

Evaluación de los recursos de radiación solar en los municipios de Baja California Sur, México, mediante un modelo de aptitud socioambiental

Assessment of Solar Radiation Resources in the Municipalities of Baja California Sur, Mexico, Using a Socio-environmental Suitability Model

Pedro Daniel Molina Pfennig*  <https://orcid.org/0000-0001-6503-2634>
Arturo González-Baheza**  <https://orcid.org/0000-0003-4852-4607>

Resumen

El objetivo del trabajo es evaluar el índice de aptitud de los municipios de Baja California Sur para la instalación de concentradores fotovoltaicos. La metodología propone un modelo de aptitud que incorpora seis indicadores socioambientales explícitos en términos espaciales con asignación de su contribución diferenciada o pesos por medio de análisis multicriterio. Los resultados muestran que la irradiación horizontal anual promedio en Baja California Sur es de 6.19 kW h/m²/día en el periodo 1998-2014. De la superficie total en el estado, 5.25% es viable para la instalación de concentradores fotovoltaicos. Comondú, Mulegé y La Paz presentaron los mayores valores de aptitud. Los indicadores predominantes del modelo son la red carretera, la red eléctrica y las zonas con pendientes de <4°. El estudio se limitó a analizar la influencia de los indicadores socioambientales en la ubicación de sistemas de concentradores fotovoltaicos. La metodología podría replicarse en otras regiones para facilitar la toma de decisiones. Los resultados sugieren que los tres municipios de Baja California Sur mencionados son los más favorables en términos socioambientales para la instalación de dichos concentradores.

Palabras clave: concentradores fotovoltaicos; Baja California Sur; energías alternativas; sistemas de información geográfica; evaluación de potencial solar; municipios costeros; modelo de aptitud.

Abstract

The objective of the work is to assess the suitability index for photovoltaic concentrator's installation in Baja California Sur municipalities. The methodology proposes a suitability model incorporating six spatially explicit socio-environmental indicators with assignment of their differentiated contribution or weights by multi-criteria analysis. The results show the average annual horizontal irradiation in Baja California Sur is 6.19 kW h/m²/day for the 1998-2014 period. 5.25% of the total area in the state is viable for the installation of photovoltaic concentrators. Comondú, Mulegé and La Paz showed the highest suitability values. The road network, the electricity network and areas with 4° or less slope were the predominant indicators in the model. The study was limited to analyzing the influence of socio-environmental indicators on the photovoltaic concentrator systems location. Methodology could be replicated in other regions to facilitate decision making. The results suggest that the three Baja California Sur municipalities mentioned are the most favorable in socio-environmental terms to install such concentrators.

Keywords: photovoltaic concentrator system; Baja California Sur; alternative energies; geographic information systems; solar potential assessment; coastal municipalities; suitability model.

Cómo citar: Molina Pfennig, P.D., y González-Baheza, A. (2020). Evaluación de los recursos de radiación solar en los municipios de Baja California Sur, México, mediante un modelo de aptitud socioambiental. *región y sociedad*, 32, e1296. doi: 10.22198/rys2020/32/1296

* Universidad Autónoma de Baja California Sur, Departamento Académico de Ingeniería en Pesquerías. Carretera al Sur Km 5.5, apartado postal 19-B, C. P. 23080, La Paz, Baja California Sur, México. Correo electrónico: pmolinapfennig@gmail.com

** Autor para correspondencia. Universidad Autónoma de Baja California Sur, Departamento Académico de Ciencias Marinas y Costeras. Carretera al Sur Km 5.5, apartado postal 19-B, C. P. 23080, La Paz, Baja California Sur, México. Correo electrónico: agonzalez@uabcs.mx

Recibido: 26 de enero de 2020
Reevaluado: 22 de junio de 2020
Aceptado: 18 de agosto de 2020
Liberado: 22 de septiembre de 2020

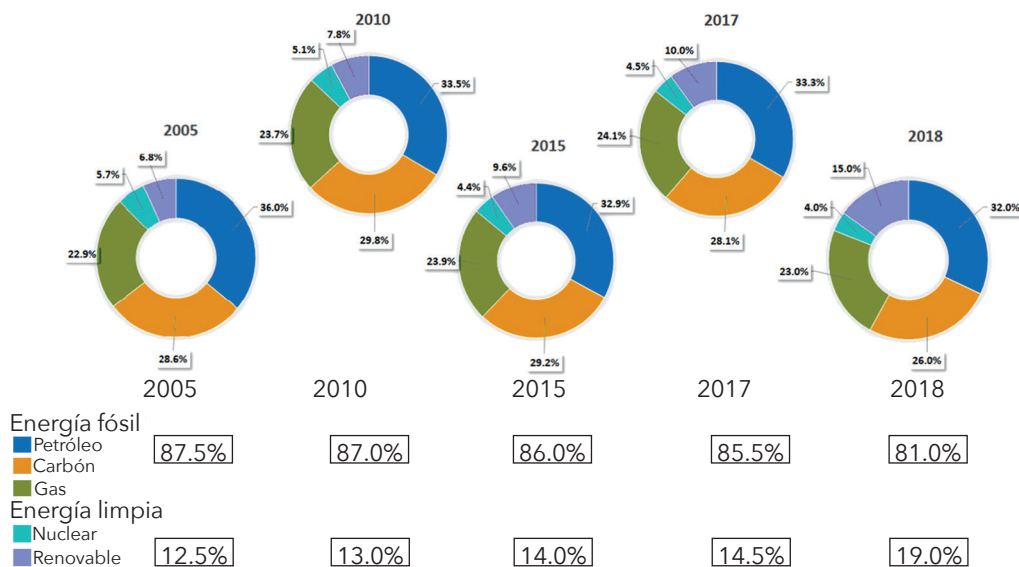


Esta obra está protegida bajo una Licencia
Creative Commons Atribución-No Comercial
4.0 Internacional.

Introducción

La producción de energía en el mundo no ha variado en las últimas décadas. El 85% proviene de combustibles fósiles, 4% es nuclear y tan sólo 11% es renovable (véase figura 1). Esta última es la que se obtiene de manera natural de flujos de energía repetitiva y persistente que ocurre en el entorno local. La no renovable se obtiene de reservas estáticas de energía que permanecen bajo tierra a menos que sean liberadas mediante la interacción humana (Twidell y Weir, 2015). El incremento de la demanda mundial de estas últimas debido a las actividades de una población humana en crecimiento, ha provocado que la extracción de petróleo llegue a su punto máximo y comience un declive, lo que se conoce como pico de Hubbert¹ (Hubbert, 1956). Este pico se alcanzó en México en 2004 (Vargas Suárez y Morales Udaeta, 2011).

Figura 1. Producción energética global en el periodo 2005-2018



Fuente: elaboración propia con datos del World Energy Resources (WEC) (2016) y del International Renewable Energy Agency (IRENA) (2016 y 2019).

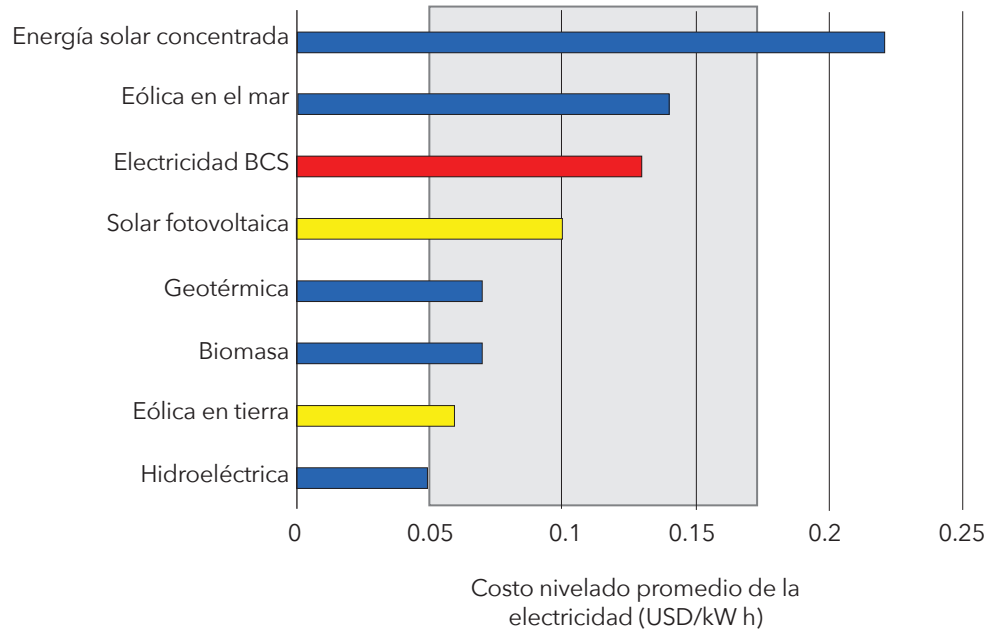
¹ La teoría del pico de Hubbert es un modelo matemático que permite estimar la vida de un recurso mineral, haciendo predicciones en la producción de petróleo para un área determinada, mediante una curva de distribución gaussiana o logística, donde la producción del recurso alcanza un valor máximo (pico) y después declina simétricamente, con lo cual se obtiene la fecha de máxima producción para un área dada (Ordóñez, 2009).

La radiación solar es definida como la suma de las radiaciones directa y difusa provenientes del sol que inciden sobre una superficie horizontal. La tasa a la que incide la energía sobre la superficie por unidad de área se conoce como irradiancia (vatios por metro cuadrado - W/m^2), y a la energía incidente por unidad de área durante un periodo específico se la denomina irradiación (vatios hora por metro cuadrado - $W h/m^2$) (Duffie y Beckman, 2013). Ésta forma parte de las fuentes de energía renovable consideradas limpias, ya que produce niveles bajos de gases de efecto invernadero y otros contaminantes. Es inagotable por definición, no requiere extracción, refinación ni transporte hacia el sitio de producción y está disponible en la naturaleza (Demirbaş, 2006; Sampaio y González, 2017). Teniendo tan sólo medio siglo en uso, este tipo de energía puede desempeñar un papel importante en el desarrollo sostenible de la humanidad, porque reduce las emisiones de gases de efecto invernadero en el planeta (Cancino-Solórzano, Villicaña-Ortiz, Gutiérrez-Trashorras y Xiberta-Bernat, 2010). Sin embargo, dicha energía solar fotovoltaica también presenta ciertas desventajas, tales como una efectividad limitada de entre 13 y 24%, dependiendo de las celdas o paneles utilizados (Ávila, Bravo y Guerra, 2016; Razykov, Ferekides, Morel, Stefanakos, Ullal y Upadhyaya, 2011; Shukla, Sudhakar y Baredar, 2016), un costo inicial elevado, una producción variable según las condiciones geográficas y climáticas y la necesidad de grandes áreas para su instalación (Sampaio y González, 2017).

En la actualidad, el costo de la energía eléctrica a partir de energías renovables, como la solar y la eólica, es competitivo con respecto al uso de recursos fósiles, debido a las mejoras en la eficiencia de conversión de los paneles fotovoltaicos, tecnología asociada con la incorporación a la red pública de distribución, y a que no se sujeta a los requerimientos y a la fluctuación de costos de combustibles para su funcionamiento (Beltrán-Telles, Morera-Hernández, López-Monteagudo y Villela-Varela, 2017). La figura 2 presenta una comparación del desempeño en términos de costo (dólares por kilovatios hora) entre diferentes tecnologías de generación eléctrica a escala internacional, llamado costo nivelado de electricidad o energía (CNDE), en el que se “toma[n] en cuenta los costos directos e indirectos, [la] inversión inicial, [la] tasa de descuento, [el] tiempo de instalación, [el] ciclo de vida, y la cantidad de energía que puede producir dicha tecnología durante su vida técnica” (Sandoval García, Franco González y Fernández Morales, 2019, p. 19). En la actualidad, los CNDE fotovoltaica en Baja California Sur están dentro del rango de la electricidad convencional.

En tan sólo una década, las inversiones en energías renovables se quintuplicaron y la capacidad instalada de la energía solar aumentó más de 5 000%, al pasar de 8 gigavatios (GW) en 2007 a 402 GW en 2017, con 15.4% de la energía eléctrica total generada con energías limpias en este mismo periodo (Secretaría de Energía [SENER], 2017a). Los países con mayor crecimiento en energías renovables son China y Estados Unidos; en Europa, Alemania, España e Italia presentan un crecimiento moderado (Hales, 2018).

Figura 2. Desempeño de diferentes tecnologías de generación eléctrica en términos de costo nivelado de electricidad (dólares por kilovatio hora) en el mundo y en Baja California Sur



Nota: el rectángulo gris indica el rango de la energía convencional mundial. Las barras amarillas representan energías limpias potenciales para Baja California Sur (BCS); y la barra en rojo, el costo marginal promedio de la electricidad convencional generada en 2017 en dicho estado. Fuente: elaboración propia con datos del Banco de México (BANXICO) (2018), del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) (2017) y de IRENA (2018).

México posee gran ventaja geográfica por su ubicación dentro de una franja conocida como el cinturón solar donde recibe mucha irradiación (Almanza Salgado, Estrada-Cajigal Ramírez y Barrientos Avila, 1992; Alonso, Ramírez y Palacios, 2006), con niveles de energía promedio de 5.35 kW h/m^2 , la cual fue utilizada para generar 62 GW h/año con paneles fotovoltaicos durante el periodo 2014-2015 (Pérez-Dencia, Fernández-Luqueño, Vilariño-Ayala, Montaña-Zetina y Maldonado-López, 2017). La legislación mexicana promueve el aprovechamiento de esta energía renovable como una de las estrategias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), causantes del calentamiento global y del cambio climático (Pischke, Solomon, Wellstead, Acevedo, Eastmond, Oliveira, Coelho y Lucon, 2019), y cumplir con el compromiso adquirido en el Protocolo de Kioto de 1997 (Breidenich, Magraw, Rowley y Rubin, 1998; O'Neill y Oppenheimer, 2002) y establecido en las leyes nacionales de Transición Energética y Cambio Climático (*Diario Oficial de la Federación [DOF]*, 2012 y 2015) de contri-

buir con 35% de la generación total de electricidad a partir de energías no fósiles en el año 2024 y con 50% en 2050 (González García, Cárdenas Galindo y Álvarez Salas, 2019). Con la apertura del mercado nacional en 2013 y la participación de la iniciativa privada en la generación de energía limpia, se espera lograr esta meta (González García, Cárdenas Galindo y Álvarez Salas, 2019).

