiaciones promovidas por la CFE, si se agregan las promovidas por la Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos (SARH) relacionadas con presas de uso múltiples, esta magnitud aumenta en un 11 % la superficie total relacionada con propiedad social expropiada (bajando la superficie de otro tipo de propiedad a 57 %); y b) los porcentajes de propiedad social no reconocida corresponden a las 22,104 ha de los 14 parques eólicos instalados dentro de los límites de los bienes comunales de Juchitán y sus anexos que no son reconocidos como propiedad social en la capa del RAN, para mayor detalle ver el apartado 2.3.1 de este cuaderno.

⁵⁵ Para las centrales agrupadas como térmicas y de combustión interna, esta diferencia puede tener su explicación por la muestra de datos más limitada para las que se encuentran en proyecto. La capa de polígonos contiene sólo 24 de este tipo de centrales en fases de proyecto o en construcción —lo que representa el 32 % del total de estas centrales en dichas fases—, a diferencia de los 190 mapeados en fase de operación y construcción. Para mayor detalle se puede revisar el apartado 2.1 de este cuaderno.

Esta potencial mayor ocupación de tierras de propiedad social en las centrales en proyecto no sólo resulta al considerar el número de centrales sino también en relación a la proporción de la superficie ocupada. Para el conjunto de centrales actualmente en operación y construcción, el 18% de la superficie total está ubicada dentro de propiedad social y a ésta se suma otro 9% que antes estaba en propiedad social pero fue expropiada (figura 33). En total, poco más de un cuarto de la superficie del conjunto de las centrales operando y en construcción está ubicada en tierras de propiedad social vigente o expropiada. Sin embargo, en el caso de las centrales en proyecto —con y sin permiso de la CRE— casi la mitad de la superficie prevista para su instalación se encuentra dentro de propiedad social, lo que casi duplica la proporción existente en las centrales que operan en la actualidad.

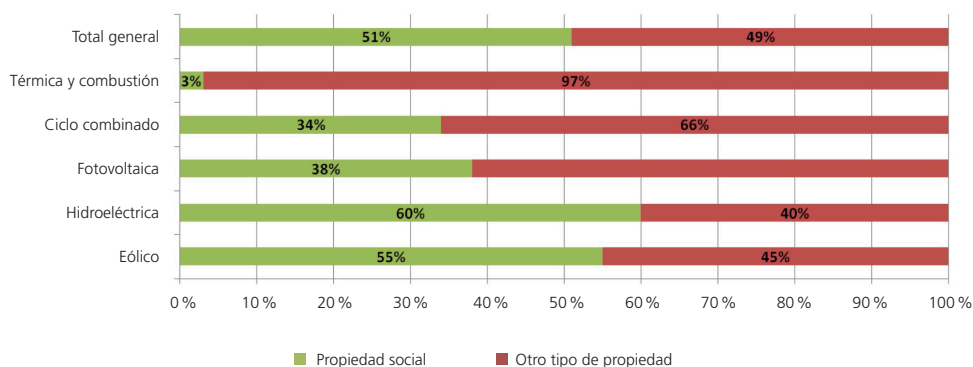


FIGURA 34. Tipo de tenencia de la tierra ocupada para las centrales eléctricas en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía según la superficie ocupada.

Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2023), de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN. Nota: en esta figura no se incluyeron las superficies expropiadas o en propiedad social no reconocida, ya que representan menos del 1% del total.

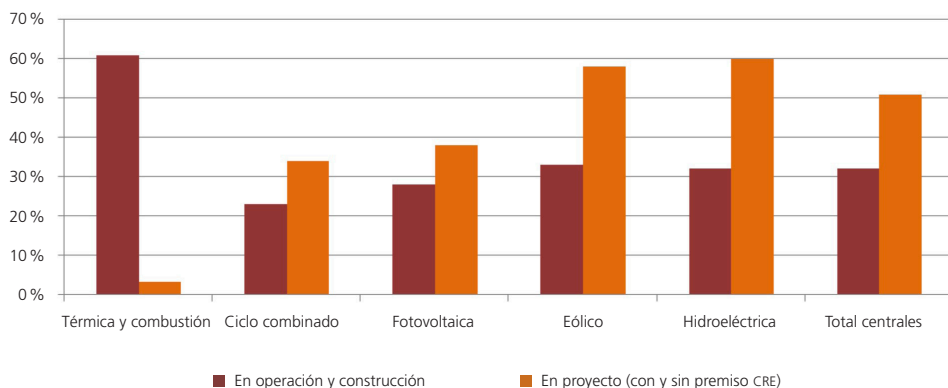


FIGURA 35. Proporción de la superficie de las centrales ubicadas dentro de propiedad por tecnología y fase. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2023), de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN.

Sumándose a este conjunto de datos que identifican las particularidades del emplazamiento del SEN en los diferentes tipos de propiedad de la tierra en el país, a continuación se muestra el peso específico de las centrales eléctricas diferenciadas por la tecnología empleada para la generación. En el conjunto de centrales que se encuentran en operación y construcción, las hidroeléctricas y eólicas ocupan la mayor parte de tierras con un tipo de propiedad social, como consecuencia de ser las tecnologías que demandan una mayor superficie de tierras para su instalación debido a su menor densidad de potencia.⁵⁶

Para el conjunto de centrales en proyecto con y sin permiso de la CRE, las eólicas y fotovoltaicas son las que potencialmente ocuparán la mayor superficie de propiedad social. La mayoría de las hidroeléctricas en proyecto son “minihidroeléctricas” que no requieren una gran superficie de tierra para el embalse. En el caso de las eólicas, la superficie ocupada permanentemente por la infraestructura instalada —aerogeneradores, líneas de transmisión,

⁵⁶ Al respecto se puede consultar el apartado 2.2 de este cuaderno.

subestación y caminos— constituye alrededor del 3% del predio total;⁵⁷ sin embargo, para el análisis de los efectos y cambios en la tenencia de la tierra es relevante considerar el polígono completo por ser la superficie que se renta a los dueños de la tierra.⁵⁸ Los otros tipos de centrales —tanto ciclo combinado, como térmica y combustión—⁵⁹ proyectan ocupar sólo el 0.03% de la superficie total de propiedad social que puede ser ocupada por las centrales eléctricas actualmente en fase de proyecto.

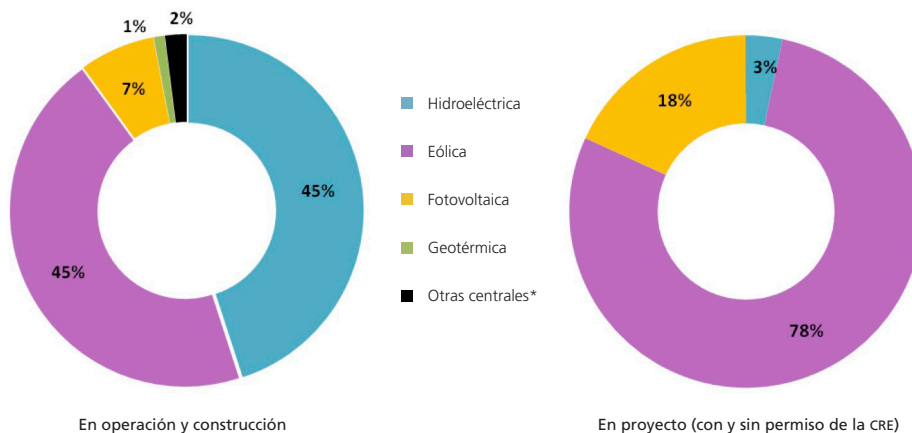


FIGURA 36. Repartición por tecnología de la superficie total de propiedad social ocupada por las centrales eléctricas. * Incluye centrales carboeléctricas, de ciclo combinado, nucleoeeléctricas y térmicas o combustión interna. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2023) y de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN.

⁵⁷ Este promedio se obtuvo de la comparación de los datos obtenidos de las MIA de las centrales eólicas en operación y en proyecto, con los datos obtenidos mediante el cálculo de áreas con el uso de un Sistema de Información Geográfica.

⁵⁸ En el esquema de pagos fijos que es el que predomina en muchas regiones, existen diferencias en el monto de pago dentro de un mismo predio. Esto sucede en función de si la parcela está ocupada por un aerogenerador —pago más alto—, otras infraestructuras —caminos o línea de transmisión— o si se queda sin ocupar —por respetar la distancia mínima necesaria entre dos aerogeneradores—, caso este último en que sólo se realiza el pago mínimo conocido como *derecho de viento*. Para saber más al respecto, véase Alonso y Mejía (2019).

⁵⁹ No se identificaron proyectos de centrales nucleares o carboeléctricas. En el caso de los proyectos de geotermia identificados, no se pudo cartografiar sus polígonos.

En la figura 37 se muestra en números absolutos la superficie ocupada y la que potencialmente se pretende ocupar para cada tipo de central eléctrica en cada tipo de propiedad de la tierra. Esta comparación hace evidente que para el caso de las centrales en proyecto, la superficie en propiedad social que podría ser utilizada incrementa respecto al área ocupada en la actualidad, mientras se reduce a la mitad la superficie que tiene otro tipo de propiedad y que potencialmente sería ocupada.

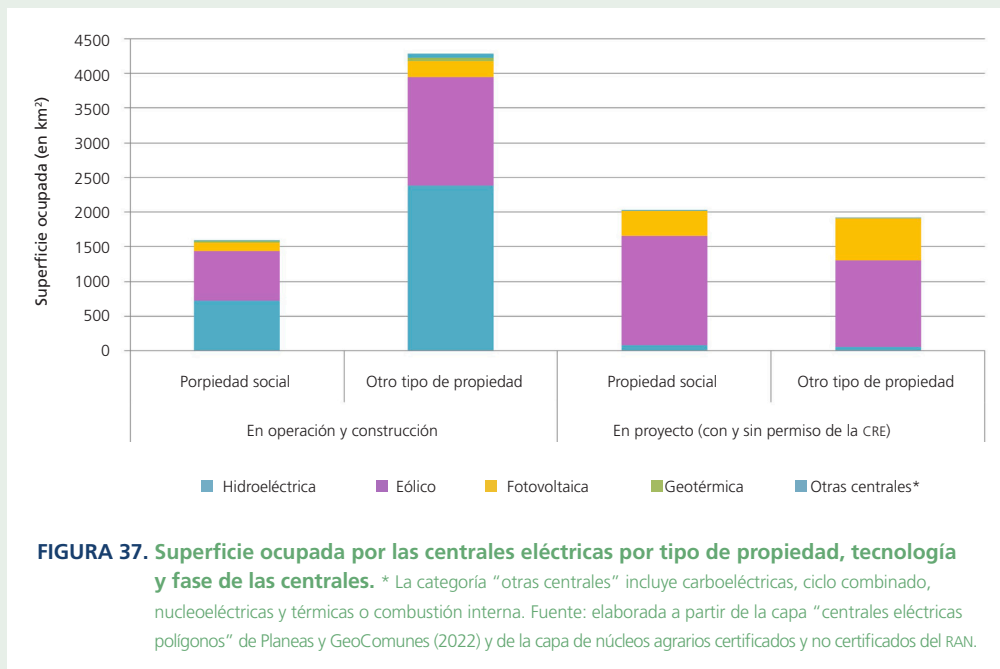


FIGURA 37. Superficie ocupada por las centrales eléctricas por tipo de propiedad, tecnología y fase de las centrales. * La categoría "otras centrales" incluye carboeléctricas, ciclo combinado, nucleoeeléctricas y térmicas o combustión interna. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN.

Es importante resaltar que 6,720 ha —que corresponden al 7.4 % de la propiedad social que ha sido ocupada por centrales eléctricas en operación y construcción— se han privatizado mediante el mecanismo de dominio pleno. Para las centrales actualmente en proyecto, 6,246 ha en dominio pleno podrían ser ocupadas, lo que corresponde al 3 % de la superficie de propiedad social que estas centrales demandarían. Sin bien no se puede identificar si la privatización

de todas estas parcelas ejidales tuvo lugar antes del anuncio de la central y de las negociaciones de las tierras para el proyecto, estos datos muestran que el emplazamiento territorial del SEN también se ha acompañado de un proceso de privatización de la propiedad social.

En la figura 38 se observa que las centrales eólicas y fotovoltaicas son las que concentran la mayor superficie con parcelas que han pasado a dominio pleno, a pesar de que en estos proyectos predomina el mecanismo de renta de tierras como se explica en el apartado 2.3.1 de este cuaderno temático. Esto último puede deberse a que la transformación a dominio pleno no necesariamente implica la venta inmediata de las tierras. Por esta razón, los proyectos encuentran mayores facilidades para su realización en la negociación de los contratos de renta con particulares que con las asambleas agrarias, aunque éstas ya han sido erosionadas por el avance de esa forma privada de propiedad.

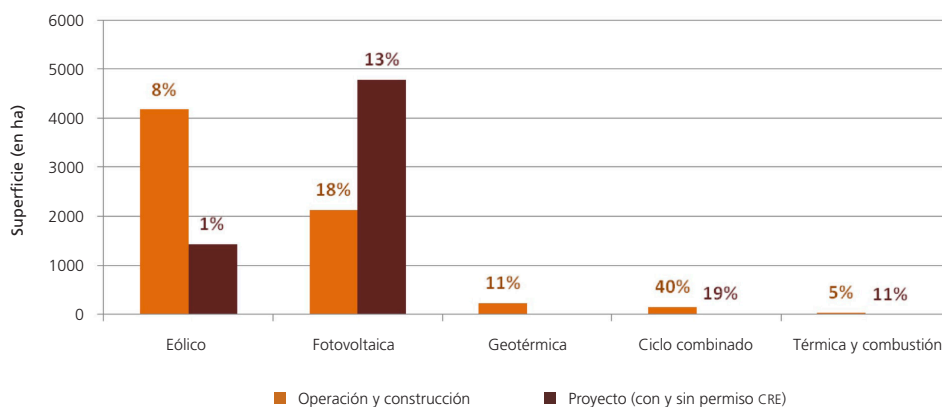


FIGURA 38. Superficie de propiedad social que pasó a dominio pleno por tecnología y fase de las centrales en operación y construcción y porcentaje de la superficie total de propiedad social de las centrales. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y de la capa de parcelas de dominio pleno del RAN (2022).

Por ser las centrales eólicas y fotovoltaicas las de mayor superficie de ocupación territorial del conjunto de centrales en proyecto, es importante identificar las entidades federativas donde se planea su instalación y la proporción de tierra en propiedad social involucrada. Esto permite ubicar las regiones con un mayor riesgo de afectación a la propiedad social y de generación de conflictos sociales por los antecedentes ya mencionados en el apartado 2.3.1 en el que se ejemplifican problemáticas provocadas por los mecanismos de acceso a la tierra para este tipo de centrales. En las siguientes figuras se muestran los datos por estado, para los cuales la muestra se limitó a las centrales en proyecto con permiso de la CRE por ser las que podrían tener más viabilidad de ser instaladas.

Las entidades en las que se podría demandar una mayor superficie de tierras en propiedad social para la construcción de las centrales eólicas y fotovoltaicas actualmente en proyecto son Tamaulipas, Zacatecas, Oaxaca, Baja California Sur y Coahuila. En dichos estados se encuentra el 57% de la superficie total de propiedad social que podría ser ocupada. También destacan Yucatán y Chihuahua, ya que, pese a tener una menor superficie prevista a ser ocupada, presentan un gran número de centrales proyectadas.

