



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
Energía – Economía de la energía

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE PLANTAS SOLARES DE TORRE CENTRAL
PARA DETERMINAR SU VIABILIDAD EN MÉXICO

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

PRESENTA:
Ing. Alan Arturo Bravo Sagaón

TUTOR PRINCIPAL
Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado / Centro de Investigación en
Energía UNAM

Cd. Mx. 2022



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: (NOMBRE)

Secretario: (NOMBRE)

1^{er} Vocal: (NOMBRE)

2^{do} Vocal: (NOMBRE)

3^{er} Vocal: (NOMBRE)

Lugar donde se realizó la tesis:

Temixco, Morelos

TUTOR DE TESIS:

Dr. Oscar Alfredo Jaramillo Salgado

FIRMA

“All models are wrong, but some are useful” – George Box, statistician.

Agradecimientos

Análisis técnico-económico de plantas solares de torre central para determinar su viabilidad en México

Contenido

Agradecimientos	4
Índice de figuras.....	7
Índice de tablas	8
Lista de acrónimos, abreviaturas y definiciones	9
1. Antecedentes, justificación e hipótesis	11
1.1 Descripción de la tecnología de concentración solar de torre central con sales fundidas.....	13
1.2 Proyectos de torre central en el mundo y en México.....	16
1.3 Recurso solar en México	17
1.4 Tipos de modelos energéticos	18
1.4.1 Modelos de Costo de Producción (PCM)	19
1.4.2 Capacity Expansión Models (CEM).....	20
1.4.3 Price-taker (PT).....	21
1.5 Modelos financieros.....	23
1.5.1 Descripción del modelo financiero <i>Power Purchase Agreement (PPA)</i>	23
1.5.2 Descripción del modelo financiero <i>Merchant</i>	23
2. Metodología.....	27
2.1 Desarrollo de un mapa para selección de ubicaciones.....	27
2.1.1 Mapa de zonas viables para el desarrollo de proyectos termosolares en México	41
2.1.2 Selección de ubicaciones para los casos de estudio	43
2.2 Evaluación Técnico-Económica de plantas termo solares de torre central con sales fundidas	47
2.2.1 Parámetros de línea base del modelo de torre central con sales fundidas.....	47
2.3 Metodología del modelo <i>Power Purchase Agreement (PPA)</i>	56
2.4 Metodología del modelo <i>Merchant</i>	58
3. Resultados.....	60
3.1 Resultados del Modelo <i>PPA</i>	61
3.2 Resultados del modelo <i>Merchant</i>	62

4.	Discusión	63
4.1	Análisis de sensibilidad del modelo PPA.....	63
4.2	Comparación del costo de energía de la planta con el de CFE	68
4.3	Discusión de las métricas e indicadores de viabilidad económica	70
4.4	Diferencias en modelos de despacho	77
4.5	Diferencias en el precio de potencia.....	78
4.6	Otras consideraciones relevantes.....	79
5.	Conclusiones	80
	Referencias.....	82
	Anexos.....	88
	Anexo 1: Diagrama completo de la metodología	88
	Anexo 2: Graficas de precios regionales	89

Índice de figuras

Figura 1. Subsistemas principales de una planta solar de torre central con almacenamiento.	13
Figura 2. Receptor central de tipo externo.	14
Figura 3. Central solar Shouhang Dunhuang 100 MW Phase II en Dunhuang, China.	15
Figura 4. Plantas de concentración solar de torre central a nivel mundial.	16
Figura 5. Ejemplo de mapa de potencial fotovoltaico.	17
Figura 6. Clasificación de modelos energéticos utilizada por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).	18
Figura 7. Clasificación de modelos energéticos en función de su alcance geográfico y resolución temporal.	19
Figura 8. Precios históricos del nodo 01PQI-115 para la tercera semana de junio.	25
Figura 9. PMLs históricos y proyectados en cada una de las Subastas de Largo Plazo.	26
Figura 10. Zonas de alta incidencia de ciclones tropicales.	28
Figura 11. Áreas naturales protegidas.	29
Figura 12. Localidades urbanas y zonas aledañas.	30
Figura 13. Localidades rurales y zonas aledañas.	31
Figura 14. Zonas con pendientes mayores a 5%.	32
Figura 15. Humedales de importancia internacional (RAMSAR).	33
Figura 16. Volcanes activos.	34
Figura 17. Zonas de monumentos arqueológicos.	35
Figura 18. Zonas de monumentos históricos.	36
Figura 19. Zonas lejanas a la Red Nacional de Transmisión (RNT).	37
Figura 20. Zonas susceptibles a inundaciones.	38
Figura 21. Carreteras y zonas aledañas.	39
Figura 22. Zonas con DNI promedio mayor a 6.0 kWh/m ² /día.	40
Figura 23. Mapa de zonas viables para desarrollar proyectos fototérmicos de escala utility, sin incluir carreteras.	41
Figura 24. Mapa de zonas viables para desarrollar proyectos fototérmicos de gran escala, incluyendo carreteras.	42
Figura 25. Gerencias de control regional de la CFE. Fuente: [53].	43
Figura 26. Diagrama de flujo para determinar las ubicaciones a modelar.	45
Figura 27. Costos actuales y proyectados de tecnologías de concentración solar, así como las contribuciones a reducción de costos por componente.	49
Figura 28. Segunda sección de la Metodología para evaluación técnica económica.	56
Figura 29. Análisis de sensibilidad de los parámetros “Horas de Almacenamiento” y “Múltiplo Solar” en la zona Central.	63
Figura 30. Análisis de sensibilidad de los parámetros “Horas de Almacenamiento” y “Múltiplo Solar” en la zona Peninsular.	64
Figura 31. Análisis de sensibilidad de los parámetros “Horas de Almacenamiento” y “Múltiplo Solar” en la zona Norte.	64
Figura 32. Comparación del análisis de sensibilidad en las zonas Peninsular, Central y Norte.	65
Figura 33. Costos nivelados de energía de centrales de energía solar concentrada desde 2010.	66

Figura 34. Comparación de costos nivelados de las centrales modeladas en modalidad merchant y PPA.	67
Figura 35. Proyecciones de costos de energía CFE – pesos mexicanos.	68
Figura 36. Proyecciones de costos de energía CFE – Dólares americanos.	69
Figura 37. Valor Presente Neto de los Ingresos de una central en modelo PPA.	71
Figura 38. Valor Presente Neto de los Ingresos de una central en modelo Merchant.....	72
Figura 39. Flujos de efectivo de las centrales en modelo PPA.....	73
Figura 40. Flujos de efectivo de las centrales en modelo Merchant.	74
Figura 41. DSCR de la región Centro con el ISR distribuido a lo largo de los primeros 10 años.	75
Figura 42. Distribución del modelo PLEXOS (izquierda) contra distribución del modelo SAM (derecha) para el primer año.	77
Figura 43. Precios históricos de potencia en el MEM.....	78

Índice de tablas

Tabla 1. LCOE, LACE y razón costo-beneficio de diferentes tecnologías en Estados Unidos.....	12
Tabla 2. Ubicaciones seleccionadas para la simulación.....	46
Tabla 3. Proyectos en desarrollo de Torre Central	48
Tabla 4. Parámetros técnicos utilizados en los casos base.....	51
Tabla 5. Parámetros de costos utilizados en los casos base.....	52
Tabla 6. Parámetros financieros utilizados en los casos base.	53
Tabla 7. Resultados de los modelos de línea base.....	61
Tabla 8. Resultados base de las simulaciones en modelo Merchant.....	62
Tabla 9. Precios históricos de potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.	78

Lista de acrónimos, abreviaturas y definiciones

Bancabilidad – Se refiere a la capacidad de un proyecto de procurar financiamiento. Un proyecto bancable es ese que asegura los fondos necesarios para ser desarrollado.

BCA – Sistema eléctrico de Baja California

BCS – Sistema eléctrico de Baja California Sur

Capacity Payment – Remuneración o pago por capacidad (potencia).

CEL – Certificado de Energía Limpia. Equivale a 1 MWh generado de energía limpia.

CENACE – Centro Nacional de Control de Energía

Central eléctrica – Unidad generadora de energía. También se utiliza el término “Planta Eléctrica”.

CFE – Comisión Federal de Electricidad.

CSP – Energía solar concentrada. Acrónimo del inglés *Concentrated Solar Power*.

DNI – Radiación Normal Directa. Acrónimo del inglés *Direct Normal Irradiance*.

DSCR – Índica de cobertura del tamaño de la deuda. Acrónimo del inglés *Debt-Size Coverage Ratio*.

GHI – Radiación Global Horizontal. Acrónimo del inglés *Global Horizontal Irradiance*.

INEGI – Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

IVA – Impuesto al Valor Agregado. También se utiliza el acrónimo VAT por sus siglas en inglés de *Value Added Tax*.

KDE – Kernel Density Estimation. Método para representar una distribución mediante la sumatoria de distribuciones normales asociadas a la muestra.

LCOE – Costo nivelado de energía. Acrónimo del inglés *Levelized Cost of Energy*.

MACRS – Sistema de depreciación actualmente utilizado en los Estados Unidos de América. Acrónimo del inglés *Modified Accelerated Cost Recovery System*.

MEM – Mercado Eléctrico Mayorista.

Merchant – Modalidad en la que una central eléctrica genera ingresos participando en el Mercado Eléctrico Mayorista

MW – Mega watt. Unidad de potencia equivalente a 1,000 kilowatts.

MWh – Mega watt hora. Unidad de energía equivalente a operar una potencia de 1 mega watt durante un periodo de tiempo de una hora.

NREL – *National Renewable Energy Laboratory*.

Off-taker – Entidad responsable de la compra de energía en un contrato de compraventa de energía (PPA).

Planta Eléctrica – Unidad generadora de energía. También se utiliza el término “Central Eléctrica”.

PML – Precio Marginal Local.

PPA – Acuerdo de compraventa de energía. Acrónimo del inglés *Power Purchase Agreement*.

RNT – Red Nacional de Transmisión

Sales Tax – Impuesto sobre la venta.

SAM – *System Advisor Model*.

SEN – Sistema Eléctrico Nacional

SENER – Secretaría de Energía.

Servicios conexos – Se refiere a servicios que soportan la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, e.g. Reserva rodante, reserva operativa, potencia reactiva, arranque de emergencia, entre otros [1].

SIN – Sistema Interconectado Nacional

Sitios RAMSAR – Humedales de importancia internacional. Son designados por el Convenio de Ramsar firmado en 1971 en Ramsar, Irán.

TIIE – Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio.

IRR – Tasa Interna de Retorno. Acrónimo del inglés *Internal Rate of Return*.

U.A. – Unidades arbitrarias. Adimensional.

USD – Dólares Americanos. Acrónimo de *United States Dollar*.

VPN – Valor Presente Neto. También se utiliza el acrónimo NPV, por sus siglas en inglés de *Net Present Value*.

1. Antecedentes, justificación e hipótesis

México tiene la meta de generar el 35% de su electricidad con energías limpias para el 2024 [1]. Sin embargo, para el año 2017 el país generó el 18.3% de su electricidad a partir de este tipo de fuentes [2], por lo que se requiere instalar más capacidad para alcanzar dicha meta. Debido a que los proyectos de generación eléctrica tienen entre sus principales características un largo tiempo de desarrollo y de vida útil, se deben definir con anticipación para así determinar la matriz energética deseada en el futuro.

Según el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), que es parte del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN), el gobierno actualmente está desarrollando 8 centrales de ciclo combinado basadas en gas natural [3], correspondientes a una capacidad total de 6,234 MW. Adicionalmente se planean licitar otras 4 centrales con la misma tecnología para el 2024. Esto dificultaría alcanzar la meta planteada, ya que, debido a los menores factores de planta de las energías renovables, se requerirá instalar una capacidad en energías renovables mucho mayor que la capacidad planeada de combustibles fósiles para alcanzar el porcentaje meta de generación con energías limpias.

Uno de los principales argumentos del gobierno para impulsar las centrales convencionales (y en particular las de ciclo combinado) sobre las centrales de energías renovables es que estas últimas elevan el costo de operación del sistema y poseen ciertas desventajas técnicas en su operación (particularmente su falta de despachabilidad) [4]. Con esto el gobierno argumenta que al promover las energías renovables incrementarán los costos totales del sistema, y debido a que el estado quiere incrementar la participación de CFE en las actividades de generación, esta postura cobra mucha fuerza en contra de las renovables. Estos argumentos, sin embargo, no son una razón apropiada para justificar la actual política energética, como se muestra adelante.

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés) en su reporte “*Global Energy Transformation: a roadmap to 2050*” [5] nos muestra los beneficios de realizar la transición hacia un sistema basado principalmente en energías renovables. Se plantea que lograr un nivel del 66% de generación de energía con fuentes renovables a nivel mundial se traduciría en un incremento de 15% al bienestar, de un 1% al Producto Interno Bruto mundial, y de 0.15% en empleos, comparado con el caso de referencia. Al mismo tiempo, estaríamos alcanzando los objetivos climáticos planteado en la Conferencia de las Partes en París. México puede y debe aprovechar todos los beneficios económicos, sociales, ambientales e institucionales que proporcionan las energías renovables para promover el desarrollo nacional.

Si bien es cierto que transitar hacia un nuevo sistema energético en el país conlleva retos técnicos y costos no previstos, las tecnologías de energía renovable también agregan valor técnico y económico al sistema, más allá de entregar solamente energía. La Agencia de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés de *Energy Information Agency*) del Departamento de Energía de Estados Unidos utiliza una métrica llamada *Levelized Avoided Cost of Electricity (LACE)* para comparar económicamente diferentes tecnologías de generación de electricidad. [6] Esta métrica, junto con el Costo Nivelado de Energía (LCOE, por sus siglas en inglés), conforman un indicador denominado razón costo-beneficio promedio (*Average value-cost ratio*). Si este indicador tiene un valor mayor que 1, entonces el proyecto agrega más valor de lo que cuesta desarrollarlo como se indica. En la *Tabla 1. LCOE, LACE y razón costo-beneficio de diferentes tecnologías en Estados Unidos*, se muestran los valores de este indicador para diferentes tecnologías en el contexto de Estados Unidos. Como podemos observar, la solar fotovoltaica y la geotérmica superan los

valores de la tecnología de ciclo combinado, mientras que la energía eólica (costa adentro) obtiene un valor similar. Otras tecnologías solares, como la energía solar concentrada (CSP, por sus siglas en inglés *Concentrated Solar Power*), no figuran en este último estudio debido a su menor crecimiento. Sin embargo, sus beneficios técnicos superan a los de la energía fotovoltaica en ciertos aspectos técnicos, como el almacenamiento, despachabilidad, y reserva rodante, brindándole un campo de aplicación más amplio.

Tabla 1. LCOE, LACE y razón costo-beneficio de diferentes tecnologías en Estados Unidos

Plant type	Average capacity-weighted ¹ LCOE ² with tax credits (2019 dollars per megawatthour)	Average capacity-weighted ¹ LACE ² (2019 dollars per megawatthour)	Average value-cost ratio ³
Dispatchable technologies			
Ultra-supercritical coal	NB	NB	NB
Combined cycle	36.61	37.15	1.02
Advanced nuclear	NB	NB	NB
Geothermal	35.44	41.74	1.18
Biomass	NB	NB	NB
Non-dispatchable technologies			
Wind, onshore	34.10	31.37	0.92
Wind, offshore	115.0	37.29	0.32
Solar photovoltaic ⁴	30.39	33.59	1.11
Hydroelectric ^{5,6}	39.54	36.31	0.96

¹The capacity-weighted average is the average levelized cost per technology, weighted by the new capacity coming online in each region. The capacity additions for each region are based on additions from 2023 to 2025. Technologies for which capacity additions are not expected do not have a capacity-weighted average and are marked as NB, or not built.

²LCOE = levelized cost of electricity, LACE = levelized avoided cost of electricity.

Fuente: [6]

Así como la IEA, diferentes grupos de investigación han desarrollado estudios en donde demuestran el valor que diferentes tecnologías agregan al sistema eléctrico. En particular, se ha demostrado que la CSP tiene una mayor justificación económica en sistemas con alta penetración de energía renovable [7] [8].

Aunque en nuestro país el porcentaje de energías renovables en la generación de electricidad sea del 18.3%, y el de renovables variables sea aún menor, se deberían ir incorporando este tipo de tecnologías para reducir el costo total del sistema si queremos llegar a la meta del 50% de generación de energía renovable para el año 2050. Para esto, es necesario contar con evaluaciones técnico-económicas de las posibles opciones para llegar a las metas planteadas y encontrar formas económicamente viables para lograrlo [9].

Países como China, Chile, Emiratos Árabes Unidos, Marruecos, Australia, entre otros, han demostrado su interés en la tecnología solar de concentración, por lo que cuentan con alguna planta en desarrollo u operación. Sin embargo, México está rezagado en términos de planeación e implementación de esta tecnología. Actualmente no se tiene contemplada en la planeación energética por parte del estado [10], ni se tienen estudios para determinar si este tipo de centrales tiene potencial económico a escala de despacho (*utility scale*). Para apoyar a sentar las bases que pueden propiciar el desarrollo de la tecnología en el país, se plantea la siguiente hipótesis: **“Las plantas de concentración solar con tecnología de sales fundidas son económicamente viables de desarrollar en México”**

1.1 Descripción de la tecnología de concentración solar de torre central con sales fundidas

La tecnología solar de concentración ha sido un concepto que data hasta los tiempos de Arquímedes (circa 250 AC), pero fue hasta 1866 que se utilizó de forma industrial para un motor de vapor y en 1891 se obtuvo la primera patente para un colector solar en Baltimore, Maryland [11].

La tecnología de plantas solares de torre central fue planteada en 1967 por el profesor Giovanni Francia, quien desarrolló el primero prototipo con una potencia de 1 MW [12]. En 1981 se desarrolló la central *Solar One* en California [13], la primera central de gran escala con una potencia de 10 MWe. En 1995 se desarrolló un proyecto para convertirla en *Solar Two*, incorporando sales fundidas como fluido de transferencia de calor (y para almacenamiento de energía). Esta central sentó las bases tecnológicas de las centrales de gran escala desarrolladas hoy en día.

Las plantas de concentración solar de torre central con almacenamiento de sales fundidas tienen 5 subsistemas que se pueden observar en la Figura 1:

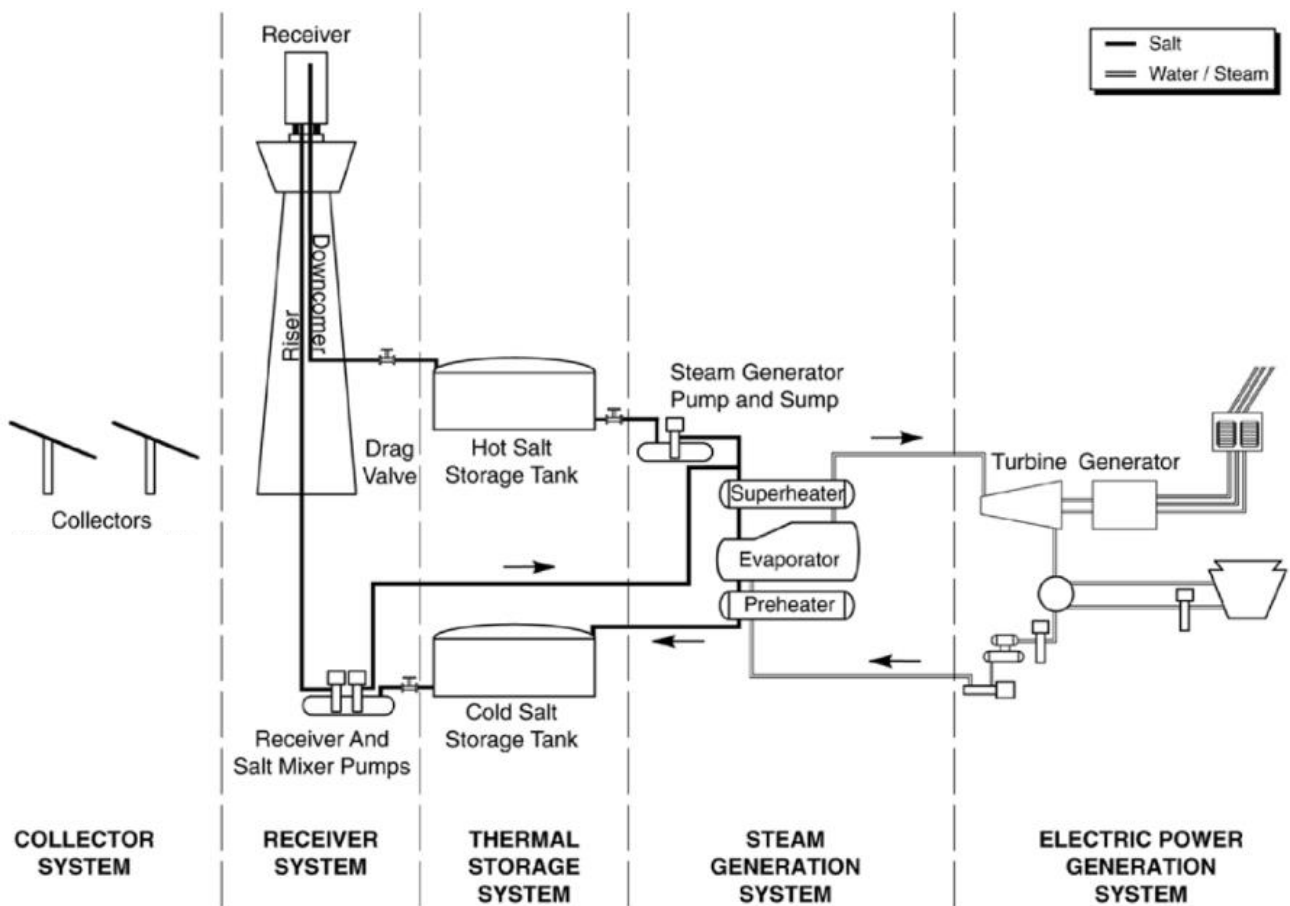


Figura 1. Subsistemas principales de una planta solar de torre central con almacenamiento.