El estado de Baja California Sur (BCS) se fundó en 1974. Está conformado por cinco municipios (véase figura 3) y es de las últimas entidades federativas de México en promoverse a estado. Este factor, junto con el aislamiento geográfico debido a la separación de la península con el macizo continental y una vasta superficie de 73 922 km² (noveno estado con mayor superficie del país), la coloca como la entidad con menor densidad de población en México (10 habitantes/km²), distribuida en 18 localidades urbanas y 2 832 rurales (Instituto Nacional de Estadística y Geografía [INEGI], 2010), concentradas en la región sur del estado (Gámez, Geiger, Ivanova, Trasviña, Muhlia, Breceda, Lluch Belda, Toba, Romero, Reyes-Bonilla, Wurl, Ángeles, Cariño, Arizpe, Lluch, Díaz y Zenteno, 2012). La disponibilidad de los recursos naturales, su superficie litoral extensa y su gran atractivo turístico han propiciado que BCS presente el mayor índice de crecimiento poblacional del país (4.5%) en el periodo 2005-2010. Esto se debe sobre todo a un crecimiento en la inmigración de trabajadores desde otros estados del país hacia sus destinos turísticos, y de jubilados e inversionistas estadounidenses (Gobierno del Estado de Baja California Sur [GEBCS], 2017; Gámez et al., 2012). El incremento de la actividad turística y el crecimiento poblacional están directamente relacionados con el crecimiento de la demanda máxima integrada² de energía, que presenta una tasa media de crecimiento anual de 6.3% en el mismo periodo (CENACE, 2018) y un incremento del consumo de energía per cápita, pasando de 2 a 3 megavatios hora por habitante en los últimos 20 años (GEBCS, 2015b).

Baja California Sur se encuentra aislado del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de energía, por lo que su red es estatal y con una interconexión fraccionada entre sus municipios: el sistema de Mulegé en el norte, y el sur conformado por Comondú, que provee electricidad a Loreto, y La Paz, que provee a Los Cabos, por lo que se requiere transportar combustibles fósiles vía marítima para abastecer sus centrales termoeléctricas y producir la electricidad de manera local (Bermudez-Contreras, Thomson e Infield, 2008). Esto ocasiona que el precio de la energía producida presente los mayores costos de operación en México (28.5% más que el promedio nacional para el sector industrial y de servicios), con un mayor consumo de energía en los meses de verano por el uso de sistemas de refrigeración y aire acondicionado en los sectores público, productivo y residencial (GEBCS, 2015b; INEGI, 2017; Vergara, Cabrera y Terán, 2016). La capacidad de generación en BCS en 2017 alcanzó los 812 MW, constituida en 96% por energías fósiles. Las energías limpias (eólica, geotermia y solar) contribuyeron con 4% en la capacidad de generación total de energía, concentrada en los municipios de Mulegé (12 MW) y La Paz (30 MW) en el mismo año (INEGI, 2017; SENER, 2017c).

² Es la integración de la carga horaria durante un año, medida en MW h/h.

La irradiación solar recibida oscila entre los 4.4 y 6.9 kW h/m²/día (Almanza, Cajigal y Barrientos, 1997; Bermudez-Contreras, Thomson e Infield, 2008; GEBCS, 2015b), con valores promedio en verano de 7 a 8 kW h/m²/día en toda la península (Rosas-Flores, Zenón-Olvera y Gálvez, 2019). Esta irradiación es mayor que la del promedio nacional, que es de 5.5 kW h/m²/día (Valle-Pereña y Ortega-Navarro, 2012), por lo que se considera uno de los estados factibles para su aprovechamiento (Beltrán-Morales, García-Hernández, Valdez-Cepeda, Murillo-Amador, Troyo-Dieguez, Larrinaga-Mayoral, Ruiz-Espinoza, Fenech-Larios y García-Rodríguez, 2007; Brancucci Martínez-Anido, Bracho, Brinkman y Hodge, 2018; Etcheverry, 2008; Perea-Moreno y Hernandez-Escobedo, 2016).

El uso de combustibles fósiles es responsable del aumento de casi 80% del dióxido de carbono (CO₂) en el planeta, lo cual propicia un incremento en el calentamiento global y de amenazas como tormentas, sequías, incendios y hambre (Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014; Kimura, 1963). Por ello, resulta inevitable el uso de recursos de energía renovable, como la solar fotovoltaica, para disminuir y revertir los impactos negativos de las energías convencionales (Atak, Çabuk, Bakış y Çabuk, 2019; Callaway, Fowlie y McCormick, 2018).

La irradiación solar anual promedio es un indicador ambiental que utilizan los países para la selección de emplazamientos donde puedan instalarse concentradores fotovoltaicos (CFV), pero no es el único. Se ha propuesto otra serie de indicadores ambientales para seleccionar sitios adecuados para instalar plantas solares fotovoltaicas en Europa, China y países árabes, tales como uso de suelo, clima y condiciones topográficas (Ávila, Bravo y Guerra, 2016; Gathu, Odera y Waithaka, 2017; Shorabeh, Firozjaei, Nematollahi, Firozjaei y Jelokhani-Niaraki, 2019), transporte, infraestructura carretera, áreas protegidas, rutas migratorias de aves, geología e indicadores socioeconómicos, como aceptación social y creación de empleo, entre otros (Atak et al., 2019; Fang, Li y Song, 2018; Harajli, Kabakian, El-Baba, Diab y Nassab, 2020; Kim, Lee y Moon, 2018).

En México, los estudios relacionados con la selección de sitios con potencial para la generación de energías limpias se centran en la evaluación de irradiancia e irradiación solar a partir de estaciones meteorológicas (Arancibia-Bulnes, Peón-Anaya, Riveros-Rosas, Quiñones, Cabanillas y Estrada, 2014; Hernández-Escobedo, Fernández-García y Manzano-Agugliaro, 2017; Perea-Moreno y Hernandez-Escobedo, 2016), en el análisis de ahorro energético, en el gasto del hogar a escala urbana y rural, en el uso de sistemas de información geográfica (SIG) (Hancevic, Nuñez y Rosellon, 2017; Rosas-Flores, Zenón-Olvera y Gálvez, 2019; SENER, 2017b) y en el costo de ciclo de vida de paneles fotovoltaicos en edificios comerciales (Armendariz-Lopez, Luna-Leon, Gonzalez-Trevizo, Arena-Granados y Bojorquez-Morales, 2016).

A escala regional, los trabajos se centran en la evaluación de la irradiación solar en las comunidades urbanas (Perea-Moreno y Hernandez-Escobedo, 2016), en su uso en la desalinización y extracción de agua en comunidades rurales (Beltrán-Morales, García-Hernández, Valdez-Cepeda, Murillo-Amador, Troyo-Dieguez, Larrinaga-Mayoral, Ruiz-Espinoza, Fenech-Larios y García-Rodríguez, 2005; Bermudez-Contreras, Thomson e Infield, 2008), en impactos

económicos y ambientales para mitigar el cambio climático (Vergara, Cabrera y Terán, 2016) y en el análisis financiero en sistemas residenciales (Bermudez-Contreras e Ivanova-Boncheva, 2016).

El uso de modelos espacialmente explícitos en SIG, con incorporación de indicadores como elementos restrictivos de la idoneidad de sitios para la producción de electricidad con energías renovables, está bien documentado en el contexto internacional (Angelis-Dimakis, Biberacher, Dominguez, Fiorese, Gadocha, Gnansounou, Guariso, Kartalidis, Panichelli y Pinedo, 2011; Aydin, Kentel y Duzgun, 2013; Brewer, Ames, Solan, Lee y Carlisle, 2015; Cuesta, Castillo-Calzadilla y Borges, 2020; Majumdar y Pasqualetti, 2019; Hashemizadeh, Ju y Dong, 2020). Los SIG permiten el procesamiento y el análisis de atributos con componentes geospaciales, aplicando criterios restrictivos para la eliminación de áreas no aptas (Yushchenko, Bono, Chatenoux, Patel y Ray, 2018). Para la evaluación de idoneidad se deben incorporar además herramientas de toma de decisiones que permitan la clasificación de criterios con un orden de influencia, asignando pesos en función de la importancia relativa de los factores considerados (Adedeji, Akinlabi, Madushele y Olatunji, 2020).

A escala local, el estudio de Brancucci Martínez-Anido et al. (2018) utiliza un modelo de costo de producción que simula el funcionamiento del sistema de energía eólica y solar para el año 2024 en tres municipios de BCS.

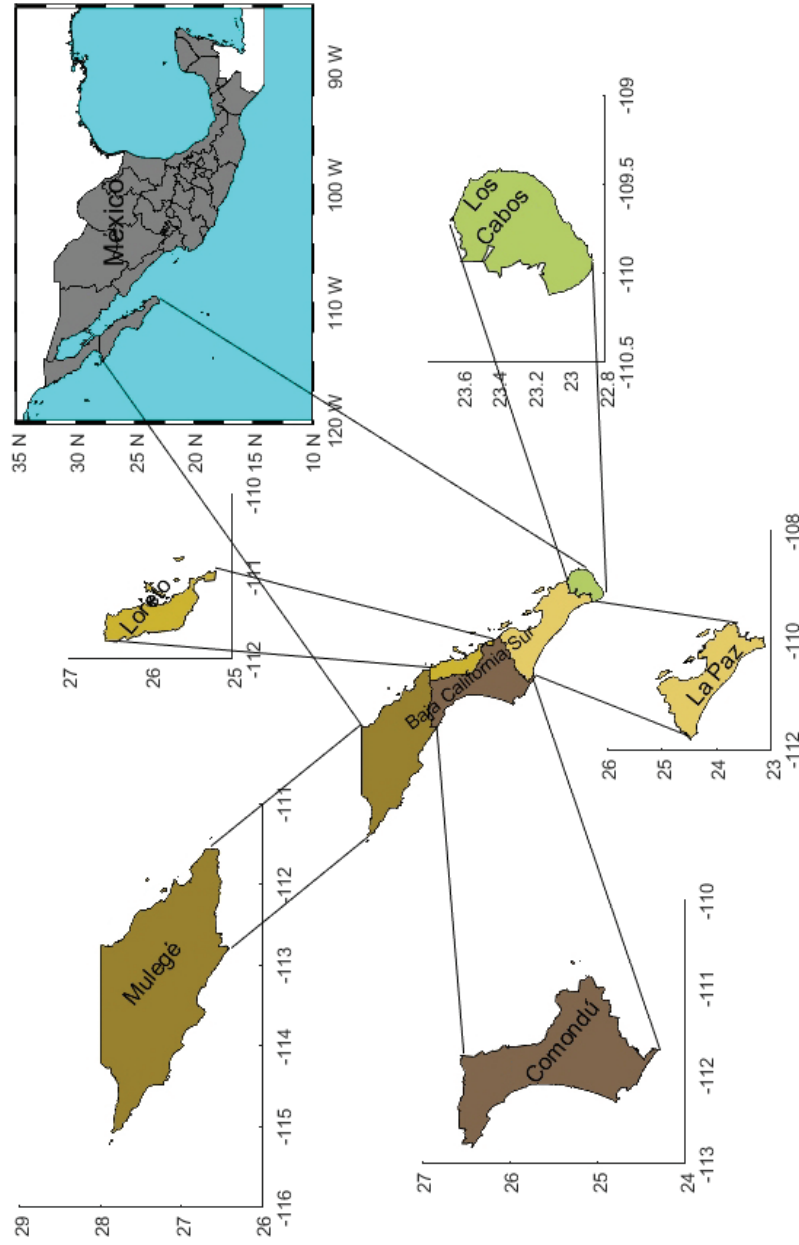
Por lo tanto, el objetivo de este estudio es evaluar el índice de aptitud para la instalación de concentradores fotovoltaicos (CFV) en los municipios de BCS. En las siguientes secciones se describe la identificación de la superficie prospectiva viable a partir de la selección de seis indicadores socioambientales con la mayor categoría disponible y su análisis espacial en ambiente SIG. A continuación se evalúa el índice de aptitud municipal que incorpora estos indicadores socioambientales espacialmente explícitos, asignándoles diferentes pesos o niveles de importancia por análisis multicriterio para determinar su aporte o influencia en el modelo. Después se presenta el análisis de los indicadores en SIG con base en la contribución de cada indicador al modelo, y el cálculo del índice de aptitud para cada uno de los cinco municipios de BCS. Al final se discute el aporte de los indicadores en el modelo de aptitud por municipio, su importancia para los tomadores de decisiones y la posibilidad de su replicación en otras regiones del país.

Materiales y métodos

Área de estudio

El estudio se realizó en Baja California Sur, localizado al noroeste de México y al sur de la península de Baja California (véase figura 3). En términos geopolíticos, está dividido en cinco municipios y su capital es La Paz. Cuenta con una población de 712 029 habitantes, una densidad promedio de 10 hab/km² y una tasa de crecimiento de 2.6%, que está por arriba del promedio nacional (1.4%) (INEGI, 2010 y 2015). Limita al norte con el estado de Baja California, situado por encima del paralelo 28° N, al este con el golfo de California y al sur y al

Figura 3. Baja California Sur y sus cinco municipios



Nota: el eje de las ordenadas es la latitud norte; el de las abscisas es la longitud oeste; unidad en grados decimales.
Fuente: elaboración propia.

oeste con el océano Pacífico. Se extiende por una superficie de 73 922 km² que ocupa 3.8% del territorio nacional. La regionalización del área de estudio se realizó con base en la división municipal del INEGI (2018), con el objetivo de determinar tanto la superficie viable como la aptitud para la instalación de CFV por municipio.

Selección de indicadores socioambientales

Red carretera y eléctrica. Se utilizaron 137 mapas topográficos tipo vectorial a escala 1:50 000 dentro de la superficie de BCS para calcular la longitud de la red carretera y de caminos, así como de las líneas de transmisión eléctrica por municipio y el total estatal de éstas (Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad [CONABIO], 1999 y 2016; INEGI, 2018). Se generaron áreas de amortiguamiento o búfer alrededor de los ejes vectoriales con anchos distintos, según las categorías de viabilidad descritas en la tabla 1. Esta restricción permite seleccionar áreas muy cercanas a las redes carreteras y eléctricas como criterio de protección de la infraestructura y eficiencia de uso de instalaciones preexistentes (Domínguez, 2003; Prados Velasco, Rodríguez, Domínguez y Vázquez, 2011; Rodríguez Gámez, 2011). Los mapas y el análisis espacial se georreferenciaron al sistema cartográfico proyectado Universal Transversal de Mercator (UTM) y Datum WGS84.

Se descartaron las superficies que están dentro de las zonas restrictivas para la actividad, tales como las áreas naturales protegidas (Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas [CONANP], 2017; DOF, 1988b, 2000 y 2014), las zonas de Patrimonio Mundial Natural y Cultural (Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura, 1972) y las que tienen usos de suelo no aptos para la instalación de CFV, tales como cuerpos de agua, costas, playas, dunas, bancos de arena, áreas verdes, áreas residenciales, salinas y presas (Domínguez, 2003).

Pendientes del terreno. Se utilizó un modelo digital de elevación (MDE) tipo superficie para BCS, con una resolución espacial de 15 metros, escala 1:50 000, del INEGI (2013). Se clasificaron las pendientes (en grados) del terreno en cinco categorías (véanse tabla 1 y figura 5), utilizando herramientas de geoprocésamiento en SIG. Se transformaron los resultados de formato raster a vectorial para facilitar la superposición de mapas e indagación espacial, con lo cual se obtuvo la superficie por rangos de pendiente y por municipio. La información se georreferenció al sistema proyectado UTM y Datum WGS84.