TABLA 10. Número de centrales eólicas y fotovoltaicas en proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía por entidades federativas y superficie de ocupación territorial por tipo de propiedad

	Centrales eólicas con permiso de la CRE				Centrales fotovoltaicas con permiso de la CRE				Total			
	No. de centrales	Propiedad social (ha)	Otro tipo de propiedad (ha)	% de propiedad social	No. de centrales	Propiedad social (ha)	Otro tipo de propiedad (ha)	% de propiedad social	No. de centrales	Propiedad social (ha)	Otro tipo de propiedad (ha)	% de propiedad social
Tamaulipas	4	6916	10044	41 %	10				14	6916	10044	41 %
Zacatecas	2	2329	36	98 %	6	3899	5160	43 %	8	6228	5196	55 %
Oaxaca	1	4744		100 %					1	4744		100 %
Baja California Sur	1	3696	2377	61 %	2		196	0 %	3	3694	2574	59 %
Coahuila	3		10253	0 %		2394	982	71 %	3	2394	11235	18 %
Puebla					3	1988	1484	57 %	3	1988	1484	57 %
Yucatán	5	1200	7134	14 %	6	573	321	64 %	11	1773	7455	19 %
Campeche	1	1518	1392	52 %	1	0	815	0 %	2	1518	2207	41 %
Baja California	1	313	142	69 %	3	1144	1072	52 %	4	1457	1214	55 %
Veracruz	1	0	1596	0 %	1	1105	0	100 %	2	1105	1596	41 %
Hidalgo					2	1067	1	100 %	2	1067	1	100 %
Jalisco	3	573	7285	7 %	3	115	1559	7 %	6	688	8844	7 %
Chihuahua					11	449	3287	12 %	11	449	3287	12 %
Aguascalientes					4	381	1366	22 %	4	381	1366	22 %
Tlaxcala					3	371	2473	13 %	3	371	2473	13 %
Durango					5	273	705	28 %	5	273	705	28 %
Sonora					2	268	741	27 %	2	268	741	27 %
Guanajuato					6	23	855	3 %	6	23	855	3 %

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN.

Nota: no se incluyó en la tabla el proyecto eólico Vientos de Coahuila debido a que la MIA (clave: 05CO2019E0051) menciona un predio total de 26,556 ha, superficie sobredimensionada para la instalación de un parque eólico de 153 MW (este predio corresponde a la totalidad del ejido de Hipólito). Tampoco se incluyeron las entidades de Ciudad de México, Chiapas, Estado de México, Morelos, Nuevo León y Quintana Roo por tener una superficie total que potencialmente podría ser ocupada inferior a 500 ha.

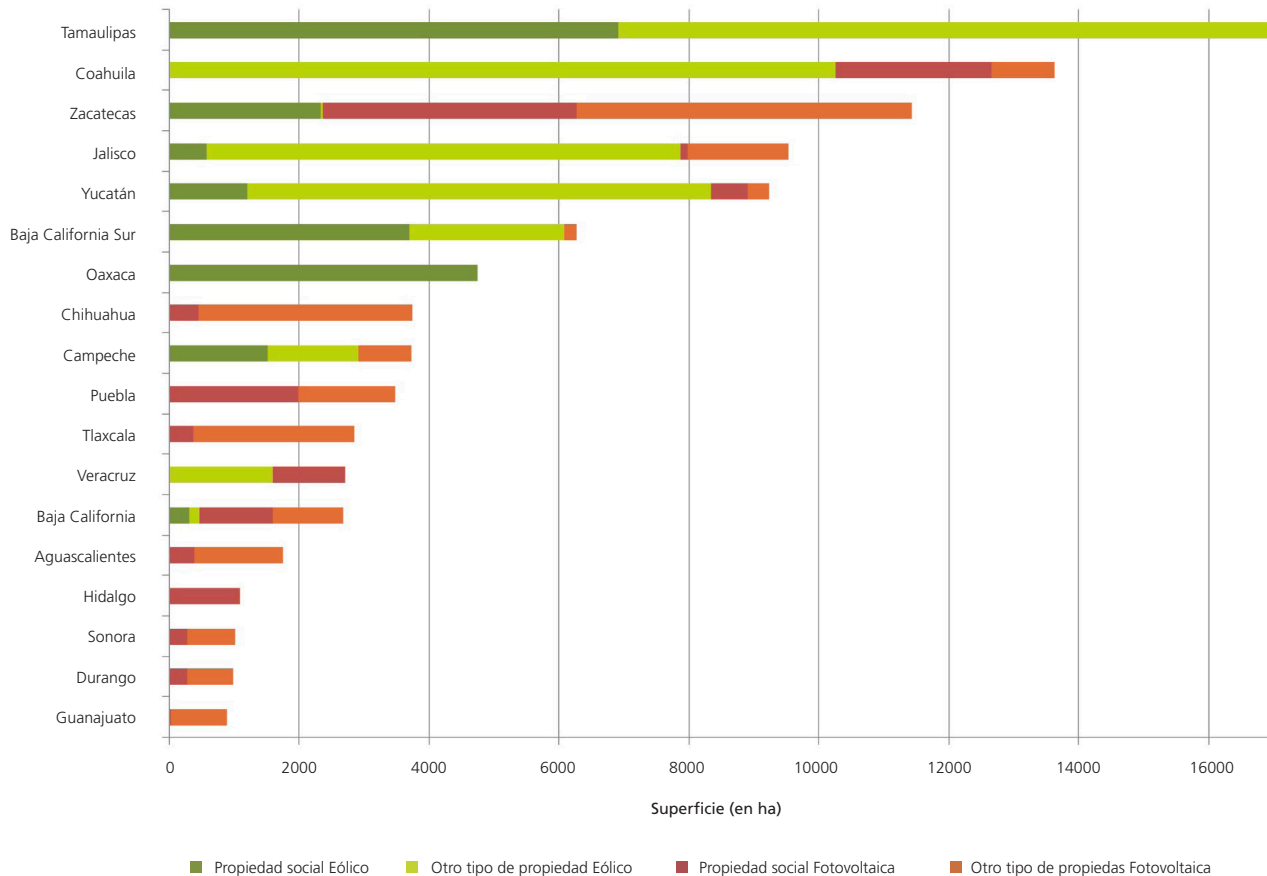


FIGURA 39. Ocupación territorial por tipo de propiedad de las centrales eólicas y fotovoltaicas en proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y de la capa de núcleos agrarios certificados y no certificados del RAN. Nota: no se incluyó en la tabla el proyecto eólico Vientos de Coahuila debido a que la MIA (clave: 05CO2019E0051) menciona un predio total de 26,556 ha, superficie sobredimensionada para la instalación de un parque eólico de 153 MW (este predio corresponde a la totalidad del ejido de Hipólito). Tampoco se incluyeron las entidades de Ciudad de México, Chiapas, Estado de México, Morelos, Nuevo León y Quintana Roo por tener una superficie total que potencialmente podría ser ocupada inferior a 500 ha.

El análisis de la tenencia de la tierra realizado hasta aquí permite identificar algunas reflexiones a considerar en el conocimiento y planeación del SEN:

- Los proyectos promovidos por la CFE, principalmente las grandes hidroeléctricas, se han desarrollado mediante importantes expropiaciones de tierras de propiedad social —sobre todo tierras comunales—, lo que ha provocado graves conflictos sociales, procesos de desplazamiento, incumplimientos de pagos y de reubicación digna. Esto se ha acompañado de múltiples formas de despojo de los componentes esenciales para la reproducción de la vida social en las comunidades indígenas y campesinas del país. Si bien no existen en el presente nuevos proyectos de grandes hidroeléctricas —con excepción de la presa Chicoasén II recientemente reactivada—, en la sección 1.2.3 de este cuaderno se identificó la tendencia actual de la política energética de promover proyectos eléctricos a cargo de la CFE, en su mayoría ciclos combinados y parques fotovoltaicos. La promoción de estas nuevas centrales bajo el paraguas de su clasificación como obras de “utilidad pública” y de “seguridad nacional” para la “soberanía energética”, no descarta la reproducción de los mecanismos previamente utilizados por la CFE, lo que podría provocar la imposición de proyectos y expropiaciones en distintas partes del país, nuevos conflictos sociales, incumplimientos por parte de las autoridades y el uso de la fuerza pública.
- De llevarse a cabo las centrales actualmente en proyecto —con y sin permiso de la CRE—, se podría duplicar la proporción de la superficie ocupada de tierras bajo el régimen de propiedad social. Esta potencial ocupación se relaciona sobre todo con proyectos eólicos y fotovoltaicos promovidos por los sectores público y privado. El despliegue de este tipo de centrales en México ha provocado numerosos conflictos sociales, y en muchos de estos el tema agrario ha sido uno de los principales factores de discordia, reclamos y engaños que siguen al día de hoy sin resolverse. Las entidades con mayor riesgo por el número de centrales y la ocupación territorial prevista son Tamaulipas, Zacatecas, Oaxaca, Baja California Sur, Coahuila, Yucatán y Chihuahua.

Uso de suelo y vegetación relacionado con los predios de las centrales eléctricas en operación y en proyecto entre 1992 y 2022

Comparación por tecnología, estado y fases

Un elemento importante para el estudio de la ocupación territorial del SEN y las modificaciones espaciales que han tenido la forma y la escala de su extensión a lo largo del tiempo son las alteraciones en el uso de suelo y vegetación de las áreas que se ven transformadas por la instalación de dicha infraestructura. En esta última parte se presenta un breve análisis del tipo de uso de suelo y vegetación de las áreas ocupadas por la infraestructura de generación eléctrica y de las perspectivas de ocupación a partir de los proyectos que existen en la actualidad en el país.

Metodología

Para tener un diagnóstico a escala nacional de estas modificaciones, se realizó un cruce entre las series I (1992), II (2003) y VII (2018) de la carta de Uso de suelo y vegetación del Inegi (s.f.) y la información georeferenciada de los polígonos de las centrales eléctricas en operación y en proyecto, con el que se obtuvo el área por tipo de vegetación y uso de suelo de los predios donde se han construido estas centrales en México. Asimismo, se realizó un segundo cruce con los polígonos de las centrales eléctricas en proyecto para obtener el área por tipo de vegetación y uso de suelo en donde se proyecta construir las centrales eléctricas identificadas en la base de datos producida por Planeas.

Para la realización de estos dos cruces, se clasificó la información de los polígonos de ocupación superficial por fecha de operación de las centrales eléctricas,⁶⁰ y se dividió dicha capa en tres períodos y una fase: a) 1992⁶¹-2003,

⁶⁰ Cuando el polígono contuvo más de una central eléctrica, se tomó el año de la primera central construida.

⁶¹ Este análisis sólo considera centrales que fueron construidas a partir del año 1992, debido a que es la base de información georeferenciada sobre uso de suelo y vegetación más antigua que se encontró. Las centrales consideradas para esta revisión de los cambios en el uso de suelo y vegetación incluidas en este corte temporal representan el 80 % de las centrales en operación hasta la fecha.

b) 2004-2017, c) 2018-2022 y d) centrales en proyecto. Cada uno de estos recortes se cruzó con una de las series que corresponde a la fecha previa a la construcción de la central y para el caso de las centrales en proyecto se utilizó la serie más actual.⁶² Con este ejercicio se obtuvieron cuatro bases de datos, una para cada serie relacionada a un recorte temporal. Los resultados obtenidos corresponden a las siguientes bases:

TABLA 11. Series del Instituto Nacional de Estadística y Geografía sobre uso de suelo y vegetación empleadas en el análisis

	Año de elaboración	Fase de la central eléctrica	Temporalidad	Bases de datos
Serie I	1992	En operación	1992-2002	Base en operación-I (1992-2002)
Serie II	2003	En operación	2003-2017	Base en operación-II (2003-2017)
Serie VII	2018	En operación	2018-2022	Base en operación-III (2018-2022)
Serie VII	2018	En proyecto	Sin construir	Base en proyecto

Fuente: series I, II y VII de la carta de Uso de suelo y vegetación del Inegi (s.f.).

⁶² Se realizó un cruce de la capa de polígonos en operación y en proyecto con la serie VII de 2018, que es la información disponible sobre uso de suelo y vegetación más actual, para comparar los resultados con los cruces filtrados por año. Con esta comparación se evidenció que los resultados obtenidos, al haber realizado recortes temporales, reducen los errores en los usos de suelo y vegetación que se obtendrían si sólo se ocupa una serie para la obtención de la información por poligonal.

Estas cuatro bases resultantes se unificaron en una sola, y sobre esta base unificada se derivaron dos análisis de información:⁶³ 1) uno correspondiente a las centrales en operación y en proyecto distribuidas por tecnología de la central; y 2) otro que muestra la distribución de dichas centrales por entidad federativa. Para el análisis de los resultados se realizaron dos simplificaciones de las categorías de uso de suelo y vegetación utilizadas en las series I, II y VII con la intención de homogeneizarlas en un único catálogo de categorías. Como resultado se obtuvieron dos versiones de las bases de datos georeferenciadas, correspondientes a dos diferentes niveles de generalización de la información contenida en las series del Inegi utilizadas.

Para analizar los cambios en la ocupación superficial de la infraestructura eléctrica de generación, se requiere considerar las superficies totales de los predios arrendados, comprados o expropiados, pero es importante identificar que muchas veces existen grandes diferencias en la ocupación directa de la infraestructura al interior de estos predios sobre todo para las tecnologías eólicas, situación que se consideró para este análisis de los cambios de uso de suelo en México. En promedio un parque eólico en México ocupa de manera permanente el 3.4% del predio delimitado por el proyecto, y esta área corresponde a lo requerido por los aerogeneradores, caminos, subestaciones y líneas de transmisión del parque. A diferencia de las centrales eólicas, un parque solar ocupa en promedio el 76.8% del predio total, debido a que casi todo el polígono está destinado a la instalación de paneles solares.

⁶³ Para la realización de cada uno de estos dos análisis se produjeron diversas versiones de la capa unificada. Primero se realizaron dos versiones, una que considera el área total de las centrales eólicas considerando el área total del polígono delimitado —con base a la información de la capa de Planeas— y otra que considera un área reducida para cada polígono eólico como resultado de multiplicar el área total con el promedio nacional de ocupación territorial permanente de la infraestructura en un parque eólico. Este promedio se obtuvo de la comparación de los datos de las MIA de las centrales eólicas en operación y en proyecto, con los datos obtenidos a través del cálculo de áreas mediante el uso de un Sistema de Información Geográfica. Con esto se obtuvieron los datos de uso de suelo y vegetación del área total de los polígonos de las centrales eólicas mapeadas por Planeas que corresponden al área total de los predios donde se encuentran los parques eólicos, así como un cálculo aproximado del área que directamente es afectada por la construcción de las obras permanentes en los polígonos de estas centrales. De esta manera se obtuvieron dos datos que permiten valorar cambios de uso de suelo y vegetación indirectos o potenciales considerando el área total del proyecto eléctrico eólico, así como datos que consideran el área de ocupación permanente de las obras donde directamente existe una modificación del uso de suelo y vegetación.