Fuente: [91]

1. El sistema de colectores solares, llamados helióstatos, reflejan la radiación solar hacia un receptor ubicado a lo alto de una torre comúnmente situada en el centro del campo. Cada helióstato se mueve independientemente en función de su posición con respecto de la torre para reflejar apropiadamente la radiación solar hacia el receptor.
2. El sistema del receptor está conformado por la torre principal y el receptor (en este caso particular se utiliza un receptor central como se puede observar en la Figura 2). La torre contiene un sistemas de ductos aislados por donde pasará el fluido térmico, la sal fundida (la cual es una mezcla denominada “sal solar” con composición de 60% NaNO_3 y 40% KNO_3). El receptor está fabricado con tubos de materiales cerámicos o metales que son estables a muy altas temperaturas [14]. Su función es recibir la radiación reflejada por el campo de helióstatos, y funcionar como intercambiador de calor al transferir la energía al fluido de trabajo.
3. El sistema de almacenamiento consiste en un tanque de sales calientes (a 574°C) y otro de sales “frías” (a 290°C). Estas temperaturas limitan el ciclo de potencia y se definen en función de las propiedades de la sal fundida utilizada, ya que después del límite superior la sal se degrada, y debajo del límite inferior se solidifica, dañando la instalación. El fluido enviado al receptor siempre proviene del tanque de sales frías.
4. El sistema de generación de vapor utiliza intercambiadores de calor para transferir el calor de las sales fundidas calientes a otro fluido de trabajo, en este caso agua, para generar vapor. Después de extraerle el calor a las sales, estas son enviadas al tanque de sales frías.
5. El sistema de generación de potencia utiliza el vapor de agua en un ciclo Rankine para generar electricidad. Esta pasa por un transformador para elevarla al nivel de tensión utilizado en líneas de transmisión, para finalmente ser enviada a la red eléctrica.

Para una descripción más completa de los componentes y subsistemas de estas centrales, así como modelos físicos y matemáticos, se puede consultar [15], [16] y [17].

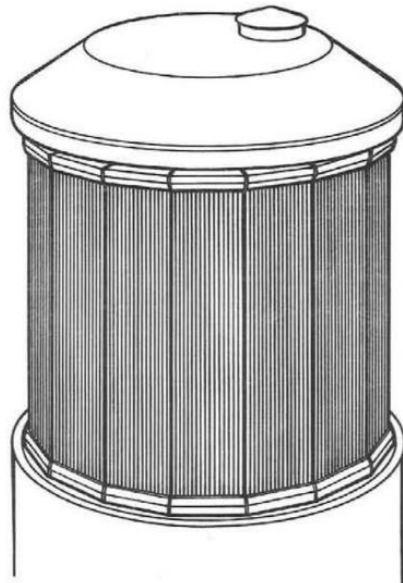


Figura 2. Receptor central de tipo externo.

Fuente: [17]

En la Figura 3 se presenta una imagen de una planta real en condiciones operativas.



Figura 3. Central solar Shouhang Dunhuang 100 MW Phase II en Dunhuang, China.

Fuente: [95]

1.2 Proyectos de torre central en el mundo y en México

Como se puede observar en la figura 4, se tiene registro de 38 proyectos de torre central en el mundo. Al momento de este trabajo, encontramos dentro de los proyectos: 4 No-operacionales, 22 en operación, 4 en construcción y 8 en desarrollo [18].



Figura 4. Plantas de concentración solar de torre central a nivel mundial.

Nota: en la figura erróneamente se muestra una planta en Lancaster, Pennsylvania, que en realidad pertenece a Lancaster, California.

Fuente: [18]

© Colaboradores de OpenStreetMap. Utilizado con licencia CC BY-SA 2.0 de la fundación OpenStreetMap

En el continente americano se encuentran 7 proyectos: 3 en los Estados Unidos y 4 en Chile. Los 3 proyectos de Estados Unidos se encuentran en operación, y entre ellos se encuentra Ivanpah, la central más grande del mundo de esta tecnología hasta ahora con una potencia de 377 MW. De los 4 proyectos contemplados en Chile, 3 se encuentran en desarrollo y 1 en operación.

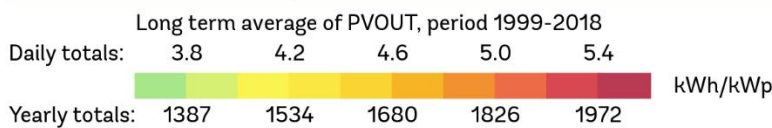
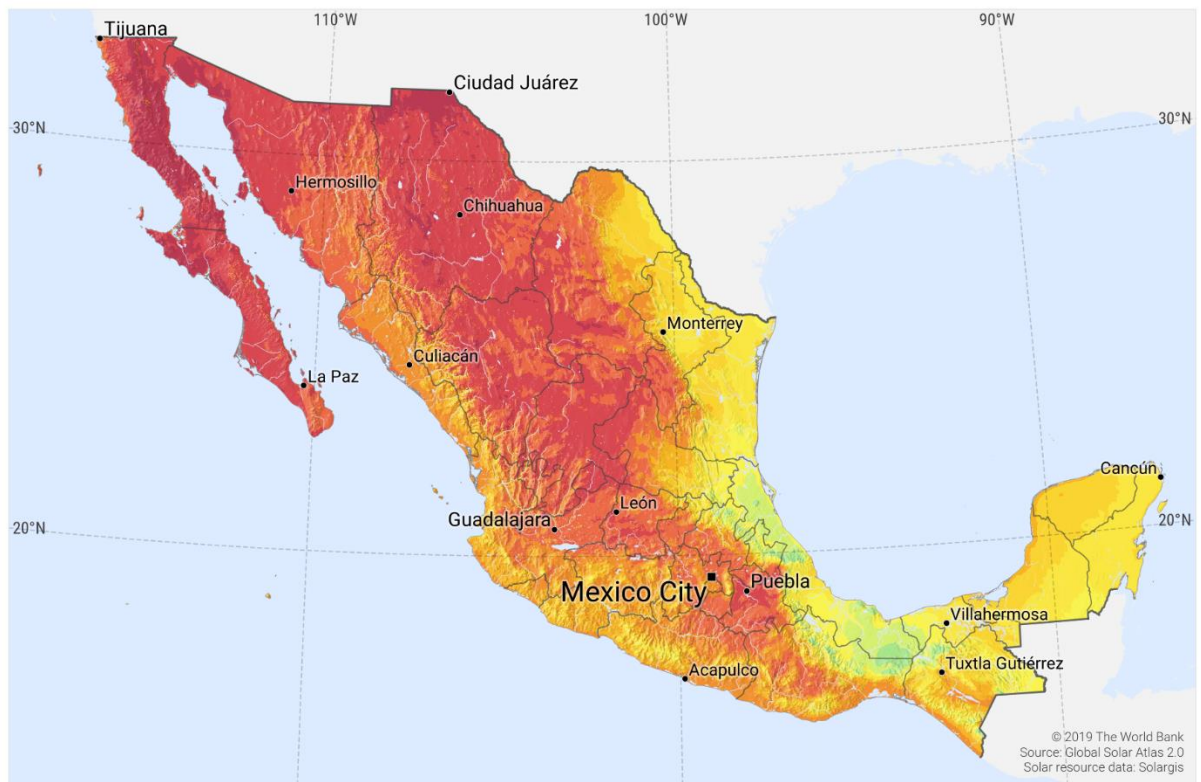
En México no se tiene planes de desarrollar tecnología solar de concentración Torre central [10] y solamente se ha planteado una planta híbrida gas natural-canal parabólico de 14 MW en el norte del país [19]. Una de las metas de este estudio es sentar las bases para el posible desarrollo de la tecnología de torre central en un futuro inminente.

1.3 Recurso solar en México

México tiene un recurso solar privilegiado al estar situado en el denominado “cinturón solar”, una región geográfica que comprende desde los 35° de latitud norte hasta los 35° de latitud sur. Esta ubicación le permite tener una radiación global promedio de 5.5 kWh/m²/día a nivel nacional [20] [21]. Esto ha facilitado el despliegue de la energía fotovoltaica y fototérmica a nivel de generación distribuida, ya que en la mayor parte del territorio los proyectos cuentan con un retorno de la inversión corto. A nivel de centrales de despacho o *utility scale* (i.e. grandes centrales eléctricas), en los últimos años la tecnología fotovoltaica ha dominado el panorama ya que todas las 63 centrales de energía solar en México han sido desarrolladas con esta tecnología [22]. Debido a esta dominancia tecnológica, se han creado varios mapas de potencial fotovoltaico para promover este tipo de proyectos, como el que se puede ver en la Figura 5.

SOLAR RESOURCE MAP

PHOTOVOLTAIC POWER POTENTIAL MEXICO



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

Figura 5. Ejemplo de mapa de potencial fotovoltaico.

Fuente: [21]

Sin embargo, debido a que la mayoría de los mapas desarrollados tienen la finalidad de proyectos fotovoltaicos, estos solamente muestran la radiación global horizontal (*GHI*, por sus siglas en inglés). Para las centrales de concentración, que utilizan la radiación normal directa (*DNI*, por sus siglas en inglés), los mapas de *GHI* no son muy útiles para determinar ubicaciones aptas. Adicionalmente, debido a que el recurso solar no es el único parámetro para tomar en cuenta para el desarrollo de centrales, se deben tener en cuenta otras restricciones técnico-económicas, sociales y ambientales.

1.4 Tipos de modelos energéticos

El sector energético está influenciado por una gran cantidad de variables económicas, técnicas, sociales y de otros tipos. Para explorar las complejas relaciones entre estas variables, se han creado herramientas computacionales llamadas modelos energéticos. Estos modelos proporcionan una visión de los posibles impactos que conlleva un conjunto de suposiciones. Existen por lo menos 88 modelos relacionados al sector energético [9], cada uno con diferentes necesidades de información, características y atributos, así como resultados. Muchos de estos modelos no entran en una categoría específica o no comparten similitudes con otros, por lo que es difícil generar categorías para todos ellos. Una categorización general se presenta en la Figura 6. Se debe de tomar en cuenta las capacidades y limitaciones de cada modelo, así como la información disponible, para determinar el más factible para el problema en cuestión y obtener resultados de utilidad.

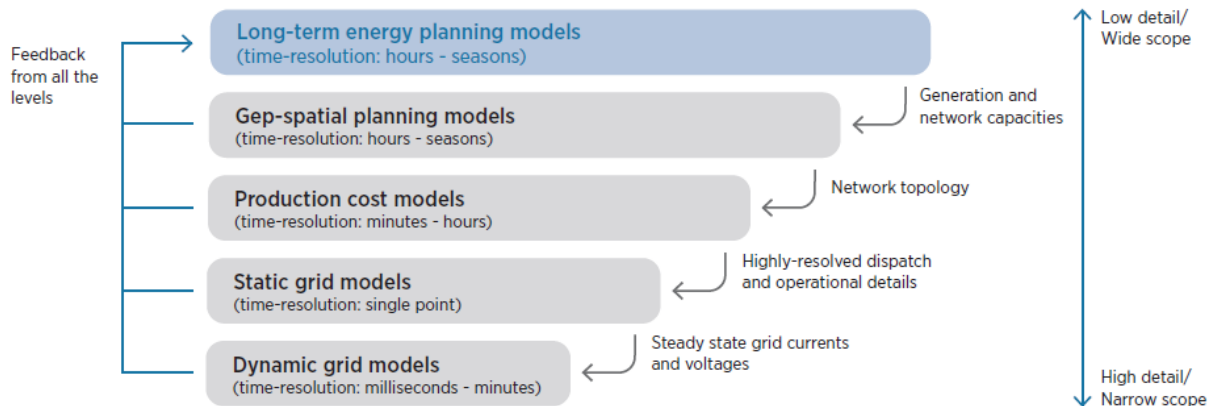


Figura 6. Clasificación de modelos energéticos utilizada por la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).

Fuente: [23]

Para representar una central eléctrica principalmente se utilizan 3 tipos de modelos: *Capacity Expansion Models*, *Production Cost Models* y *System Models*. También existen *Network Reliability Models* [24], encargados de simular la red de transmisión en un periodo de tiempo corto (menos de un minuto) bajo situaciones específicas, pero no son objeto de este estudio. La Figura 7 muestra las diferentes capacidades de los modelos en función de su resolución temporal y espacial. En esta figura encontramos los dos modelos utilizados en este estudio: **System Advisor Model (SAM)** y **PLEXOS**.

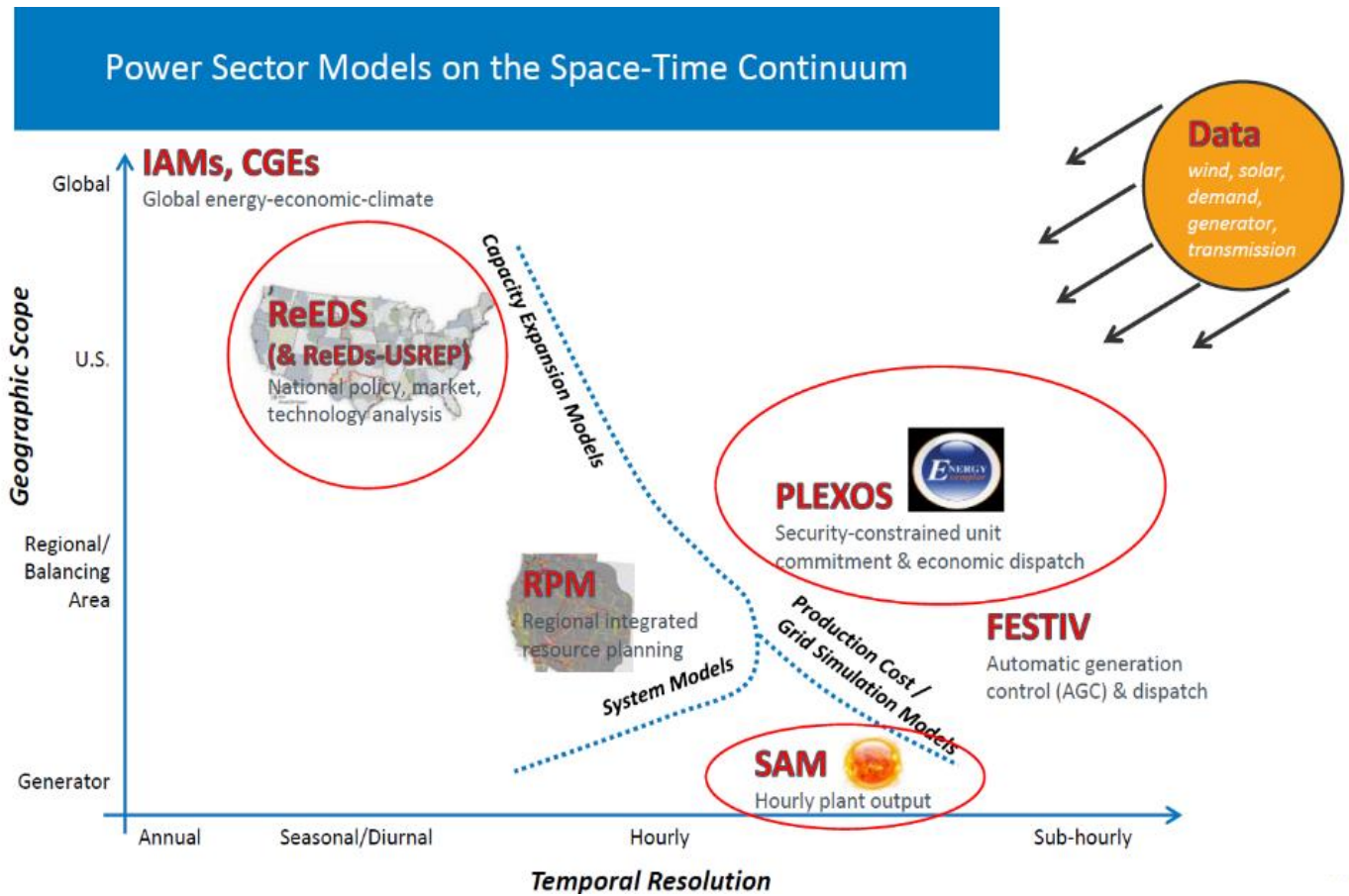


Figura 7. Clasificación de modelos energéticos en función de su alcance geográfico y resolución temporal.

Fuente: [90]

1.4.1 Modelos de Costo de Producción (PCM)

Los modelos de costo de producción (PCM, por sus siglas en inglés de *Production Cost Models*), representan todos los costos operacionales de una matriz energética específica de un país o región. Fueron desarrollados en la década de los 70's para manejar los inventarios de hidrocarburos. Su principal objetivo es minimizar los costos de producción de energía de todo el sistema, calculando precios de manera horaria por región. [25]

Estos modelos pueden utilizarse para:

- Determinar precios del mercado spot (día en adelante, hora en adelante, tiempo real).
- Planear expansión, presupuestar energía, planificación de servicios públicos.
- Analizar mercados: pronóstico de Energía y servicios conexos, integración de renovables.
- Analizar componentes de transmisión, expansión de líneas, evaluación de congestión.
- Entre otras aplicaciones.

Ventajas:

- Muestran resultados de todas las centrales para cada hora del año.
- Visualizan los efectos del precio neto de energía mediante PMLs y sus componentes.
- Permiten realizar ciertos pronósticos.
- Muestran el impacto económico de decisiones en áreas de control.

Deventajas:

- Requieren grandes cantidades de datos y de poder de procesamiento
- Requieren modelos detallados y complejos

Ejemplos: **PLEXOS de Energy Exemplar**, PROMOD de Ventyx, MAPS de General Electric y Gridview de ABB [24].

1.4.2 Capacity Expansión Models (CEM)

La finalidad de estos modelos es identificar la matriz energética de menor costo para satisfacer la demanda eléctrica actual y futura de un país o región, basándose en una serie de restricciones. Muestra como resultado la ubicación y tipo de generación y transmisión requerida. La rutina de minimización de costos se realiza múltiples veces a lo largo de un horizonte de tiempo determinado, presentando resultados dependiendo de la granularidad específica del modelo (e.g. el modelo ReEDS muestra resultados cada 2 años hasta el 2050).

Para ejemplificar las principales características de estos modelos, se muestra como ejemplo el modelo ReEDS sus principales características se encuentran:

A continuación, se muestran las características del modelo ReEDS [26] para ejemplificar las características que cumplen estos modelos:

- Optimización a nivel de sistema. No toma en cuenta las decisiones individuales ni toma en cuenta obligaciones contractuales o decisiones no-económicas.
- Resolución temporal (*time slices*) determinada. Esta resolución no muestra características operacionales detalladas como tasas de rampa y tiempo mínimo de encendido de plantas.
- Su precisión depende de predicciones de precios y políticas.
- El modelo incluye los proyectos anunciados, pero puede haber proyectos sin anunciar que tendrán un impacto.
- Establece un piso parejo en cuestión de permisos y tiempo de construcción para el mismo tipo de centrales.
- No se puede variar el financiamiento por tipo de tecnología.
- No se pueden implementar curvas de aprendizaje tecnológico intrínsecamente, por lo que no pueden ser función de una mayor implementación tecnológica.
- Limitación geográfica (en este caso a América del Norte).