Temperatura promedio. La temperatura anual promedio se obtuvo del conjunto de datos vectoriales de INEGI (2007) así como de datos raster mensuales de Fick y Hijmans (2017) con resolución espacial de 2.5 minutos o ~4 km para el periodo 1970-2000. Se clasificaron los datos en cinco rangos (véanse tabla 1 y figura 4) para facilitar el geoprocésamiento de intersección de capas en SIG.

Tabla 1. Indicadores para determinar la categoría de superficie viable en BCS

Indicador	Categoría de superficie viable					Descripción
	Muy alta	Alta	Media	Baja	Nula	
Red carretera	Superficie de amortiguamiento o búfer de 50 m a 1 000 m	Búfer de 1 000 m a 2 000 m	Búfer de 3 000 m a 4 000 m	Búfer de 4 000 m a 5 000 m	Búfer de más de 5 000 m	Para este factor se toman en cuenta dos restricciones al mismo tiempo: una de protección de la propia infraestructura y otra de cercanía a la misma, además de criterios de eficiencia, usando la infraestructura preexistente, estableciendo como restricción la distancia inferior a 150 m (Rodríguez, 2010) y superior a 5 km
Pendiente del terreno	Superficie con pendientes de 0 a 4°	Superficie con pendientes entre 5 y 10°	Superficie con pendientes entre 11 y 15°	Superficie con pendientes entre 16 y 20°	Superficie con pendientes que superan los 20°	Las pendientes no deberían ser superiores a 4 grados según el criterio de Domínguez (2002), no atendiendo tanto a aspectos técnicos, ya que los fabricantes de estructuras afirman tener modelos de seguidores que permiten su funcionamiento con pendientes de hasta 20 grados, sino más bien a criterios de protección del paisaje
Red eléctrica	Superficie de amortiguamiento o búfer de 50 a 1 000 m	Búfer de 1 000 a 3 000 m	Búfer de 3 000 a 7 000 m	Búfer de 7 000 a 10 000 m	Búfer de más de 10 000 m	Se establece un radio de protección de la infraestructura a 50 m (Rodríguez, 2010) y un radio de eficiencia de 10 km (Domínguez, 2002)
Irradiación solar anual promedio	Mayor a 6.5 kW h/m ²	Entre 4.5 y 6.5 kW h/m ²	Entre 2.5 y 4.5 kW h/m ²	Entre 1.8 y 2.5 kW h/m ²	Menos de 1.8 kW h/m ²	Irradiación horizontal global (IHG) anual promedio del periodo 1998-2014. Datos del National Renewable Energy Laboratory (NREL) y el Modelo Solar Físico v3.0.1. Datos del promedio mensual y anual de la IHG, en formato de cuadrantes de superficie de 0.038 grados en latitud y longitud, o nominalmente 4 x 4 km de resolución espacial. Los valores de radiación solar representan el recurso disponible para los sistemas de energía solar. La IHG se obtuvo para cielos despejados utilizando el modelo REST2. Los datos se promediaron a partir de los mapas de IHG anual promedio durante 17 años (1998-2014). Los metadatos de esta variable se pueden revisar en Habte et al. (2017) y Sengupta et al. (2018)
Tipo de localidad	Mayor o igual a 2 500 habitantes (hab.)	Mayor o igual a 2 500 hab.	Mayor o igual a 2 500 hab.	Menor a 2 500 habitantes	Menor a 2 500 habitantes	La cercanía con centros de población urbana (≥2 500 hab.) aumenta la factibilidad de construir una planta solar que abastezca a éstos, pero que se construya fuera de sus límites. En zonas rurales (<2 500 habitantes) es menor la factibilidad de construir plantas solares por las altas inversiones y la baja demanda
Temperatura anual promedio	Superficie con rango de 20 a 25° C	De 26 a 29° C	De 30 a 35° C	De 36 a 40° C	Mayor a 40° C y menor a 15° C	Las células de silicio entregan su mayor voltaje a 25° C; por cada grado más, el rendimiento disminuye entre 0.3 y 0.7%

Fuente: elaboración propia.

Irradiación solar. Los datos de radiación solar se obtuvieron del Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) del Departamento de Energía de Estados Unidos de América a partir del Modelo Físico Solar (PSM), versión 3.0.1, el cual utiliza enfoques físicos y empíricos (Habte, Sengupta y Lopez, 2017; Maxwell, 1998; Sengupta, Xie, Lopez, Habte, Maclaurin y Shelby, 2018). La información de las nubes, aerosoles y de vapor de agua se utilizó como entradas a los modelos de transferencia radiativa para calcular la irradiación horizontal global (IHG), en kW h/m²/día, para un periodo de 17 años (1998-2014).

Los mapas resultantes en formato vectorial corresponden al promedio anual del periodo analizado, con una resolución espacial de 16 km² (celdas de 0.038 grados en latitud y longitud, o nominalmente 4 km) (Habte, Sengupta y Lopez, 2017; Sengupta et al., 2018).

Localidades. La base de datos de las localidades urbanas y rurales se obtuvo de la CONABIO (2014), del INEGI (2016) en formato vectorial, como puntos y polígonos. Debido a que no existe un criterio de cercanía con el que puedan incluirse o excluirse las superficies viables para la instalación de CFV, se utilizó sólo el criterio de eliminar la superficie de los polígonos urbanos de las áreas viables generadas por intersección de los otros indicadores procesados.

Superficie viable

Con la agrupación de las cinco clases de cada uno de los indicadores socioambientales propuestos, se identificaron cinco rangos de superficie prospectiva viable para la instalación de CFV (véase tabla 1). En este estudio, sólo se identificó y se seleccionó la superficie con la mayor categoría disponible de los seis indicadores socioambientales, utilizando análisis espacial y superposición de mapas en ambiente SIG, en los municipios de BCS.

Modelo de aptitud municipal

Dentro del enfoque del ordenamiento territorial, la evaluación de aptitud o uso potencial de un territorio contempla su capacidad para el establecimiento de diversos sistemas productivos o de uso de suelo, prediciendo dicho uso con base en los atributos ambientales, las limitantes y las restricciones (Artunduaga, 2010; Gómez Orea, 1992; Mendoza, Plascencia, Alcántara-Concepción, Rosete y Gerardo, 2009). En el presente estudio la aptitud o idoneidad en el contexto de energías renovables se define como el conjunto de factores o condiciones socioambientales requeridas para la ubicación óptima donde se pueden realizar inversiones en instalaciones de CFV para el aprovechamiento de energía solar.

Una vez que se identificó y se seleccionó la superficie con muy alta viabilidad, se realizó un análisis y un modelado espacial en ambiente SIG para ubicar los municipios más aptos para la instalación de CFV, de acuerdo con lo propuesto por Fischer y Nijkamp (1993), y con los criterios de planificación de Birkin (1990). El criterio de irradiación no fue seleccionado de entre las cinco categorías de viabilidad propuestas, ya que los rangos con alta y muy alta viabilidad dentro de las alternativas posibles se encuentran sobre la totalidad del

estado, por lo que se utilizó el mapa de irradiación horizontal global promedio para todo éste (véanse figuras 8 y 9). El modelo contempló el cálculo de un índice de aptitud en cada municipio de BCS, conformado por la suma ponderada y normalizada de los valores de los indicadores socioambientales descritos en la tabla 1, dentro de la categoría de muy alta superficie viable.

Para la asignación de pesos (ponderación) a los criterios seleccionados, se utilizó el método jerárquico analítico (AHP por sus siglas en inglés) descrito por Saaty (1987 y 1990) y por Saaty y Vargas (2012), basado en una comparación por pares a partir de la construcción de una matriz cuadrada, donde se evalúa la importancia de una variable sobre otra a juicio del decisor o experto, para así establecer el eigenvector principal que establece los pesos (w_i), lo cual proporciona una medida cuantitativa de la consistencia de los juicios de valor entre pares de variables (factores) conforme a una escala de medida de 1 a 9 y su inversa. Se utilizó el programa Super Decisions (Adams y Saaty, 2003), el cual permite obtener un índice de inconsistencia de los juicios en la matriz de comparaciones pareadas, que debe ser menor a 0.1 (Saaty y Vargas, 1994 y 2012).

Dado que las unidades de medición de cada uno de los indicadores son diferentes entre sí, se normalizaron los datos para su comparación e integración. La normalización se realizó mediante la fórmula 1 de máximos y mínimos de Nijkamp (1977), cuyo valor resultante está dentro de un rango de 0 a 1.

$$B_i = \frac{x_i - \min x_{ij}}{\max x_{ij} - \min x_{ij}} \quad \text{Fórmula 1}$$

Donde:

B_i = Valor del indicador normalizado

x_i = Valor del indicador a normalizar

$\max x_{ij}$ = Valor máximo dentro del rango del indicador

$\min x_{ij}$ = Valor mínimo dentro del rango del indicador

Luego de asignar pesos a cada una de las variables que constituyen la matriz propuesta y de normalizar los valores de los indicadores socioambientales, se evaluó el índice de aptitud para cada municipio aplicando la técnica de la suma lineal ponderada con la fórmula 2, de forma tal que el valor obtenido representa la capacidad de un municipio para el aprovechamiento adecuado de energía solar con la instalación de CFV. Estos resultados se obtuvieron multiplicando los pesos obtenidos para cada criterio por sus valores normalizados.

$$s_i = \sum_{i=1}^n (w_i B_i) \quad \text{Fórmula 2}$$

Donde:

s_i = es el índice de aptitud de un área para ubicar una instalación de energía solar.

w_i = es el peso del indicador i .

B_i = valor normalizado del indicador.

n = número de indicadores involucrados en la investigación.

Mediante la herramienta de geoprocésamiento en SIG, se representó el mapa de aptitud para la instalación de sistemas de generación de energía solar fotovoltaica en los municipios de BCS. Se clasificó el grado de aptitud en cinco rangos: muy baja (0-0.19), baja (0.20-0.39), media (0.40-0.59), alta (0.60-0.79) y muy alta (0.80-1).

Para el análisis y el procesamiento de la información dentro del ambiente SIG, se usaron los programas QGIS (Quantum, 2016), Global Mapper (Blue Marble Geographics, 2013) y Arc Map (ESRI, 2014).

Resultados y discusión

Indicadores socioambientales

En la tabla 2 se presentan los resultados de la suma de los indicadores *población total*, *búfer de carreteras*, *superficie con pendientes <4°*, *longitud de líneas de transmisión*, *IHG anual promedio* y *superficie con temperaturas óptimas (22-24 °C)*, dentro de la categoría de muy alta viabilidad.

Tabla 2. Resultados de los indicadores dentro de la categoría de muy alta superficie viable en BCS

Municipio	Población 2015	Búfer carreteras (km ²)	Superficie con pendiente 0-4° (km ²)	Longitud líneas de transmisión (km)	IHG anual promedio (kW h/m ² /día)	Superficie con temperatura entre 22 y 24 °C (km ²)
Los Cabos	287 671	1 684.0	1 529.3	430.0	6.13	2 432.8
La Paz	272 711	2 217.0	9 123.0	903.7	6.18	5 690.2
Comondú	72 564	8 069.0	11 548.5	744.3	6.21	4 451.2
Loreto	18 912	6 685.0	1 230.1	112.5	6.18	1 357.8
Mulegé	60 171	7 379.0	19 251.6	273.5	6.18	3 317.7
Total	712 029	26 034.0	42 682.5	2 464.0	6.18	17 249.7

Nota: para el caso de IHG anual promedio, se presenta el promedio total por municipio y el promedio estatal. En los demás casos se presenta el valor total por municipio y la suma para BCS. Fuente: elaboración propia.

En los municipios de Los Cabos y La Paz se concentra 78% de la población, distribuida en 25% de la superficie estatal, sobre todo en seis localidades urbanas (GEBCS, 2015a; INEGI, 2015). Esto genera una alta presión por la demanda de recursos energéticos para satisfacer tanto las necesidades que se presentan por el incremento de las actividades del turismo como por el uso de sistemas climatizados en los hogares, debido a las altas temperaturas que se registran en verano.

Las temperaturas máximas extremas en BCS pueden alcanzar los 40°C y hasta más en los meses de verano (entre junio y septiembre), aunque el promedio anual oscila entre 15 y 24°C (véase figura 4). Las temperaturas más altas se presentan en la costa este de BCS y sobre todo en el municipio de Los Cabos (Servicio Meteorológico Nacional [SMN], 2010). Debido a que los paneles solares tienen su mejor rendimiento a temperaturas de 25°C y al hecho de que por cada grado que se incrementa el calor —el rendimiento disminuye de 0.3-0.7%—, podría presentarse una disminución de 10% en la entrega de su voltaje, en la región oriental de BCS.

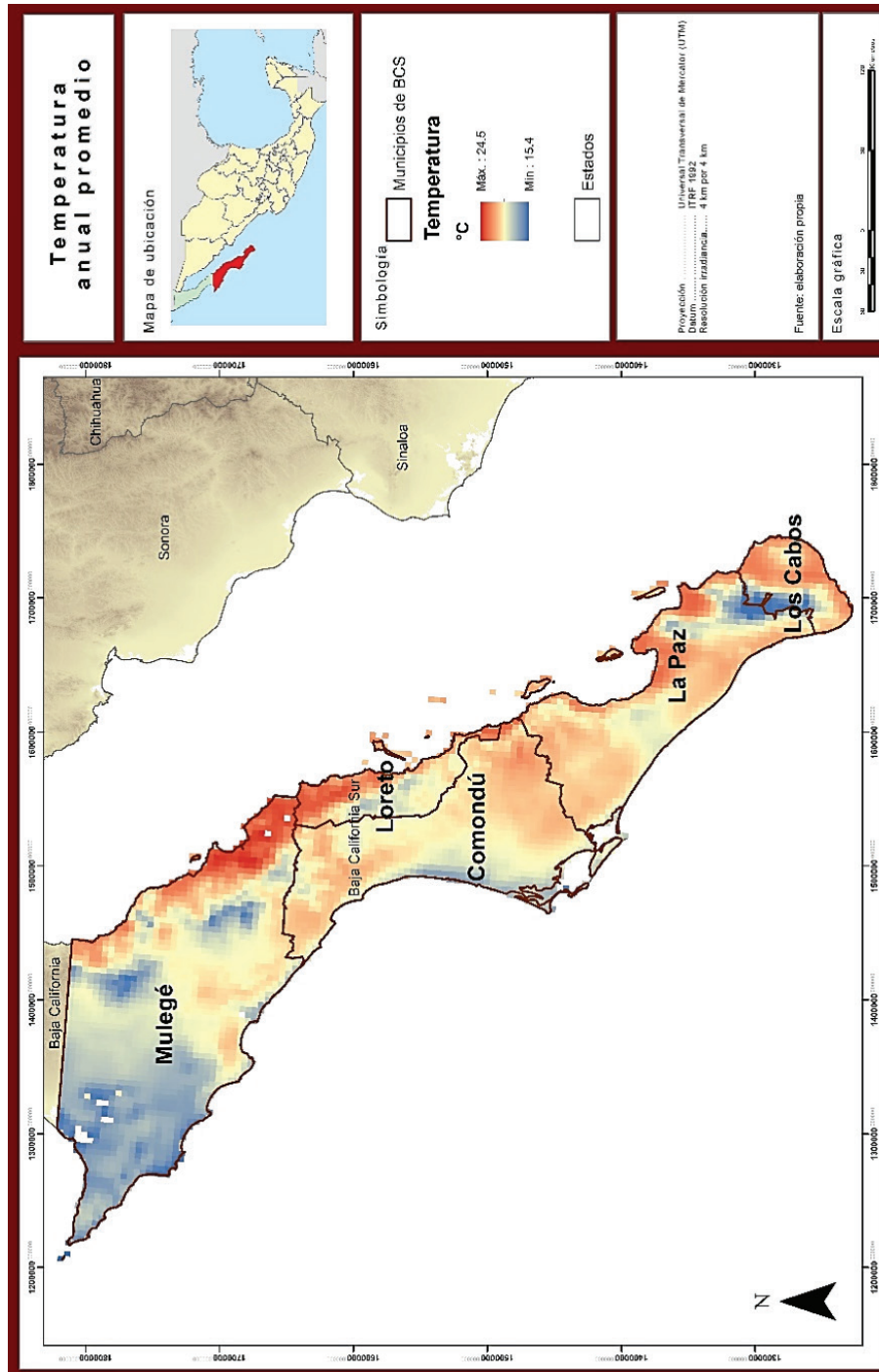
El sistema vial y la red eléctrica en el estado se caracterizan por recorrer toda su longitud por un eje semicentral, del cual derivan ramales de caminos de terracería, en su mayoría hacia las más de 2 800 localidades rurales dispersas en todo el territorio. Tanto los caminos pavimentados como la red eléctrica estatal no llegan a todas las localidades del estado, lo que limita su desarrollo productivo. Varias localidades del centro y del norte de la entidad, sobre todo en los municipios de Comondú y Mulegé, en la costa del Pacífico mexicano, carecen de servicios básicos, como agua potable, drenaje y energía eléctrica, y de apoyo, como telefonía, internet y tratamiento de aguas residuales. Los requerimientos de energía de las localidades se satisfacen casi siempre utilizando motores generadores diésel, ya que, según la Comisión Federal de Electricidad (CFE), en 2016 había 284 206 usuarios de energía eléctrica registrados, lo cual representa 40% de la población de BCS (INEGI, 2017).