La información que se presenta a continuación muestra el nivel más general de clasificación de las categorías de uso de suelo y vegetación. Además, distingue entre los datos del área total de las centrales eólicas y los datos divididos por el promedio de ocupación permanente de dichas centrales.⁶⁴

Ocupación y cambio de uso de suelo y vegetación

Total de centrales en operación (1992-2022) y en proyecto⁶⁵

En términos generales las centrales eléctricas construidas entre 1992-2022 en México se han emplazado sobre todo en áreas con uso de suelo agrícola 41%,⁶⁶ con vegetación de matorral xerófilo 24 %, de selva caducifolia 6.3 %, de vegetación inducida 8.7 % y sin vegetación 10.7 %, así como en zonas de pastizales 4.3 %, estas últimas usadas muchas veces como áreas para la ganadería. En el caso de los proyectos de centrales eléctricas que pudieron ser cartografiados en su área de ocupación superficial, podrían afectar zonas con vegetación de matorral xerófilo 42.8 %, selva caducifolia 3.2 %, con vegetación inducida 6.1 % y sin vegetación 3 %.

Aunque estos últimos datos muestran una potencial construcción de proyectos de nuevas centrales principalmente en zonas de matorral xerófilo, los espacios de uso de suelo agrícola 29.4 % y pastizal 12.5 % siguen manteniéndose dentro de las principales áreas a ser afectadas. De llevarse a cabo el conjunto de estas centrales podrían duplicar la superficie con este tipo de uso respecto a la que ya ha sido afectada hasta la fecha por el emplazamiento del sistema eléctrico en territorio mexicano.

⁶⁴ Es importante mencionar que en este análisis no se consideran las centrales hidroeléctricas, ya que la mayoría de las mismas fueron construidas antes de 1992, y no se tiene información georeferenciada del conjunto territorial mexicano que permita el análisis anterior a dicho año. Tampoco se incluyeron las centrales hidroeléctricas que fueron construidas después de 1992, ya que el área de ocupación superficial de las mismas no es un porcentaje significativo del total de área ocupada por este tipo de centrales.

⁶⁵ En este ejercicio sólo se consideraron los proyectos que en la actualidad tienen permiso de la CRE para facilitar la lectura de los datos.

⁶⁶ Los porcentajes reflejan la proporción sobre el total del tipo de uso de suelo o vegetación afectada por las centrales eléctricas construidas entre 1992-2022 o, en su caso, la proporción sobre el total de área de los proyectos eléctricos.

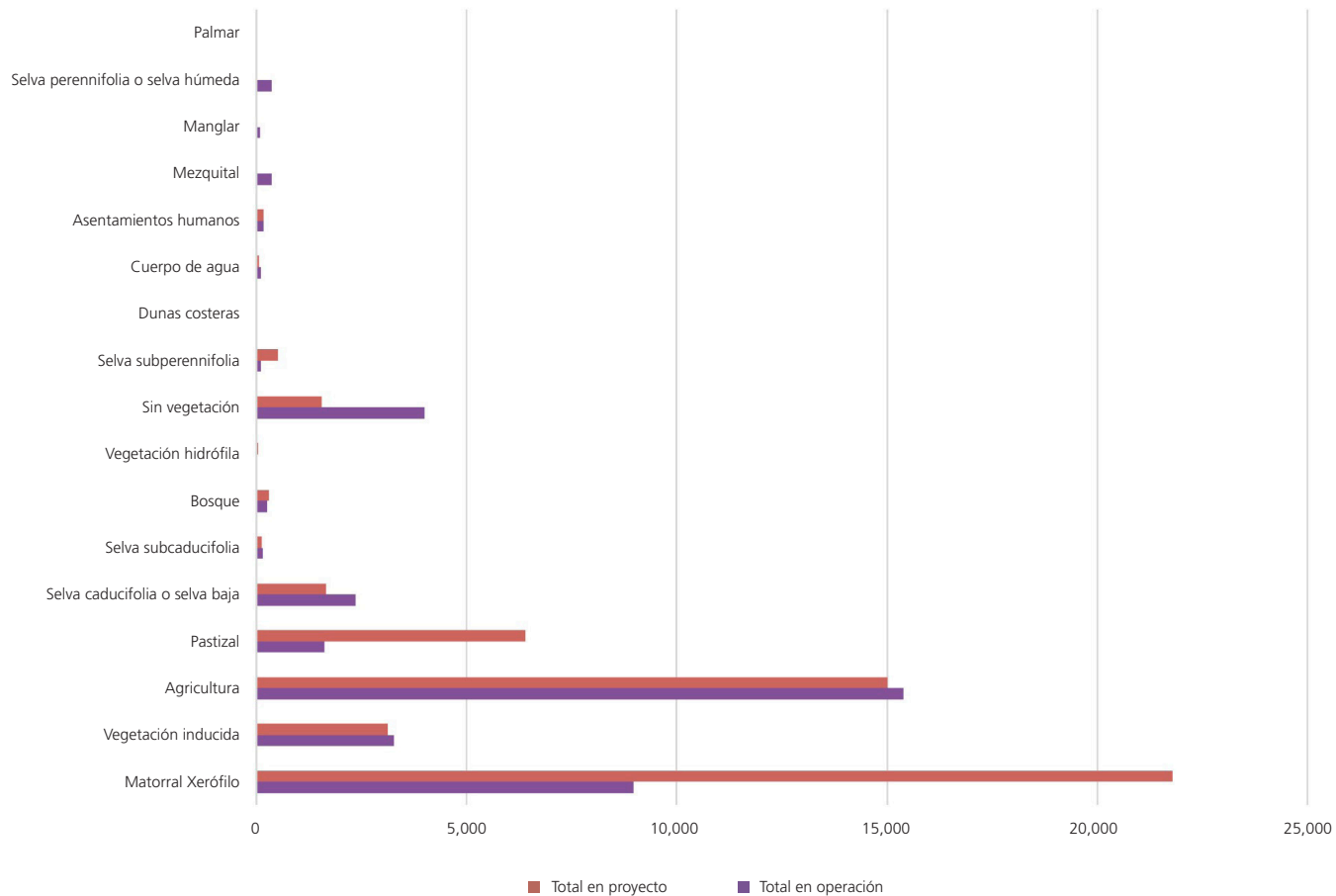


FIGURA 40. Uso de suelo y vegetación de centrales eléctricas construidas entre 1992 y 2002, así como en proyecto, en hectáreas.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

Por tecnología

Centrales eléctricas carboeléctricas

La mayor parte de las centrales carboeléctricas que se han construido en México han sido emplazadas en espacios con matorral xerófito 65.5 %. Le siguen áreas con vegetación inducida 12.2 %, agricultura 9.7 %, bosques 7.3 % y selva caducifolia 5 %.

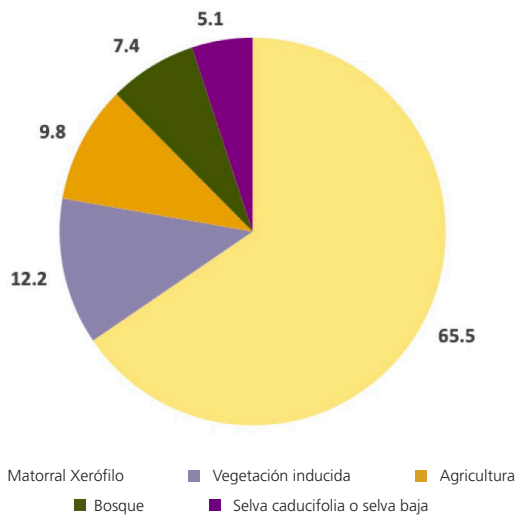


FIGURA 41. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales carboeléctricas en operación en el periodo 1992-2022. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo Nacional en sus Series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

Centrales eléctricas de ciclo combinado

Las centrales eléctricas de ciclo combinado que se construyeron entre 1992 y 2022 en México se extendieron sobre tierras de uso agrícola 38%, matorral xerófilo 33.6%, pastizal 11.8%, asentamientos humanos 6.5%, vegetación inducida 6.5% y selva caducifolia 4.8%. Los proyectos de centrales de ciclo combinado con permiso de la CRE representan el 17.7% del área ocupada por las centrales de este tipo construidas en el periodo señalado, y se proyecta que se extiendan hacia espacios con uso de suelo agrícola 37.8%, vegetación inducida 32.3% y matorral xerófilo 25.6%.

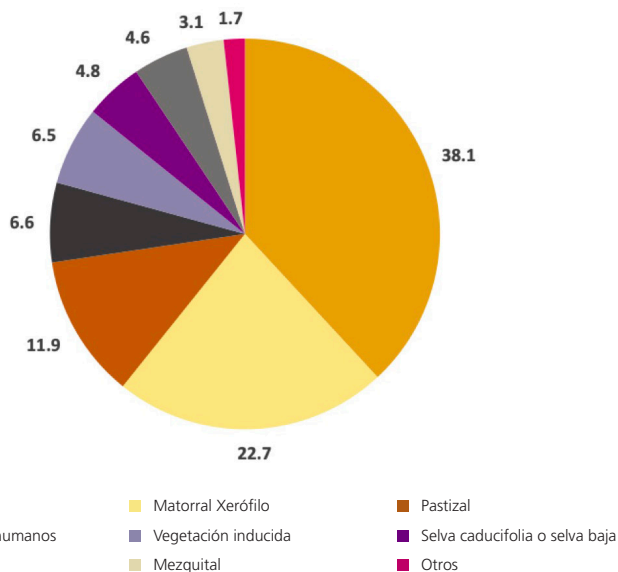


FIGURA 42. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales de ciclo combinado en operación en el periodo 1992-2022. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

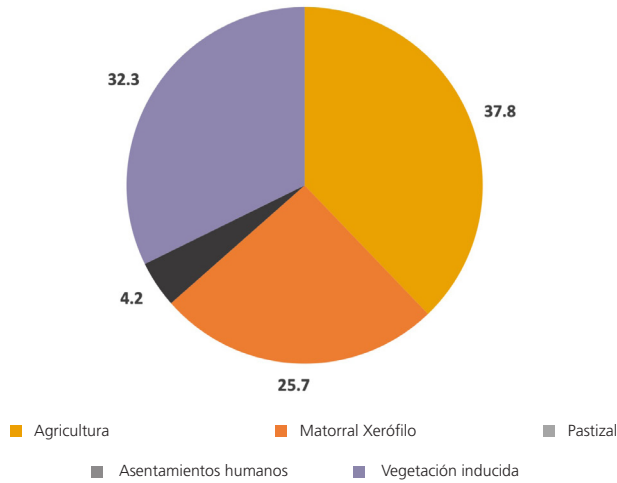


FIGURA 43. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales de ciclo combinado en proyecto. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

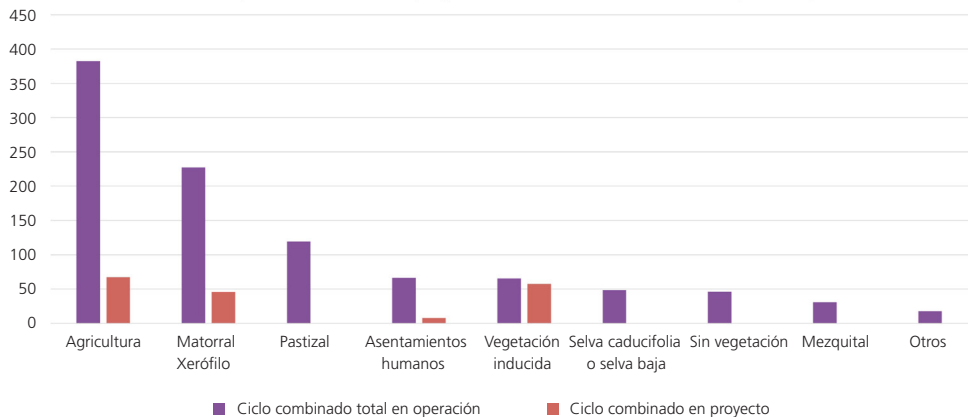
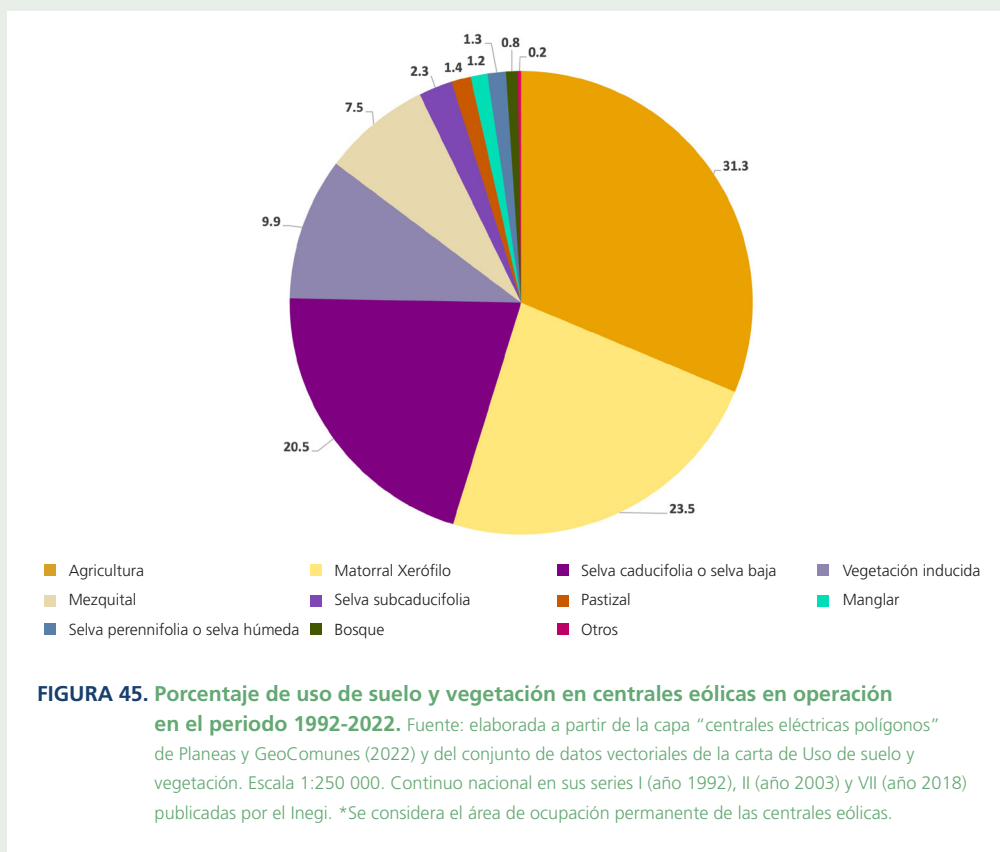
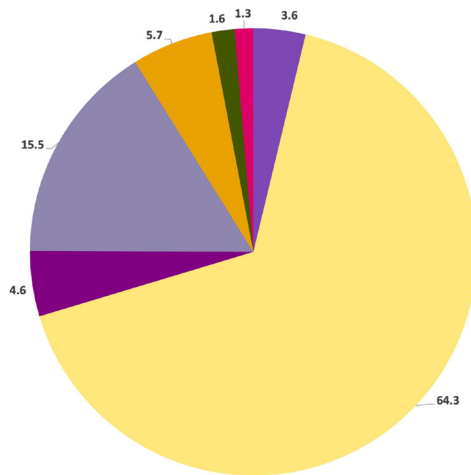


FIGURA 44. Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales de ciclo combinado. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

Centrales eléctricas eólicas

En el caso de las centrales eléctricas eólicas que se han construido entre 1992 y 2022, éstas han sido emplazadas sobre espacios que tenían usos de suelo y vegetación como la agricultura en un 31.2%, matorral xerófilo 23.4%, selva caducifolia 20.5%, vegetación inducida 9.9% y mezquital 7.5%. Las centrales eólicas que han obtenido permiso de la CRE o se encuentran actualmente en construcción podrían ocupar de manera permanente un área que duplicaría (109%) su extensión actual. Estos proyectos se han propuesto para instalarse en espacios con usos de suelo y vegetación como el matorral xerófilo 64.3%, vegetación inducida 15.5%, pastizal 5.6%, selva caducifolia 4.5% y agricultura 3.6%.