Finalmente, entre las restricciones del modelo se encuentran:

- Carga.
- Planeación de reserva.
- Reserva operativa.
- Operación de generador.
- Transmisión.
- Recurso.
- Emisiones.
- Penetración de energías renovables o limpias.

Ejemplos: Aurora de Energy Exemplar, ReEDS de NREL, OGP de General Electric, JASP de Xi'an Jiaotong University, GESP de State Grid Energy Research Institute [27] y MARKAL-TIMES de la IEA.

1.4.3 Price-taker (PT)

Los dos tipos de modelos anteriores representan detalladamente un sistema, pero requieren de un elevado nivel de detalle y cantidades grandes de información. Existen otros tipos de modelos con la resolución a nivel de generador, también llamados *Price-Taker Models* o *System Models*.

Ventajas:

- Da información sobre proyectos individuales.
- Optimiza el despacho e ingresos del generador.
- Permite modificar detalles técnicos, económicos y financieros muy específicos.
- Posibilita realizar análisis de sensibilidad, algo que no es posible en los modelos anteriores debido a su complejidad computacional.

Desventajas

- No se puede determinar el impacto futuro que tendrán otras tecnologías en los ingresos o precios marginales utilizados en este modelo [28].

Ejemplos: *System Advisor Model* de NREL.

La metodología que se utiliza generalmente para la planeación del sistema eléctrico de un país utiliza estos tres tipos de modelos, empezando con *CEM* para minimizar el CAPEX, siguiendo por *PCM* para minimizar el OPEX, y finalmente concluyendo con *System Models* para maximizar los ingresos de una central [29].

1.4.3.1 System advisor model (SAM)

Para analizar los casos propuestos, se utilizó el software libre *System Advisor Model* versión 2020 desarrollado por NREL. Este software fue diseñado específicamente para análisis técnico-económicos de proyectos de energía solar y a lo largo del tiempo ha ido incorporando fuentes de energía renovable adicionales como eólica, marina, geotérmica, biomasa, entre otras. Para este estudio se utiliza el modelo de Concentración Solar - Torre central con sales fundidas, en las modalidades financieras de Acuerdo de Compra de Energía (*Power Purchase Agreement* o PPA, por sus siglas en inglés) y Venta a mercado (*Merchant*, como se define en inglés).

El modelo SAM ha sido validado en condiciones reales [30] en la planta Gemasolar de 19.9 MW_e en España con un error aproximado del 2.5% en la energía anual total entregada. Esto es un indicador de que el modelo es confiable en condiciones reales. En [16] se puede consultar a detalle las variables involucradas en cada proceso de un modelo CSP y en [31] se detalla el modelo óptico del sistema. Una explicación detallada de cómo se resuelven los flujos de efectivo se puede encontrar en [32].

El modelo SAM incluye parámetros base para cada tecnología que se actualizan cada vez que se publica una nueva versión del software. Estos parámetros se definen mediante estudios realizados por NREL con la información más actualizada a nivel internacional, sin embargo, los parámetros base se definen para una central en Estados Unidos. Debido a esto, se tienen que ajustar varios parámetros para adecuar el modelo a las condiciones técnicas, económicas y financieras de México. Estos parámetros se detallan en las tablas que son incluidas posteriormente.

1.5 Modelos financieros

1.5.1 Descripción del modelo financiero *Power Purchase Agreement (PPA)*.

Los proyectos de energía limpia generan tres productos principales para producir ingresos: Energía, Potencia y Certificados de Energía Limpia (CEL) [33]. En este estudio se estudian los ingresos generados por estos tres productos en centrales de energía solar de concentración.

El modelo *Power-Purchase Agreement* consiste en vender directamente estos productos a uno o más compradores (*Off-takers*) específicos. Estos compradores generalmente adquieren la totalidad de la energía producida por la central en cuestión, por lo que requieren una calificación crediticia alta para lograr el financiamiento adecuado. Debido a que en México no se cuenta con muchas instituciones con estos los requisitos de nivel crediticio para financiar proyectos de concentración solar bajo este esquema [34], es necesario presentar las ventajas mediante análisis técnico-económicos para cuantificar sus beneficios y levantar el interés de la industria. Otra posible solución para fomentar el desarrollo de proyectos bajo este esquema sería implementar mecanismos financieros como los propuestos en [34], pero esto queda fuera del contexto del estudio actual.

Estos PPA pueden ser físicos o financieros [35]:

En un PPA Físico, “Existe una obligación real de entrega y consumo de energía eléctrica a un precio y cantidad de energía preestablecida. El desarrollador hace una oferta de venta en el MDA o MTR, en el nodo de entrega, y el Suministrador Calificado o UCPM hace una oferta de compra en el MDA o MTR, en el nodo de consumo. En caso de que el nodo de consumo sea diferente al nodo de entrega, los Suministradores Calificados o UCPM absorben el riesgo del diferencial en el PML por concepto de congestión y pérdidas.” [35]

Mientras tanto, en los PPA financieros “El desarrollador establece un precio y cantidad de energía con el Suministrados Calificado o UCPM, sin obligación real de entrega de energía. El desarrollador oferta la energía en el MDA o MTR y en los casos en los cuales el PML es mayor a la curva del PPA contratado, los generadores pagan la diferencia al Suministrador Calificado o UCPM. En aquellos casos en que el PML es menor a la curva del PPA, el Suministrador Calificado o UCPM pagan la diferencia al generador.” [35]

1.5.2 Descripción del modelo financiero *Merchant*

Los proyectos en modelo *merchant* se definen como aquellos que venden su energía y productos derivados en el Mercado Eléctrico Mayorista. Dentro de esta categoría existen dos tipos de proyectos:

- *Partially merchant*, que aseguran sus ingresos mediante algún otro mecanismo financiero como lo pueden ser PPAs pero una parte de sus ingresos aun depende del mercado spot. Estos proyectos tienen una mayor bancabilidad y pueden acceder a mejores condiciones de crédito al tener parte de sus ingresos asegurados.
- *Fully merchant*, que dependen totalmente del mercado spot. Tienen un mayor riesgo en sus ingresos por lo que las condiciones de crédito suelen ser más estrictas para incorporar este riesgo.

En el reporte publicado por Bancomext, GIZ, KfW (2019): “Retos y oportunidades para el financiamiento de proyectos de energías renovables con venta al Mercado Eléctrico Mayorista en México” [34] se mencionan las principales características de los proyectos en México bajo esta modalidad.

Resaltan unas tasas de interés mayores al promedio, ubicándose en valores del 16% en 2019. Esto sería equivalente actualmente a una tasa del 13% para el año 2020 debido al decremento en la tasa de referencia de tres puntos en este mismo periodo.

Los periodos de préstamos varían entre 7 y 20 años con niveles de apalancamiento entre 50 y 60% del total de la deuda. Esto para asegurar un *Debt-size coverage ratio* de entre 1.35 y 1.65. Finalmente, el LCOE se encuentra entre los 15 y 30 USD/MWh, con un valor promedio de 23.6 USD/MWh.

Debido a que este mercado está en operación desde el 2017, es relativamente nuevo y por lo tanto solamente se tienen registro de 7 proyectos instalados o en construcción por un total de 504 MW con este modelo financiero [34]. Esto es principalmente debido a varios factores de riesgo que dificultan la estabilidad de los ingresos a largo plazo, entre ellos la volatilidad de los PMLs [34]. Al tener esta variabilidad en el ingreso, este tipo de proyectos no han logrado obtener un financiamiento adecuado para poder desarrollarlos.

Para ilustrar la variabilidad de precios, en la Figura 8 se muestran los precios históricos del nodo 01PQI-115 ubicado en la región Central para la tercera semana de junio. Las 100 horas críticas reportadas en el SIN el año 2019 pertenecieron al periodo comprendido del 2 de mayo al 6 de agosto. El periodo del 15 de junio al 21 de junio, mostrado en la Figura 8, reporta 35 horas críticas [36], por lo que es un periodo de alto interés para mostrar la variabilidad de los PMLs. Hay muchos factores que influyen en el precio, entre ellos los precios de combustibles, la demanda, y la disponibilidad de transmisión. Los picos en el precio se relacionan principalmente al despacho de plantas con altos costos marginales, debido a que en este periodo de tiempo el margen de reserva es muy estrecho debido a los picos de demanda.

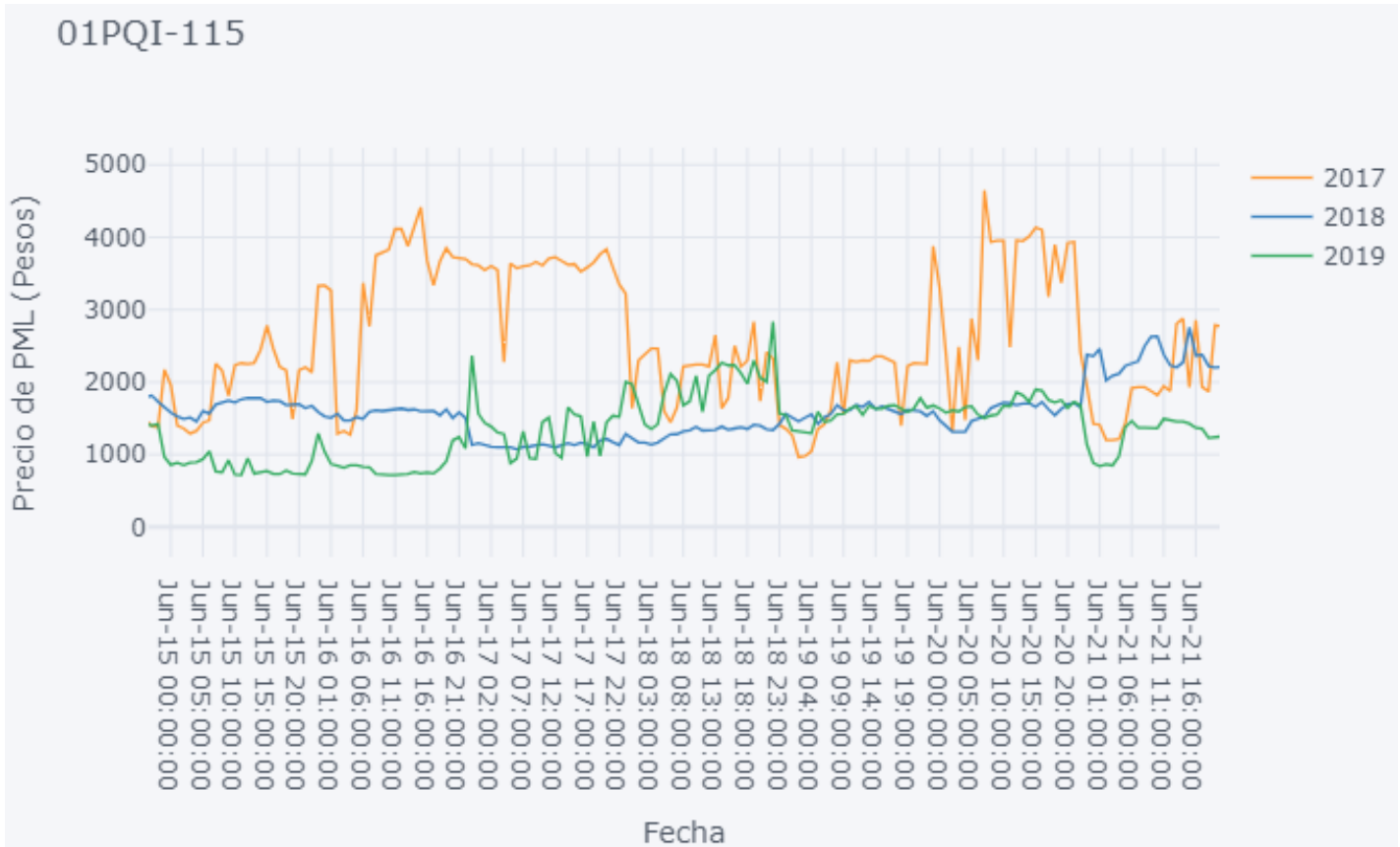


Figura 8. Precios históricos del nodo 01PQI-115 para la tercera semana de junio.

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE [84].

En la Figura 9 se puede comparar el comportamiento histórico con las proyecciones oficiales de las subastas eléctricas. El precio histórico del mercado spot ha estado cercano a los 75 USD/MWh, sin embargo, proyecciones oficiales lo colocan en el orden de los 40 USD/MWh [34]. Esto nos indica que históricamente el mercado ha sido bastante volátil, ya que se aprecian precios menores a los esperados en meses de bajo consumo (invierno), y mayores a los esperados en meses de alto consumo (verano).

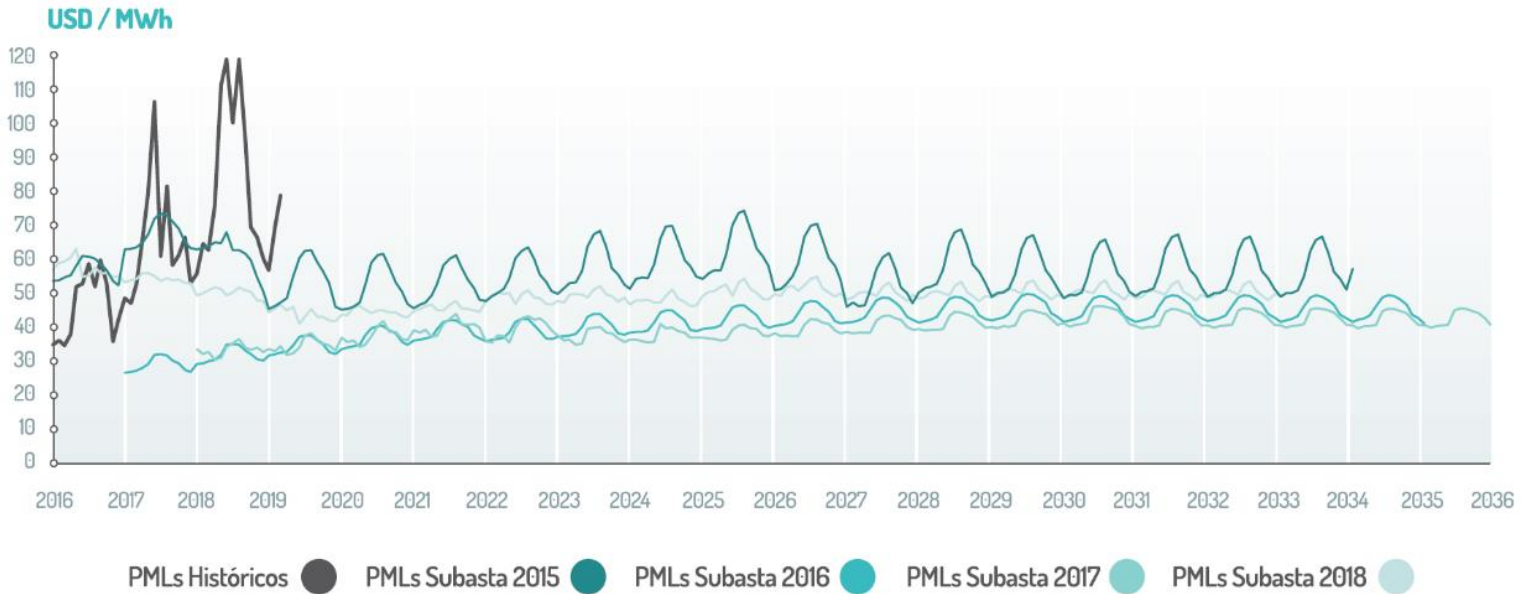


Figura 9. PMLs históricos y proyectados en cada una de las Subastas de Largo Plazo.

Fuente: [34] con información de CENACE.

2. Metodología

2.1 Desarrollo de un mapa para selección de ubicaciones

Para objeto de este estudio, se construyó un mapa utilizando datos de la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de la SENER, SEMARNAT, INEGI y del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) con la finalidad de mostrar todas las ubicaciones aptas para desarrollar centrales solares de concentración de escala *utility*. La metodología utilizada es similar a la reportada por [37], con la diferencia de utilizar mapas de DNI en vez de GHI. Este mapa puede ser usado para cualquier tecnología de concentración solar, ya sea de torre central, canal parabólico, u otra.

La idea detrás de esta metodología es determinar factores adversos (técnico-económicos, sociales y ambientales) en el desarrollo de centrales de este tipo. Removiendo las zonas con estos factores adversos, obtenemos los lugares aptos para el desarrollo de este tipo de proyectos. En este caso, se tomaron en cuenta las siguientes restricciones definidas por la Secretaría de Energía en el Atlas nacional de zonas con alto potencial de energías limpias [38]:

1. Zonas de alta incidencia de ciclones tropicales
2. Áreas naturales protegidas
3. Localidades urbanas más zonas aledañas (500 m)
4. Localidades rurales más zonas aledañas (500 m)
5. Zonas con pendientes mayores a 5%
6. Zonas de humedales de importancia internacional (RAMSAR)
7. Volcanes activos más 10 km de radio
8. Zonas de monumentos arqueológicos
9. Zonas de monumentos históricos
10. Zonas lejanas a la Red Nacional de Transmisión (RNT) (20 km)
11. Zonas susceptibles a inundaciones
12. Carreteras y zonas aledañas (100m)

Finalmente, la restricción del recurso energético se obtuvo de RE explorer, una herramienta desarrollada por la agencia US AID y NREL [39].

13. Zonas con DNI promedio menor a 6.0 kWh/m²/día

A continuación, se muestran gráficamente cada una de las exclusiones mencionadas anteriormente, así como una breve descripción de lo que representan.

1. Zonas de alta incidencia de ciclones tropicales



Figura 10 . Zonas de alta incidencia de ciclones tropicales.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Para generar estos mapas se realizó un mallado con una cuadrícula de 0.5 de grado (50 km aprox.) en donde se trazaron las trayectorias de los ciclones que han afectado al País, y se calculó cuantos ciclones pasan por cada centro de cuadro de la malla, para poder obtener la frecuencia. Las zonas con mayor afectación por Ciclones Tropicales son la península de Yucatán, Tamaulipas, Veracruz, Guerrero, Michoacán, Colima y el sur de la Península de Baja California, principalmente afectados por Depresiones Tropicales, Tormentas Tropicales y Huracanes Categoría 1.” [40]

2. Áreas naturales protegidas

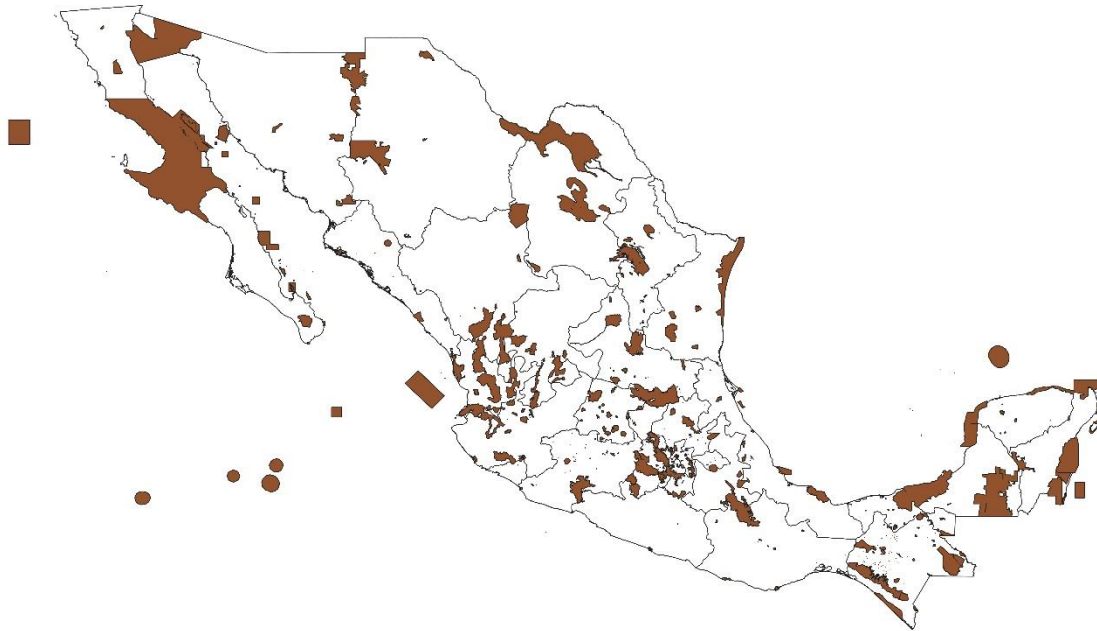


Figura 11. Áreas naturales protegidas.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Datos espaciales de las Áreas Naturales Protegidas Federales de la República Mexicana contruidos en apego a los decretos de creación publicados en el Diario Oficial de la Federación. Manejo de datos espaciales con herramientas de los sistemas de información geográfica de la Comisión Nacional de las Áreas Naturales Protegidas.” [41]

3. Localidades urbanas y zonas aledañas (500 m)



Figura 12. Localidades urbanas y zonas aledañas.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Localidad se define como todo lugar ocupado con una o más edificaciones utilizadas como viviendas, las cuales pueden ser habitadas o no, este lugar es reconocido por un nombre dado por la ley o la costumbre. Estas localidades están representadas digitalmente y distribuidos por entidades federativas. De acuerdo con el INEGI una población urbana es aquella donde viven más de 2500 personas. Este mapa fue modificado a partir del MARCO GEOESTADÍSTICO 2014 versión 6.3 el cual es proporcionado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), además de realizar un buffer de 500 metros y eliminar poblaciones menores de 500 habitantes.” [42]

4. Localidades rurales y zonas aledañas (500 m)



Figura 13. Localidades rurales y zonas aledañas.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Localidad se define como todo lugar ocupado con una o más edificaciones utilizadas como viviendas, las cuales pueden ser habitadas o no, este lugar es reconocido por un nombre dado por la ley o la costumbre. Estas localidades están representadas digitalmente y distribuidos por entidades federativas. De acuerdo con el INEGI una población se considera rural cuando tiene menos de 2,500 habitantes.