Las pendientes geográficas en el estado se caracterizan por ser muy bajas en la costa occidental del Pacífico mexicano, y abruptas en su costa oriental colindante con el golfo de California (véase figura 5). Esto se debe a que el territorio de BCS es recorrido a lo largo por una sierra paralela a la costa, con extensos llanos por el oeste y laderas escarpadas por el este (INEGI, 2013).

La radiación solar en el periodo analizado (1998-2014) para BCS presentó un rango máximo de 822 (kW h/m²/día). Como se observa en la figura 6, la IHG anual promedio en los cinco municipios se ubicó dentro de la categoría de superficie con alta viabilidad (entre 4.5 y 6.5 kW h/m²/día). Para el cálculo del índice de superficie viable, así como del índice de aptitud municipal, se utilizó el valor anual promedio de IHG por municipio, ya que no se encontraron valores dentro de las categorías de muy alta (>6.5 kW h/m²), media (2.5 a 4.5 kW h/m²), baja (1.8 a 2.5 kW h/m²) y nula (<1.8 kW h/m²) superficie viable para este indicador.

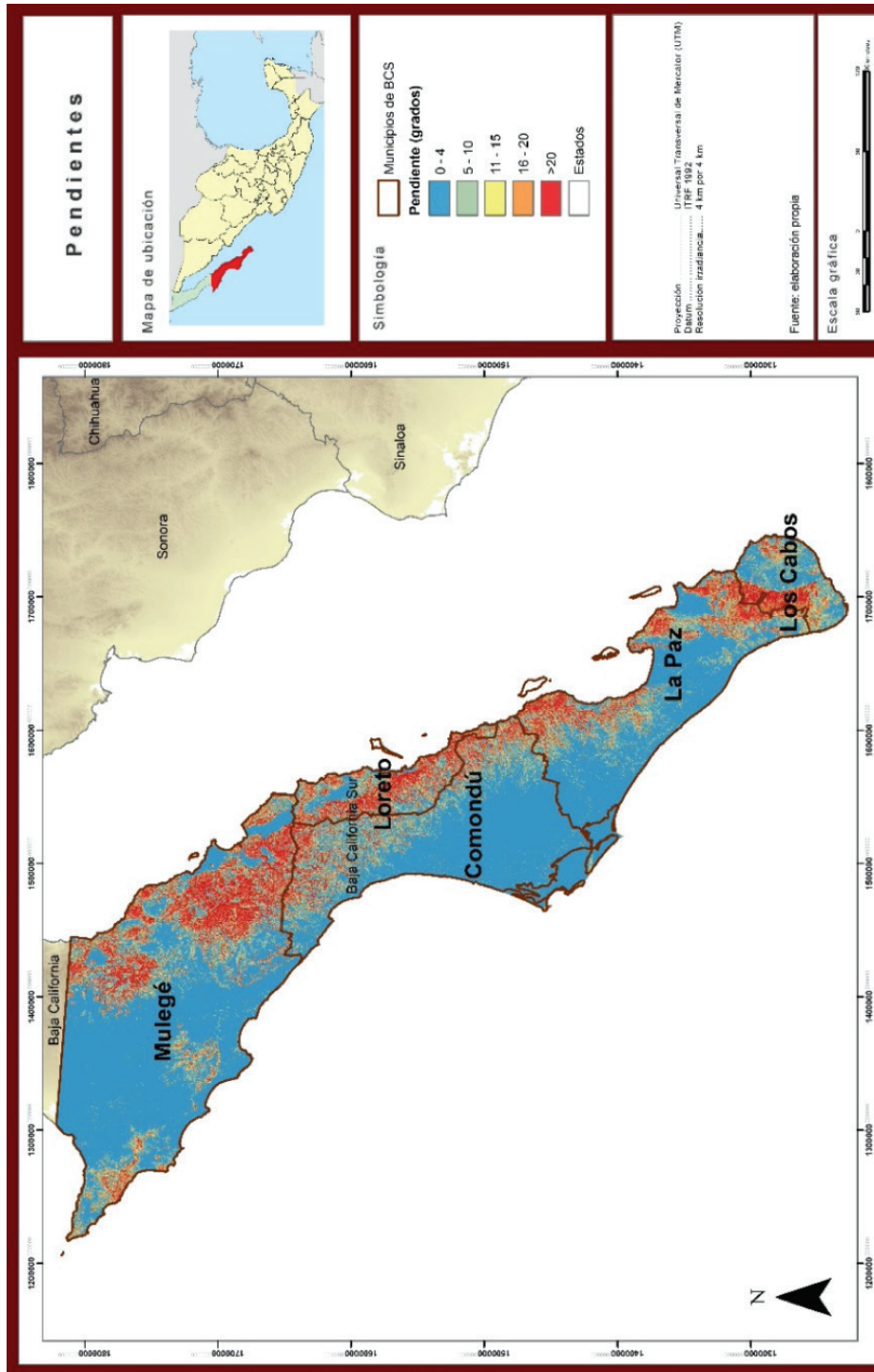
La figura 7 presenta la IHG anual promedio obtenida para los municipios de la región sur y central del estado: Los Cabos, La Paz y Comondú. La figura 8 presenta los resultados para los municipios de la región central y del norte: Loreto y Mulegé. La IHG anual promedio es mayor en la región costera del Pacífico, sobre todo en el municipio de La Paz, noroeste y suroeste de Comondú y oeste de Mulegé. El promedio estimado de la IHG en este estudio es similar a lo reportado por Bermudez-Contreras, Thomson e Infield (2008) y Brancucci Martínez-Anido et al. (2018). Gámez et al. (2012) sugieren que con este potencial de energía solar es posible una reconversión energética para abastecer el incremento en la demanda de energía por el desarrollo del turismo y el aumento de

Figura 4. Mapa de temperatura anual promedio (°C) en los municipios de BCS



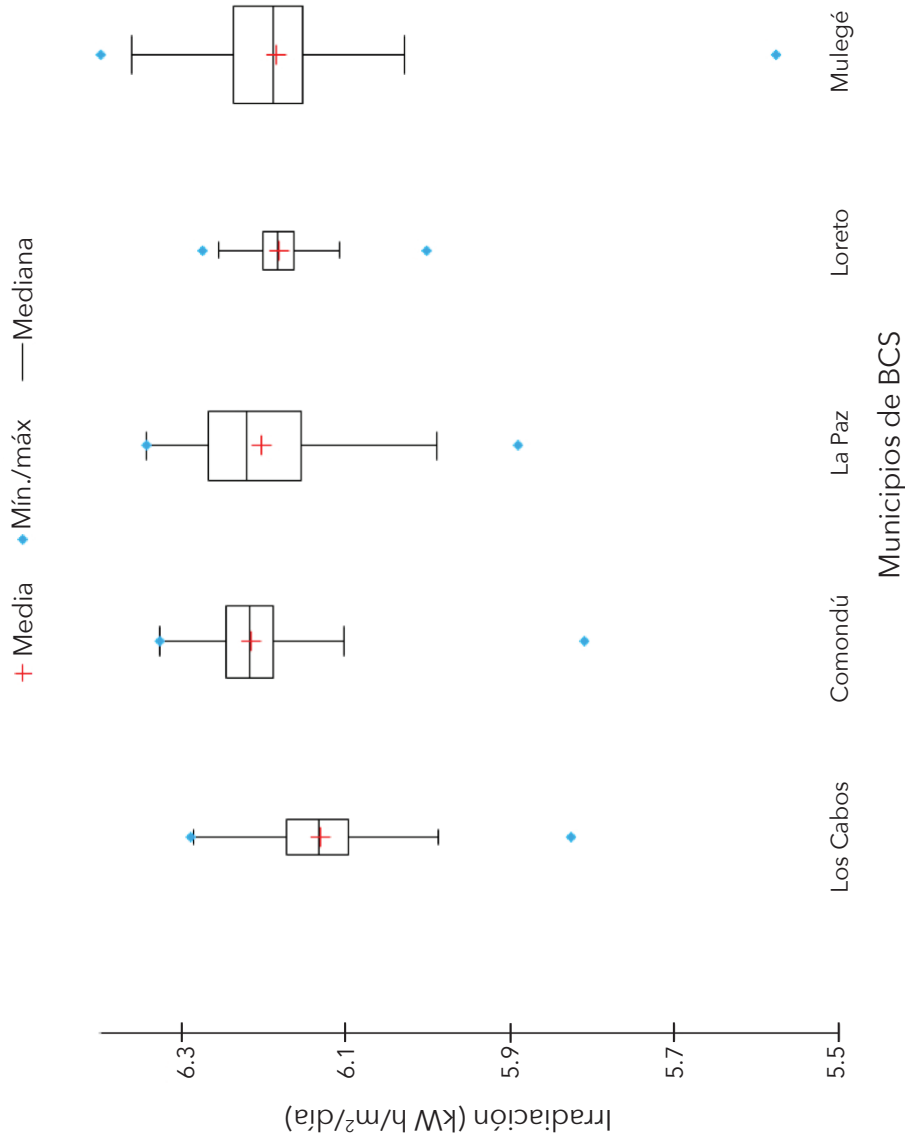
Fuente: elaboración propia.

Figura 5. Mapa de pendientes en grados angulares en los municipios de BCS



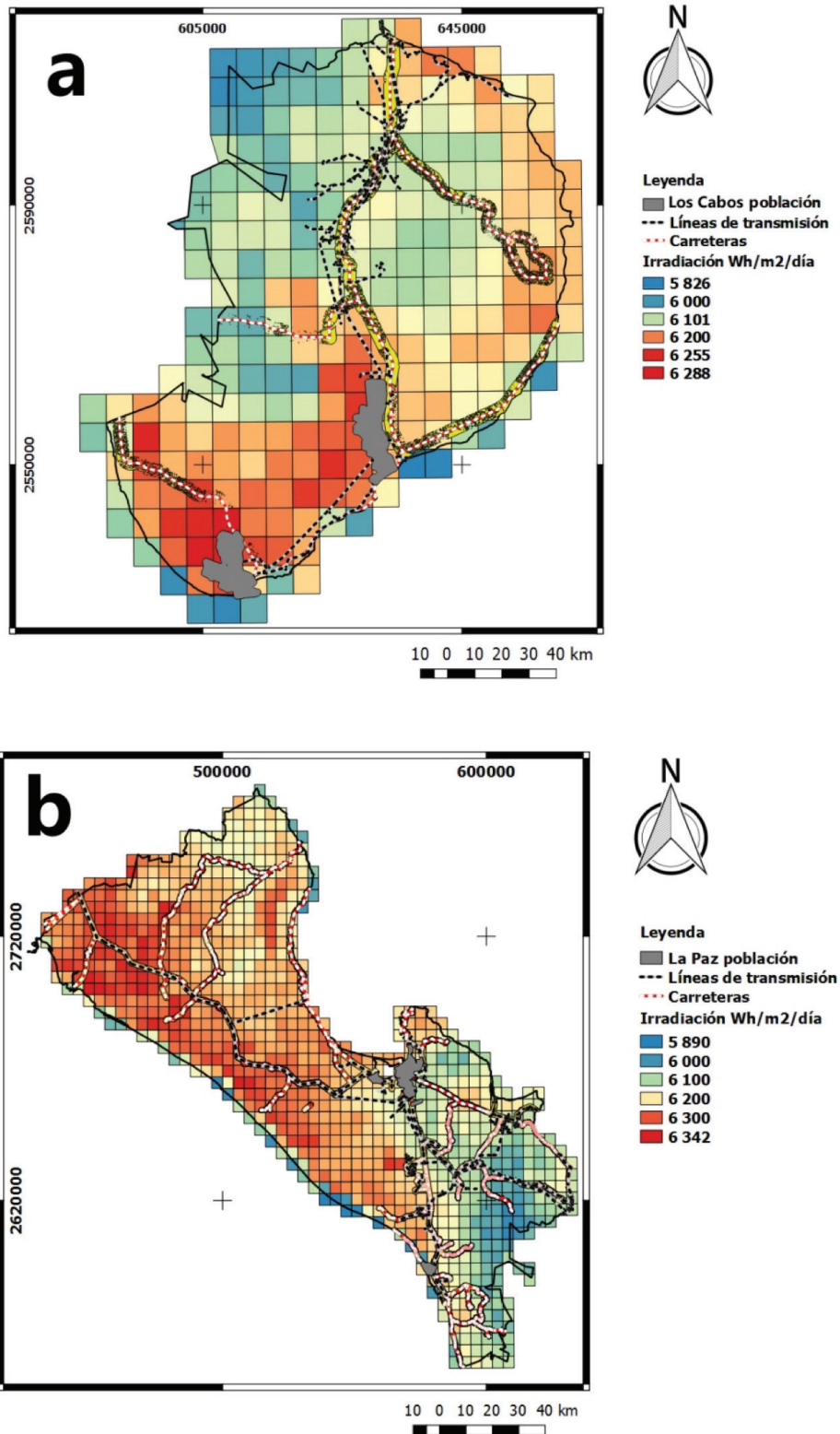
Fuente: elaboración propia.