■ Matorral Xerófilo
 ■ Vegetación inducida
 ■ Pastizal
 ■ Selva caducifolia o selva baja
 ■ Agricultura
■ Selva subcaducifolia
 ■ Bosque
 ■ Otros
 ■ Vegetación hidrófila

FIGURA 46. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales eólicas en proyecto.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi. *Se considera el área de ocupación permanente de las centrales eólicas.

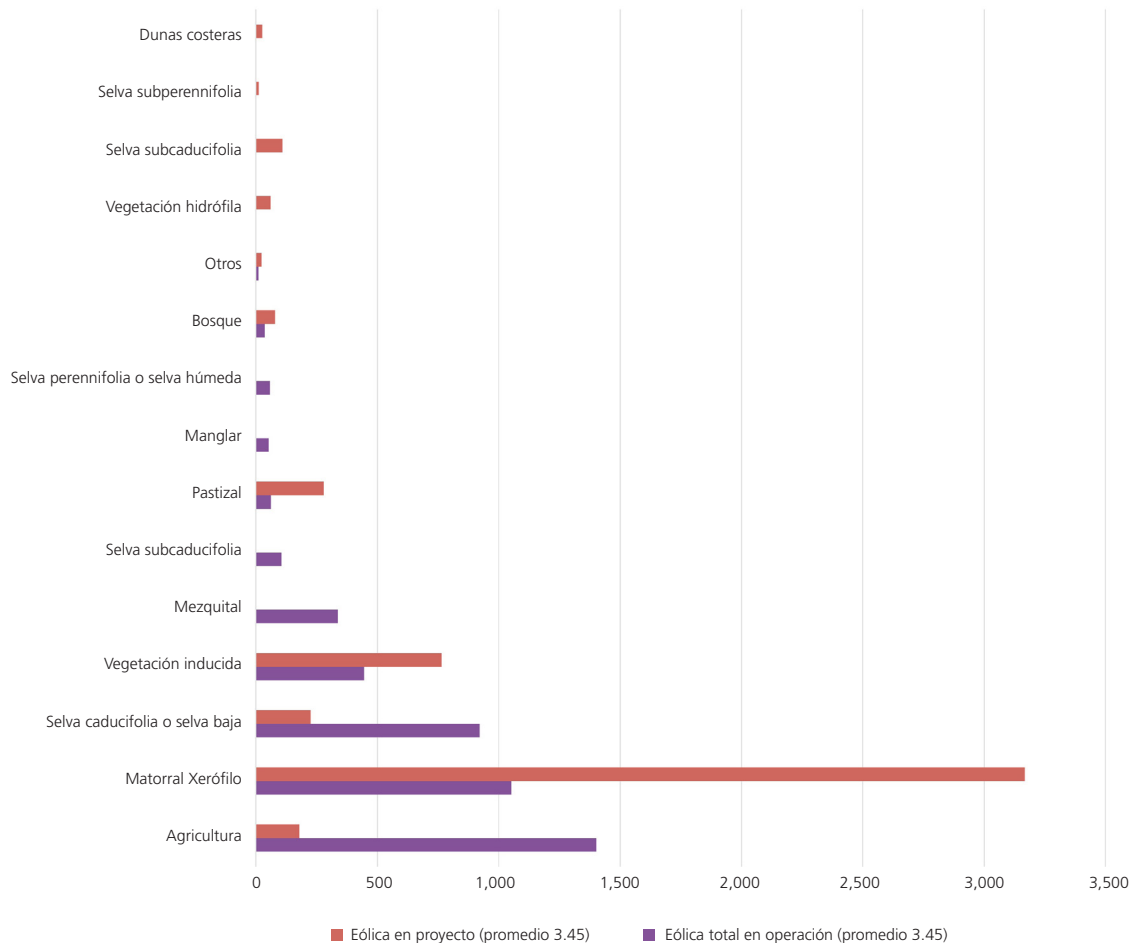


FIGURA 47. Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales eólicas. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi. *Se considera el área de ocupación permanente de las centrales eólicas.

Centrales eléctricas fotovoltaicas

Si se considera el área de ocupación permanente de las centrales eléctricas, las de tipo fotovoltaico son las que mayor demanda directa de superficie tienen. Las centrales ya construidas y operando hasta 2022 se han emplazado en espacios con uso de suelo y vegetación donde la agricultura es el principal uso 47.3%, seguida de espacios con matorral xerófilo 23.4%, vegetación inducida 9.7%, sin vegetación 6.5%, pastizales 5.6% y selva caducifolia 4.9%.

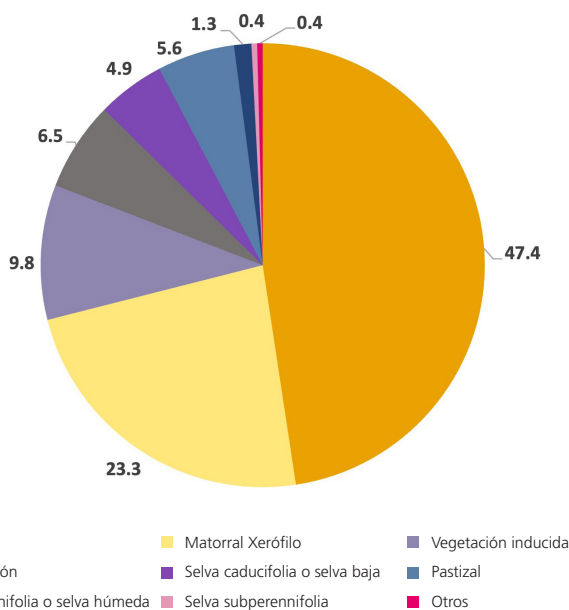


FIGURA 48. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales fotovoltaicas en operación en el periodo 1992-2022. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

En el caso de las centrales en proyecto que fueron identificadas, el área a ocupar por el conjunto de esta nueva infraestructura con permiso de la CRE se multiplica por casi 1.8 veces con relación a la superficie actual. Un cálculo de los usos de suelo y vegetación de los espacios donde se proyectan estas nuevas centrales muestra una mayor demanda de áreas con matorral xerófilo 40 %, seguida por áreas con agricultura 32.9 %, pastizal 13 %, vegetación inducida 5 %, sin vegetación 3.4 % y selva caducifolia 3.2 %.

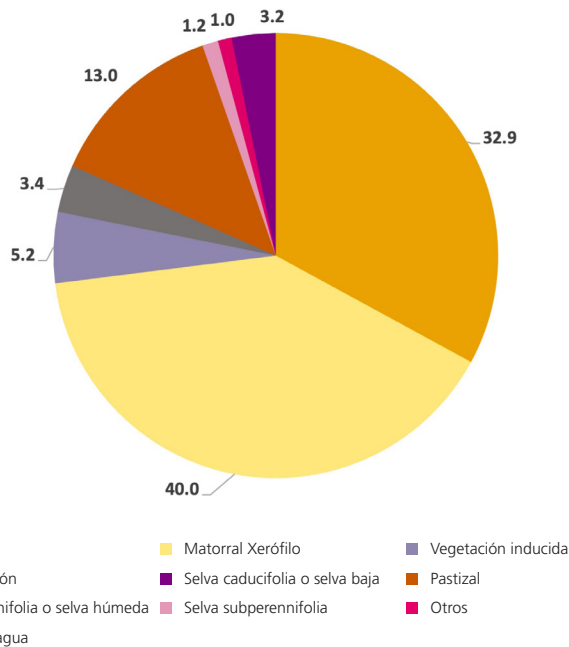


FIGURA 49. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales fotovoltaicas en proyecto.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000.

Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

Como se observa en la figura 49, los nuevos proyectos fotovoltaicos se proyectan para ser emplazados en tierras de cultivo y pastizales cuyo aprovechamiento está relacionado con la cría de ganado. En conjunto estos dos usos de suelo y vegetación suman el 46 % de toda el área que ocuparán en potencia los proyectos con permiso de la CRE.

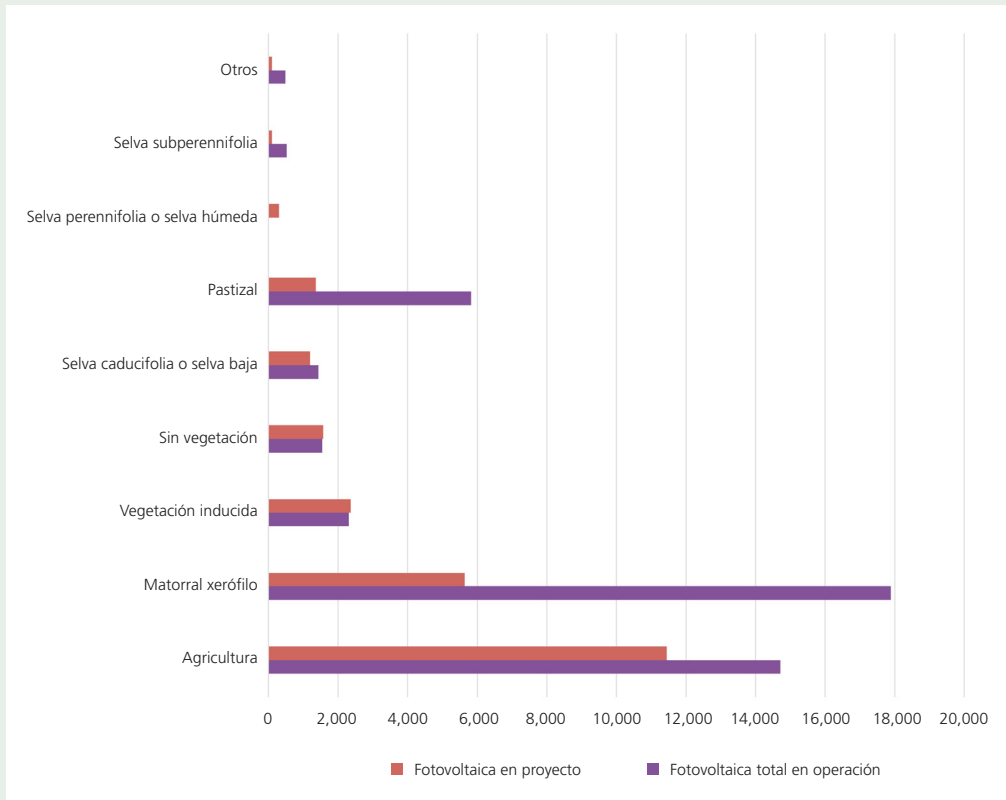


FIGURA 50. Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales fotovoltaicas.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

Centrales eléctricas térmicas y de combustión interna

Las centrales eléctricas del tipo térmicas y de combustión interna construidas entre 1992 y 2022 han extendido su ocupación superficial sobre espacios con un uso de suelo y vegetación utilizado en su mayoría por actividades agrícolas 36.6%. Le siguen espacios con vegetación inducida 11.5 %, asentamientos humanos 9.4%, pastizal 8.6%, matorral xerófilo 7.5%, selva subcaducifolia 5.3% y manglar 4.8%.

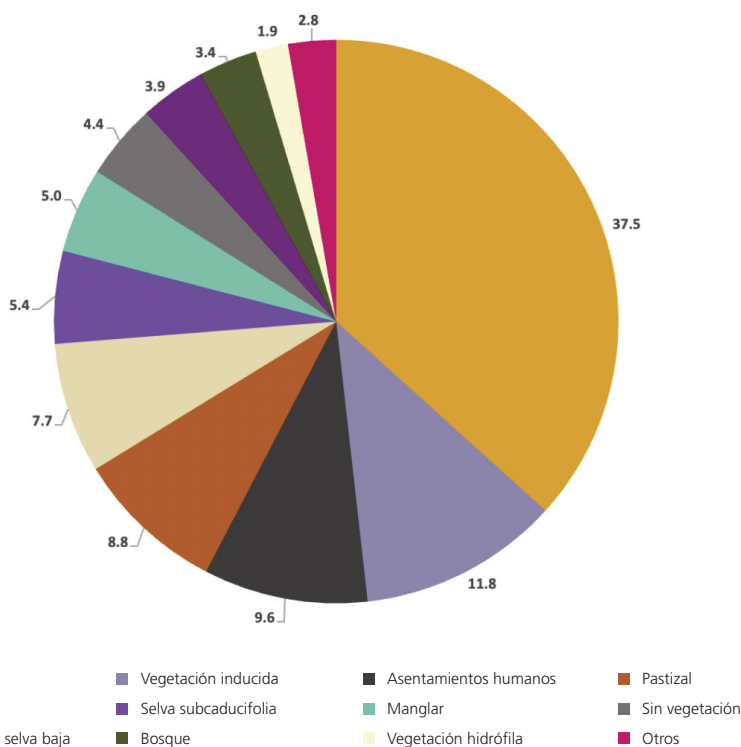


FIGURA 51. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales térmicas y de combustión interna en operación en el periodo 1992-2022. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

Las centrales de este tipo que se encuentran en proyecto y para las cuales se encontró información de ocupación superficial georeferenciada muestran un incremento del 8.9% del área ocupada. La mayoría del espacio que se afectará potencialmente es utilizado por actividades agrícolas en un 63.8% y en menor proporción por áreas con matorral xerófilo 13%, pastizal 8.9% y sin vegetación 7.5%.