Este mapa fue modificado a partir del MARCO GEOESTADÍSTICO 2014 versión 6.3 el cual es proporcionado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), además de realizar un buffer de 500 metros.” [43]

5. Zonas con pendientes mayores a 5%



Figura 14. Zonas con pendientes mayores a 5%.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “La pendiente se define como el ángulo existente entre el vector normal a la superficie en un punto y la vertical. El modelo digital de la elevación proporcionado por INEGI, se utilizan para determinar la configuración y la altura del terreno; a partir de ellos se pueden modelar las alturas y obtener aspectos tales como pendientes.

El mapa de pendientes fue derivado del modelo de elevaciones de una resolución de 120 metros, el cual es usado para conocer las zonas con pendientes mayores al 5%. Las zonas aquí mostradas no se consideran aptas para la generación de energía solar pues podrían verse afectadas por las sombras ocasionadas por la orografía y además los costos de nivelación del territorio podrían afectar significativamente la factibilidad de un proyecto.” [44]

6. Humedales de importancia internacional (RAMSAR)



Figura 15. Humedales de importancia internacional (RAMSAR).

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Datos espaciales de los Sitios Ramsar de la República Mexicana. Manejo de datos espaciales con herramientas de los sistemas de información geográfica de la Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas.” [45]

7. Volcanes activos y zonas aledañas



Figura 16. Volcanes activos.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Se muestra la ubicación de volcanes activos e inactivos en territorio nacional, distribuidos principalmente a lo largo del denominado Cinturón Volcánico Transmexicano (Macías y Capra, 2005), el cual tiene una dirección casi W-E desde las costas del Pacífico hasta las del Golfo de México como producto de la subducción de las placas oceánicas Cocos y Rivera debajo de la continental norteamericana. A lo largo de esta zona se presentan varios estratovolcanes y calderas (grandes cráteres), así como diversos conos volcánicos de actividad monogenética, entre los más importantes por su constante actividad resaltan: el Popocatépetl, Colima, Ceboruco, Citlaltépetl; San Martín (Veracruz), Chichón y Tacaná en el sureste (Chiapas); Tres vírgenes y Everman en Baja California Sur e Islas Revillagigedo respectivamente. Se consideran volcanes activos aun cuando se les vea en un estado de quietud a todos los que han presentado alguna erupción dentro de los últimos 10,000 años. También se muestran dos regiones de fallas activas y potencialmente activas de acuerdo con el contexto sismotectónico (Atlas Nacional de México, UNAM, 1990). Los volcanes activos por considerar serán aquellos con una zona circundante de 20 km y para volcanes como el Popocatépetl, Colima y Tacaná: el área correspondiente a las zonas de lahares, flujos piroclásticos y zonas circundantes en 40 km.” [46]

8. Zonas de monumentos arqueológicos



Figura 17. Zonas de monumentos arqueológicos.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Delimitación de los sitios arqueológicos declarados como Zona de Monumentos Arqueológicos. Se muestra información sobre el Nombre de las Zonas, Nombre de los polígonos, Estado, Municipio y hectáreas totales registradas en el Registro Público de Monumentos y Zonas Arqueológicas e Históricas.” [47]

9. Zonas de monumentos históricos



Figura 18. Zonas de monumentos históricos.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Ubicación de áreas que comprenden varias edificaciones consideradas como monumentos históricos relacionados con un suceso nacional o áreas que se encuentren vinculadas a hechos pretéritos de relevancia para el país. Muestra información sobre: denominación de la zona de monumentos históricos de acuerdo con el decreto correspondiente, ubicación y clave según el marco geoestadístico nacional.” [48]

10. Zonas lejanas a la Red Nacional de Transmisión (RNT)



Figura 19. Zonas lejanas a la Red Nacional de Transmisión (RNT)

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Son aquellas zonas alejadas de la RNT en las cuales existe un gran potencial de energía solar y eólica, y pretenden servir como orientación en la planeación para la construcción de nuevas líneas de la RNT.”

El mapa fue creado a partir de líneas de Transmisión tomando en cuenta 20 km a la redonda, el cual fue proporcionada por la Subgerencia de Líneas de Transmisión de Comisión Federal de Electricidad que corresponde al año 2015. “ [49]

11. Zonas susceptibles a inundaciones



Figura 20. Zonas susceptibles a inundaciones.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “El mapa presenta las zonas susceptibles de inundación. El 65% se localiza en las partes bajas, mientras que el 31% se ubica en las partes medias y sólo el 3% en las zonas altas, por lo que se debe poner especial atención en aquellas zonas con mayor densidad de población ubicadas en las zonas bajas.” [50]

12. Carreteras y zonas aledañas (100 m)

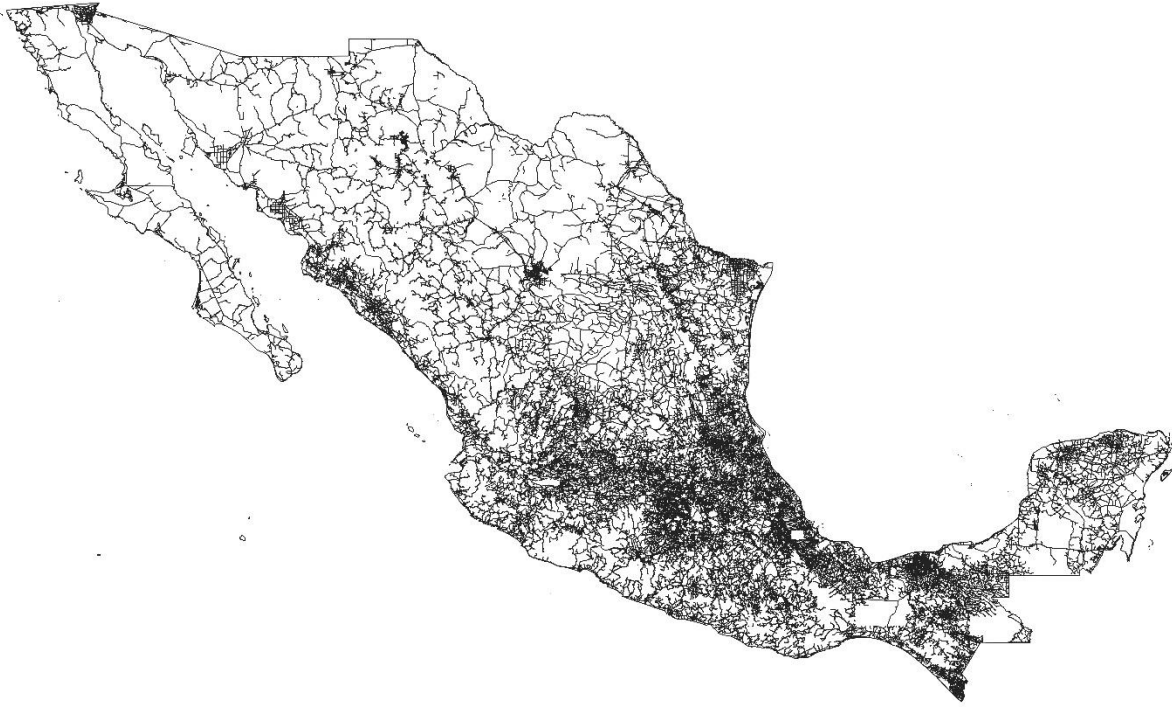


Figura 21. Carreteras y zonas aledañas.

Fuente: Elaboración propia con datos de [38]

Descripción: “Sistema de circulación lineal estructurado que integra carreteras pavimentadas y vialidades de localidades urbanas, así como la integración de principales vialidades de localidades rurales que interconectan con carreteras, además de presentar una actualización en función del comparativo con la cobertura 2007-2008 de la SCT.

El mapa de carreteras fue modificado para conocer la existencia de zonas aledañas a 100 metros de una carretera, basado en la información proporcionada por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.” [51]

13. Zonas con DNI promedio mayor a 6.0 kWh/m²/día

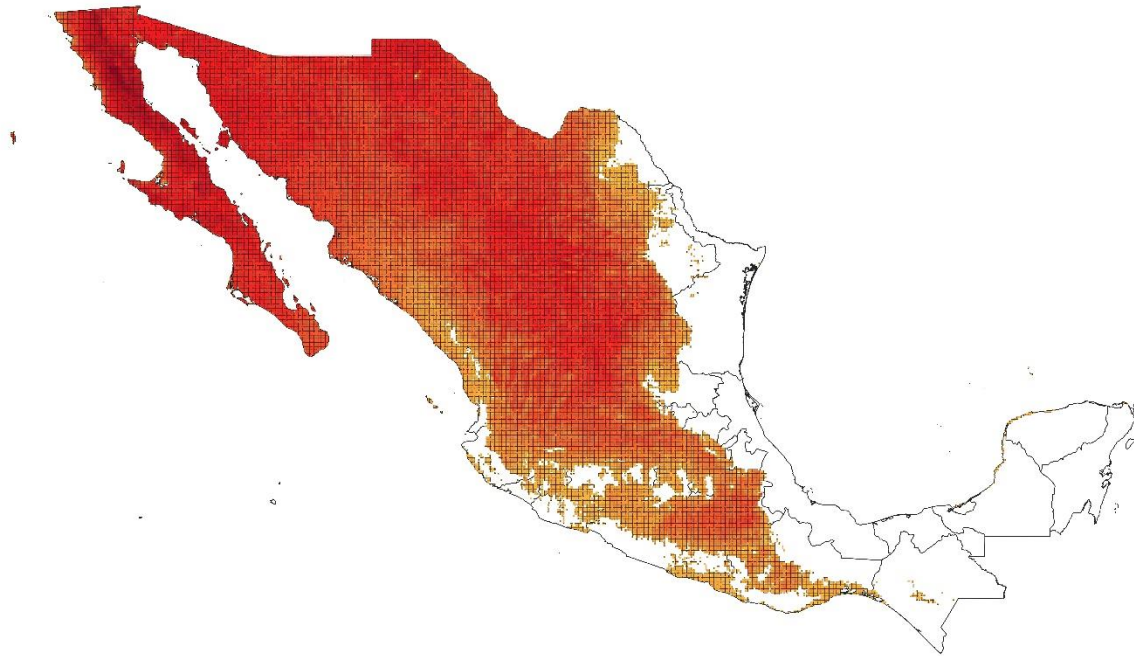


Figura 22. Zonas con DNI promedio mayor a 6.0 kWh/m²/día

Fuente: Elaboración propia con datos de [52]

Descripción: Esta restricción nos muestra todas las zonas del territorio con DNI mayor a 6.0 kWh/m²/día. Esta es una restricción tanto técnica como económica. Debido a que los helióstatos más cercanos a la torre aportan una mayor potencia térmica, al tener un sitio con mayor DNI obtendremos mayor potencia por unidad de área. También se evita colocar helióstatos alejados de la torre, incrementando así la eficiencia óptica total y reduciendo costos de inversión. La cuadrícula de este mapa cuenta con una resolución de 10 km por 10 km.

2.1.1 Mapa de zonas viables para el desarrollo de proyectos termosolares en México

A continuación, se presentan dos mapas, resultado de la unión de las restricciones descritas anteriormente. En el primer mapa se omite la restricción de las carreteras. En el segundo mapa se presenta la unión de todas las restricciones mencionadas anteriormente. La cuadrícula del mapa representa un espacio de 10km por 10 km, determinado por los datos del mapa de DNI.

Como se puede observar en la Figura 23, las principales zonas disponibles para estos proyectos se encuentran en el noroeste, norte y centro del país. Otras dos zonas relevantes son la parte norte del estado de Baja California, y la parte sur de Baja California Sur, debido a sus altos niveles de radiación y el hecho de que estas zonas están aisladas del Sistema Interconectado Nacional (SIN). El sur y sureste, al igual que las zonas cercanas al océano atlántico, presentan pocas zonas viables principalmente debido a sus bajos niveles de DNI.

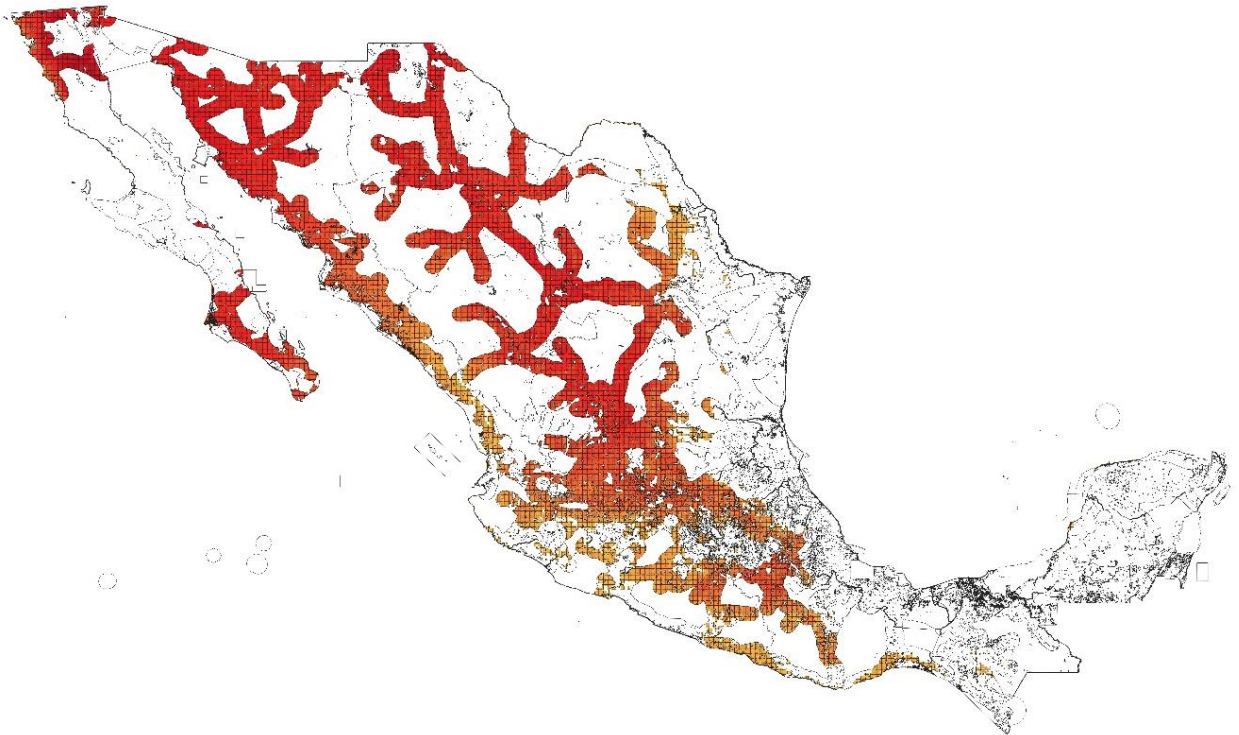


Figura 23. Mapa de zonas viables para desarrollar proyectos fototérmicos de escala utility, sin incluir carreteras

Fuente: Elaboración propia con datos de [52] y [38].

En la Figura 24 podemos observar un mapa similar a la Figura 23, pero incluyendo la restricción de las carreteras y zonas aledañas. Con esta nueva restricción podemos ver que se reducen las zonas viables cerca del centro del país y de la región del bajío, ya que la infraestructura carretera de esta región es considerable. En el norte del país no hay muchos cambios, ya que la densidad carretera es menor.

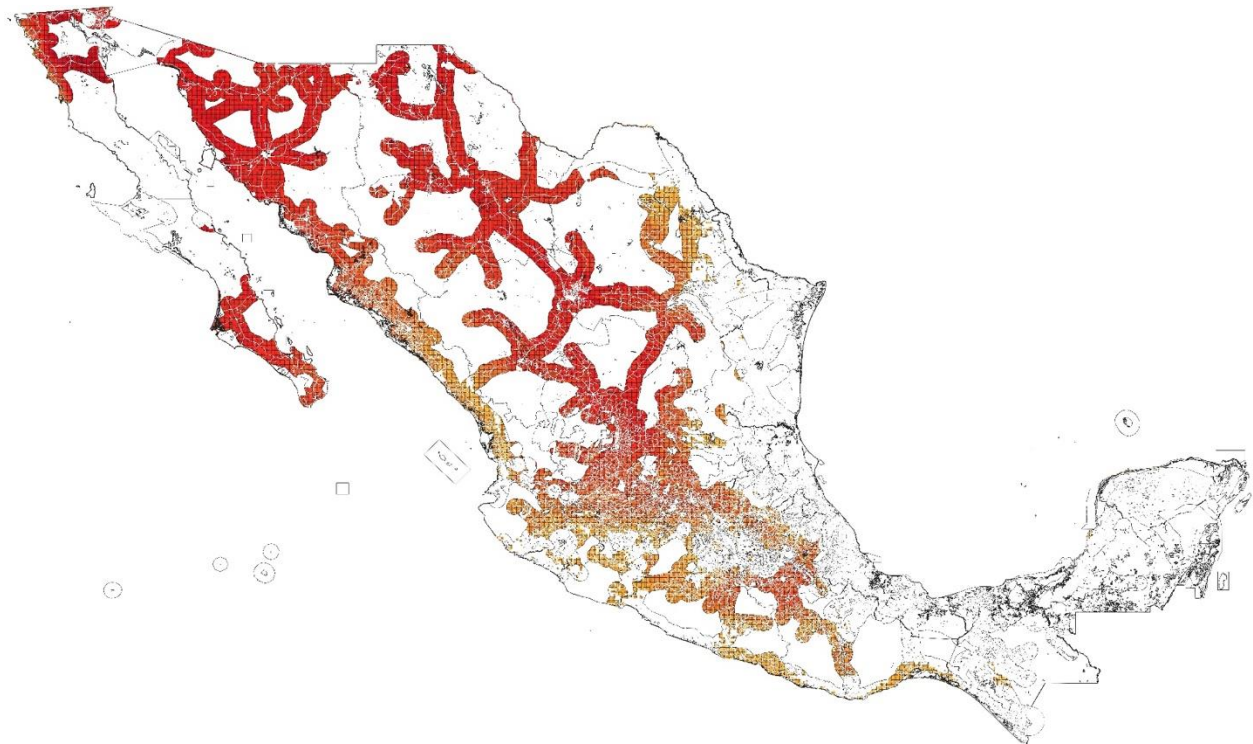


Figura 24. Mapa de zonas viables para desarrollar proyectos fototérmicos de gran escala, incluyendo carreteras

Fuente: Elaboración propia con datos de [52] y [38].