Figura 6. Irradiación horizontal global (IHG) anual promedio en los municipios de BCS



Nota: cruces rojas representan el IHG anual promedio; y puntos azules, el IHG mínimo/máximo. Los límites superior e inferior de las cajas representan el 1er y 3er cuartil. La línea horizontal es la mediana. Las barras verticales representan la media \pm 1.96 por la desviación estándar (SD).
 Fuente: elaboración propia.

Figura 7. Irradiación horizontal global (IHG) anual promedio (kW h/m²/día) en Los Cabos (a), La Paz (b) y Comondú (c), 1998-2014



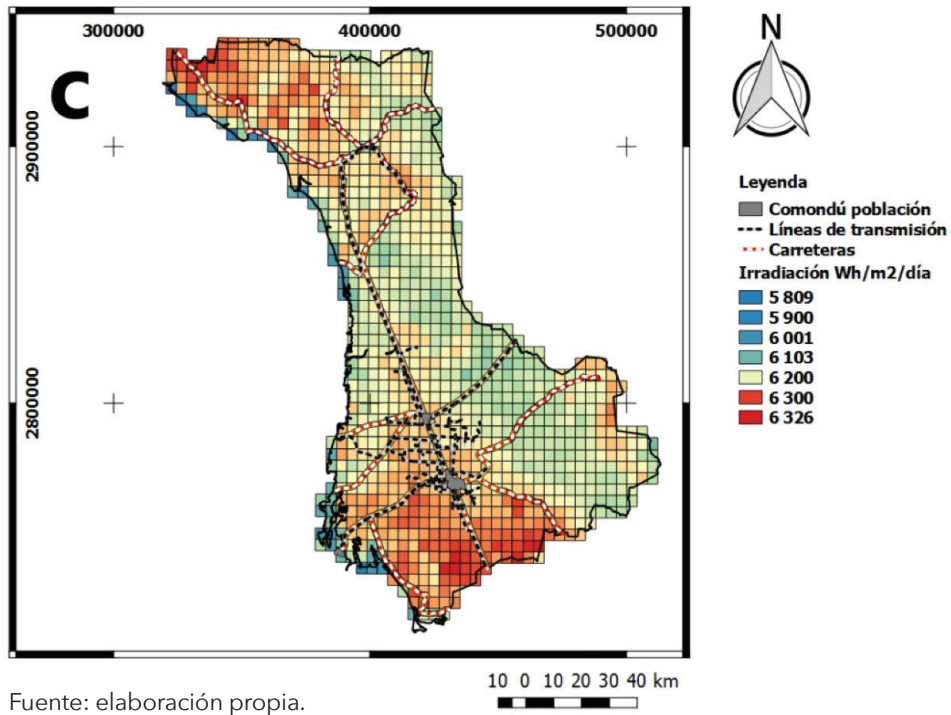
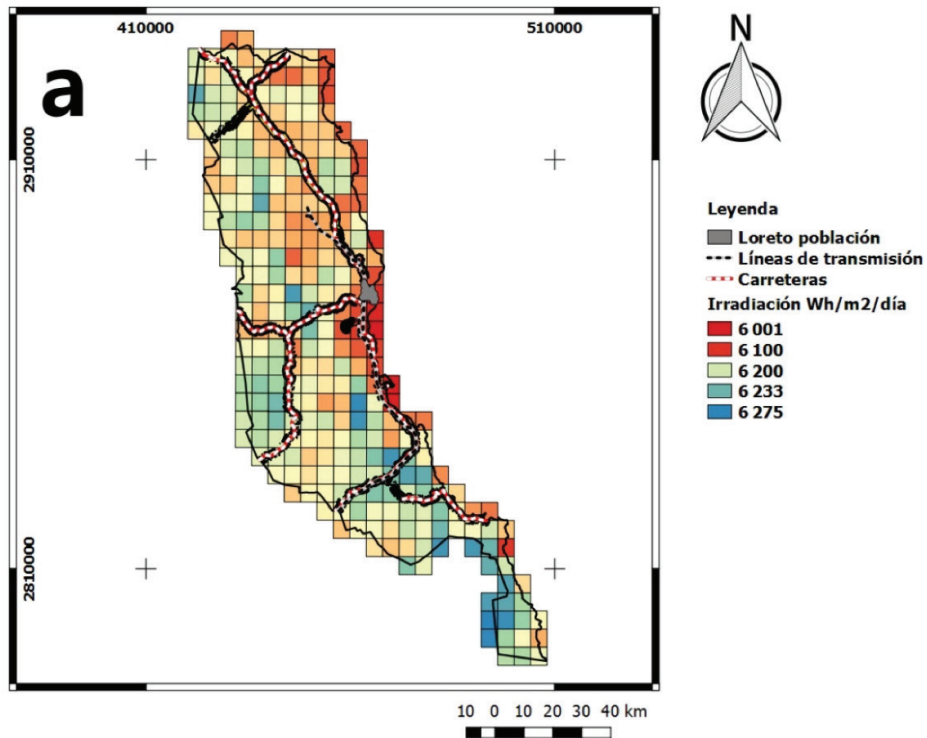
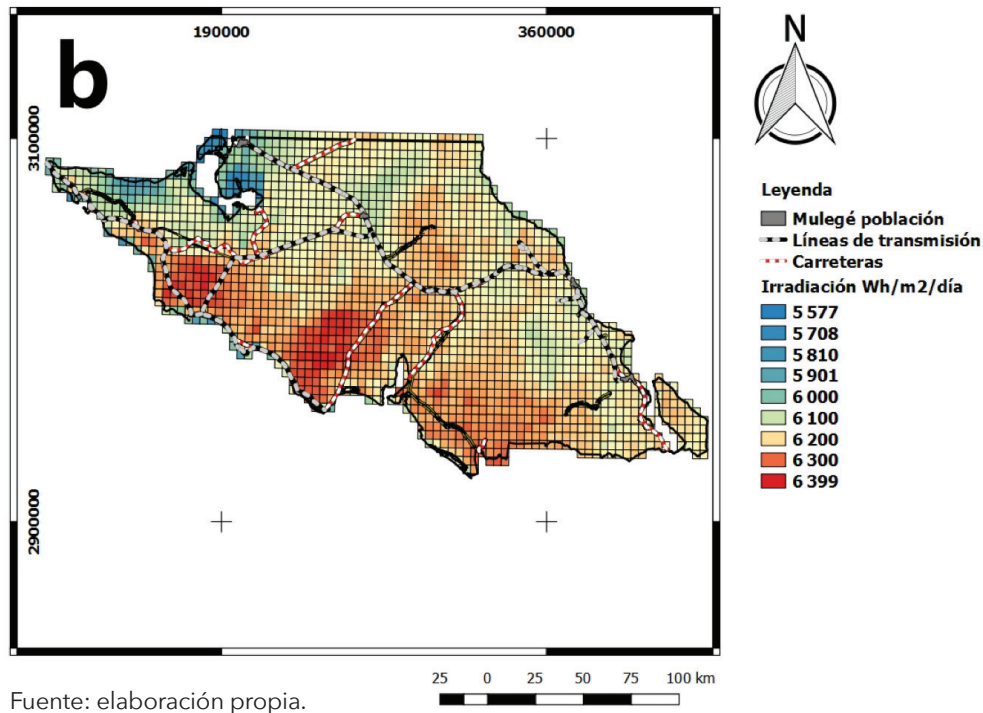


Figura 8. Irradiación horizontal global (IHG) anual promedio (kW h/ m2/día) en Loreto (a) y Mulegé (b), 1998-2014





la población en La Paz y Los Cabos –la producción de energía aumentó 189% en el periodo de 2005 a 2009– y reducir con ello los porcentajes de contribución a las emisiones totales de CO₂ de este sector en BCS (Gámez et al., 2012; Vergara et al., 2016).

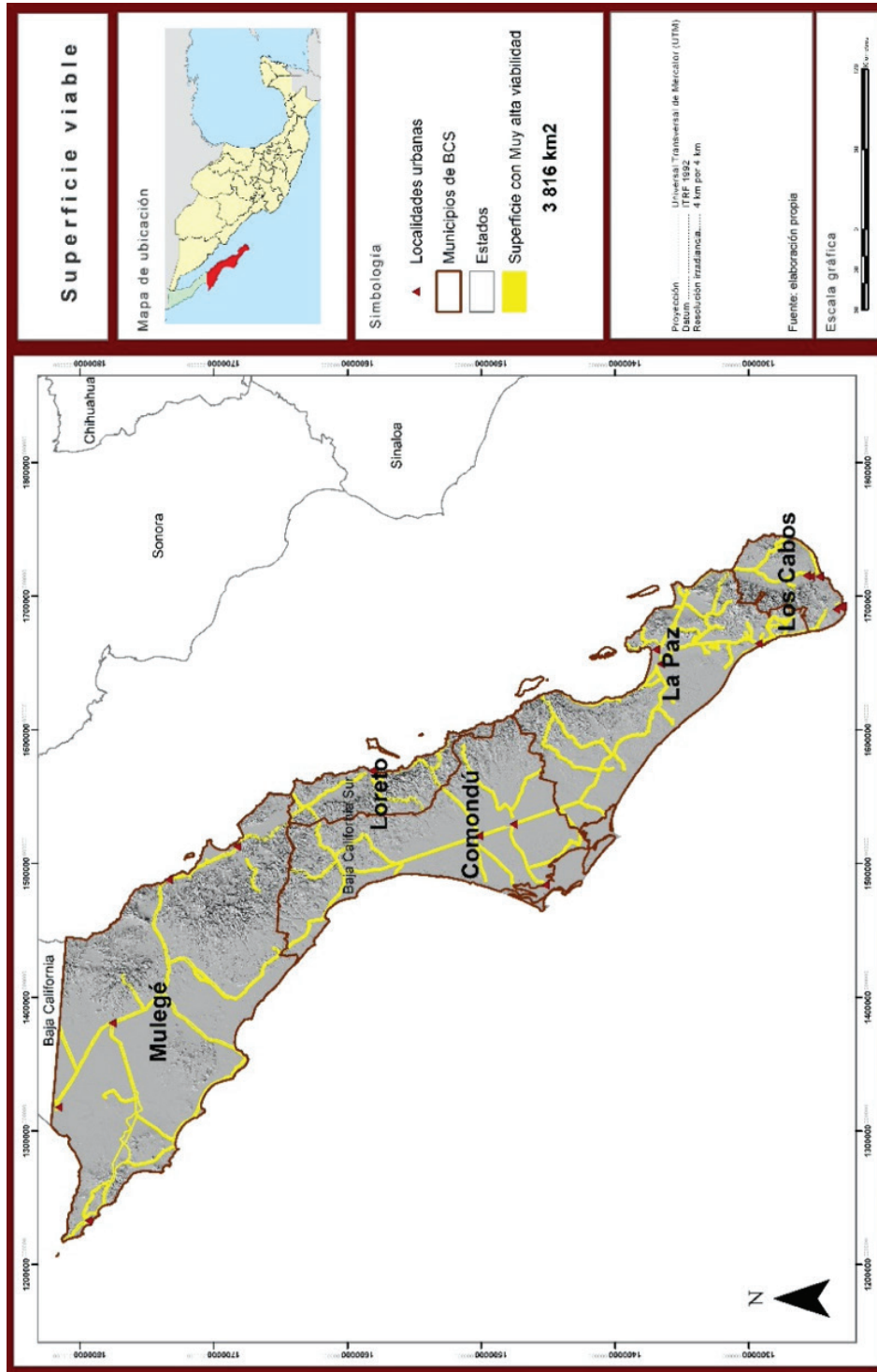
Superficie viable

La intersección de las superficies en SIG de cada uno de los indicadores cuyos valores se encontraron dentro de la categoría de muy alta superficie viable descrita en la tabla 1 y presentados en la tabla 2, permitió obtener la superficie viable total por municipio y para todo el estado (véase figura 9).

Los resultados muestran que las superficies viables para la generación de energía solar mediante la instalación de CFV suman 3 879 km², lo cual representa 5.3% de la superficie estatal. A escala municipal, la superficie viable para la generación solar, en proporción con la superficie total, fue de 4.2% en Los Cabos, 7.51% en La Paz, 5.6% en Comondú, 2.9% en Loreto y 4.5% en Mulegé.

Como se observa, la superficie viable depende de las áreas de amortiguamiento o búfer de las carreteras y de las líneas de transmisión eléctrica en BCS que no se encuentren en terrenos con pendientes mayores a 4°. Tanto la temperatura como la irradiación solar no fueron limitantes en la exclusión de superficie viable, ya que se utilizaron valores anuales promedio en el análisis. Esto no permite determinar si esta viabilidad se vería disminuida durante los

Figura 9. Mapa de superficie viable para la instalación de concentradores fotovoltaicos en Baja California Sur



Fuente: elaboración propia.

meses de mayor temperatura (de junio a septiembre) debido a la pérdida de eficiencia de los paneles solares o a una menor incidencia de irradiación solar en los meses invernales (3.5-4.4 kW h/m²/día en diciembre).

Índice de aptitud municipal

Los resultados del método AHP para la asignación de pesos o niveles de importancia a los indicadores socioambientales seleccionados muestran que *búfer de carreteras*, *superficie con pendientes <4°* y *longitud de líneas de transmisión*, presentaron los valores más altos (0.26), seguido del indicador *IHG anual promedio* (0.13), *población* (0.04) y *superficie con temperaturas óptimas* (0.02) (véase figura 10). El índice de inconsistencia obtenido en el análisis multicriterio AHP fue menor a 0.01.