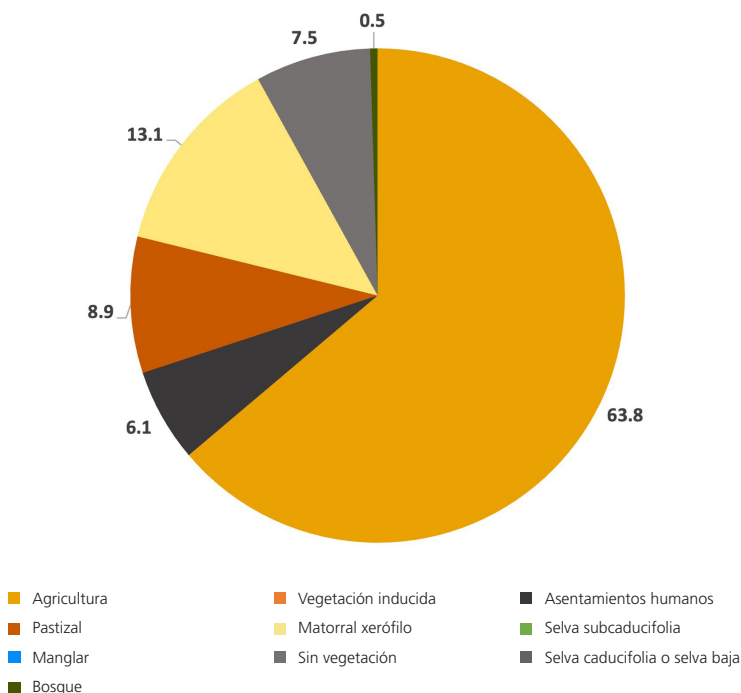


FIGURA 52. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales térmicas y de combustión interna en proyecto. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

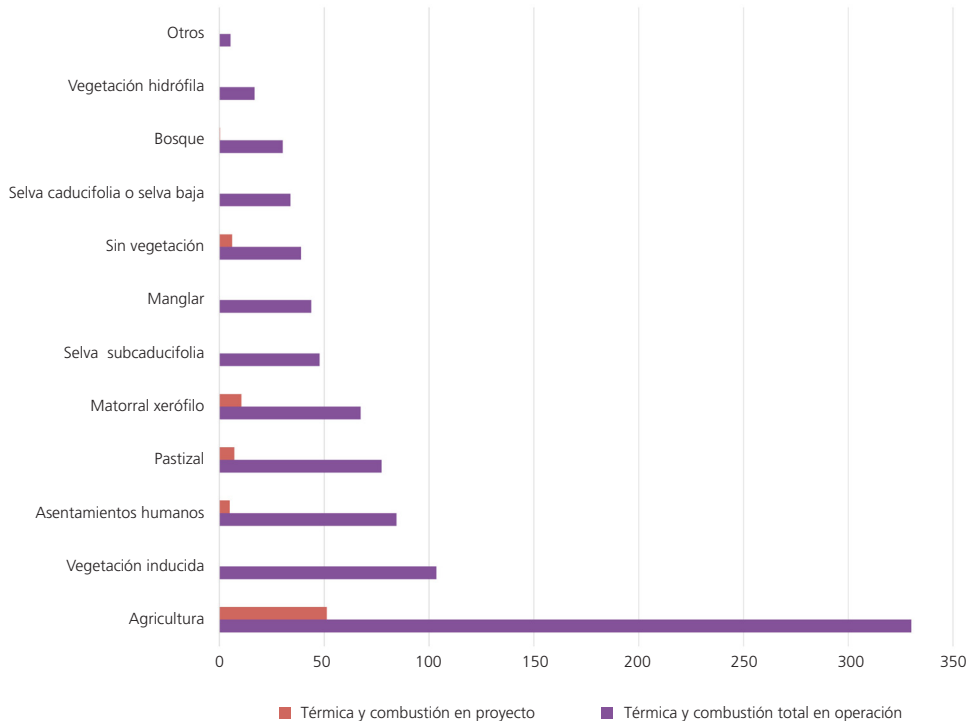


FIGURA 53. Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales térmicas y de combustión interna. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

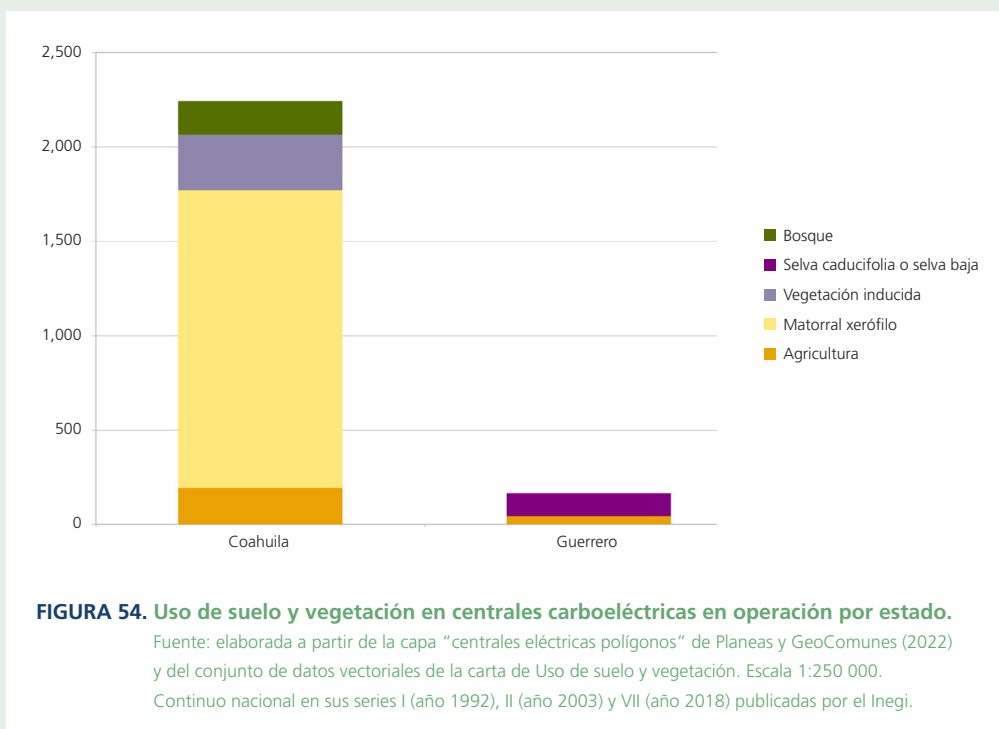
Por entidad federativa

Los resultados mostrados a continuación en este apartado se diferenciaron por tipo de central eléctrica con la intención de identificar la distribución de la superficie ocupada y por ocupar de la infraestructura de generación eléctrica, especificando los usos de suelo y vegetación que más han sido modificados o podrían ser removidos en cada entidad federativa. Esta revisión permite una

aproximación complementaria a las cualidades de las superficies antes descritas en este cuaderno y que en su conjunto abarcan diferentes dimensiones de la ocupación territorial del sistema eléctrico.

Centrales eléctricas carboeléctricas

Las centrales eléctricas carboeléctricas construidas entre 1992 y 2022 han ocupado una mayor área en Coahuila 93% que en Guerrero 6.8%.⁶⁷ En Coahuila dicha área consiste sobre todo en matorral xerófilo, vegetación inducida, agricultura y bosque; en Guerrero destacan las áreas con vegetación de selva caducifolia.



⁶⁷ Esta amplia diferencia se explica debido a que el área cartografiada en Coahuila incluye terrenos de explotación carbonífera que en el caso de Petatlán en Guerrero no existen, ya que se recibe vía marítima el carbón a consumir.

Centrales eléctricas de ciclo combinado

Las centrales eléctricas de ciclo combinado construidas entre 1992 y 2022 han abarcado una mayor área en los estados de Sonora 18.7%, Chihuahua 13.9%, Tamaulipas 11.7%, Nuevo León 11.5% y Baja California 9.6%. Dichos estados concentran el 65.5% del área total ocupada por este tipo de centrales, la cual corresponde sobre todo a espacios de agricultura, matorral xerófilo y pastizales.

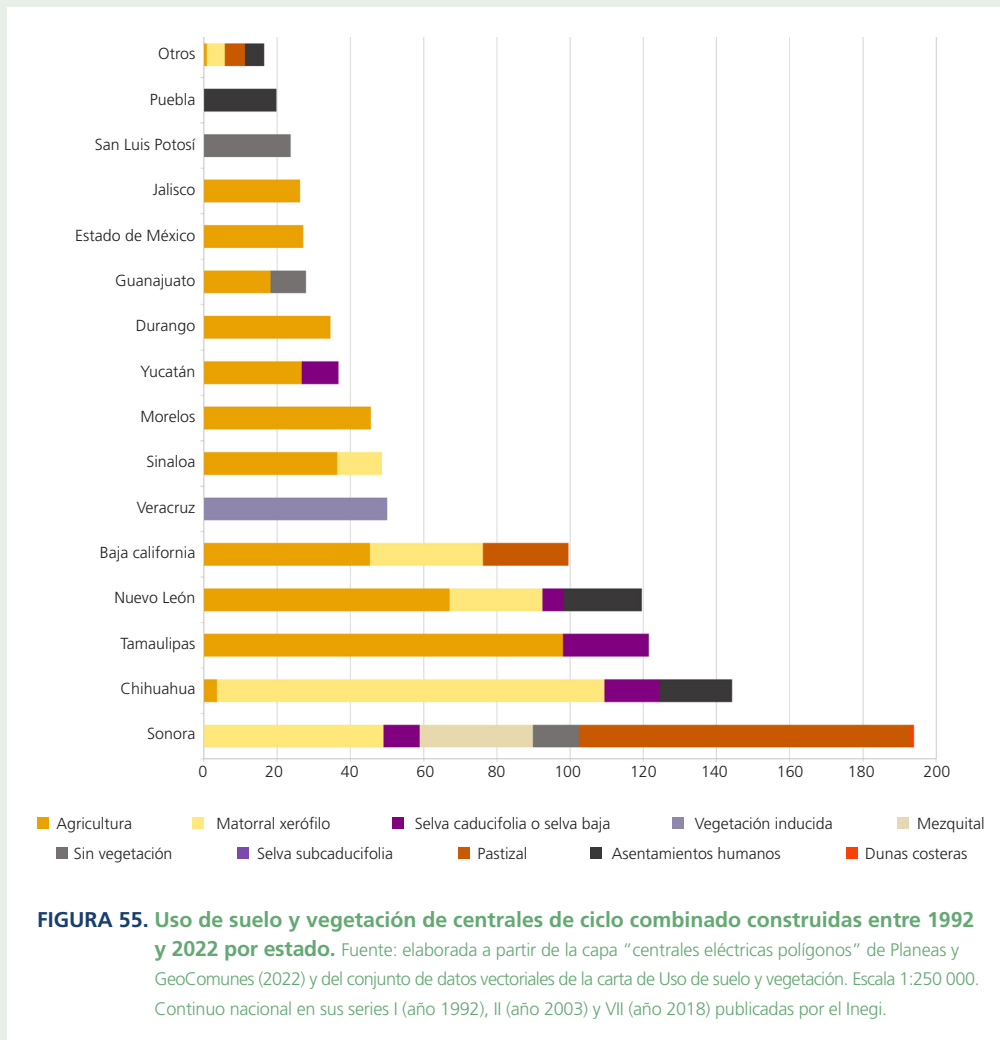


FIGURA 55. Uso de suelo y vegetación de centrales de ciclo combinado construidas entre 1992 y 2022 por estado. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000.

Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

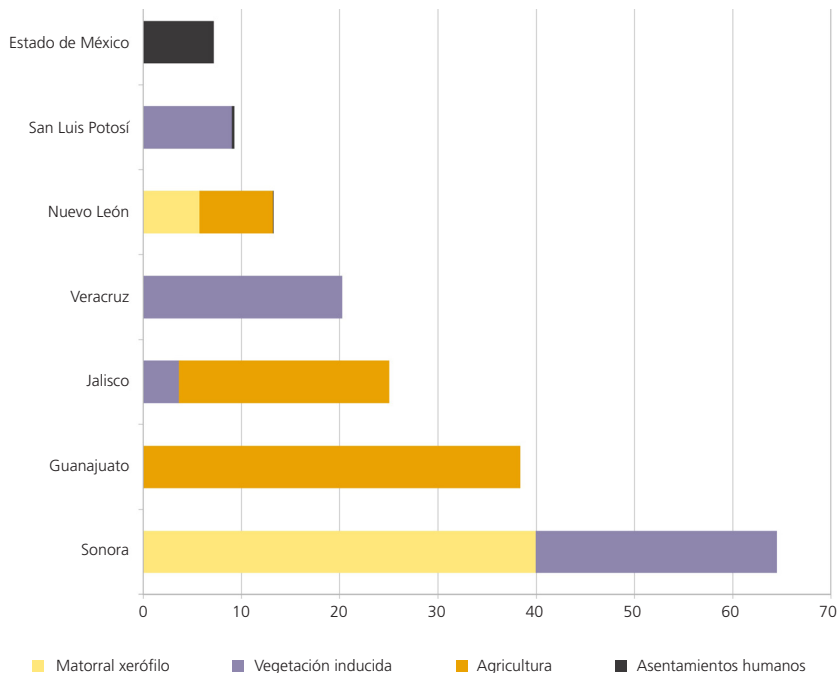


FIGURA 56. Uso de suelo y vegetación de centrales de ciclo combinado en proyecto por estado. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

En el caso de las centrales de ciclo combinado en proyecto con permiso de la CRE de las que se pudo identificar su área proyectada, éstas se han planificado en los estados Sonora 65 %, Guanajuato 21.5 %, Jalisco 14 % y Veracruz 11.4 %. Los principales usos de suelo y vegetación potencialmente afectados en estos estados son el matorral xerófilo, las zonas agrícolas y la vegetación inducida.

Centrales eléctricas eólicas

Las centrales eléctricas de tipo eólico construidas y en operación hasta 2022 han ocupado un área de manera permanente sobre todo en los estados de Oaxaca 23%, Tamaulipas 22.3%, Zacatecas 16.8%, Nuevo León 8.9%, San Luis Potosí 5.4% y Puebla 4.1%. Los tipos de uso de suelo y vegetación de estos espacios corresponden a áreas con matorral xerófilo en Oaxaca, Nuevo León y Puebla, agricultura en Tamaulipas, Zacatecas y San Luis Potosí, selva caducifolia en Coahuila y Zacatecas, así como vegetación inducida en Tamaulipas y Nuevo León.

El emplazamiento de las centrales eólicas a ser construidas en el país, con permiso de la CRE, se perfila en estados como Coahuila 39.5%, Tamaulipas 20.7%, Nuevo León 10.5%, Yucatán 6.4%, Jalisco 5.4%, Baja California Sur 4% y Oaxaca 3.3%. Entre los usos de suelo y vegetación principales en la áreas potencialmente afectadas en dichos estados destacan el matorral xerófilo, la vegetación inducida y los pastizales.

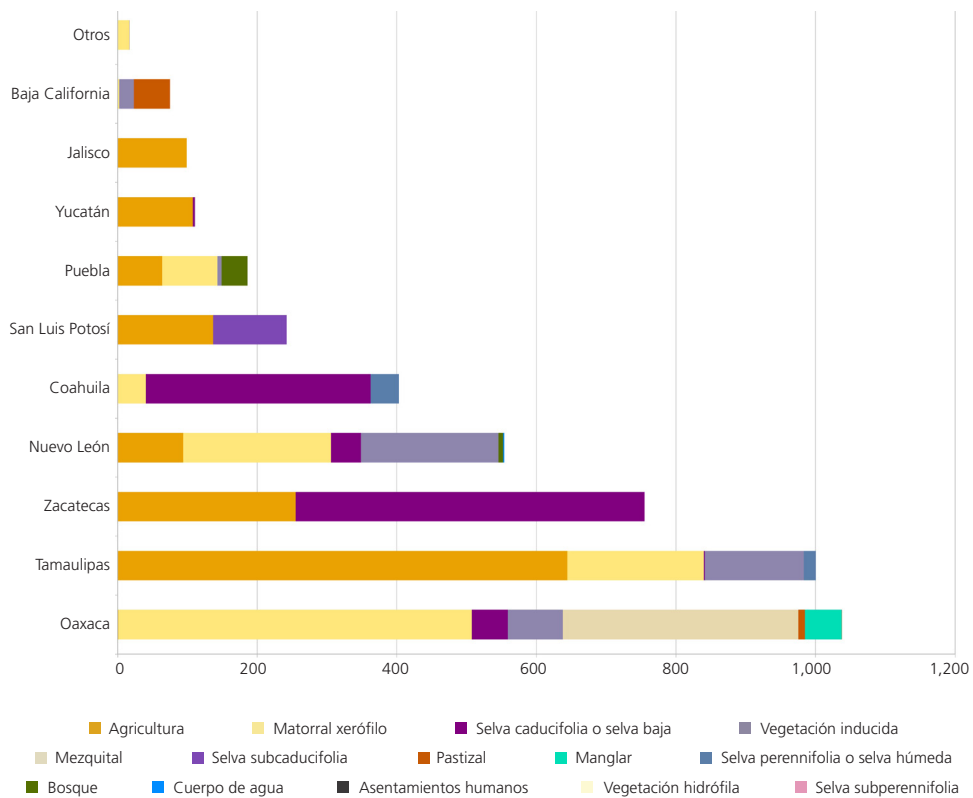


FIGURA 57. Uso de suelo y vegetación de centrales eólicas construidas entre 1992 y 2022 por estado. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi. *Se considera el área de ocupación permanente de las centrales eólicas.