2.1.2 Selección de ubicaciones para los casos de estudio

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) está dividido en 9 regiones de control definidas por la CFE (Figura 25), y el sistema aislado de Mulegé en Baja California Sur. Estas regiones son:

1. Baja California
2. Baja California Sur
3. Central
4. Noreste
5. Noroeste
6. Norte
7. Occidental
8. Oriental
9. Peninsular
10. Mulegé



Fuente: Elaborado por SENER con datos del CENACE.

Figura 25. Gerencias de control regional de la CFE. Fuente: [53]

Para realizar un análisis a nivel nacional, se analizó una ubicación en cada región de control. Esta ubicación sería representativa de la región, ya que los nodos dentro de cada región comparten precios y características técnicas similares. A continuación, mencionamos ciertas características representativas de cada región que se tomaron en cuenta para el análisis (una descripción más detallada se puede consultar en [53]) :

1. Baja California: Sistema aislado del SIN, pero posee nodos de Interconexión con el estado de California. También posee altos niveles de DNI. Está conformada por el estado de Baja California.
2. Región Baja California Sur: Sistema aislado del SIN. Altos precios y niveles de DNI. Se tiene un proyecto para conectar este sistema con el SIN mediante una línea de transmisión submarina de corriente directa. Está conformada por el estado de Baja California Sur.
3. Región central: Alta demanda energética debido a su densidad poblacional. Pocas fuentes locales, alta importación de otras regiones. Está conformada por los estados de Ciudad de México, Hidalgo, Guerrero, Estado de México, Michoacán, Morelos y Puebla.
4. Región noreste: Interconexión con el estado de Texas. Bajos precios de gas natural que disminuyen los costos de generación debido a que cuenta con varias centrales de ciclo combinado. Está conformada por los estados de Coahuila, Hidalgo, Nuevo León, San Luis Potosí, Tamaulipas y Veracruz.
5. Región noroeste: Posee altos niveles de DNI pero PMLs bajos. Se planea construir una línea para interconectar esta región con el sistema de Baja California. Está conformada por los estados de Sinaloa y Sonora.
6. Región Norte: es la región con el menor crecimiento pronosticado en demanda de energía [10] con un 0.7%. Tiene altos niveles de DNI. Está conformada por los estados de Chihuahua, Coahuila, y Durango.
7. Región Occidental: región con el mayor crecimiento pronosticado en demanda de energía (5.4% anual). Cuenta con grandes clústeres industriales y alto crecimiento poblacional.
8. Región Oriental: Está conformada por los estados de Chiapas, Guerrero, Hidalgo, Morelos, Oaxaca, Puebla, Tabasco, Tlaxcala y Veracruz.
9. Región peninsular: cuenta con una red eléctrica congestionada, lo que limita el intercambio de energía con otras regiones y crea un déficit energético. Esto causa altos PMLs en las horas pico y precios promedios más altos que otras regiones en horarios no pico. Para solucionar este problema se debe de mejorar la capacidad de transmisión o instalar generación local. Es la región de mayor crecimiento junto con la región Occidental. Está conformada por los estados de Campeche, Quintana Roo y Yucatán.

A continuación, se detallan los 8 pasos de esta primera parte de la metodología para determinar las ubicaciones representativas.

- 1) Determinar cuál de las 9 regiones de control se desea explorar. En este análisis se definirán 9 ubicaciones para los casos base, una por cada región de control.
- 2) Referenciar el Mapa de zonas viables para desarrollar proyectos fototérmicos de gran escala, presentado en este trabajo. Este mapa nos permite determinar zonas dentro de esta región de control aptas para el desarrollo de centrales. Cabe mencionar que la mejor forma de consultar este mapa es dentro de un software GIS (*Geographical Information Systems*) para poder determinar las coordenadas geográficas de dicha ubicación. En este caso se utilizó el software QGIS de uso libre.
- 3) Determinar ubicación y coordenadas geográficas de un área. La resolución del mapa es de 10 km por 10 km, por lo que un cuadrado del mapa será suficiente área para desarrollar el proyecto (como referencia, la central del caso base de SAM utiliza un área de 8 km²).

- 4) Realizar una consulta satelital al lugar para asegurarse de que las condiciones sean aptas y analizar otros posibles problemas o factores externos. Esta consulta se realizó en Google Earth en este caso.
- 5) Analizar el catálogo de NodosP del CENACE [54] para determinar cuál es el nodo. Para esto se debe determinar el municipio o ciudad más cercano donde se pueda encontrar el nodo. No existe un mapa georreferenciado, lo que dificulta mucho este paso de la metodología.
- 6) Identificar un nodo pertinente.
- 7) Confirmar si la zona de interconexión posee la capacidad para evacuar la energía producida. [55] En este caso se utilizó la información proporcionada en la última Subasta de Largo Plazo, en donde se menciona la capacidad de transmisión disponible por nodo.
- 8) Si existe capacidad de transmisión, esta ubicación es apta para el análisis financiero. Se utilizarán todos estos datos en la parte dos de la metodología, Evaluación técnico-económica, mencionada en la siguiente sección.

Estos pasos se presentan en forma de diagrama de flujo en la Figura 26.

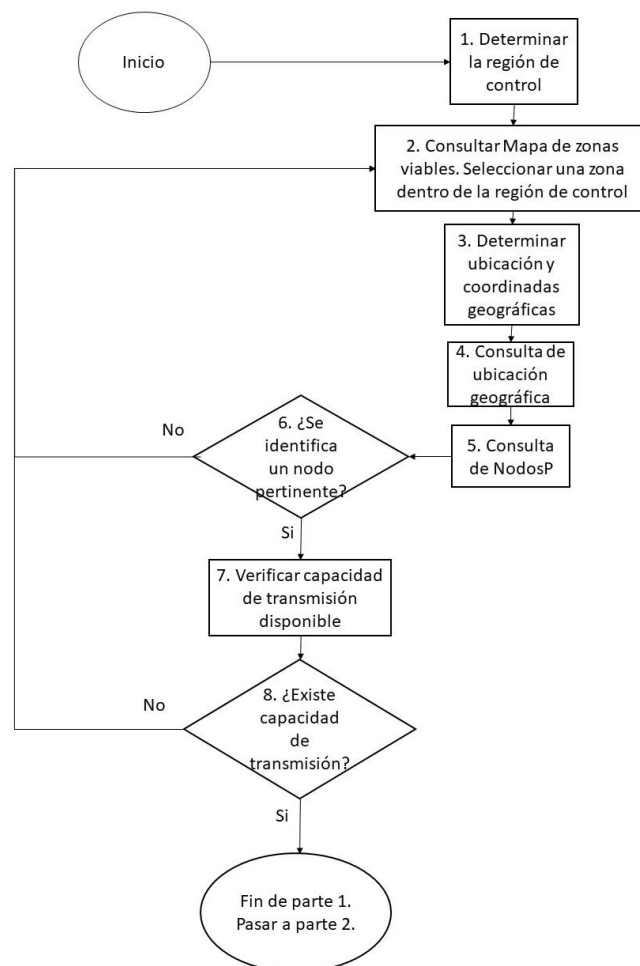


Figura 26. Diagrama de flujo para determinar las ubicaciones a modelar.

Fuente: Elaboración propia

Mediante esta metodología se determinaron las siguientes 9 ubicaciones con sus respectivos nodos para el estudio en cuestión:

Tabla 2. Ubicaciones seleccionadas para la simulación.

Región de control	Clave del nodo	Ubicación	Coordenadas	Zona de transmisión	Zona de precios	Capacidad disponible ⁱ (MW)
1. Baja California	07PID-230	San Luis Río Colorado, Sonora	32.368, -114.789°	San Luis Río Colorado	49 – San Luis Río Colorado	0 ⁱⁱ
2. Baja California Sur	07PUP-115	La Paz, Baja California Sur	24.205, -110.255	La Paz	51 – La Paz	0 ⁱⁱ
3. Central	01PQI-115	Tepeji del Río de Ocampo, Hidalgo	19.867, -99.290	Central	31 – Central	391.73
4. Noreste	06MMQ-230	Mina, Nuevo León	26.046, -100.541	Monterrey	16 – Monterrey	226.1
5. Noroeste	04ECD-400	Empalme, Sonora	27.949, -110.786	Obregón	03 – Obregón	157.35
6. Norte	05LSC-115	Viesca, Coahuila	25.526, -103.041	Laguna	11 – Laguna	611.25
7. Occidental	03PAO-115	El Llano, Aguascalientes	21.893, -102.025	Aguascalientes	24 - Aguascalientes	1,244.4
8. Oriental	02TCL-230	Tecali de Herrera, Puebla	18.880, -97.978	Puebla	34 – Puebla	125
9. Peninsular	08AKI-115	Campeche, Campeche	19.767, -90.615	Lerma	41 – Lerma	378.9

Fuente: Elaboración propia con datos de [55], [54], [55], y el Mapa de zonas viables para el desarrollo de proyectos termosolares en el territorio mexicano.

ⁱ Capacidad de exportación sin prelación (i.e. que todavía no se asigna a una central eléctrica) hacia otras zonas de transmisión. Esto representa la capacidad que tiene la red de evacuar dicha potencia renovable hacia otras zonas de consumo. Sin embargo, también se puede consumir localmente dicha potencia, lo que quitaría algo de presión a la red eléctrica. Adicionalmente, las zonas anteriormente mencionadas cuentan con subestaciones sin estudios de límite de potencia, por lo que este número puede ser mayor cuando se concluyan estos estudios. Fuente: [55].

ⁱⁱ Una capacidad disponible de 0 MW significa que estas zonas no pueden exportar energía a otras, o no se tienen estudios del límite de potencia. Sin embargo, sí puede haber consumo de la energía generada dentro de la zona de transmisión.

2.2 Evaluación Técnico-Económica de plantas termo solares de torre central con sales fundidas

En esta sección se describe la segunda parte de la metodología desarrollada, relacionada a la evaluación técnica-económica de las centrales solares con diferentes modelos. Se empieza explicando brevemente estos modelos, para más adelante dar detalles de su implementación y mostrar las variables utilizadas.

2.2.1 Parámetros de línea base del modelo de torre central con sales fundidas

Para el modelo SAM se definen parámetros técnicos y económicos específicos de cada tecnología. Para definir los que se utilizarán en este modelo, primeramente, analizamos los proyectos que se están desarrollando actualmente a nivel global. Estos proyectos se pueden visualizar en la Tabla 3. Proyectos en desarrollo de Torre Central. Para el análisis se toma como base los dólares del 2018, que son utilizados como referencia en las fuentes citadas.

Tabla 3. Proyectos en desarrollo de Torre Central

Fuente: Adaptado de [31].

#	País	Nombre del proyecto	Capacidad (MW)	Tecnología	Inversión total (millones de USD)	Inversión por kW (USD/kW)	Horas de almacenamiento térmico
1	China	Qinghai Delingha	50	Torre central con Sales Fundidas	\$163	\$3,260	6
2	China	Shouhang Dunhuang	100	Torre central con Sales Fundidas	\$472	\$4,720	11
3	China	Qinghai Gonghe	50	Torre central con Sales Fundidas	\$190	\$3,800	6
4	China	CPECC Hami	50	Torre central con Sales Fundidas	\$245	\$4,910	8
5	China	Gansu Jinta	100	<i>Beam-Down</i>	\$388	\$3,880	8
6	China	Yumen Xinneng	50	Torre central con Sales Fundidas	\$278	\$5,560	12
7	China	Shangyi	50	Torre central con Sales Fundidas	\$245	\$4,890	6
8	Australia	Aurora	150	Torre central con Sales Fundidas	\$650	\$4,333	8
9	Emiratos Arabes Unidos	DEWA IV (Torre central)	100	Torre central con Sales Fundidas	\$533	\$5,500	15
10	Chile	Tamarugal	450	Torre central con Sales Fundidas	\$2,700	\$6,000	13
11	Chile	Likana	390	Torre central con Sales Fundidas	\$2,400	\$6,154	13

Como se puede observar, el rango del costo de inversión se encuentra entre \$3,260 USD/kW para un proyecto en china y \$6,154 USD/kW para otro proyecto en Chile. En el ámbito mundial, el costo se estimó en \$5,204 USD/kW [56]. Esto nos da una idea del panorama global, sin embargo, no existe ninguna referencia para un proyecto en México y en otros países con un alto recurso solar. Para promover el uso de esta tecnología, la IRENA está en proceso de publicar dos estudios para estimar los costos en países donde todavía no se ha implementado la tecnología, y México se encuentra entre uno de ellos. Estos estudios [57] [58] pronostican que desarrollar una central con esta tecnología tendría un costo de inversión aproximado de \$4,331 USD/kW para México. A nivel global, se espera que el costo promedio para el 2030 disminuya hasta \$3,419 USD/kW, es decir, se espera una reducción del 35% con respecto al 2018. Los componentes principales [57] de la central que proporcionarán las reducciones de costos necesarias son:

1. Campo solar
2. Costos EPC (directos/indirectos)
3. Almacenamiento térmico
4. Costos de Ingeniería, Procura y Construcción (EPC)
5. Receptor
6. Bloque de potencia
7. Torre

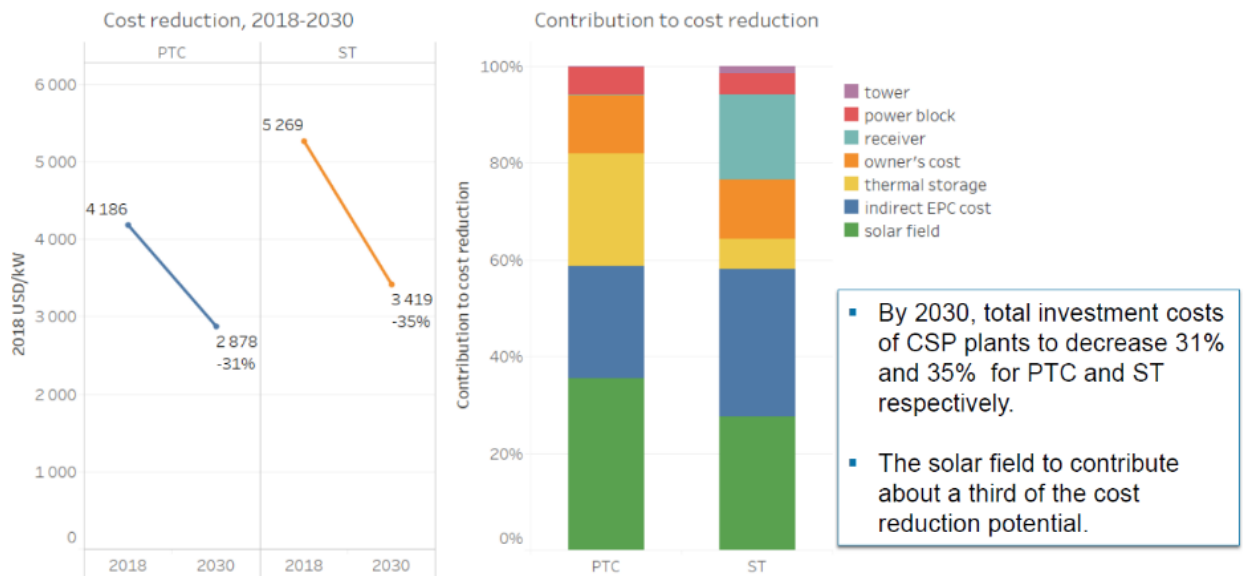


Figura 27. Costos actuales y proyectados de tecnologías de concentración solar, así como las contribuciones a reducción de costos por componente.

El modelo utilizado por SAM consta de las siguientes 14 secciones:

1. Ubicación y recurso
2. Diseño de sistema
3. Campo de helióstatos
4. Torre y receptor
5. Ciclo de potencia
6. Almacenamiento térmico
7. Control del sistema
8. Límites de conexión a la red
9. Vida útil y degradación
10. Costos del sistema
11. Parámetros financieros
12. Ingresos
13. Incentivos
14. Depreciación

Al iniciar un nuevo modelo, el software trae precargados los parámetros base de una central de referencia ubicada en Dagget, California, dentro de los Estados Unidos de América. Los datos de costos de esta central se actualizan constantemente bajo la supervisión del NREL para reflejar las últimas tendencias, y estos datos arrojan un costo neto de instalación de 7,200 USD/kW.

Para este estudio se definieron los parámetros base para 9 centrales en las zonas de control de mencionadas anteriormente. En las tablas 2, 3 y 4 se detallan los parámetros técnicos, de costos y financieros utilizados en los casos base del modelo y se comparan con los parámetros de referencia mencionados anteriormente. Debido a la gran cantidad de parámetros involucrado en el modelo, en este trabajo solamente se mencionan los parámetros técnicos y financieros que se hayan modificado con respecto al caso base. Con respecto a los parámetros de costos, estos se muestran en su totalidad.

Tabla 4. Parámetros técnicos utilizados en los casos base.

Nombre	Referencia SAM v2020	Caso base	Observaciones y referencias
Múltiplo Solar	2.4	2.4	Es una relación que determina la potencia térmica nominal del receptor, en función de la potencia térmica nominal del ciclo de potencia [74]. Una central sin almacenamiento generalmente opera con un múltiplo solar de 1, mientras que las centrales con almacenamiento operan generalmente en rangos de 1.2 a 3. Se realizó un análisis paramétrico y se determinó que, en promedio, un valor de 2.4 ofrece el menor LCOE.
Horas de almacenamiento (a carga completa)	10	8	Existen estudios donde se analiza el valor operacional de las horas de almacenamiento y el múltiplo solar [59], encontrando un óptimo en el rango de 6 a 9 horas de almacenamiento.
Potencia bruta de turbina	115	111.25	Se reduce la potencia para normalizar la potencia neta a 100 MW.
Potencia neta (potencia de placa)	104	100	Se reduce la potencia para normalizar la potencia neta a 100 MW.
Diseño de campo de helióstatos	Predefinido	Algoritmo de optimización para el sembrado de helióstatos y las dimensiones de la torre	Es importante que se corra este algoritmo para cada ubicación, ya que las diferencias en recurso solar afectan la cantidad y posición de helióstatos.
Medidas del receptor	21.603 m Alto 17.650 m Diámetro	Algoritmo de optimización	Se utiliza un algoritmo de optimización que define las medidas de receptor en cada caso. La función de este algoritmo es minimizar el costo total del receptor y de la planta. Sin cambios a los parámetros base.
Despacho de energía	Sin optimización. Se despacha conforme se genere la energía.	Algoritmo de optimización de despacho	Se utiliza un algoritmo que define el tiempo y cantidad de energía que se entrega al ciclo de potencia desde el sistema de almacenamiento. Este algoritmo se describe más extensamente en [60]. No se realizaron cambios a los parámetros base del algoritmo.

Tabla 5. Parámetros de costos utilizados en los casos base

Nombre	Referencia SAM v2020	Caso base	Observaciones y referencias
Mejoramiento del sitio [\$/m ²]	16	16	Concuerda con valores reportados para los últimos proyectos en China. [31]
Campo de helióstatos [\$/m ²]	140	140	Se utiliza el valor predeterminado. Sin embargo, se destaca que se han reportado valores de hasta \$105/m ² para el campo Luneng Haixi de 50 MW en China, y de hasta \$70/m ² en nuevos desarrollos y prototipos [31] [61].
Costo de torre referencia [\$]	3,000,000	3,000,000	[62] Sin cambios
Exponente de escalamiento de torre	0.0113	0.0113	Sin cambios
Área de referencia del receptor [m ²]	1571	1571	Sin cambios.
Receptor [€]	103,000,000	103,000,000	Sin cambios
Área de receptor [m ²]	1,110	1,110	Sin cambios
Exponente de escalamiento de receptor	0.7	0.7	Sin cambios
Almacenamiento térmico [\$/kWh]	22	22	Sin cambios.
Backup fósil [\$/kW]	0	0	Sin cambios.
Balance de planta [\$/kW]	290	290	Sin cambios.
Ciclo de potencia [\$/kW]	1,040	1,040	Sin cambios.
Costos de contingencia [%]	7	7	Sin cambios
Costos de EPC [%]	10	10	Sin cambios.
Terreno [\$/acre]	10,000	10,000	Sin cambios.
Impuesto a la venta [%]	5	16	Adecuación del IVA a los flujos de efectivo. Esta adecuación se explica en la tabla 4.
Base del impuesto a la venta [%]	80	100	Adecuación del IVA a los flujos de efectivo. Esta adecuación se explica en la tabla 4.
Costo fijo por capacidad [\$/kW-año]	66	66	Sin cambios
Costo variable por generación [\$/MWh]	3.5	3.5	Sin cambios

Tabla 6. Parámetros financieros utilizados en los casos base.