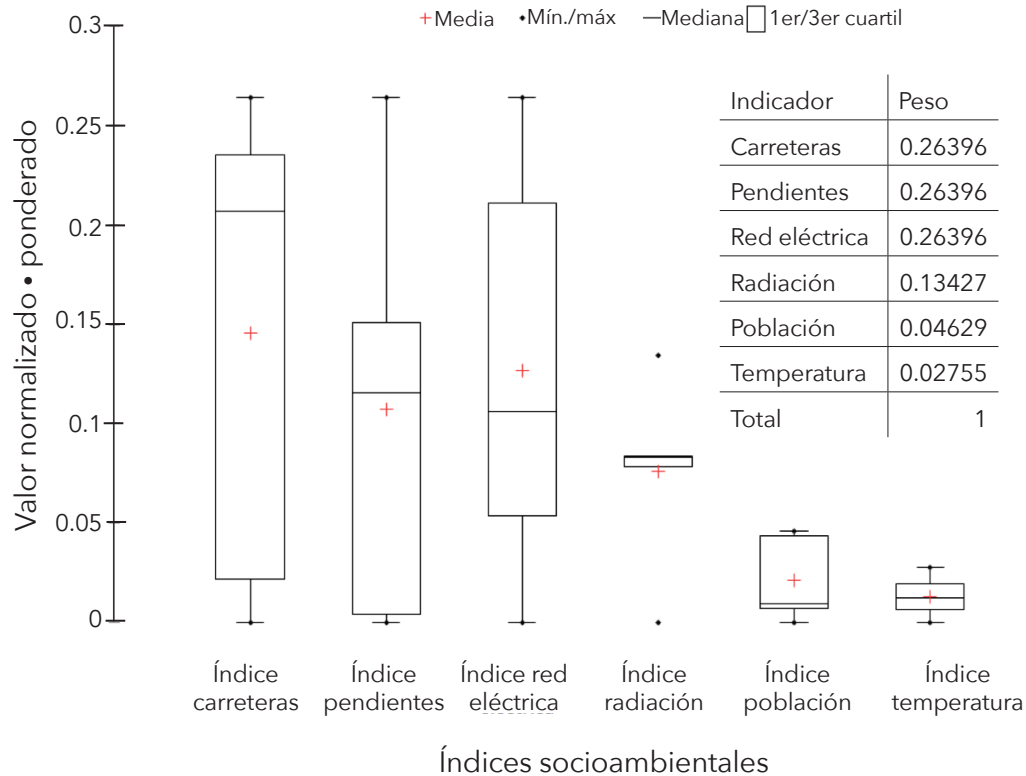
Con la asignación de pesos diferenciados para cada uno de los indicadores socioambientales y su multiplicación por el valor resultante de la tabla 2, normalizado con anterioridad, se obtuvo la contribución de éstos al índice de aptitud en BCS. Los estadísticos descriptivos del resultado de este proceso por tipo de indicador se presentan en la figura 10.

Si bien es posible ubicar instalaciones fotovoltaicas tanto en entornos urbanos como en zonas remotas sin infraestructura cercana, en este estudio se consideraron instalaciones que se interconecten a la red eléctrica existente para su distribución y consumo (González García, Cárdenas Galindo y Álvarez Salas, 2019). Por ello, una superficie cercana a la red vial y a la red eléctrica es primordial en la selección del emplazamiento tipo CFV, porque permite una interconexión inmediata con el sistema estatal de distribución eléctrica, sin incurrir en costos extras (Brewer et al., 2015; Majumdar y Pasqualetti, 2019). Además, se requiere garantizar la protección de la red eléctrica y de la vial dentro de un radio específico (Rodríguez Gámez, 2011), así como sus áreas destinadas a las servidumbres de paso y a los trabajos de mantenimiento y seguridad, por lo que el búfer más cercano a este sistema, sin incurrir en daños posibles, es la franja de 50 a 1 000 m.

Con respecto a la variable *superficie con pendientes <4°*, su peso radica en que las zonas con poca elevación o depresión del suelo presentan baja amenaza a posibles deslizamientos que pudieran dañar la obra civil y el equipo, además de que se requieren procesos de nivelación y relleno mínimos, lo cual repercute en un menor impacto ambiental y costos reducidos (Domínguez, 2003; Rodríguez Gámez, 2011).

Si bien la disponibilidad de radiación solar en una región determinada debe ser el primer aspecto a resolver previo al diseño e instalación de un sistema fotovoltaico (Brewer et al., 2015; Hernández-Escobedo, Fernández-García y Manzano-Agugliaro, 2017), su contribución al índice de aptitud fue menor que el indicador de carreteras o el de líneas de transmisión (véase figura 10). Esto se debe a que la cantidad de IHG anual promedio en el estado se encuentra dentro del rango de superficie con alta viabilidad. Sin embargo, será necesario realizar análisis estacionales en futuras investigaciones para descartar zonas con valores más bajos de irradiación solar, sobre todo en invierno.

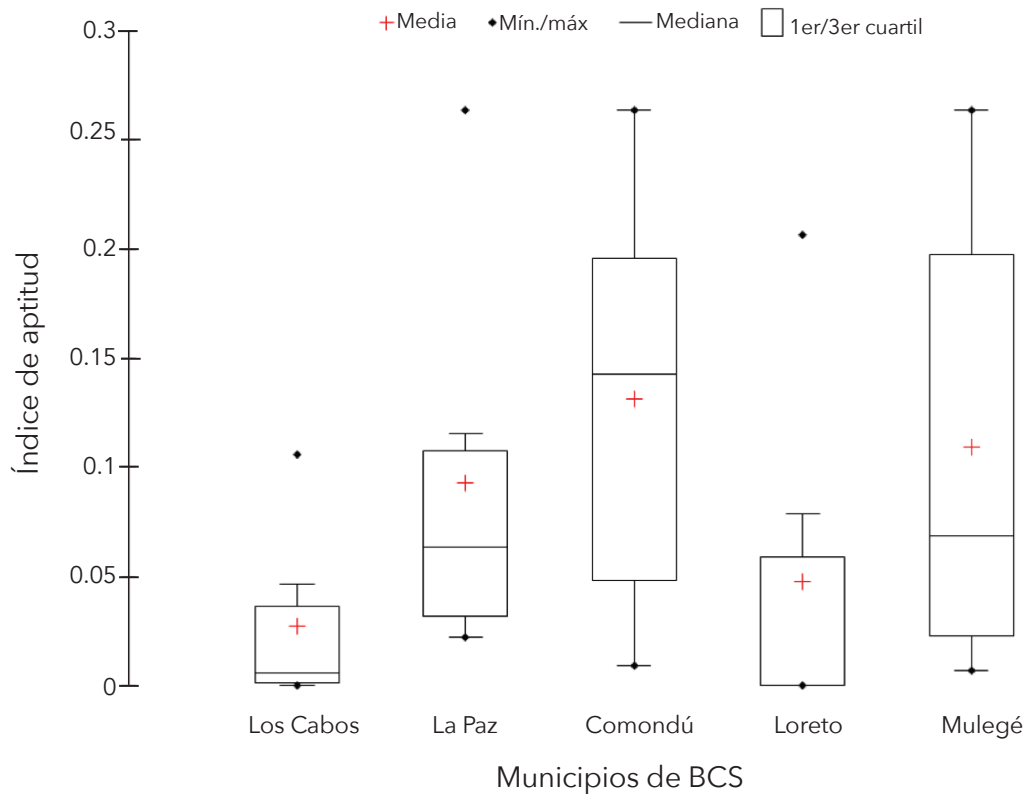
Figura 10. Contribución de cada indicador socioambiental normalizado y ponderado al índice de aptitud de BCS



Fuente: elaboración propia.

Los índices de población y de temperatura óptima presentaron la menor contribución al índice de aptitud obtenido en BCS. Esto se debe a los valores más bajos obtenidos en la asignación de pesos por el análisis AHP y al resultado de su multiplicación con el valor de la *población* y *superficie con temperatura óptima* normalizados, aun cuando existe una diferencia importante en el número de habitantes entre los municipios del norte y del centro con respecto a los del sur. Si bien la finalidad de instalar CFV es la de producir energía para una mayor población y para las actividades demandantes de ésta a un menor costo, éstos también pueden instalarse en zonas poco pobladas aprovechando la disponibilidad de superficie con un uso de suelo distinto al urbano o turístico, lo que disminuye su precio. No obstante, habrá que considerar en estudios futuros si la distancia de la instalación a los centros de población con alta densidad o con mayor demanda energética afecta a los costos finales de instalación de CFV interconectados a la red existente, lo cual no fue parte de los objetivos de este estudio.

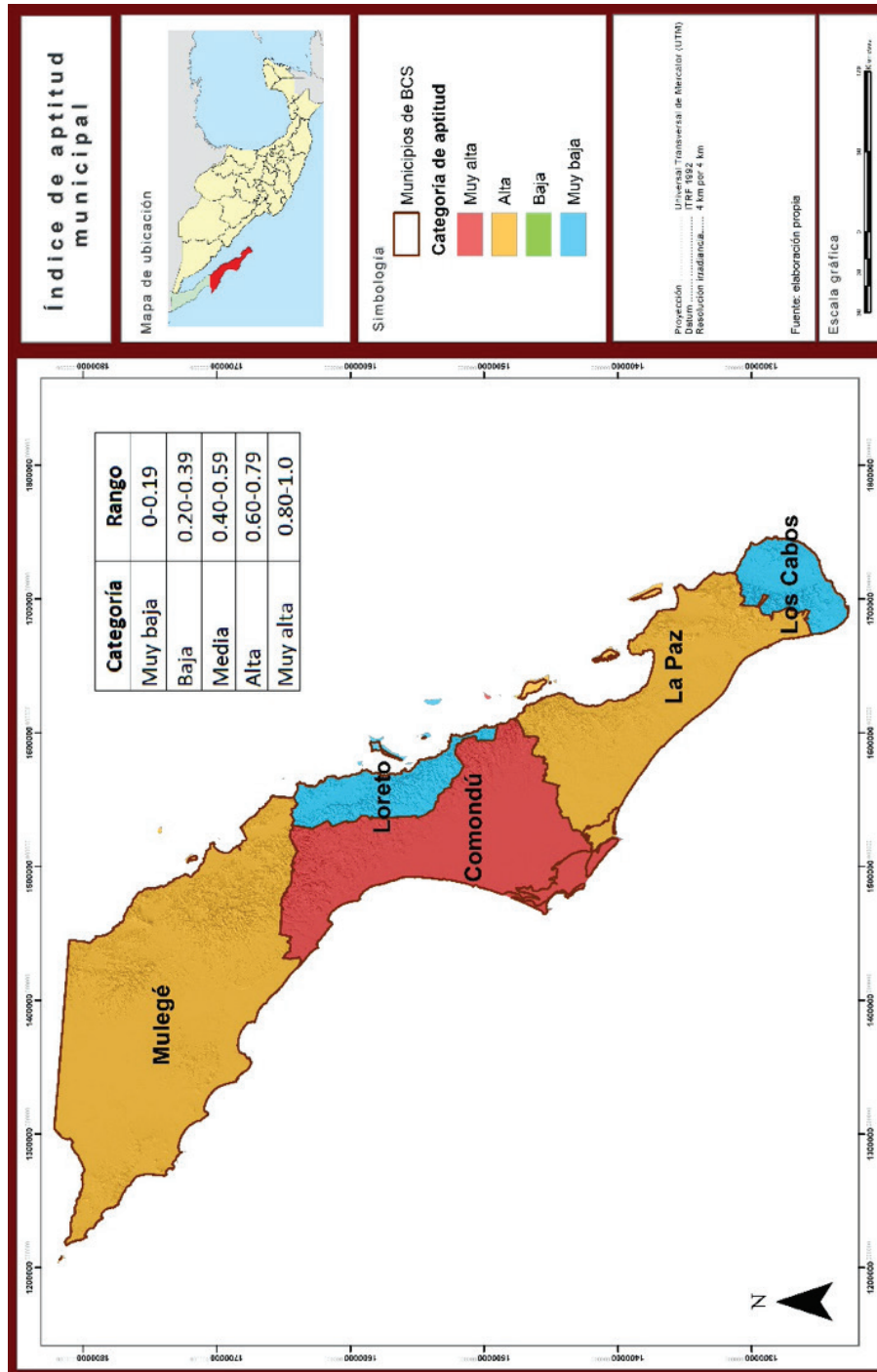
Figura 11. Estadísticos descriptivos de la contribución integral de los indicadores socioambientales al índice de aptitud municipal



Fuente: elaboración propia.

Se obtuvo el índice de aptitud por municipio sumando cada uno de los valores normalizados y ponderados de los seis indicadores propuestos (véase figura 11). Comondú, Mulegé y La Paz fueron los municipios que presentaron los valores más altos del índice de aptitud. En Comondú y Mulegé, los indicadores *búfer de carreteras* (0.26 y 0.24 respectivamente) y *superficie con pendientes <4°* (0.15 y 0.26 respectivamente) presentaron los valores más altos de aptitud respecto a los demás municipios. Esto se debe a que en ellos se concentra 59.3% de las carreteras y 72.1% de planicies menores a 4°, lo que contribuye a tener 63% de la superficie viable para la instalación de CFV. Comondú, cuya principal actividad económica es la agricultura, requiere energía para el bombeo de agua para riego proveniente de pozos, debido a que la mayoría está disponible sólo desde los acuíferos, lo cual se debe a su vez a la ausencia de corrientes y cuerpos de agua superficiales por la condición de aridez y sequía en BCS. Su aptitud aún no es aprovechada, puesto que sólo existe una planta fotovoltaica con conexión a red en Comondú, con capacidad instalada de 30.2 MW, así como proyectos de plantas aisladas de la red de la CFE en poblaciones rurales de ambos municipios, la mayoría en desuso.

Figura 12. Índice de aptitud municipal normalizado para la instalación de CFV



Fuente: elaboración propia.

Mulegé carece en la actualidad de una interconexión con las termoeléctricas del municipio de La Paz y está aislado del resto de la península de Baja California. Si bien presenta la mayor superficie viable en el estado, tiene la restricción de contar con una gran superficie destinada a ser área natural protegida: la Reserva de la Biósfera del Vizcaíno (Carabias, Provencio, Maza, Gutiérrez, Gómez y Sánchez, 2000; DOF, 1988), lo cual limita la instalación de CFV a las áreas con usos permitidos en su Programa de Manejo. Desde 2017 existe un proyecto de instalación de un cable submarino para conectar la red eléctrica de BCS con la red nacional, desde Mulegé hacia Bahía de Kino en Sonora, pero no se ha concretado. Además, el gobierno del estado pretende mejorar y conectar las líneas de transmisión entre Mulegé y el vecino estado de Baja California (Tejeda, 2019), proyecto que tampoco se ha concretado por cuestiones de costos y la poca demanda en el municipio.

Por otro lado, la *longitud de líneas de transmisión* y la *superficie con pendientes <4°* fueron los indicadores que más contribuyeron al índice de aptitud en el municipio de La Paz, donde se localiza la ciudad capital del mismo nombre. Esto significa que 36.6% de toda la red eléctrica se sitúa ahí, a pesar de no ser de los municipios con mayor extensión territorial. Esta aptitud para la instalación de CFV se está aprovechando en la actualidad, pues en este municipio se encuentran dos plantas fotovoltaicas: Aura Solar I, con capacidad de 39 MW, y Aura Solar III, con 25 MW, ambas interconectadas a la red de la CFE. Así mismo, existe un estimado de interconexiones privadas adicional de 11 MW.

Tabla 3. Superficie viable, potencial teórico y potencia del equipo de distribución de energía eléctrica (demanda) municipal para BCS

Municipios	Superficie viable (km ²)	Porcentaje municipal (porcentaje estatal)	Potencial teórico (MW)	Potencia de transformadores de distribución* (MW)
Los Cabos	158	4.22 (0.21)	7 914	231
La Paz	1 151	7.48 (1.56)	57 574	274
Comondú	1 022	5.57 (1.38)	51 092	58
Loreto	127	2.88 (0.17)	6 365	17
Mulegé	1 420	4.44 (1.92)	70 996	40
BCS	3 879	(5.25)	193 941	620

*Potencia de los transformadores de distribución al 31 de diciembre de 2015. Comprende subestaciones elevadoras y reductoras.