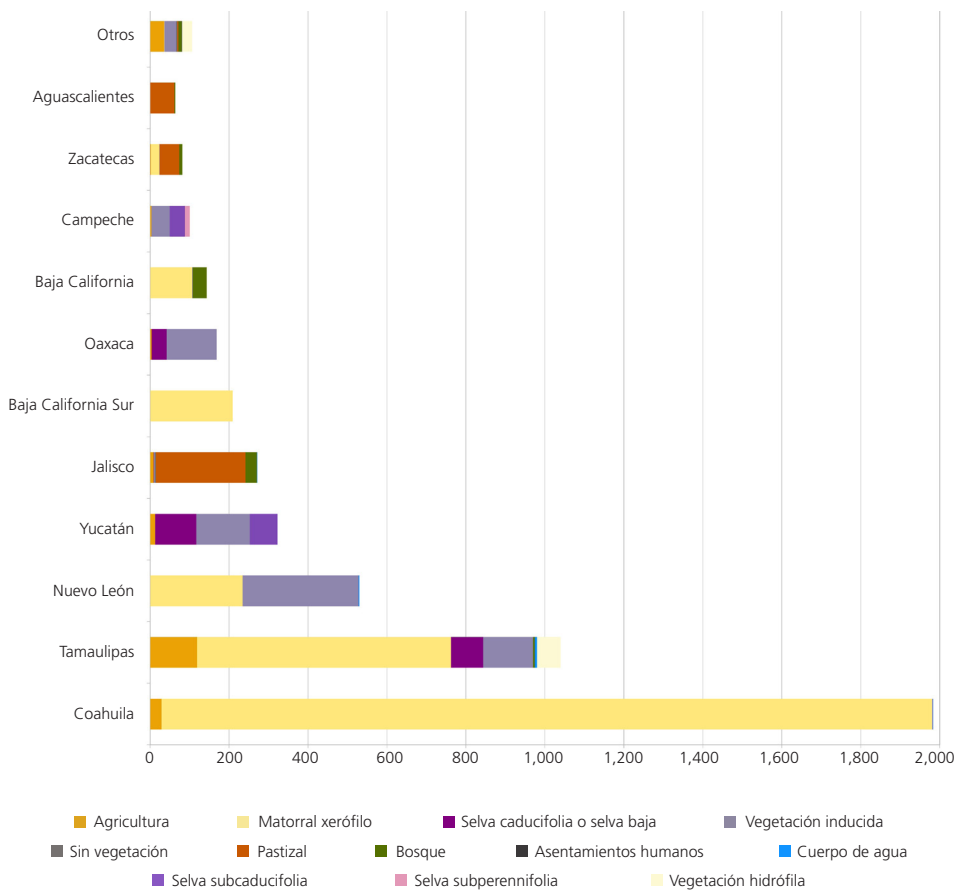


FIGURA 58. Uso de suelo y vegetación de centrales eólicas en proyecto por estado.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000.

Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

*Se considera el área de ocupación permanente de las centrales eólicas.

Centrales eléctricas fotovoltaicas

En el caso de las centrales eléctricas de tipo fotovoltaico construidas hasta la fecha, la mayor área ocupada ha sido en los estados de Sonora 19.1%, Aguascalientes 14.4%, Coahuila 12%, Chihuahua 10.5%, Guanajuato 7.8%, San Luis Potosí 7.5%, Jalisco 5.1%, Tlaxcala 4.6%, Zacatecas 4.5% y Puebla 3.8%. Los principales usos de suelo y vegetación del área abarcada en estos estados corresponden a espacios agrícolas en Aguascalientes, Coahuila, San Luis Potosí, Jalisco, Tlaxcala y Puebla, espacios con matorral xerófilo en Sonora, Chihuahua, San Luis Potosí y Zacatecas, vegetación inducida en Sonora, pastizales en Sonora, Aguascalientes y Jalisco, así como áreas con selva caducifolia en Sonora y Chihuahua.

Las centrales eléctricas fotovoltaicas que se encuentran en proyecto con permiso de la CRE ocuparán superficie en los estados de Zacatecas 24.8%, Chihuahua 10.4%, Coahuila 10%, Puebla 7.3%, Jalisco 7.1%, Tlaxcala 6%, Baja California 5.7%, Aguascalientes 5.1% y Campeche 4.3%. Los usos de suelo y vegetación que predominan en las áreas potencialmente afectadas en estos estados son el matorral xerófilo en Zacatecas, Chihuahua, Coahuila y Baja California, actividades agrícolas en Zacatecas, Puebla, Jalisco, Tlaxcala y Aguascalientes, así como pastizales en Chihuahua, Puebla, Aguascalientes y Campeche.

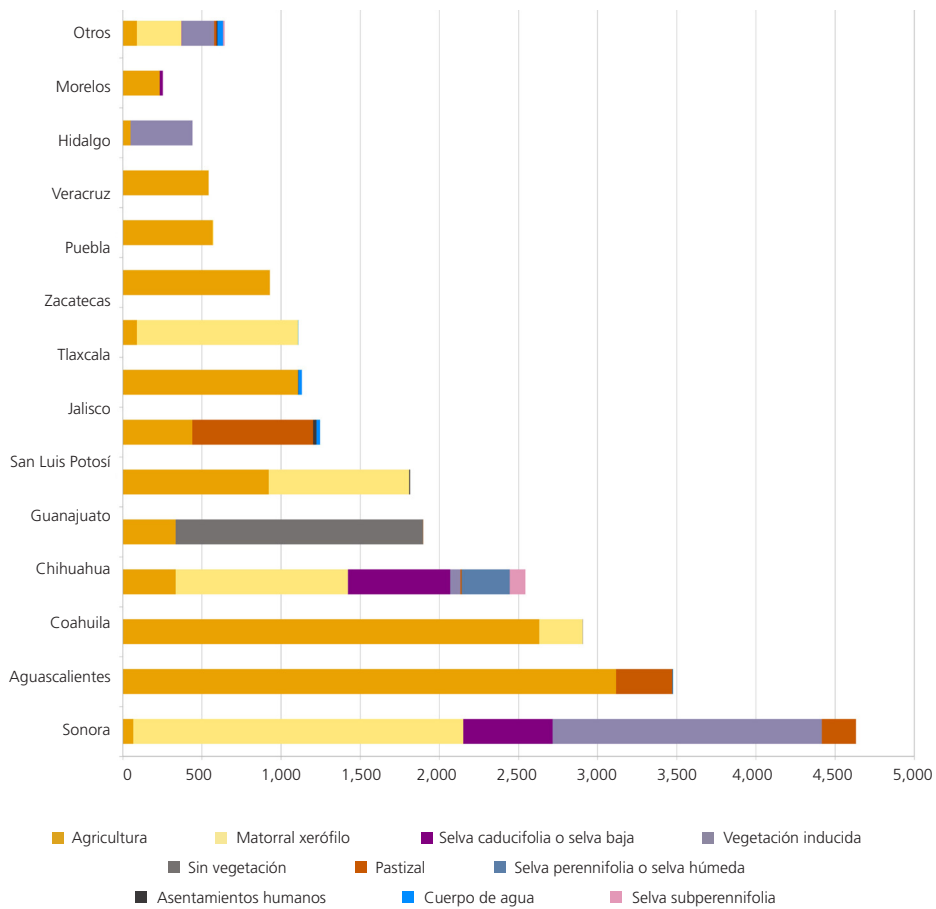


FIGURA 59. Uso de suelo y vegetación de centrales fotovoltaicas construidas entre 1992 y 2022

por estado. Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo Nacional en sus Series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

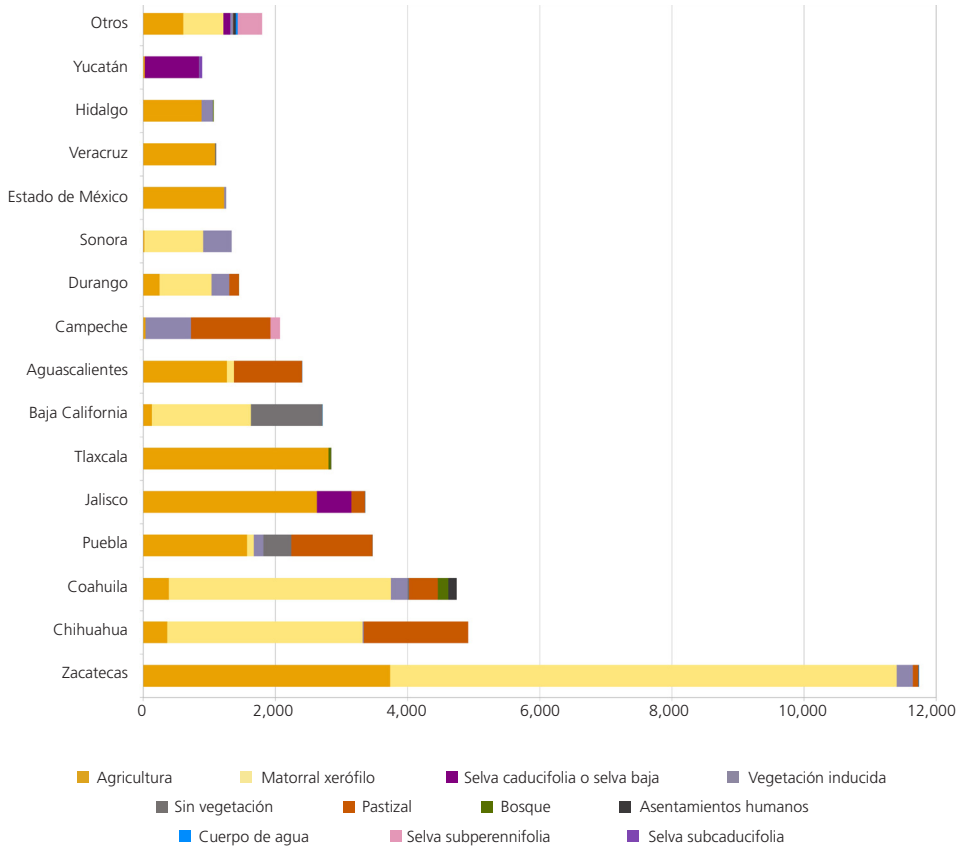


FIGURA 60. Uso de suelo y vegetación de centrales fotovoltaicas en proyecto por estado.

Fuente: elaborada a partir de la capa "centrales eléctricas polígonos" de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000.

Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

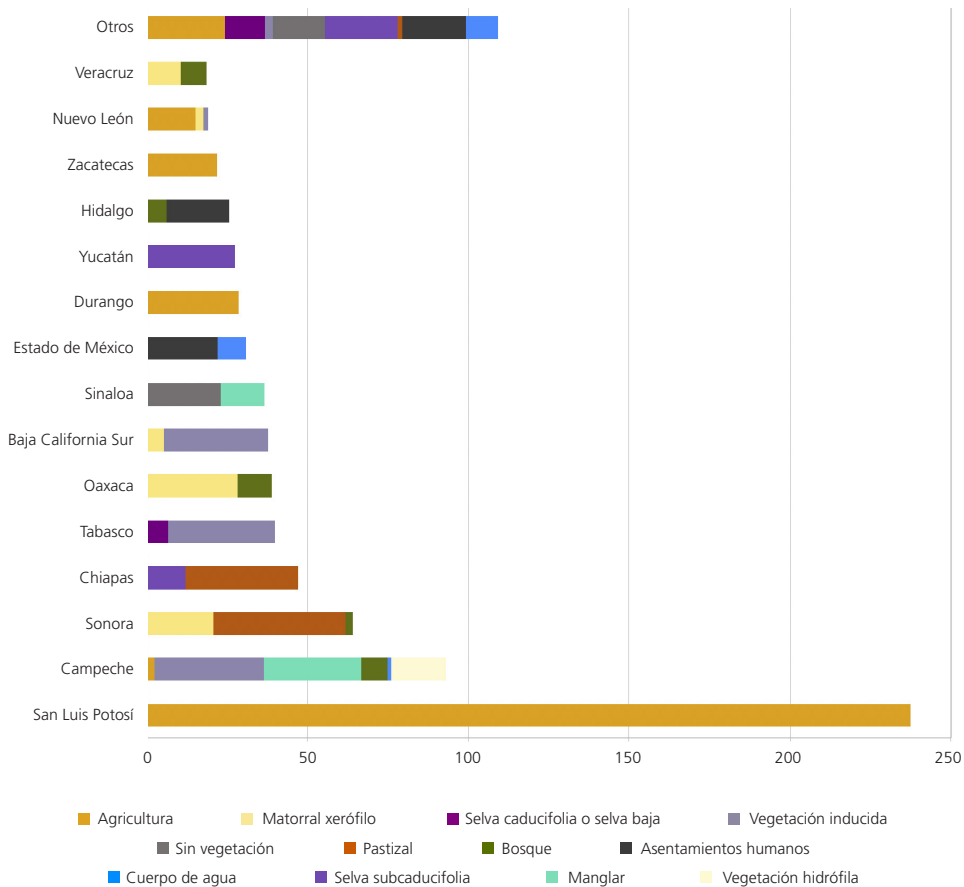


FIGURA 61. Uso de suelo y vegetación de centrales térmicas y de combustión interna construidas entre 1992 y 2022 por estado. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

Las centrales eléctricas térmicas y de combustión interna que se encuentran en proyecto muestran un potencial incremento en el área a ocupar sobre todo en los estados de Jalisco 18.2 %, Estado de México 16.9 %, San Luis Potosí 13.5 %, Hidalgo 13.4 %, Durango 10.6 % y Baja California Sur 9.6 %. Los principales usos de suelo y vegetación que podrían ser afectados en los estados señalados son la agricultura en Jalisco, San Luis Potosí, Hidalgo, y Durango, pastizales en Estado de México, matorral xerófilo en Baja California Sur y Durango, así como áreas sin vegetación en el Estado de México.⁶⁸

⁶⁸ Es importante resaltar que para los estados de Querétaro y Coahuila, el uso de suelo que resultó del ejercicio cartográfico corresponde en su totalidad a asentamientos humanos. Como se señaló antes, el margen de error de la información disponible por la escala y detalle de la misma nos lleva a considerar que, cuando los resultados muestran una situación como la señalada, esto puede deberse a que las centrales por construir se encuentran en predios que ya contienen instalaciones o construcciones en algunas áreas de los mismos, pero el detalle de la información no permite hacer este nivel de diferenciación entre los usos de suelo y vegetación de dichos predios.