Nombre	Referencia	Caso base	Observaciones y referencias
Periodo de análisis [años]	25	30	Se extiende el periodo de vida útil a 30 años.
Tasa de inflación [%]	2.5	3.5	La inflación promedio desde el 2001 tiene un valor de 4.22% [63] mientras que la inflación objetivo tiene un valor de 3% [64]. En [65] se utiliza un valor de 3.59%. Para este análisis se toma un valor de 3.5%.
Tasa real de descuento [%]	6.4	10	Tasa definida por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, vigente desde enero del 2013 [66] y utilizada para las subastas eléctricas y otros proyectos de infraestructura [19].
Tasa nominal de descuento [%]	9.06	13.85	Calculada con base en la tasa de inflación y tasa real de descuento.
Impuestos federales [%]	21	30	Tasa aplicable para Personas Morales en México según la Ley del Impuesto Sobre la Renta [67].
Impuestos estatales [%]	7	13.8	Adecuación del IVA a los flujos de efectivo. Esta adecuación se explica en la siguiente fila.
Impuesto a la venta [%]	5	16	<p>Una diferencia importante de la aplicación de este modelo en México con respecto a Estados Unidos es la existencia del Impuesto al Valor Agregado (IVA, o VAT por sus siglas en inglés de <i>Value Added Tax</i>) en vez del Impuesto a la Venta (<i>Sales tax</i>).</p> <p>Para aplicar el IVA a el modelo, se realizan dos modificaciones:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Para agregar IVA a los gastos: Primero se le aplica el 16% de impuesto a la venta, lo que incrementa el costo total del proyecto en 16% para incluir el IVA a todos los flujos de efectivo. La LIVA indica que se debe hacer un balance de IVA para calcular los impuestos a pagar. 2. Para incorporar el IVA a los ingresos: Se modela como un impuesto estatal del 13.8% a los ingresos netos, debido a que este rubro es el primero que se aplica en el EBITDA, y lo que más se asemeja al IVA. Esto también conlleva la suposición de que todas las cuentas contables y flujos de efectivo incluyen el IVA en sus valores debido a que se introdujo en la parte de gastos, explicado en el punto anterior.

			La LIVA en el artículo 6º menciona que “Cuando en la declaración de pago resulte saldo a favor, el contribuyente únicamente podrá acreditarlo contra el impuesto a su cargo que le corresponda en los meses siguientes hasta agotarlo o solicitar su devolución. Cuando se solicite la devolución deberá ser sobre el total del saldo a favor.”
Tasa de interés [%]	7%	10%	Las tasas de interés representan tanto el entorno económico y financiero del país, como la confianza y experiencia con la tecnología y modelo financiero. Una referencia para calcular esta tasa es utilizar la TIIE más 3 puntos porcentuales. La TIIE a 182 días en marzo 2020 tiene un valor de 6.8854. Redondeando esto a 7% y adicionando 3 puntos obtenemos el valor de 10% utilizado en este análisis. [68]. Otra referencia es la tasa histórica. BNEF reporta que la tasa se encuentra entre 5% y 9% para proyectos renovables de tecnologías probadas (FV y eólicos) [69]. Debido a que la tecnología CSP no es tan común, este incremento en la tasa reflejaría la incertidumbre financiera de los inversionistas.
Periodo del préstamo [años]	18	20	Se considera un mayor periodo del préstamo.
Porcentaje de deuda [%]	80	75	Se considera un menor porcentaje de deuda.
Costo promedio ponderado de capital (WACC) [%]	7.10	7.99 para PPA 9.94 para <i>merchant</i>	Este parámetro es solamente indicativo, ya que no es utilizado para las simulaciones. La IRENA considera apropiado un WACC de 7.5% para los países de la OECD y China y 10% para el resto del mundo. [56]
<i>Production Based Incentive (PBI)</i> [USD/kWh]	0	0.0116	En este rubro se modela el precio de los CELs. No se tienen reportados precios históricos de CELs debido a que no se ha realizado el mercado que se tenía planeado por la ley. Se asume un costo de USD \$10 más IVA por CEL. Se aplica un aumento de 3.5% anual que corresponde a la inflación, se aplican impuestos Federales y Estatales, y se indica su disponibilidad para utilizar este ingreso para pago de deuda.
Financiamiento de la construcción – Tasa de interés [%]	4	10	Se toma en cuenta un tiempo de construcción de 24 meses. Como referencia, el tiempo récord de construcción de una nueva central es de 18

			meses, en el proyecto Delingha 50 MW de la empresa Supcon Solar en China. [70]
Intereses en reservas [%]	1.75	5	Tasa de Certificados de la Tesorería a un año, emitida por la SHCP. [71]
Depreciación de activos	Modelo <i>MACRS</i> .	100% de depreciación en el primer año.	Todos los activos para generación de energía renovable son deducibles de ISR al 100% bajo los términos del artículo 34 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta [67]. El artículo 31 de esta misma ley establece también que: “Las inversiones empezarán a deducirse, a elección del contribuyente, a partir del ejercicio en que se inicie la utilización de los bienes o desde el ejercicio siguiente.” Se tiene un total de 10 años para utilizar estos créditos, según el artículo 57: “La pérdida fiscal ocurrida en un ejercicio podrá disminuirse de la utilidad fiscal de los diez ejercicios siguientes hasta agotarla”.
Tasa Interna de Retorno (TIR) [%]	11	17	El periodo meta para llegar a dicha tasa se calcula a 20 años.
Pago por capacidad (<i>Capacity payment</i>) [USD/MW-año]	0	SIN: 17,934.69 BCA: 64,371.02 BCS: 276,936.68	Para el precio de la potencia se utiliza el precio promedio por MW, tomado los datos desde que inició el mercado de balance de potencia. Esto corresponde a 3 años de datos. Se reporta que bajo una configuración similar a la utilizada se puede acreditar el 97.7% de la potencia de placa bajo las condiciones de producir potencia durante las 100 horas de mayor precio, coincide con la metodología actual para el cálculo del Mercado de Acreditación de Potencia [60].

2.3 Metodología del modelo Power Purchase Agreement (PPA)

Se utilizan los datos de la primera parte de la metodología para empezar a construir el modelo. Este modelo se presenta en la Figura 28 y se detalla a continuación.

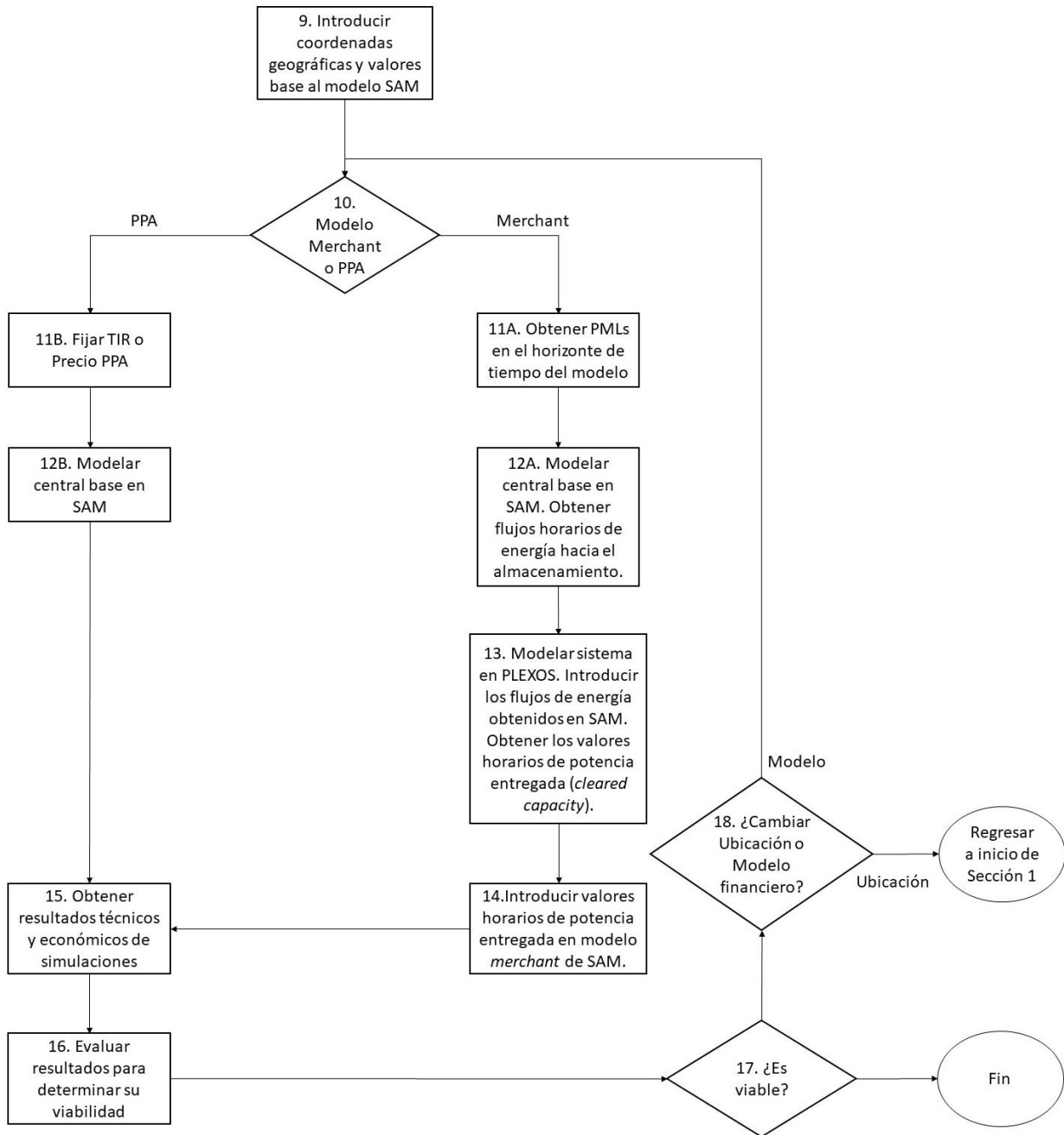


Figura 28. Segunda sección de la Metodología para evaluación técnica económica.

Fuente: Elaboración propia.

9. Introducir coordenadas geográficas y valores base al software SAM. Las coordenadas geográficas se obtuvieron en la primera sección de la metodología y los valores base se reportan en las tablas 2, 3, y 4.

10. Elegir el modelo a evaluar. El software permite cambiar libremente entre los dos modelos una vez que se selecciona uno, sin embargo, hay que tomar en cuenta que algunos parámetros pueden regresar a sus valores de origen al realizar esto.

11B. Ya que elegimos analizar el modelo PPA primero, se discuten los parámetros de éste. Para empezar, al abrir el software SAM se debe seleccionar el modelo *Concentrating Solar Power*, posteriormente *Power Tower Molten Salt* y finalmente *Power Purchase Agreement – Single Owner*. El modelo PPA de SAM nos permite fijar ya sea el precio de venta de energía o la tasa interna de retorno que buscamos. En estos casos fijaremos la tasa interna de retorno para descubrir el precio de venta que deberían tener los PPA para poder ser viables. En [65] se propone fijar la IRR meta en 3 puntos porcentuales arriba de la tasa de deuda, lo que lo colocaría en un valor de 17%, debido a que la tasa de descuento nominal (que engloba a la tasa de deuda y tasa de inflación) tiene un valor de 13.85%. Como referencia, se tienen valores aceptables reportados del 10% [72] y 12% [32] para proyectos CSP en otros países. Este incremento con respecto a los valores reportados se justifica debido al riesgo adicional de desarrollar la tecnología en México, en donde no se tienen antecedentes de estos proyectos y debido a la volátil situación actual en la política energética.

12B. Una vez que se tienen todos los parámetros en su lugar, se selecciona la opción de Simular para correr el modelo.

15. El software realizará las optimizaciones de despacho y de dimensionamiento con los parámetros seleccionados. Al finalizar entregará los resultados principales en una sección especializada, junto con gráficos, tablas, y series de tiempo.

16. Estos resultados se analizarán para determinar su viabilidad. En el caso de este análisis, se presentan los resultados en la tabla 5.

17. La viabilidad del proyecto va a depender de cada inversionista en función del interés de desarrollar el proyecto, riesgo, retornos, entre muchos otros factores. En este caso se tomarán solamente cuestiones financieras para determinar su viabilidad. Esto se discutirá en la sección 3.

18. Si los resultados no son viables, se puede proceder a cambiar parámetros financieros, económicos, o técnicos del modelo para encontrar una configuración viable. De no ser así, se puede proceder también a cambiar la ubicación a una de mayor recurso solar y empezar desde cero el análisis.

Si los resultados son viables, el análisis está completo.

2.4 Metodología del modelo Merchant

Se empieza con la obtención de coordenadas geográficas de la sección 1 de la metodología, y se continúa con lo visto en la Figura 28. Cada paso se describe a continuación

9. Introducir coordenadas geográficas y valores base al software SAM. Las coordenadas geográficas se obtuvieron en la primera sección de la metodología y los valores base se reportan en las tablas 2, 3, y 4.
10. Se elige el modelo *merchant*. La principal diferencia con el modelo PPA se encuentra en la sección de ingresos ("*Revenue*"), ya que se necesita una serie de tiempo correspondiente a los precios horarios a lo largo del horizonte de simulación.
11. Se obtienen los Precios Marginales Locales (PML) horarios para cada nodo y para todo el horizonte del modelado, en este caso de 30 años. Esto equivale a 262,800 precios horarios por nodo. Para este análisis se utilizaron los PML presentados en la última Subasta de Largo Plazo. Debido a que solamente se presenta información de 15 años, se utilizó la tasa media de crecimiento anual que presentaron estos PML para obtener una proyección a 30 años.
12. Seleccionar modelo *Concentrating Solar Power*, posteriormente *Power Tower Molten Salt* y finalmente *Merchant Plant*. Insertar los PML en SAM, junto con los parámetros base de las tablas 2, 3, y 4, para posteriormente simular la central. Es importante recalcar que esta simulación no arrojará resultados económicos, debido a que falta introducir el parámetro de "*Cleared Capacity*" que obtendremos en el software PLEXOS. Se tomará el parámetro "*Receiver Thermal power to HTF less piping loss*" que nos indica el flujo de energía hacia el sistema de almacenamiento para modelarlo en el software PLEXOS. Este modelo utiliza dicho valor para contabilizar los flujos de energía térmica hacia el almacenamiento.
13. Modelar sistema en PLEXOS, introduciendo los flujos de energía térmica obtenidos en SAM. La metodología completa de este paso se describe en [73] y [74] pero se presenta un breve resumen a continuación. Debido a cuestiones de *Copyright* y privacidad, no se pueden incorporar capturas de imagen del software al estudio. Este sistema en PLEXOS se modeló como una central hidroeléctrica con almacenamiento y se configuró con la eficiencia y valores de almacenamiento obtenidos de SAM. Esta central se ubicó en un sistema de transmisión donde los 100 MW de potencia representan el 5% de la potencia total. El resto de la potencia se suplementa con una central de ciclo combinado de gas de 2 GW. Una vez construido el modelo se define el horizonte de tiempo a 30 años y se simula el sistema. De esta simulación obtenemos el valor de "*Cleared Capacity*" para el modelo *merchant* en SAM.
14. Introducimos los valores horarios de *Cleared Capacity* a SAM. De la manera en la que está configurado el software, tanto los PML como la *Cleared Capacity* deben de introducirse con valores negativos, de lo contrario el software arrojará un error.
15. El software realizará las optimizaciones de despacho y de dimensionamiento con los parámetros seleccionados. Al finalizar entregará los resultados principales en una sección especializada, junto con gráficos, tablas, y series de tiempo.
16. Estos resultados se analizarán para determinar su viabilidad. En el caso del análisis para el modelo *Merchant*, los resultados se presentan en la tabla 6.

17. La viabilidad del proyecto va a depender de cada inversionista en función del interés de desarrollar el proyecto, riesgo, retornos, entre muchos otros factores. En este caso se priorizarán cuestiones financieras para determinar su viabilidad. Esto se discutirá en la sección 3.

18. Si los resultados no son viables, se puede proceder a cambiar parámetros financieros, económicos, o técnicos del modelo para encontrar una configuración viable. Esto también implica actualizar el modelo de PLEXOS, particularmente si se realizan modificaciones en los parámetros técnicos. Se puede proceder también a cambiar la ubicación a una de mayor recurso solar y empezar desde cero el análisis.

Si los resultados son viables, el análisis está completo.

Diferencias entre modelos merchant y PPA

De las características mencionadas anteriormente, se resaltan dos diferencias entre el modelo base merchant y el modelo base PPA que se implementaron:

- Se reduce el porcentaje de deuda en 25 puntos porcentuales para ubicarse en 50%, debido a que los proyectos merchant generalmente participan con más *equity* para asegurar su bancabilidad.
- Se reduce el múltiplo solar de 2.4 a 1.3. Se propuso esta configuración para utilizarse como planta de pico de demanda (*peaking*).

Todos los demás parámetros (tasa de interés, periodo de préstamo, etc.) permanecen iguales.

3. Resultados

En esta sección se presentan los resultados de los 9 casos de estudio para cada uno de los dos modelos financieros del estudio, mostrando un total de 18 casos de estudio. En Tabla 7 se muestran los principales indicadores técnicos y económicos del modelo financiero *PPA*, mientras que en la Tabla 8, los del modelo financiero *Merchant*. Posteriormente, se discuten estos resultados en el capítulo 4.

3.1 Resultados del Modelo PPA

Tabla 7. Resultados de los modelos de línea base.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM.

Métrica	1 BCA	2 BCS	3 Central	4 Noreste	5 Noroeste	6 Norte	7 Occidental	8 Oriental	9 Peninsular
DNI [kWh/m ² /día]	7.78	7.53	6.53	6.71	7.65	7.92	7.51	7.44	6.08
Energía Anual [kWh]	556,609,152	536,664,640	443,485,664	457,946,432	541,438,976	553,222,528	499,963,072	513,834,240	419,043,264
Factor de capacidad [%]	63.50%	61.20%	50.60%	52.20%	61.70%	63.10%	57.00%	58.60%	47.80%
Precio de PPA [c/kWh]	10.84	7.61	14.43	14.36	12.01	11.81	13.12	12.69	15.75
Aumento anual de precio PPA [c/kWh]	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Precio PPA Normalizado (nominal) [c/kWh]	13.96	9.8	18.59	18.5	15.46	15.2	16.9	16.34	20.28
Precio PPA Normalizado (real) [c/kWh]	10.47	7.35	13.94	13.88	11.6	11.41	12.68	12.26	15.22
LCOE (nominal) [c/kWh]	14.38	15.32	17.81	17.71	14.79	14.54	16.17	15.64	19.42
LCOE (real) [c/kWh]	10.79	11.49	13.36	13.29	11.1	10.91	12.13	11.73	14.57
Valor Presente Neto [2018 USD]	\$41,977,924	\$43,034,028	\$40,753,472	\$41,976,808	\$41,922,156	\$42,181,656	\$42,090,040	\$41,897,480	\$41,905,900
Tasa interna de retorno (TIR) [%]	17.00%	17.00%	17.00%	17.00%	17.00%	17.00%	17.00%	17.00%	17.00%
Año para alcanzar TIR	2	2	2	2	2	2	2	2	2
TIR al final del proyecto [%]	20.91%	20.91%	20.91%	20.91%	20.91%	20.91%	20.91%	20.91%	20.91%
Costo Neto de Capital [2018 USD]	\$848,610,560	\$870,126,144	\$823,942,592	\$848,788,608	\$847,507,520	\$852,760,192	\$851,005,696	\$847,061,888	\$847,425,984
Capital [2018 USD]	\$212,417,808	\$217,803,424	\$206,243,104	\$212,462,368	\$212,141,696	\$213,456,496	\$213,017,328	\$212,030,144	\$212,121,296
Deuda [2018 USD]	\$636,192,768	\$652,322,752	\$617,699,520	\$636,326,272	\$635,365,824	\$639,303,680	\$637,988,352	\$635,031,744	\$635,304,704
DSCR Mínimo [U.A.]	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64	0.64
Costo Neto de Instalación [USD/kW]	8,475	8,690	8,229	8,477	8,464	8,517	8,499	8,460	8,464

3.2 Resultados del modelo *Merchant*

Tabla 8. Resultados base de las simulaciones en modelo *Merchant*.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM y PLEXOS.