Fuente: elaboración propia con datos de GEBCS (2015b).

Para representar en un mapa las distintas categorías de aptitud municipal, se normalizaron los valores de aptitud obtenidos para cada municipio y se clasificaron por rangos mediante el criterio de percentiles en cinco categorías: muy baja, baja, media, alta y muy alta (véase figura 12). Así, el municipio con la categoría de muy alta aptitud fue Comondú, mientras que Mulegé y La Paz presentaron alta aptitud. Loreto y Los Cabos estuvieron dentro de la categoría de muy baja aptitud. No hubo municipios con media y baja aptitud.

Como regla empírica conservadora, se ha considerado que se puede instalar 1 MW de capacidad fotovoltaica sobre estructuras fijas por cada dos hectáreas de superficie (Cadena, 2016). Con este criterio, y con la superficie viable obtenida en este estudio, se determinó el potencial teórico de generación de energía con CFV para cada municipio (véase tabla 3). Este potencial técnico teórico se comparó con la potencia máxima disponible (demanda), presentada por municipio en el año 2015, en forma de potencia de transformadores de distribución (GEBCS, 2015b). Así, el potencial teórico que se podría obtener con la instalación de plantas fotovoltaicas es 312 veces mayor que la demanda máxima que tuvo el estado en 2015 (620 MW).

De acuerdo con los resultados de la tabla 3, las principales demandas por consumo se encuentran en la zona de Los Cabos (San José del Cabo y Cabo San Lucas) y La Paz, mientras que la generación proviene en su mayoría de La Paz.

La demanda máxima en Los Cabos y en La Paz está relacionada con la creciente actividad turística en la zona, mientras que los municipios de Comondú, Mulegé y Loreto se caracterizan porque su actividad principal es de tipo primaria, por lo que sus mayores consumos de energía eléctrica se dan en el sector agrícola (bombeo de agua de acuíferos) y para sistemas de desalación de agua de mar (Vergara, Cabrera y Terán, 2016). Sin embargo, en Loreto la actividad turística de recreación y ocio muestra una reactivación importante (Hernández-Trejo, Urciaga-García, Hernández-Vicent y Palos-Arocha, 2009).

Los municipios de Baja California Sur tienen la oportunidad de no sólo autoabastecerse con energía renovable, sino que podrían ser exportadores de ésta en un futuro, siempre y cuando se realicen las interconexiones a la red nacional por tierra o mediante cable submarino interconectado al sistema nacional. De acuerdo con Brancucci Martínez-Anido et al. (2018), la producción de energía con fuentes limpias y niveles de penetración de hasta 40% en BCS reduciría en 38% los costos de generación de electricidad variable y en 36% las emisiones de CO₂.

Los resultados del Atlas Nacional de Zonas con alto potencial de Energías Limpias (AZEL) de México (SENER, 2017a) para su escenario 3 con el uso de tres variables similares a las utilizadas en este estudio (IHG, red carretera y eléctrica), mostraron que BCS tiene un área disponible de 1 546 km² para instalar CFV fijos con capacidad de hasta 102 266 MW. Esta superficie es 60% menor a la que se presenta en este estudio. Los resultados de la presente evaluación muestran 47% más potencial teórico (capacidad instalable en el AZEL), con el método propuesto, que los obtenidos por el AZEL. Esto quizás se deba a que en el AZEL no se incluye Mulegé en su evaluación, además de otros indicadores socioambientales.

Conclusiones

Los objetivos de la presente investigación incluyeron la determinación de ubicaciones viables en términos geográficos para la instalación de CFV a escala municipal. Se presentaron los métodos y los resultados de un estudio de evaluación de emplazamiento de instalaciones de CFV basado en un análisis espacial en SIG y ponderado de indicadores socioambientales por análisis multicriterio para los municipios de BCS. La superficie viable se evaluó a través de seis factores socioambientales para determinar las áreas de la región de estudio que presentan características que reducirían el posible costo de construcción, lo cual maximizaría la eficiencia de uso de suelo y minimizaría los impactos de éste. Al categorizar los valores del índice de superficie con muy alta viabilidad, normalizados y ponderados, se puede obtener un índice de aptitud municipal. Comondú, Mulegé y La Paz fueron los municipios con muy alta y alta aptitud para la instalación de CFV. El modelo permite localizar las mejores áreas para la instalación y la operación de plantas solares en BCS y la metodología empleada podría replicarse en el resto del país.

Referencias

- Adams, W., y Saaty, R. (2003). Super decisions software guide. *Super Decisions*, 9, 43.
- Adedeji, P. A., Akinlabi, S. A., Madushele, N., y Olatunji, O. O. (2020). Neuro-fuzzy resource forecast in site suitability assessment for wind and solar energy: a mini review. *Journal of Cleaner Production*, 122104. doi: 10.1016/j.jclepro.2020.122104
- Almanza, S. R., Cajigal, R. E., y Barrientos, A. J. (1997). Actualización de los mapas de irradiación global solar en la república mexicana, reportes de insolación de México. *Southwest Technology Development Institute, NMSU*. Recuperado de <https://www.conermex.com.mx/webinar/Insolaciones%20M%C3%A9xico%20Lowell.pdf>
- Almanza, R., Estrada-Cajigal, V., y Barrientos, A. (1992). Actualización de los mapas de irradiación global solar en la República Mexicana. *Series del Instituto de Ingeniería* (543).
- Alonso, G., Ramírez, R., y Palacios, J. (2006). Análisis de costos nivelados de la generación de electricidad en México. *Boletín Energético*, 18.
- Angelis-Dimakis, A., Biberacher, M., Dominguez, J., Fiorese, G., Gadocha, S., Gnansounou, E., Guariso, G., Kartalidis, A., Panichelli, L., y Pinedo, I. (2011). Methods and tools to evaluate the availability of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2), 1182-1200. doi: 10.1016/j.rser.2010.09.049
- Arancibia-Bulnes, C., Peón-Anaya, R., Riveros-Rosas, D., Quiñones, J., Cabanillas, R., y Estrada, C. (2014). Beam solar irradiation assessment for Sonora, Mexico. *Energy Procedia*, 49, 2290-2296. doi: 10.1016/j.egypro.2014.03.242

- Armendariz-Lopez, J. F., Luna-Leon, A., Gonzalez-Trevizo, M. E., Arena-Granados, A. P., y Bojorquez-Morales, G. (2016). Life cycle cost of photovoltaic technologies in commercial buildings in Baja California, Mexico. *Renewable Energy*, 87, 564-571. doi: 10.1016/j.renene.2015.10.051
- Artunduaga, T. H. S. (2010). Cuatro precisiones metodológicas para identificar la aptitud territorial. *Bitácora urbano territorial*, 1(16), 79-88. Recuperado de <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=3392329>
- Atak, A., Çabuk, S. N., Bakış, R., y Çabuk, A. (2019). Determination of suitable sites for solar power plants by using weighted overlay analysis: Sivrihisar Case. *IJRER*, 9(3), 1203-1213. Recuperado de <https://www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/view/9547/pdf>
- Ávila, A. M. M., Bravo, J. D., y Guerra, J. A. (2016). Desarrollo de un modelo geográfico para la evaluación del potencial fotovoltaico en entornos urbanos. *GeoFocus*. Revista Internacional de Ciencia y Tecnología de la Información Geográfica (18), 147-167. doi: 10.21138/GF.483
- Aydin, N. Y., Kentel, E., y Duzgun, H. S. (2013). GIS-based site selection methodology for hybrid renewable energy systems: a case study from western Turkey. *Energy Conversion and Management*, 70, 90-106. doi: 10.1016/j.enconman.2013.02.004
- Banco de México (BANXICO). (2018). Tipos de cambio y resultados históricos de las subastas. Recuperado de <http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiarior/>
- Beltrán-Morales, L. F., Cohen, D. B., Troyo-Diéguez, E., Polanco, G. A., y Unda, V. S. (2007). Water security in rural areas through solar energy in Baja California Sur, Mexico. *International Journal of Social, Behavioral, Educational, Economic, Business and Industrial Engineering*, 1(9), 452-455. doi: 10.5281/zenodo.1085601
- Beltrán-Morales, F., García-Hernández, J., Valdez-Cepeda, R., Murillo-Amador, B., Troyo-Dieguez, E., Larrinaga-Mayoral, J., Ruiz-Espinoza, F., Fenech-Larios, L., y García-Rodríguez, F. (2005). Sistemas de labranza, incorporación de abono verde y recuperación de la fertilidad de un yermosol háplico. *Terra Latinoamericana*, 23(3), 381-387. Recuperado de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=57311101010>
- Beltrán-Telles, A., Morera-Hernández, M., López-Monteagudo, F. E., y Vilella-Varela, R. (2017). Prospectiva de las energías eólica y solar fotovoltaica en la producción de energía eléctrica. *CienciaUAT*, 11(2), 105-117. Recuperado de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-78582017000100105
- Bermudez-Contreras, A., e Ivanova-Boncheva, A. (2016). Financing schemes for residential, grid-connected PV solar systems in BCS, Mexico. *International Journal of Energy Production and Management*, 1(2), 119-132. doi: 10.2495/EQ-V1-N2-119-132
- Bermudez-Contreras, A., Thomson, M., e Infield, D. G. (2008). Renewable energy powered desalination in Baja California Sur, Mexico. *Desalination*, 220(1-3), 431-440. doi: 10.1016/j.desal.2007.01.046

- Birkin, M. (1990). Elements of a model based geographic information systems for the evaluation of urban policy. En L. Worrall (ed.), *Geographic Information Systems: Developments and Applications* (pp. 132-162). Londres: Belhaven Press.
- Blue Marble Geographics. (2013). Global Mapper v15.0.7.
- Brancucci Martinez-Anido, C., Bracho, R., Brinkman, G. L., y Hodge, B. S. (2018). Baja California Sur renewable integration study. Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72598.pdf>
- Breidenich, C., Magraw, D., Rowley, A., y Rubin, J. W. (1998). The Kyoto protocol to the United Nations framework convention on climate change. *American Journal of International Law*, 92(2), 315-331. doi: 10.2307/2998044
- Brewer, J., Ames, D. P., Solan, D., Lee, R., y Carlisle, J. (2015). Using GIS analytics and social preference data to evaluate utility-scale solar power site suitability. *Renewable Energy*, 81, 825-836. doi: 10.1016/j.renene.2015.04.017
- Cadena, C. (2016). La generación de energía solar fotovoltaica en Salta: un desafío para el crecimiento. *Energías Renovables y Medio Ambiente* (ERMA), 33. Recuperado de <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/4940>
- Callaway, D. S., Fowlie, M., y McCormick, G. (2018). Location, location, location: the variable value of renewable energy and demand-side efficiency resources. *Journal of the Association of Environmental and Resource Economists*, 5(1), 39-75. doi: 10.1086/694179
- Cancino-Solórzano, Y., Villicaña-Ortiz, E., Gutiérrez-Trashorras, A. J., y Xiberta-Bernat, J. (2010). Electricity sector in Mexico: current status. Contribution of renewable energy sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(1), 454-461. doi: 10.1016/j.rser.2009.07.022
- Carabias, L., Provencio, E., de la Maza, E., Gutiérrez, C., Gómez, C., y Sánchez, S. (2000). Programa de Manejo Reserva de la Biosfera El Vizcaíno, México. México: Instituto Nacional de Ecología.
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). (2017). Precios marginales locales y de nodos distribuidos. (PML and PEND Web Service). Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado de <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>
- Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). (2018). Programa de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y redes generales de distribución del mercado eléctrico mayorista: PRODESEN 2019-2033. Centro Nacional de Control de Energía. Recuperado de <https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliacion%20y%20Modernizacion%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf>
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO). (1999). Índice de cartas 1:50000 [shapefile].
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO). (2014). Localidades rurales y urbanas 2, 2010 [datos vectoriales]. Recuperado de http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/?vns=gis_root/pobla/asgral/loc2010gw
- Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO). (2016). Red vial de la república mexicana, 2015 [datos vectoriales]. Recupe-

- rado de http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/vialmge-15gw.xml?_httpcache=yes&_xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc_html.xsl&_indent=no
- Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONANP). (2017). Áreas Naturales Protegidas decretadas. Listado de las áreas naturales protegidas. Recuperado de <http://sig.conanp.gob.mx/website/pagsig/listanp/>
- Cuesta, M., Castillo-Calzadilla, T., y Borges, C. (2020). A critical analysis on hybrid renewable energy modeling tools: an emerging opportunity to include social indicators to optimise systems in small communities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122. doi: 10.1016/j.rser.2019.109691
- Demirbaş, A. (2006). Global renewable energy resources. *Energy Sources*, 28(8), 779-792. doi: 10.1080/00908310600718742
- Diario Oficial de la Federación* (DOF). (1988). Decreto por el que se declara la Reserva de la Biosfera “El Vizcaíno”, ubicada en el municipio de Mulegé, BCS. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Recuperado de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4794242&fecha=05/12/1988
- Diario Oficial de la Federación* (DOF). (1988b). Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Título segundo: Biodiversidad, capítulo I: Áreas Naturales Protegidas. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Recuperado de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/148_240117.pdf
- Diario Oficial de la Federación* (DOF). (2000). Acuerdo que tiene por objeto dotar con una categoría acorde con la legislación vigente a las superficies que fueron objeto de diversas declaratorias de áreas naturales protegidas emitidas por el Ejecutivo Federal. México: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Recuperado de http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=2055674&fecha=31/12/1969
- Diario Oficial de la Federación* (DOF). (2012). Decreto por el que se expide la Ley General de Cambio Climático. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Recuperado de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGCC_130718.pdf
- Diario Oficial de la Federación* (DOF). (2014). Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Áreas Naturales Protegidas. México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Recuperado de http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LGEEPA_ANP.pdf
- Diario Oficial de la Federación* (DOF). (2015). Ley de Transición Energética. Ciudad de México: Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Recuperado de <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>
- Domínguez, J. (2003). *Los sistemas de información geográfica en la planificación e integración de energías renovables*. Madrid: CIEMAT.
- Duffie, J. A., y Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc.
- ESRI, E. (2014). ArcMap 10.2. Redlands, USA.
- Etcheverry, J. (2008). *Challenges and Opportunities for Implementing Sustainable Energy Strategies in Coastal Communities of Baja California Sur*,