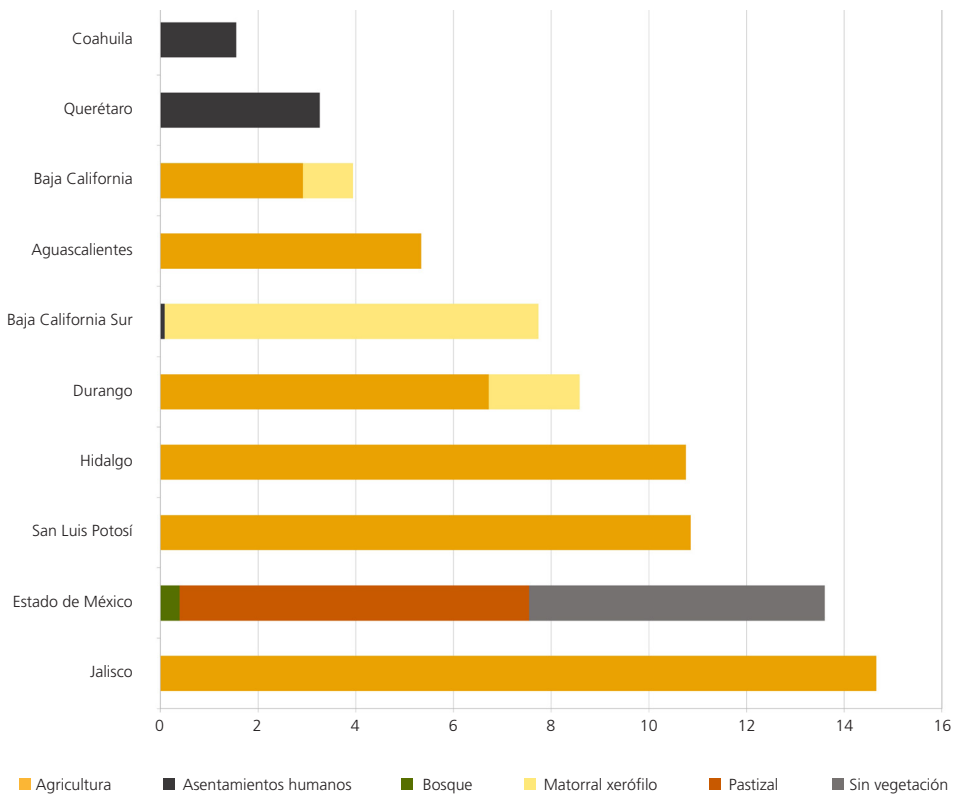


FIGURA 62. Uso de suelo y vegetación de centrales térmicas y de combustión interna en proyecto por estado. Fuente: elaborada a partir de la capa “centrales eléctricas polígonos” de Planeas y GeoComunes (2022) y del conjunto de datos vectoriales de la carta de Uso de suelo y vegetación. Escala 1:250 000. Continuo nacional en sus series I (año 1992), II (año 2003) y VII (año 2018) publicadas por el Inegi.

A partir de esta primera aproximación general a las características de uso de suelo y vegetación de las superficies ocupadas por la infraestructura de generación eléctrica, se puede saber que las áreas más afectadas hasta el momento son utilizadas en cierta medida por actividades como la agricultura —de riego o de temporal— y la ganadería —áreas de pastoreo. Si bien la superficie de

uso agrícola en México para 2022 era de 31,121,641 ha (Inegi 2022), la ocupación de la infraestructura de generación eléctrica en este tipo de áreas representa sólo el 0.04 % del total.⁶⁹ En términos absolutos, dicha proporción equivale a cerca de 15,000 ha de tierras para las cuales no existe información sobre las características específicas de productividad y de las relaciones económicas que sostenían a escala local. La relevancia de su identificación y cuantificación no se encuentra en la proporción frente al área total de uso agrícola nacional, sino en los impactos locales que dicha transformación pudo haber generado. Este problema adquiere más relevancia si se considera que esta proporción podría duplicarse con la construcción de las centrales que se encuentran en fase de proyecto con la autorización de la CRE.

Otra afectación a considerar que arrojan estos datos generales es la alteración de áreas con ecosistemas biodiversos en el país como las zonas de matorral, selva baja, selva húmeda y bosque. Gran parte de los proyectos eléctricos se está planeando en áreas con matorral xerófilo, el cual es uno de los ecosistemas más presentes en el país con más del 30 % del territorio. Sin embargo, dicho ecosistema es uno de los más amenazados por la expansión de áreas de ganadería, asentamientos humanos e infraestructura tanto de transporte como de uso industrial, estos últimos en directa relación con el incremento de la demanda de electricidad y la expansión del sistema eléctrico.

Las afectaciones a los ecosistemas y las actividades productivas de las áreas donde se establecen las centrales eléctricas son un tema muchas veces ignorado. No obstante, esto es esencial para conocer los efectos territoriales de los sistemas energéticos en el país, en términos de la magnitud, la ubicación y las características técnicas de las unidades de generación eléctrica que se planean construir.

Para tener un diagnóstico más elaborado del problema de la ocupación territorial del sistema energético mexicano, a la consideración de las áreas de ocupación de las centrales eléctricas que se han revisado en este cuaderno se deben agregar las requeridas por la infraestructura directamente asociada a la transmisión de esta energía, así como a la producción, transformación, transporte y almacenamiento de los insumos energéticos utilizados. Esta tarea queda pendiente para su elaboración colectiva más adelante.

⁶⁹ Esta cantidad no considera el área agrícola sobre la que se extienden los embalses de las centrales hidroeléctricas, que son las de mayor ocupación superficial.

Conclusión





Conclusión

Conocer la evolución y las características de la ocupación territorial y de las densidades de potencia y energía de los sistemas energéticos en el país es un ejercicio importante para su evaluación y planeación. En el caso del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), los datos obtenidos en esta investigación, nos muestran una primera aproximación de la magnitud y las cualidades de las superficies ocupadas hasta el momento por el conjunto de unidades de generación eléctrica, así como de algunos de los principales mecanismos que se han utilizado para la ocupación de estas áreas.

Este análisis de los datos disponibles también muestra la potencial demanda de superficie de los actuales proyectos de generación eléctrica en el país. Con ello, se pueden observar la magnitud y las características de las áreas que algunos tipos de centrales requerirán, así como las modificaciones en su emplazamiento territorial respecto a las últimas décadas.

A partir de los hallazgos mostrados a lo largo del cuaderno, las principales conclusiones de este ejercicio son:

- El SEN se ha extendido en los últimos 30 años sobre todo mediante la instalación de centrales eléctricas a base de gas metano y en los últimos 10 años en menor medida con la inclusión de centrales eólicas y fotovoltaicas. En este periodo, las empresas privadas habían incrementado su participación hasta más del 50% de la capacidad instalada, pero esta situación se ha revertido en los últimos 5 años con una recuperación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de hasta el 55% del total de la capacidad en operación mediante la compra y construcción de ciclos combinados, así como a través de una disminución en la construcción

de la capacidad privada nueva. Aunque se identificó una gran cantidad de proyectos fotovoltaicos y eólicos promovida principalmente por empresas privadas y en algunos casos por la CFE, el conjunto de centrales fósiles proyectadas a construirse en los próximos años apunta a mantener la tendencia de incremento del papel de los hidrocarburos en la matriz eléctrica en México.

- En México, las centrales de generación eléctrica ocupan alrededor de 5,200 km², y las que concentran la mayor ocupación superficial son el conjunto de hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaicas. Chiapas, Oaxaca, Coahuila y Tamaulipas reúnen de forma conjunta más de la mitad (53 %) de la superficie ocupada por centrales eléctricas en el país, debido a la concentración en estos estados de grandes hidroeléctricas y parques eólicos. Los actuales proyectos eléctricos perfilan un importante aumento del área requerida —1,280 km² para los que cuentan con permiso de la CRE y 2,660 km² para los que aún no lo tienen—, en particular para la instalación de los proyectos eólicos y fotovoltaicos planteados en el presente.
- Los datos de densidad energética evidencian una tendencia al aumento de la superficie promedio requerida para la instalación de nuevas centrales que tengan la potencia eléctrica actualmente en operación —de 507 a 701 ha por MW instalado— y para la generación de la misma cantidad de electricidad —de 143 a 193 ha por GWh producido. Este incremento resulta de la instalación de nuevas centrales eólicas y solares, y de los límites geográficos que tiene su emplazamiento en el territorio mexicano. Este hecho, sumado a las problemáticas inherentes a este tipo de centrales y sus cadenas de producción tanto en el presente como en el futuro, confirma que la transición energética implica necesariamente la reducción del consumo eléctrico de ciertos sectores industriales y estratos sociales para contener los impactos territoriales del sistema eléctrico.
- El principal mecanismo para acceder a las áreas a ocupar por las centrales eléctricas, cuando éstas se encuentran bajo propiedad social, ha sido la expropiación, sobre todo en el caso de las de tipo hidroeléctrico. Hasta la fecha han sido expropiadas 61,552 ha (615.5 km²) de propiedad social en México para proyectos de la CFE. Para las centrales eólicas y fotovoltaicas, el mecanismo de acceso más

utilizado por las empresas promoventes ha sido la renta mediante la firma de contratos de usufructo de ocupación temporal, por general con una validez de 25 o 30 años, prorrogables por un periodo de la misma duración. En la actualidad, un cuarto de la superficie del conjunto de las centrales en operación y en construcción se encuentra parcial o totalmente dentro de tierras que son de propiedad social o que lo eran y fueron expropiadas. En el caso de las centrales en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), casi la mitad de la superficie prevista para su instalación se encuentra ubicada dentro de propiedad social, lo cual puede provocar graves conflictos sociales, desplazamientos, incumplimiento de pagos y obligaciones para una reubicación digna.

- Los cambios de uso de suelo y de la vegetación en las áreas donde se han emplazado las centrales eléctricas son un aspecto de la ocupación territorial del SEN que ha sido poco estudiado. Aunque existen análisis específicos como las Manifestaciones de Impacto ambiental (MIA), no hay trabajos de conjunto que presenten la escala de dichas modificaciones. En este cuaderno se incluye un primer ejercicio de aproximación a esta dimensión del problema, el cual muestra que las afectaciones en ecosistemas y áreas con actividades productivas como resultado de la expansión del SEN se concentran en áreas agrícolas y ganaderas, así como en zonas de matorrales y selvas. Sin embargo, existen aún tareas por realizar en relación a este aspecto de la ocupación territorial de modo que se incluyan las áreas de ocupación de la infraestructura directamente asociada a la transmisión de esta energía, así como a la producción, transformación, transporte y almacenamiento de los insumos energéticos utilizados.



Listado de figuras

FIGURA 1. Evolución de la capacidad instalada por tecnología y número de centrales en operación de 1991 a 2023 | 15

FIGURA 2. Capacidad instalada por año y tecnología de 1992 a 2022 | 16

FIGURA 3. Evolución de la capacidad instalada pública y privada (MW) y proporción de la capacidad privada en porcentaje | 18

FIGURA 4. Evolución de las principales empresas con capacidad instalada entre 2012 y 2022, así como porcentaje de la capacidad instalada total | 19

FIGURA 5. Principales empresas por capacidad instalada en operación con datos de septiembre de 2023 | 20

FIGURA 6. Capacidad instalada en operación por entidad federativa en 2023 | 21

FIGURA 7. Capacidad instalada por fase y tecnología para septiembre de 2023 | 24

FIGURA 8. Repartición de la capacidad instalada por tecnología y fase para septiembre de 2023 | 24

FIGURA 9. Número de centrales que entraron en operación por sexenio, así como en construcción y en proyecto | 26

FIGURA 10. Capacidad por fase y sector de las centrales eléctricas | 27

FIGURA 11. Principales empresas por capacidad de centrales eléctricas en construcción, así como en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía | 29

FIGURA 12. Proporción de la capacidad total que representan las diez principales empresas | 31

FIGURA 13. Capacidad en construcción por entidad federativa | 32

FIGURA 14. Capacidad en proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía por entidad federativa | 33

FIGURA 15. Capacidad (MW) y número de permisos eléctricos autorizados por la CRE en el sexenio 2019-2023 por sector | 36

FIGURA 16. Capacidad y número de permisos de generación eléctrica negados por la CRE entre enero de 2019 y septiembre de 2023 | 37

FIGURA 17. Capacidad instalada (MW) de las centrales que entraron en operación en el sexenio 2019-2022 por propiedad y fecha de autorización del permiso de la Comisión Reguladora de Energía | 38

FIGURA 18. Capacidad agregada de la Comisión Federal de Electricidad por sexenio | 40

FIGURA 19. Número de manifestaciones de impacto ambiental ingresadas en la Secretaría de Medio Ambiente para centrales eléctricas de 2009 a 2022 | 43

FIGURA 20. Representación de la capa de polígonos respecto a la capa de puntos | 48

FIGURA 21. Ocupación superficial de las centrales eléctricas por fase y tecnología en km² | 51

FIGURA 22. Ocupación superficial de cada tecnología respecto a la ocupación territorial total por cada fase | 52

FIGURA 23. Ocupación superficial por entidad federativa de las centrales eléctricas en operación y construcción | 53

FIGURA 24. Ocupación superficial por entidad federativa de las centrales eléctricas en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía | 54

FIGURA 25. Ocupación superficial por fase y entidad federativa de las centrales eléctricas | 55

FIGURA 26. Superficie promedio en hectáreas requerida por tecnología y fase para instalar 100 MW | 57

FIGURA 27. Capacidad promedio instalada (MW) por hectárea, tecnología y fase | 57

FIGURA 28. Superficie promedio en hectáreas requerida por tecnología y fase para generar 100 GWh con datos de generación de 2021 para las centrales en operación | 58

FIGURA 29. Generación promedio (GWh) por hectárea, tecnología y fase, con datos de generación de 2021 para las centrales en operación | 59

FIGURA 30. Superficie de propiedad social expropiada por proyectos de la Comisión Federal de Electricidad | 65

FIGURA 31. Superficie de propiedad social expropiada por proyectos de la Comisión Federal de Electricidad por entidad federativa y porcentaje de la superficie total expropiada | 65

FIGURA 32. Proporción de las centrales ubicadas parcial o totalmente dentro de propiedad social por fase y tecnología | 74

FIGURA 33. Tipo de tenencia de la tierra ocupada en las centrales eléctricas en operación y construcción según la superficie ocupada | 75

FIGURA 34. Tipo de tenencia de la tierra ocupada para las centrales eléctricas en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía según la superficie ocupada | 76

FIGURA 35. Proporción de la superficie de las centrales ubicadas dentro de propiedad por tecnología y fase | 77

FIGURA 36. Repartición por tecnología de la superficie total de propiedad social ocupada por las centrales eléctricas | 78

FIGURA 37. Superficie ocupada por las centrales eléctricas por tipo de propiedad, tecnología y fase de las centrales | 79

FIGURA 38. Superficie de propiedad social que pasó a dominio pleno por tecnología y fase de las centrales en operación y construcción y porcentaje de la superficie total de propiedad social de las centrales | 80

FIGURA 39. Ocupación territorial por tipo de propiedad de las centrales eólicas y fotovoltaicas en proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía | 83

FIGURA 40. Uso de suelo y vegetación de centrales eléctricas construidas entre 1992 y 2002, así como en proyecto, en hectáreas | 89

FIGURA 41. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales carboeléctricas en operación en el periodo 1992-2022 | 90