Métrica	1 BCA	2 BCS	3 Central	4 Noreste	5 Noroeste	6 Norte	7 Occidental	8 Oriental	9 Peninsular
DNI [kWh/m2/día]	7.78	7.53	6.53	6.71	7.65	7.92	7.51	7.44	6.08
Energía Anual PLEXOS [MWh]	360,715	349,355	271,746	300,787	352,079	369,348	339,489	341,262	269,726
Energía Anual SAM [MWh]	299,257	284,165	246,395	242,592	286,243	308,608	285,993	288,521	207,467
Factor de capacidad [%]	34.10%	32.40%	28.10%	27.70%	32.60%	35.20%	32.60%	32.90%	23.70%
LCOE (nominal) [c/kWh]	18.94	20	21.54	21.96	18.64	17.44	18.77	18.62	25.28
LCOE (real) [c/kWh]	14.21	15.01	16.16	16.48	13.99	13.09	14.09	13.97	18.96
Valor Presente Neto [2018 USD]	(\$226,86 2,544)	(\$207,62 1,984)	(\$247,06 1,216)	(\$245,60 0,704)	(\$245,81 0,928)	(\$245,01 8,576)	(\$243,33 0,672)	(\$242,33 6,480)	(\$247,45 9,520)
Tasa interna de retorno (TIR) [%]	-8.16%	-1.26%	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Año para alcanzar TIR	30	30	30	30	30	30	30	30	30
TIR al final del proyecto [%]	-8.16%	-1.26%	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN
Costo Neto de Capital [Millones de 2018 USD]	\$614.7	\$600.5	\$601.1	\$601.9	\$601.1	\$603.8	\$602.0	\$601.2	\$597.4
Capital [Millones de 2018 USD]	\$307.4	\$300.3	\$300.6	\$301.0	\$300.6	\$301.9	\$301.0	\$300.6	\$298.7
Deuda [Millones de 2018 USD]	\$307.3	\$300.2	\$300.5	\$300.9	\$300.4	\$301.8	\$300.9	\$300.5	\$298.6
DSCR Mínimo [U.A.]	0.24	0.11	0.14	0.14	0.13	0.14	0.15	0.16	-0.54
Costo Neto de Instalación [USD/kW]	6,139	5,997	6,004	6,012	6,004	6,030	6,012	6,005	5,966

4. Discusión

4.1 Análisis de sensibilidad del modelo PPA

Este tipo de centrales tienen como característica que muchos de sus atributos son estandarizados o normalizados, por lo que no pueden ser cambiados a la ligera ya que impactarían de gran manera los costos finales. Dos de los parámetros técnicos que podemos variar es la capacidad de almacenamiento (expresado en horas de almacenamiento) y el múltiplo solar. El múltiplo solar es una razón que determina la potencia térmica nominal del receptor en función de la potencia térmica nominal del ciclo de potencia [75]. Una central sin almacenamiento generalmente opera con un múltiplo solar de 1, mientras que las centrales con almacenamiento operan generalmente en rangos de 1.2 a 3.

Estos dos parámetros impactan en el costo nivelado de energía, por lo que en este estudio nos dedicamos a realizar un análisis de sensibilidad para identificar esta relación. En este análisis se varió el múltiplo solar desde 1.4 hasta 2.8 en intervalos de 0.2, y las horas de almacenamiento desde 4 horas hasta 14 horas en intervalos de 2 horas. Esto se realizó para cada una de las 9 zonas, lo que nos arroja un total de 432 simulaciones realizadas.

En la Figura 29, Figura 30, y Figura 31, se presentan los resultados de 3 zonas (Central, Peninsular y Norte). Estas zonas fueron elegidas para representar las centrales con la menor y mayor DNI (Península y Norte, respectivamente), así como una central en una zona con un valor intermedio (zona Central). Cada figura muestra los resultados de 48 simulaciones.

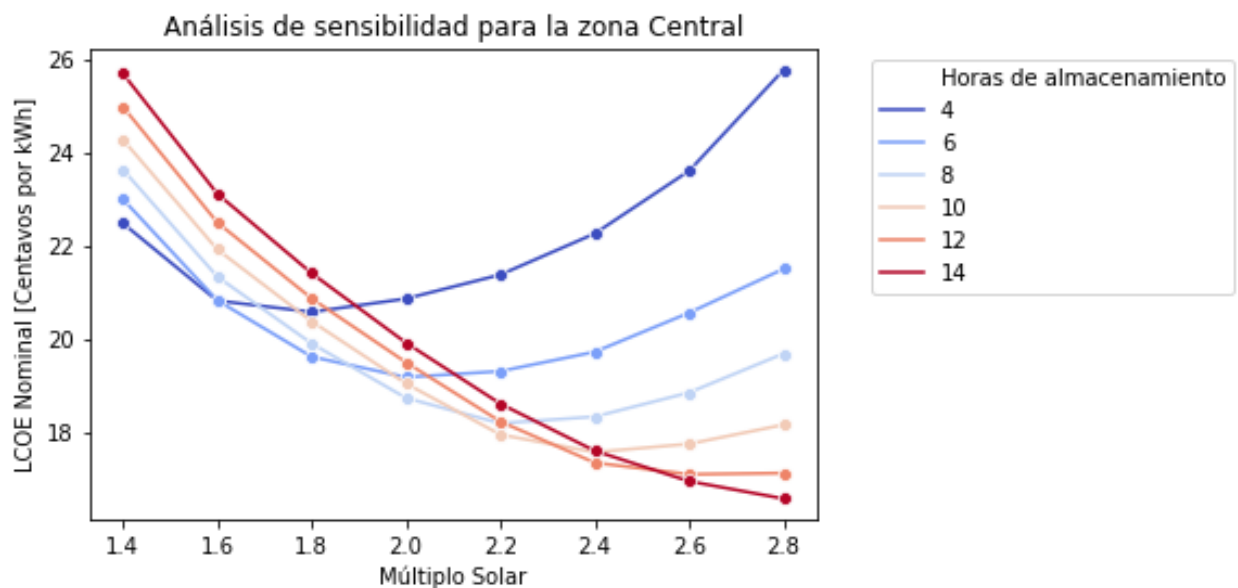


Figura 29. Análisis de sensibilidad de los parámetros “Horas de Almacenamiento” y “Múltiplo Solar” en la zona Central.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM.

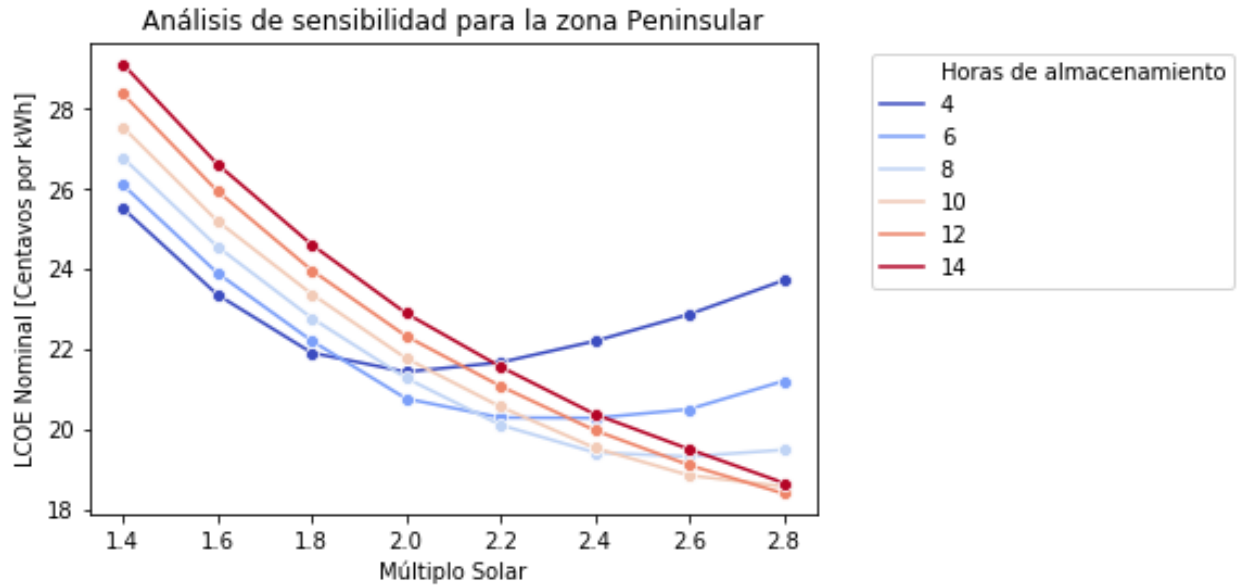


Figura 30. Análisis de sensibilidad de los parámetros “Horas de Almacenamiento” y “Múltiplo Solar” en la zona Peninsular.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM.

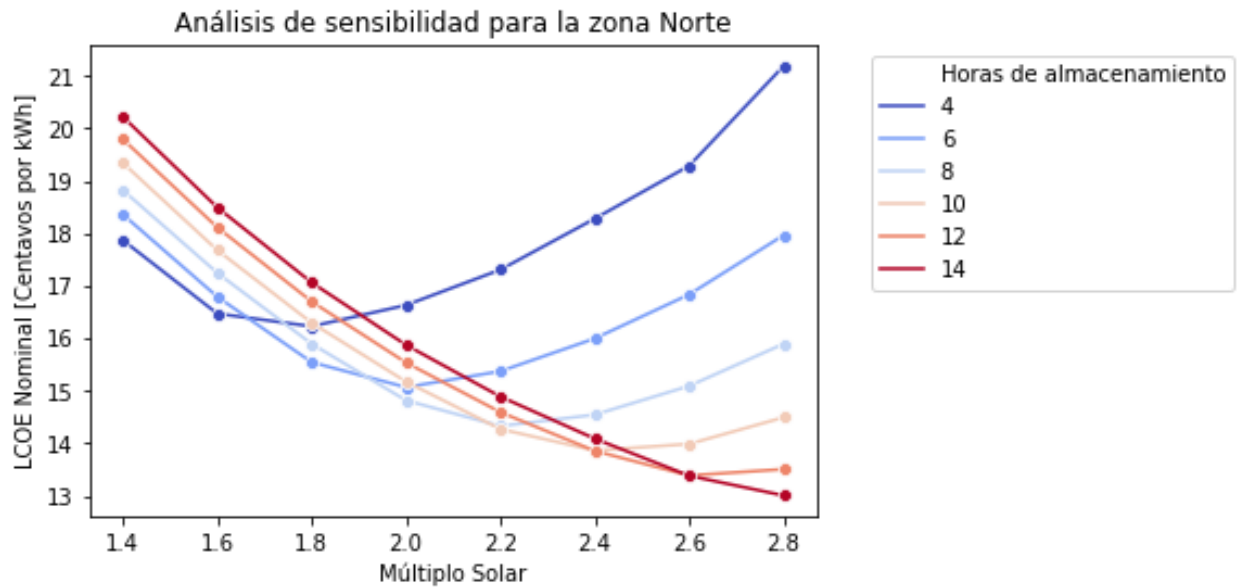


Figura 31. Análisis de sensibilidad de los parámetros “Horas de Almacenamiento” y “Múltiplo Solar” en la zona Norte.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM.

En la Figura 32 se muestran los resultados anteriores en una sola gráfica para su comparación. La línea con puntos indica el promedio de las simulaciones y las bandas superior e inferior indican los valores máximos y mínimos. Se puede observar un comportamiento parabólico del costo nivelado en función del múltiplo solar y las horas de almacenamiento, lo que indica que se puede identificar un valor mínimo del costo nivelado.

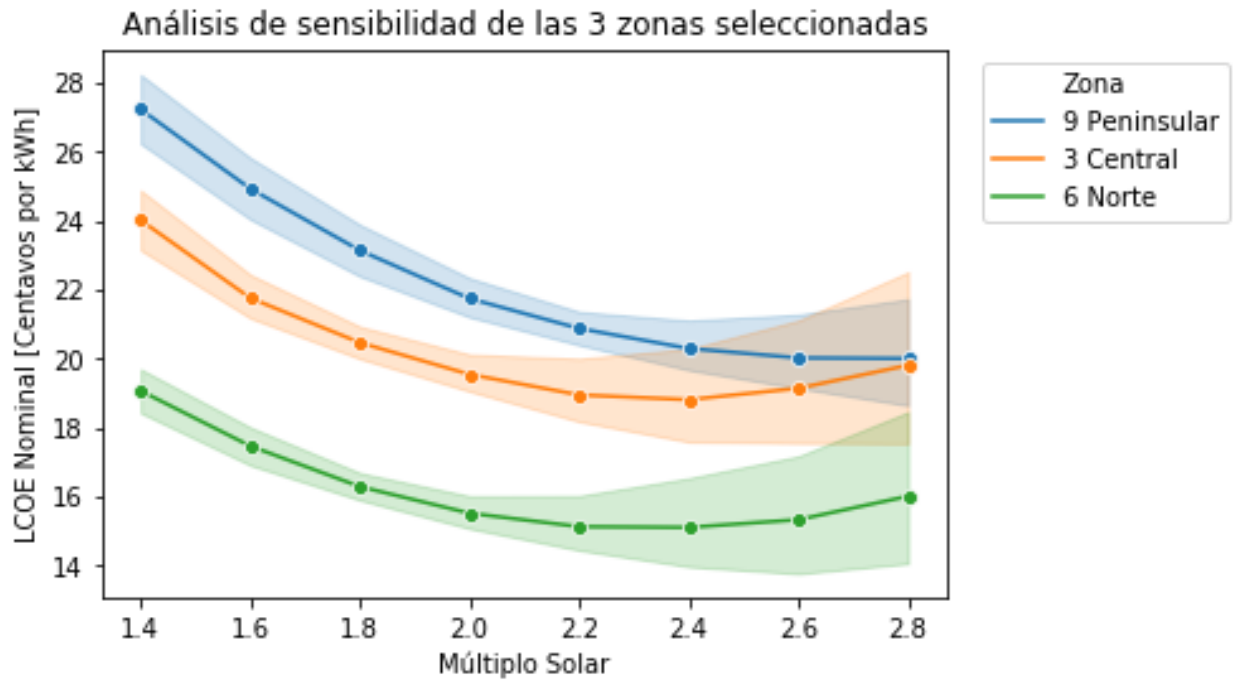


Figura 32. Comparación del análisis de sensibilidad en las zonas Peninsular, Central y Norte.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM.

Comparación del LCOE con resultados internacionales

El LCOE promedio¹ del modelo PPA es de 0.162 USD/kWh, o 0.165 USD/kWh ajustado a dólares del 2019 (para ser directamente comparado con el reporte de IRENA se toma una inflación anual del 1.81% [76] para 2019). El LCOE promedio del modelo *merchant* es de 0.201 USD/kWh, y 0.205 USD/kWh en valores del 2019.

Según IRENA, el LCOE promedio de centrales CSP (tanto Torre Central como Canal Parabólico) fue de 0.182 USD/kWh en 2019 [58] como se puede ver en la Figura 33. El valor obtenido en las simulaciones es 0.017 USD/kWh menor que el reportado por IRENA, aunque la central con el LCOE más alto (Región Península) supera este valor por 0.012 USD/kWh como se puede ver en la

Figura 34.

Se reporta que el LCOE de algunos proyectos que entrarán en operación en el 2021 será de 0.075 USD/kWh, lo que representa una reducción del 60% del costo comparado con los precios reportados para el año 2019 [58]. De los resultados de este análisis podemos observar que la central ubicada en la región Baja California Sur podría ofertar un precio de energía cercano a este nivel (0.076 USD/kWh) y ser competitiva.

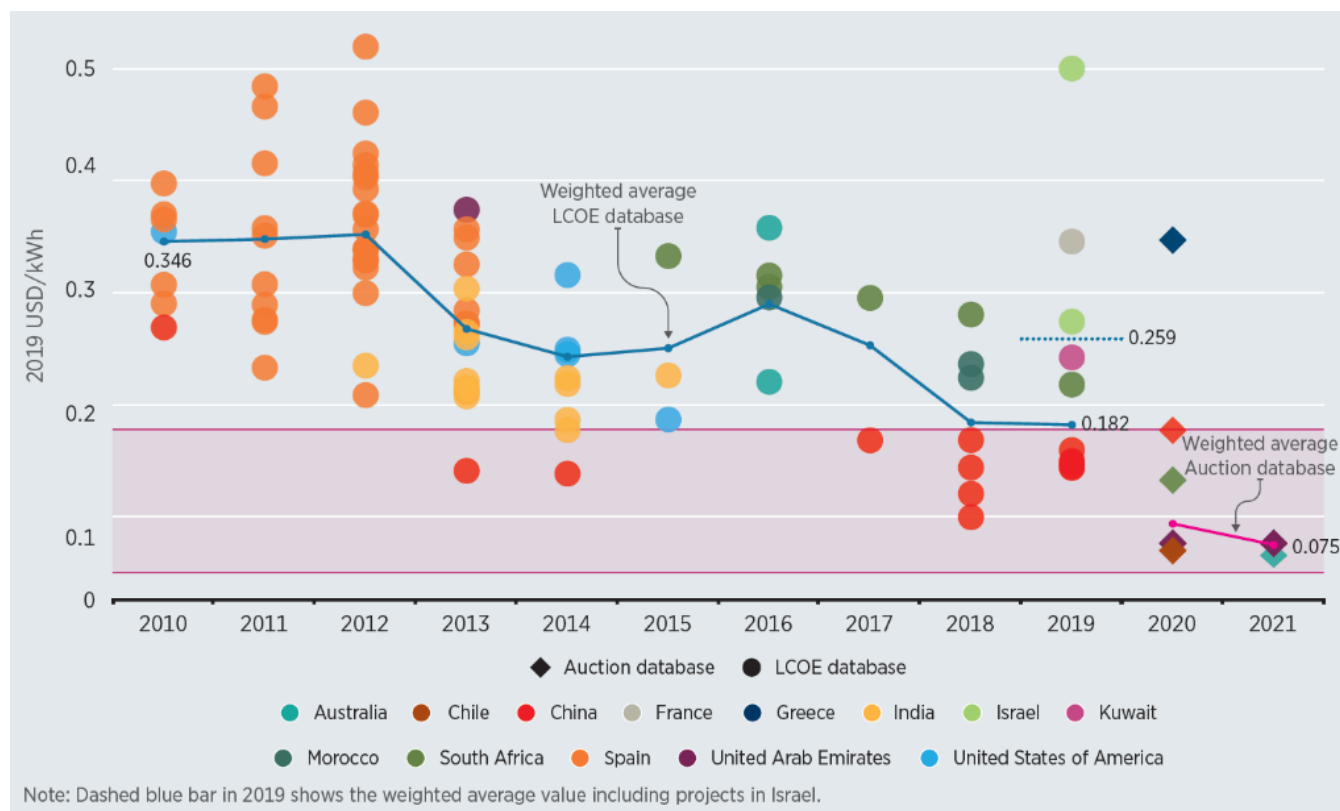


Figura 33. Costos nivelados de energía de centrales de energía solar concentrada desde 2010.

Fuente: [58]

¹ Se toma de referencia el valor del LCOE nominal reportado por SAM, ya que este valor toma en cuenta la inflación y se alinea con la metodología reportada por IRENA en [58].

Los resultados del LCOE de las simulaciones en modelo PPA y en modelo Merchant, así como el promedio de costos de IRENA para su comparación, se muestran en la

Figura 34 a continuación.

Para el modelo financiero *Merchant*, ocho de los nueve casos de estudio presentan un LCOE por encima del promedio de IRENA. La región peninsular presenta el mayor costo, debido a que es la región que presenta el menor DNI dentro de los casos de estudio. La región con el menor costo, y la única por debajo del promedio de la IRENA, es la región norte. Existe una diferencia de 7.84 centavos de dólar entre el valor de la región Peninsular y la región Norte.

Para el modelo financiero *PPA*, el valor del LCOE en ocho de las nueve regiones muestra un valor menor al reportado por IRENA. Esto nos indica que el LCOE más alto lo podemos observar en la región peninsular, superando el costo promedio reportado por IRENA. El LCOE más bajo se encuentra dentro de la región de Baja California, seguido de la región Norte. Existe una diferencia de 5.04 centavos de dólar entre el valor de la región Peninsular y la región Baja California.



Figura 34. Comparación de costos nivelados de las centrales modeladas en modalidad merchant y PPA.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM.