- Mexico (tesis doctoral). Recuperada de https://tspace.library.utoronto.ca/bitstream/1807/16765/1/Etcheverry_Jose_R_200811_PhD_thesis.pdf
- Fang, H., Li, J., y Song, W. (2018). Sustainable site selection for photovoltaic power plant: an integrated approach based on prospect theory. *Energy Conversion and Management*, 174, 755-768. doi: 10.1016/j.enconman.2018.08.092
- Fick, S. E., y Hijmans, R. J. (2017). WorldClim 2: new 1-km spatial resolution climate surfaces for global land areas. *International Journal of Climatology*, 37(12), 4302-4315. doi: 10.1002/joc.5086
- Fischer, M. M., y Nijkamp, P. (1993). *Geographic Information Systems, Spatial Modelling and Policy Evaluation*. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-642-77500-0
- Gámez, A., Geiger, A., Ivanova, A., Trasviña, A., Muhlia, A., Breceda, A., Lluch Belda, D., De la Toba, D., Romero, E., Reyes-Bonilla, H., Wurl, J., Ángeles, M., Cariño, M., Arizpe, O., Lluch, S., Díaz, S., y Zenteno, T. (2012). *Plan Estatal de Acción ante el Cambio Climático para Baja California Sur (PEACC-BCS)*. La Paz: A. Ivanova y A. E. Gámez (eds.). Recuperado de <https://cambioclimatico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/11/Documento-1-Plan-Estatal-de-Acci%C3%B3n-Baja-California-Sur-2012.pdf>
- Gathu, J., Odera, P., y Waithaka, E. (2017). Determination of suitable sites for establishment of large-scale concentrated solar power plants in Kenya. *Natural Resources*, 8, 1.23. doi: 10.4236/nr.2017.81001
- Gobierno del Estado de Baja California Sur (GEBCS). (2015a). *Información estratégica BCS. 2015*. México: GEBCS. Recuperado de <http://spyde.bcs.gob.mx/files/die/2015/EstrategicoBCSJulio2015.pdf>
- Gobierno del Estado de Baja California Sur (GEBCS). (2015b). *Programa estatal de energía del estado de Baja California Sur*. México: GEBCS. Recuperado de http://secfin.bcs.gob.mx/fnz/wp-content/themes/fnz_bcs/assets/images/transparencia/marco_program/programas2015-2021/Programa%20Sectorial%20de%20Energ%C3%ADas%20Alternativas%202015-2021%20REVISION.pdf
- Gobierno del Estado de Baja California Sur (GEBCS). (2017). *Información estratégica BCS. 2017*. México: GEBCS. Recuperado de <http://sdemarn.bcs.gob.mx/docs/2017/ESTRATEGICOBCS2017.pdf>
- Gómez Orea, D. (1992). *Planificación rural*. Madrid: Agrícola Española.
- González García, M., Cárdenas Galindo, V., y Álvarez Salas, R. (2019). Inversores inteligentes en sistemas de energía solar fotovoltaica. *Universitarios Potosinos*, 16(238), 24-29.
- Habte, A., Sengupta, M., y Lopez, A. (2017). *Evaluation of the national solar radiation database (NSRDB): 1998-2015* (Reporte técnico). Recuperado de <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67722.pdf>
- Hales, D. (2018). *Renewables 2018 Global Status Report* (Reporte técnico). Recuperado de https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2018_Full-Report_English.pdf
- Hancevic, P. I., Nuñez, H. M., y Rosellon, J. (2017). Distributed photovoltaic power generation: possibilities, benefits, and challenges for a widespread

- application in the Mexican residential sector. *Energy Policy*, 110, 478-489. doi: 10.1016/j.enpol.2017.08.046
- Harajli, H., Kabakian, V., El-Baba, J., Diab, A., y Nassab, C. (2020). Commercial-scale hybrid solar photovoltaic-diesel systems in select Arab countries with weak grids: an integrated appraisal. *Energy Policy*, 137. doi: 10.1016/j.enpol.2019.111190
- Hashemizadeh, A., Ju, Y., y Dong, P. (2020). A combined geographical information system and best-worst method approach for site selection for photovoltaic power plant projects. *Int. J. Environ. Sci. Technol*, 17, 2027-2042. doi: 10.1007/s13762-019-02598-8
- Hernández-Escobedo, Q., Fernández-García, A., y Manzano-Agugliaro, F. (2017). Solar resource assessment for rural electrification and industrial development in the Yucatan Peninsula (Mexico). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 76, 1550-1561. doi: 10.1016/j.rser.2016.11.200
- Hernández-Trejo, V., Urciaga-García, J., Hernández-Vicent, M., y Palos-Arocha, L. (2009). Valoración económica del Parque Nacional Bahía de Loreto a través de los servicios de recreación de pesca deportiva. *región y sociedad*, 21(44), 195-224. doi: 10.22198/rys.2009.44.a461
- Hubbert, M. K. (1956). *Nuclear Energy and the Fossil Fuel in American Petroleum Institute. Drilling and Production Practice*. Nueva York: Shell Development Co.
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2007). Temperatura media anual. Conjunto de datos vectoriales escala 1:1 000 000. Recuperado de <https://www.inegi.org.mx/app/biblioteca/ficha.html?upc=702825267551>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2016). *Manchas urbanas y rurales, 2015*. [Shapefile. Formato vectorial compuesto por 4 archivos (shp, shx, dbf, prj)]. Recuperado de http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/murinegi15gw.xml?_httpcache=yes&_xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc_html.xsl&_indent=no
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2010). Censo de población y vivienda 2010. Recuperado de <http://www.inegi.org.mx/est/contenidos/proyectos/ccpv/cpv2010/>.
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2013). Continuo de elevaciones mexicano 3.0 (CEM 3.0). Recuperado de <https://www.inegi.org.mx/app/geo2/elevacionesmex/>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2015). Encuesta intercensal 2015. Recuperado de <https://www.inegi.org.mx/programas/intercensal/2015/>
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2017). Anuario estadístico y geográfico de Baja California Sur 2017. Recuperado de https://www.datatur.sectur.gob.mx/ITxEF_Docs/BCS_ANUARIO_PDF.pdf
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI). (2018). Conjunto de datos vectoriales de información topográfica. Serie III, Esc. 1:50 000 (shape file). Recuperado de <https://www.inegi.org.mx/temas/topografia/default.html#Descargas>

- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva: Core Writing Team, R. K. Pachauri and L. A. Meyer.
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2016). *Renewable Energy Statistics 2016.*, Abu Dhabi: IRENA. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA_RE_Statistics_2016.pdf
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2018). *Renewable Power Generation Costs in 2017*. Abu Dhabi: IRENA. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2018.pdf
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2019). *Renewable Energy Statistics 2019*. Abu Dhabi: IRENA. Recuperado de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jul/IRENA_Renewable_energy_statistics_2019.pdf
- Kim, S., Lee, Y., y Moon, H.-R. (2018). Siting criteria and feasibility analysis for PV power generation projects using road facilities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 3061-3069. doi: 10.1016/j.rser.2017.08.067
- Kimura, M. (1963). Dynamics of vegetation in relation to soil development in northern Yatsugatake Mountains. *Japanese Journal of Botany*, 18(2), 255-287.
- Majumdar, D., y Pasqualetti, M. J. (2019). Analysis of land availability for utility-scale power plants and assessment of solar photovoltaic development in the state of Arizona, USA. *Renewable Energy*, 134, 1213-1231. doi: 10.1016/j.renene.2018.08.064
- Maxwell, E. L. (1998). METSTAT –The solar radiation model used in the production of the National Solar Radiation Data Base (NSRDB). *Solar Energy*, 62(4), 263-279. doi: 10.1016/S0038-092X(98)00003-6
- Mendoza, M., Plascencia, H., Alcántara-Concepción, P. C., Rosete, F., y Gerardo, B. (2009). *Análisis de la aptitud territorial. Una perspectiva biofísica*. México: Instituto Nacional de Ecología.
- Nijkamp, P. (1977). Stochastic quantitative and qualitative multicriteria analysis for environmental design. *Papers of the Regional Science Association*, 39, 174-199. doi: 10.1007/BF01936213
- O'Neill, B. C., y Oppenheimer, M. (2002). Dangerous climate impacts and the Kyoto Protocol. *Science*, 296(5575), 1971-1972. doi: 10.1126/science.1071238.
- Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura. (1972). *Convención sobre la Protección del Patrimonio Mundial, Cultural y Natural* (17th ed.). París: Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura.
- Perea-Moreno, A. J., y Hernandez-Escobedo, Q. (2016). Solar resource for urban communities in the Baja California Peninsula, Mexico. *Energies*, 9(11), 911. doi: 10.3390/en9110911.

- Pérez-Denicia, E., Fernández-Luqueño, F., Vilariño-Ayala, D., Montañó-Zetina, L. M., y Maldonado-López, L. A. (2017). Renewable energy sources for electricity generation in Mexico: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 78, 597-613. doi: 10.1016/j.rser.2017.05.009
- Pischke, E. C., Solomon, B., Wellstead, A., Acevedo, A., Eastmond, A., De Oliveira, F., Coelho, S., y Lucon, O. (2019). From Kyoto to Paris: measuring renewable energy policy regimes in Argentina, Brazil, Canada, Mexico and the United States. *Energy Research & Social Science*, 50, 82-91. doi: 10.1016/j.erss.2018.11.010
- Prados Velasco, M. J., Rodríguez, M. C., Domínguez, J., y Vázquez, A. (2011). Estudio de potencial energético renovable en la isla de Cuba. En Vicente Gozávez Pérez, Juan Antonio Marco Molina (eds.), *Energía y territorio: dinámicas y procesos: comunicaciones. XXII Congreso de Geógrafos Españoles* (pp. 399-409). Madrid: Asociación de Geógrafos Españoles. Recuperado de <https://idus.us.es/handle/11441/26677>
- Quantum. (2016). Quantum GIS Geographic Information System. Open Source Geospatial Foundation Project. G. Development Team –Version 2.14. 2
- Razykov, T. M., Ferekides, C. S., Morel, D., Stefanakos, E., Ullal, H. S., y Upadhyaya, H. M. (2011). Solar photovoltaic electricity: current status and future prospects. *Solar Energy*, 85(8), 1580-1608. doi: 10.1016/j.solener.2010.12.002
- Rodríguez Gámez, M. (2011). La ordenación y la planificación de las fuentes renovables de energía en la isla de Cuba desde una perspectiva territorial. Estudio de caso en el municipio de Guamá a partir de un Geoport (tesis de doctorado). Recuperada de https://www.researchgate.net/publication/260342019_La_ordenacion_y_la_planificacion_de_las_fuentes_renovables_de_energia_en_la_Isla_de_Cuba_desde_una_perspectiva_territorial_Estudio_de_caso_en_el_municipio_de_Guama_a_partir_de_un_geoport
- Rosas-Flores, J. A., Zenón-Olvera, E., y Gálvez, D. M. (2019). Potential energy saving in urban and rural households of Mexico with solar photovoltaic systems using geographical information system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116, 109412. doi: 10.1016/j.rser.2019.109412
- Saaty, R. W. (1987). The analytic hierarchy process –what it is and how it is used. *Mathematical modelling*, 9(3-5), 161-176. doi: 10.1016/0270-0255(87)90473-8
- Saaty, T. L. (1990). How to make a decision: the analytic hierarchy process. *European Journal of Operational Research*, 48(1), 9-26. doi: 10.1016/0377-2217(90)90057-1
- Saaty, T. L., y Vargas, L. G. (1994). *Decision Making in Economic, Political, Social, and Technological Environments with the Analytic Hierarchy Process*. Pittsburgh: Rws Publications.
- Saaty, T. L., y Vargas, L. G. (2012). *Models, methods, concepts & applications of the analytic hierarchy process*. New York: Springer Science & Business Media. doi: 10.1007/978-1-4615-1665-1

- Sampaio, P. G. V., y González, M. O. A. (2017). Photovoltaic solar energy: conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 74, 590-601. doi: 10.1016/j.rser.2017.02.081
- Sandoval García, E. R., Franco González, R. L. P. E., y Fernández Morales, J. M. (2019). Análisis del costo nivelado de energía para diversas fuentes renovables al año 2030 y 2050. Un parámetro clave en la toma de decisión de proyectos de inversión. En H. Cabal, Gómez-Arias, E. y Rodríguez Martínez, A. (eds.), *Perspectivas de sustentabilidad en México* (pp. 19-30). Madrid: CIEMAT.
- Secretaría de Energía (SENER). (2017a). *Prospectiva de energías renovables 2017-2031*. Mexico: Dirección General de Planeación e Información Energéticas. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/325642/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2017-2031.pdf
- Secretaría de Energía (SENER). (2017b). *Atlas nacional de zonas con alto potencial de energías limpias AZEL*. Recuperado de <https://dgel.energia.gob.mx/azel/>.
- Secretaría de Energía (SENER). (2017c). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031 (PRODESEN)*. Mexico: SENER. Recuperado de <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2017/PRODESEN-2017-2031.pdf>
- Sengupta, M., Xie, Y., Lopez, A., Habte, A., Maclaurin, G., y Shelby, J. (2018). The national solar radiation data base (NSRDB). *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 89, 51-60. doi: 10.1016/j.rser.2018.03.003
- Shorabeh, S. N., Firozjaei, M. K., Nematollahi, O., Firozjaei, H. K., y Jelokhani-Niaraki, M. (2019). A risk-based multi-criteria spatial decision analysis for solar power plant site selection in different climates: a case study in Iran. *Renewable Energy*, 143, 958-973. doi: 10.1016/j.renene.2019.05.063
- Shukla, A. K., Sudhakar, K., y Baredar, P. (2016). A comprehensive review on design of building integrated photovoltaic system. *Energy and Buildings*, 128, 99-110. doi: 10.1016/j.enbuild.2016.06.077
- Servicio Meteorológico Nacional (SMN). (2010). Mapa de climatología 1981-2010. Recuperado de <https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/mapas-de-climatologia-1981-2010>
- Tejeda, A. (16 de septiembre de 2019). Cable submarino de CFE, tendrá que esperar; primero, BCS debe estar en un solo circuito. *BCS Noticias*. Recuperado de <https://www.bcsnoticias.mx/cable-submarino-de-cfe-tendra-que-esperar-primero-bcs-debe-estar-en-un-solo-circuito/>
- Twidell, J., y Weir, T. (2015). *Renewable Energy Resources*. Londres: Routledge.
- Valle-Pereña, J. A., y Ortega-Navarro, H. O. (2012). Prospectiva de energías renovables 2012-2026. *Secretaría de Energía*, 1-156. Recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/62954/Prospectiva_de_Energias_Renovables_2012-2026.pdf
- Vargas Suárez, R., y Morales Udaeta, M. (2011). *La renta petrolera y la construcción de regímenes no propietarios: el caso de Pemex*. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México.

- Vergara, A. C. L., Cabrera, I. D. G., y Terán, I. E. (2016). Análisis de oportunidades y retos de la energía eléctrica solar en Baja California Sur, impactos económicos. *Opción: Revista de Ciencias Humanas y Sociales*, 32(13), 86-103. Recuperado de <https://www.redalyc.org/pdf/310/31048483006.pdf>
- World Energy Resources (WEC). (2016). *World Energy Resources 2016*. Londres: World Energy Council. Recuperado de <https://www.worldenergy.org/assets/images/imported/2016/10/World-Energy-Resources-Full-report-2016.10.03.pdf>
- Yushchenko, A., De Bono, A., Chatenoux, B., Patel, M. K., y Ray, N. (2018). GIS-based assessment of photovoltaic (PV) and concentrated solar power (CSP) generation potential in West Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2088-2103. doi: 10.1016/j.rser.2017.06.021