FIGURA 42. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales de ciclo combinado en operación en el periodo 1992-2022 | 91

FIGURA 43. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales de ciclo combinado en proyecto | 92

FIGURA 44. Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales de ciclo combinado | 92

FIGURA 45. Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales eólicas en operación en el periodo 1992-2022 | 93

- FIGURA 46.** Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales eólicas en proyecto | [94](#)
- FIGURA 47.** Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales eólicas | [95](#)
- FIGURA 48.** Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales fotovoltaicas en operación en el periodo 1992-2022 | [96](#)
- FIGURA 49.** Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales fotovoltaicas en proyecto | [97](#)
- FIGURA 50.** Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales fotovoltaicas | [98](#)
- FIGURA 51.** Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales térmicas y de combustión interna en operación en el periodo 1992-2022 | [99](#)
- FIGURA 52.** Porcentaje de uso de suelo y vegetación en centrales térmicas y de combustión interna en proyecto | [100](#)
- FIGURA 53.** Comparativo en hectáreas del uso de suelo y vegetación en centrales térmicas y de combustión interna | [101](#)
- FIGURA 54.** Uso de suelo y vegetación en centrales carboeléctricas en operación por estado | [102](#)
- FIGURA 55.** Uso de suelo y vegetación de centrales de ciclo combinado construidas entre 1992 y 2022 por estado | [103](#)
- FIGURA 56.** Uso de suelo y vegetación de centrales de ciclo combinado en proyecto por estado | [104](#)
- FIGURA 57.** Uso de suelo y vegetación de centrales eólicas construidas entre 1992 y 2022 por estado | [106](#)
- FIGURA 58.** Uso de suelo y vegetación de centrales eólicas en proyecto por estado | [107](#)
- FIGURA 59.** Uso de suelo y vegetación de centrales fotovoltaicas construidas entre 1992 y 2022 por estado | [109](#)
- FIGURA 60.** Uso de suelo y vegetación de centrales fotovoltaicas en proyecto por estado | [110](#)
- FIGURA 61.** Uso de suelo y vegetación de centrales térmicas y de combustión interna construidas entre 1992 y 2022 por estado | [111](#)
- FIGURA 62.** Uso de suelo y vegetación de centrales térmicas y de combustión interna en proyecto por estado | [113](#)



Listado de tablas

TABLA 1. Centrales eléctricas mapeadas por fase y tecnología en la base de datos de Planeas y GeoComunes en septiembre de 2023 | 14

TABLA 2. Principales empresas por capacidad instalada en operación con datos de septiembre de 2023 | 20

TABLA 3. Principales empresas por capacidad de centrales eléctricas en construcción, así como en proyecto con y sin permiso de la Comisión Reguladora de Energía | 29

TABLA 4. Número de centrales mapeadas en la capa de puntos y polígonos | 48

TABLA 5. Ocupación superficial de las centrales eléctricas por fase y tecnología en km² | 50

TABLA 6. Número de centrales eléctricas incluidas en los cálculos de densidad en Planeas, en Van Zalk y Behrens, así como en Nøland y colaboradores | 60

TABLA 7. Densidad de potencia por tecnología en W/m² | 61

TABLA 8. Densidad energética por tecnología en GWh/km² | 62

TABLA 9. Superficie de propiedad social expropiada por proyectos de la Comisión Federal de Electricidad | 64

TABLA 10. Número de centrales eólicas y fotovoltaicas en proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía por entidades federativas y superficie de ocupación territorial por tipo de propiedad | 82

TABLA 11. Series del Instituto Nacional de Estadística y Geografía sobre uso de suelo y vegetación empleadas en el análisis | 86



Listado de mapas

MAPA 1. Capacidad instalada por entidad federativa en 2023 y centrales eléctricas en operación de más de 25 MW | **22**

MAPA 2. Capacidad en construcción y proyecto con permiso de la Comisión Reguladora de Energía por entidad federativa en 2023 y centrales relacionadas de más de 25 MW | **34**

MAPA 3. Parques eólicos y tenencia de la tierra en el istmo sur de Tehuantepec | **71**



Referencias bibliográficas

- Alonso, L. y Mejía, A. (2019). Rentas eólicas y nuevos procesos de diferenciación social en el Istmo de Tehuantepec, Oaxaca. En: Tornel, C. (coord.), *Alternativas para limitar el calentamiento global en 1.5°C. Más allá de la economía verde*. Ciudad de México: Fundación Heinrich Böll Stiftung, pp.280-304. verde. <https://mx.boell.org/es/2019/12/08/alternativas-para-limitar-el-calentamiento-global-en-15degc-mas-alla-de-la-economia-verde>.
- CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos) (s.f.). Mapa de Hidrocarburos. *Gobierno de México*. México: CNH. <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>
- CFE (Comisión Federal de Electricidad) (2023). *Informe anual 2022*. México: CFE. <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%20Portal.pdf>
- ____ (2019). *Versión estenográfica de conferencia ofrecida por el ingeniero Héctor López Villarreal, Coordinador Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y directores de la institución, hoy por la mañana*. <https://www.cfe.mx/cdn/2019/Archivos/Boletines/Conferencia%2010%20dic%202019.pdf>
- Coronado Malagón, M. (2005). Lucha por la tierra en el istmo de Tehuantepec. *Rebeldía*. 11 de marzo de 2005. <https://consultaindigenajuchitan.files.wordpress.com/2015/01/lucha-por-la-tierra.pdf>
- CRE (Comisión Reguladora de Energía) (s.f.a). Micrositio de Permisos en Materia de Generación de Energía Eléctrica. *Gobierno de México*. México: CRE. <https://www.cre.gob.mx/da/PermisosdeGeneracionVigentesporModalidad.csv>

- ____ (s.f.b). Registro público del órgano de gobierno. Búsqueda de permisos. *Gobierno de México*. México: CRE. <https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html>
- ____ (s.f.c). Órgano de Gobierno. *Gobierno de México*. México: CRE. <https://www.gob.mx/cre/articulos/organo-de-gobierno-48977>
- Deniau, Y., Pérez L., Canales, D. y Palacios, R. (2023). *El Sistema Eléctrico Nacional. Parte 1. Integración y análisis de la información sobre capacidad instalada, generación y factor de planta*. México: Pronace ECC-Conahcyt. <https://conahcyt.mx/cuaderno-tematico-3/>
- Díaz Carnero, E. (2017). Energía eólica y conflictos socioterritoriales. El caso del istmo de Tehuantepec, Oaxaca, México. En: Capel Sáez, H., Zaar, M.H. y Vasconcelos Pereira, M. (eds.), *La electrificación y el territorio*. España: Universidad de Barcelona. <https://www.ub.edu/geocrit/Electr-y-territorio/EmilianoDiaz.pdf>
- Dominio Público (2015). Después de 20 años, desplazados por la presa Aguamilpa siguen sin tierras ni hogar. *Dominio Público. Periodismo libre*. <http://dominiopublico.mx/despues-de-20-anos-desplazados-por-la-presa-aguamilpa-siguen-sin-tierras-ni-hogar/>
- EJAtlas (Global Atlas of Environmental Justice) (2022a). Proyecto Fotovoltaico Ticul A y B Yucatán, México. *EJAtlas*. <https://ejatlas.org/conflict/proyecto-fotovoltaico-ticul-a-y-b-yucatan-mexico>
- ____ (2022b). Parque eólico en Kimbilá, Yucatán. *EJAtlas*. <https://ejatlas.org/conflict/parque-eolico-en-kimbila-yucatan>
- ____ (2022c). Parque Eólico Chicxulub en ejido de Ixil. *EJAtlas*. <https://ejatlas.org/conflict/parque-eolico-en-kimbila-yucatan>
- ____ (2022d). Parque Solar Nueva Xcala, Tlaxcala. *EJAtlas*. <https://ejatlas.org/conflict/parque-solar-nueva-xcala-tlaxcala-mexico>
- ____ (2021). Parque Eólico PIER de Iberdrola en Puebla. *EJAtlas*. <https://ejatlas.org/conflict/parque-eolico-pier-de-iberdrola-en-puebla-mexico>
- GeoComunes (2022). Corredor Interoceánico y el tema energético. *Avispa Midia*. 15 de mayo de 2022. <https://avispa.org/corredor-interoceanico-y-el-tema-energetico/>
- ____ (2020). *Geovisualizador "Alumbrar las contradicciones del Sistema Eléctrico Mexicano y de la transición energética"*. <http://geocomunes.org/Visualizadores/SistemaElectricoMexico/>

- ____ (2018). *La invisibilización de las víctimas del desplazamiento por presas en México (2006-2016)*. <http://geocomunes.org/Colaboraciones/Vidas-borradas-digital.pdf>
- GeoComunes, Torres-Mazuera, G. y Gómez-Godoy, C. (2020). *Expansión capitalista y propiedad social en la Península de Yucatán*. http://geocomunes.org/Analisis_PDF/Expansion_capitalista_propiedad_social_Junio2020.pdf
- Global Energy Monitor (s.f.). *Global Energy Monitor*. <https://globalenergymonitor.org/>
- Gobierno de México (s.f.). Datos Abiertos de México. *Gobierno de México*. <https://datos.gob.mx/>
- Gómez Godoy, C. (2014). Implicaciones de la reforma energética en la propiedad social. *La Jornada de Oriente*. 7 de octubre de 2014. <https://www.lajornadadeoriente.com.mx/puebla/implicaciones-de-la-reforma-energetica-en-la-propiedad-social/>
- ICM (Iniciativa Climática de México) (s.f.). Centrales eléctricas. *Observatorio de Transición Energética de México*. https://obtrenmx.org/centrales_elec
- Inegi (Instituto Nacional de Estadística y Geografía) (2022). *Resultados oportunos. Censo Agropecuario 2022*. https://www.inegi.org.mx/contenidos/programas/cagf/2022/doc/CA2022_RONAL.pdf
- ____ (2020a). *Marco geoestadístico. Censo de Población y Vivienda 2020*. <https://www.inegi.org.mx/app/biblioteca/ficha.html?upc=889463807469>
- ____ (2020b). *Censo de Población y Vivienda 2020*. <https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/>
- ____ (s.f.). *Uso de suelo y vegetación*. <https://www.inegi.org.mx/temas/ususuelo/#Descargas>
- Ley de la Industria Eléctrica (11 de agosto de 2014). Se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales. *Diario Oficial de la Federación* 11 de agosto de 2014.(publicado en el DOF en 2014 con última reforma en 2022).
- Mapder (Movimiento Mexicano de Afectados por las Presas y en Defensa de los Ríos) (2012). Preaudiencia sobre “Presas, Derechos de los Pueblos e Impunidad” Mesa de devastación ambiental y derechos de los pueblos Capítulo Mexicano del Tribunal Permanente de los Pueblos (TPP). https://hic-al.org/wp-content/uploads/2019/02/Dictamen_Pre-audiencia_TPP_FINAL_dise%C3%B1ado.pdf

- Matías, P. (2022). Tribunal Agrario falla a favor de comunidad zapoteca de Oaxaca; Demex debe desocupar terrenos. *Pie de página*, 16 de noviembre de 2022. <https://piedepagina.mx/tribunal-agrario-falla-a-favor-de-comunidad-zapoteca-de-oaxaca-la-empresa-eolica-demex-debe-desocupar-terrenos/>
- Montalvo, M. (2009). *Nos agarraron verdes*. Tesis de licenciatura en Antropología Social en Universidad Autónoma Metropolitana (UAM), Unidad Iztapalapa.
- Nøland, J.K., Auxepaules, J., Rousset, A., Perney, B. y Falletti, G. (2022). Spatial energy density of large-scale electricity generation from power sources worldwide. *Scientific Reports* 12(21280). <https://doi.org/10.1038/s41598-022-25341-9>
- Olvera, M. (2016). Megaproyectos de presas en México. Del desplazamiento forzado a la resistencia, 1950- 2012". En: Ibarra, M.V. y Talledos, E. (coords.), *Megaproyectos en México. Una lectura crítica*. México: Editorial Itaca y Facultad de Filosofía y Letras, UNAM, pp. 67-8.
- ProDESC (Proyecto de Derechos Económicos, Sociales y Culturales) (2022). La española Renovalia energy deberá desocupar y regresar tierras a comuneros zapotecas de unión hidalgo, Oaxaca: Tribunal Unitario Agrario. *ProDESC*. <https://prodesc.org.mx/la-espanola-renovalia-energy-debera-desocupar-y-regresar-tierras-a-comuneros-zapotecas-de-union-hidalgo-oaxaca-tribunal-unitario-agrario/>
- RAN (Registro Agrario Nacional) (2022). Sistema de Información Geoespacial de Catastro Rural. <https://sig.ran.gob.mx/acceso.php>
- Rodriguez Loera, C. (2018). Ejidatarios de tepezalá, en aguascalientes, denuncian ecocidio por construcción de parque fotovoltaico. *LJA*. 24 de agosto de 2018. <https://www.lja.mx/2018/08/ejidatarios-de-tepezala-en-aguascalientes-denuncian-ecocidio-por-construccion-de-parque-fotovoltaico/>
- Semarnat (Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales) (s.f.). *Gaceta Ecológica*. <http://sinat.semarnat.gob.mx/Gaceta/aniosgaceta>
- Sener (2022a). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (Prodesen) 2022-2036. *Gobierno de México*. México: Sener. <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-304042>

- _____. (2022b). Anexo I. Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional. *Gobierno de México*. México: Sener. <https://base.energia.gob.mx/prodesen22/Anexol.pdf>
- _____. (2018). Inventario Nacional de Energías Limpias. *Gobierno de México*. México: Sener. <https://www.gob.mx/sener/articulos/inventario-nacional-de-energias-limpias?idiom=es/>
- _____. (2016). Cooperación de América del Norte en Información Energética. *Gobierno de México*. México: Sener. <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/cooperacion-de-america-del-norte-en-informacion-energetica-21343?idiom=es-MX>
- _____. (s.f.). Mapa interactivo de la infraestructura energética y recursos renovables en América del Norte. *Gobierno de México*. México: Sener. https://base.energia.gob.mx/nacei/mapas_infraestructura_energetica.aspx
- Tornel, C., González, R. y Mugarte Xool, J.A. (2023). *Defender el territorio*. Ciudad de México: Fundación Heinrich Böll Stiftung. <https://mx.boell.org/sites/default/files/2023-08/defender-el-territorio.pdf>
- Torres-Mazuera, G. y Recondo, D. (2022). Asambleas agrarias y comunitarias en el sureste mexicano: claroscuros de la participación colectiva sobre proyectos eólicos. *Desacatos. Revista de ciencias sociales* 68. <https://desacatos.ciesas.edu.mx/index.php/Desacatos/article/view/2483>
- Valadez Rodríguez, A. (2020). Exigen ejidatarios de Zacatecas que se revise contrato con eólica. *La Jornada*. 23 de julio de 2020. <https://www.jornada.com.mx/2020/07/23/estados/028n1est>
- Van Zalk, J. y Behrens, P. (2018). The spatial extent of renewable and non-renewable power generation: A review and meta-analysis of power densities and their application in the U.S. *Energy Policy* 123. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518305512>



Programa
Nacional
Estratégico



ENERGÍA Y
CAMBIO CLIMÁTICO



GOBIERNO DE
MÉXICO



CONAHCYT
CONSEJO NACIONAL DE HUMANIDADES
CIENCIAS Y TECNOLOGÍAS