4.2 Comparación del costo de energía de la planta con el de CFE

En el caso de CFE, el costo de la energía es de 1,869.5 pesos por MWh en horario Pico de la tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH), y de 1,657.4 pesos por MWh horario Intermedio de la misma tarifa. Estos datos son de enero del 2019 y este costo no incluye gastos por transmisión, distribución, servicios conexos, y cuotas de CENACE. Para un usuario con una demanda constante de 1 MW, la tarifa GDMTH con estos servicios aumenta a \$2,190 pesos por MWh (con datos de enero de 2019 tomando como referencia Tepeji del Río, Hidalgo) [77]. Para comparar los resultados obtenidos, se necesita calcular el costo nivelado de energía de CFE en el mismo horizonte de tiempo. Debido a que el crecimiento de las tarifas está vinculado a la inflación y a los costos de la energía, para calcular su crecimiento se asume la misma tasa de inflación y de descuento que en el análisis previo (3.5% y 10%, respectivamente). Usando el costo de energía de Tepeji del Río, los resultados de los costos anuales se pueden visualizar en la Figura 35.

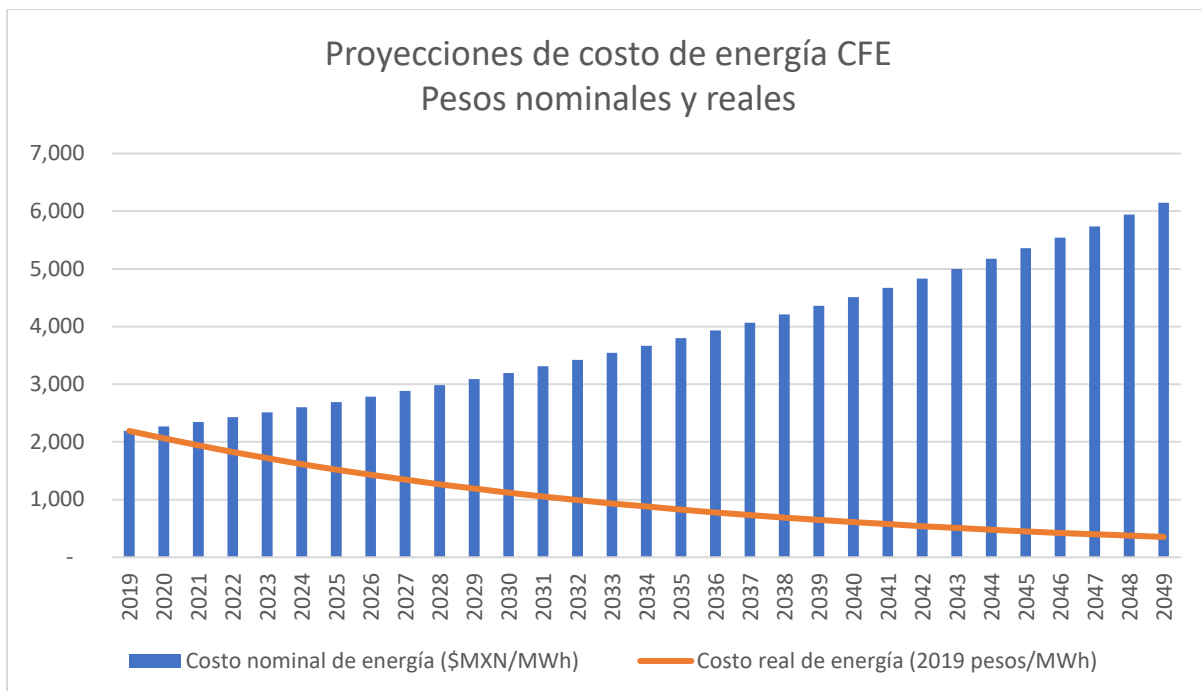


Figura 35. Proyecciones de costos de energía CFE – pesos mexicanos.

Fuente: CFE y análisis propio.

También se necesita una proyección del tipo de cambio MXN/USD. Para este caso, asumimos un tipo de tasa fija de \$20 MXN/USD a lo largo del horizonte de tiempo del estudio. Los resultados se observan en la Figura 36.

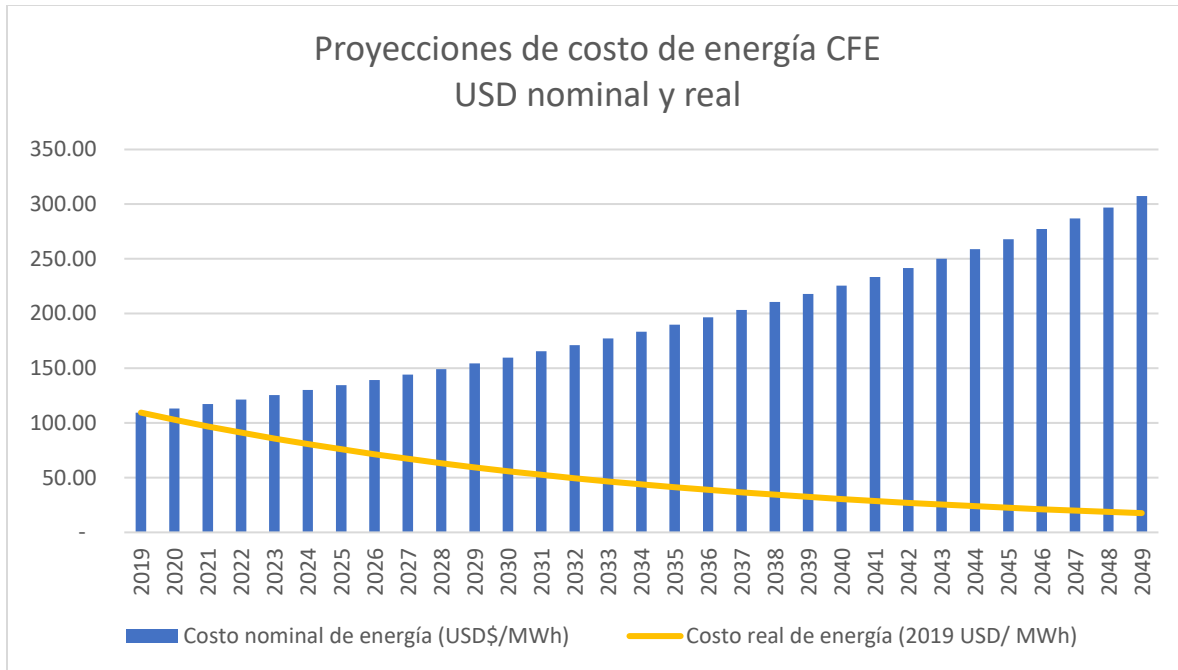


Figura 36. Proyecciones de costos de energía CFE – Dólares americanos.

Fuente: CFE y análisis propio.

Este análisis arroja un LCOE de la energía suministrada por CFE de 50.73 [USD 2019/MWh]. El costo nivelado de energía promedio del modelo PPA se encuentra en 165 [USD 2019/MWh]. Esto demuestra que la energía suministrada por CFE es más competitiva que este tipo de proyectos, bajo estas métricas. Sin embargo, no se toman en cuenta externalidades como lo son las afectaciones al ambiente por el uso de energía fósil por parte de CFE. Tampoco se consideran impuestos al carbono que podrá haber en un futuro, lo cual favorecerían a la CSP.

Si bien el costo nivelado de las centrales propuestas es mayor al de la CFE, el utilizar la electricidad de esta fuente presenta otros beneficios. Entre las principales ventajas de adquirir la energía de las centrales propuestas en este estudio se resalta que la tasa de crecimiento en la tarifa sería fija, por lo que el usuario podrá asegurar el costo de la energía por la duración del contrato. Las tarifas de CFE en comparación, al estar conformadas en gran parte por costos variables asociados a combustibles fósiles, tienen una alta volatilidad y podrán incrementarse más allá de la inflación. Se ejemplifica el caso del año 2017-2018, en donde sufrieron un aumento del 30% [78] en un periodo de doce meses.

4.3 Discusión de las métricas e indicadores de viabilidad económica

- *IRR*

El modelo financiero de las centrales PPA se fijó para obtener una IRR de 17%. Esto fija los precios de venta de energía a los niveles necesarios para que todas estas centrales sean económicamente viables bajo las condiciones de mercado propuestas.

En contraste, el modelo Merchant obtiene el IRR de los flujos de efectivo que son fijados por el PML. Podemos observar que solamente se muestran dos resultados del IRR: la central 1-BCA tiene un IRR negativo de -8.16%, y la central 2-BCS tiene un IRR negativo de -1.26%. Debido a que el IRR se calcula de forma iterativamente existen casos con flujos menores al VPN inicial, donde no se encuentre solución. Este es el caso de las centrales modeladas del SIN, ya que todas estas centrales, al tener una inversión inicial muy alta y flujos de efectivo bajos, muestran un valor indeterminado. Tomando en cuenta que este indicador presentaría valores negativos, estas centrales no serían viables económicamente bajo condiciones de mercado, al no poder cumplir los retornos de inversión esperados.

- VPN

Todas las centrales en el modelo PPA muestran un VPN positivo, que se correlaciona con el requisito de una IRR del 17% descrita en el punto anterior. De esta forma, todas las centrales se ubican dentro del parámetro que fijamos para asegurar su viabilidad.

En la Figura 37 se presenta el VPN de una planta en la región Centro y sus componentes. El principal componente es de las ventas de energía (“PPA Revenue”), seguido de los ingresos por CEL (en este caso se modela como “Present value of federal PBI income”) y finalmente por los pagos por capacidad (“Capacity payment revenue”).

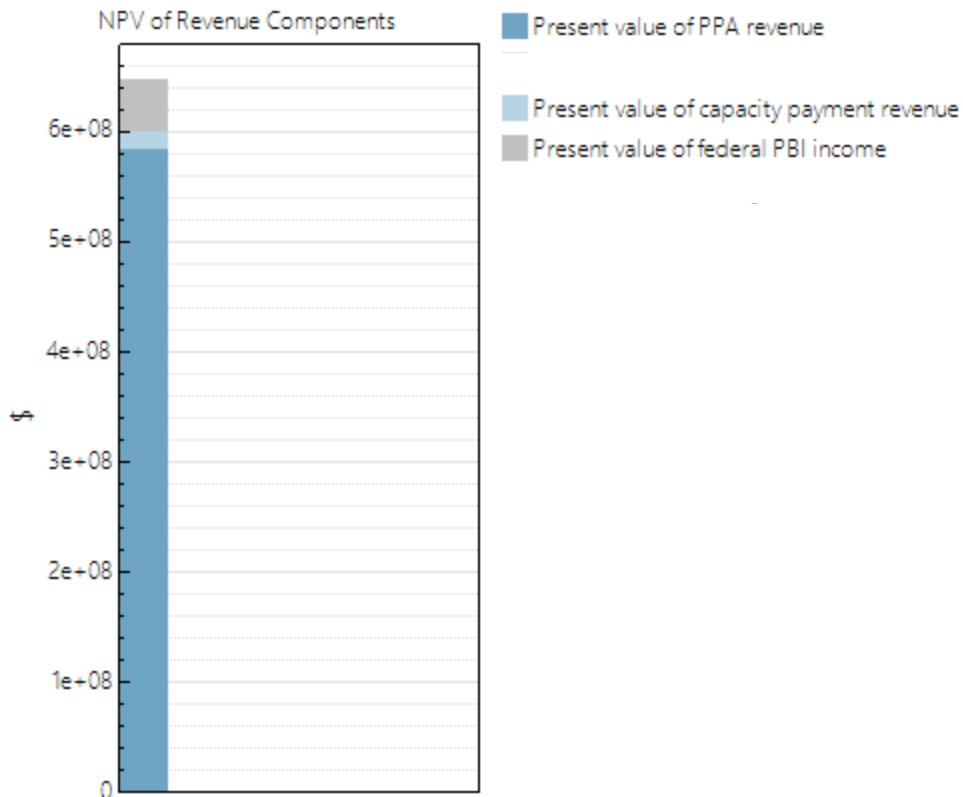


Figura 37. Valor Presente Neto de los Ingresos de una central en modelo PPA.

Nota: 1e+08 Corresponde a 100 millones de dólares.

Fuente: System Advisor Model

Las centrales del modelo Merchant muestran un VPN negativo, que varía desde -\$207 millones de USD hasta -\$247 millones de USD. Esto muestra que todos estos proyectos no son viables financieramente, al destruir valor en vez de agregarlo. Esto se deriva principalmente de los PML proyectados, al ser mayores los costos nivelados que los ingresos.

En la Figura 38 se observa las componentes del VPN de la central en la región Centro, en modelo Merchant. La mayor parte de los ingresos vienen de la venta de energía (“Energy market revenue”), seguidos de la venta de CEL (en este caso se modela como “Ancillary services 1”) y finalmente del pago por capacidad (“Capacity payment revenue”).

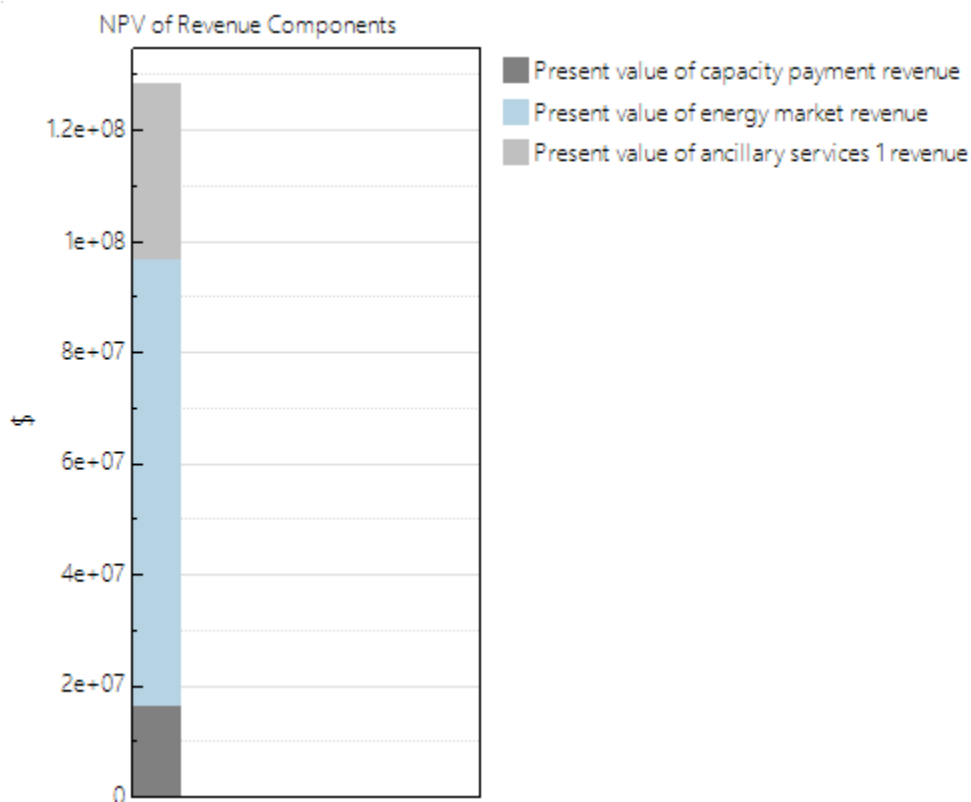


Figura 38. Valor Presente Neto de los Ingresos de una central en modelo Merchant.

Nota: 1e+08 Corresponde a 100 millones de dólares. 1+e07 corresponde a 10 millones de dólares.

Fuente: System Advisor Model

- Flujo de efectivo y *DSCR*

En la Figura 39 se muestra el flujo de efectivo de una planta en la región Centro bajo el modelo PPA. Se inicia con flujos de efectivo menores a los requeridos para pagar la deuda, pero estos se mueven a valores positivos conforme avanza el tiempo. El alto valor positivo en el año uno corresponde a los ingresos por pérdida fiscal.

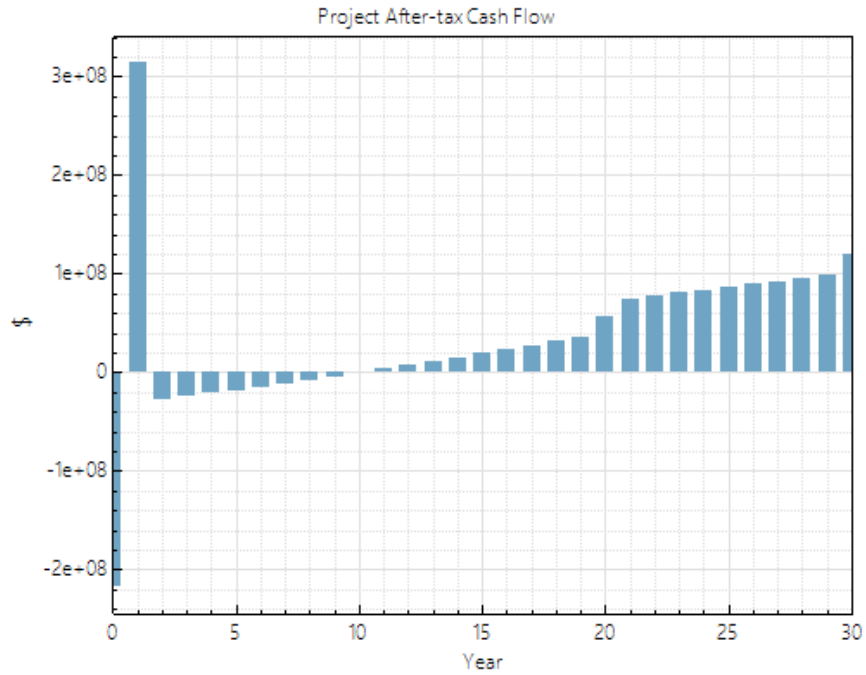


Figura 39. Flujos de efectivo de las centrales en modelo PPA.

Nota: 1e+08 Corresponde a 100 millones de dólares.

Fuente: System Advisor Model

En la Figura 40. Flujos de efectivo de las centrales en modelo Merchant. se muestra el flujo de efectivo de una planta en la región Centro bajo el modelo *Merchant*. Para este caso podemos observar un flujo positivo el primer año derivado de la pérdida fiscal, y posteriormente se presentan flujos de efectivo negativos para los años restantes. Esto refleja que los ingresos no alcanzan a pagar los costos asociados.

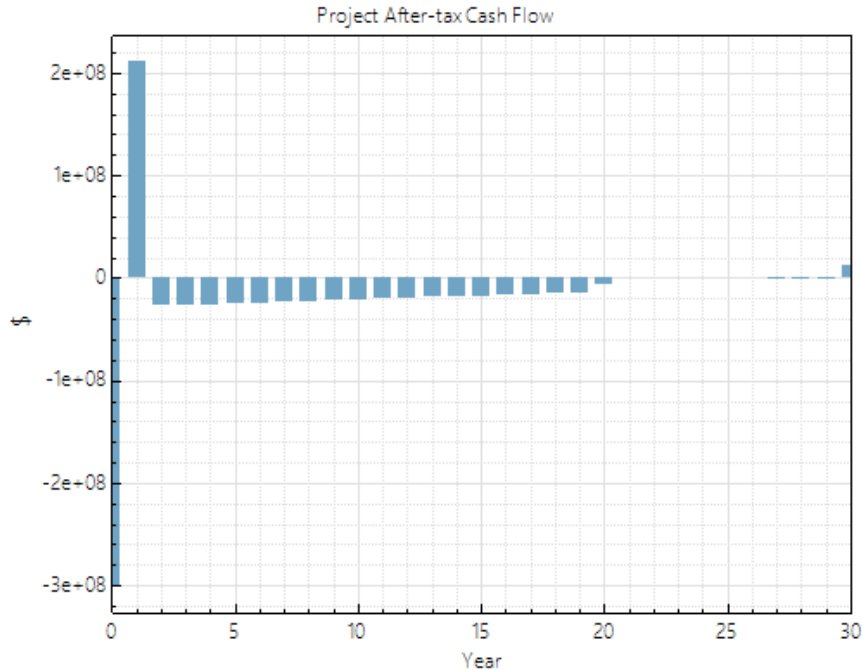


Figura 40. Flujos de efectivo de las centrales en modelo Merchant.

Adecuaciones al DSCR

El DSCR del primero año en todos los casos del modelo PPA se ubica en 0.64 y se mantiene debajo de 1 por los primeros tres años. Esto marca una imposibilidad en pagar la deuda en este periodo con el flujo de efectivo generado por el proyecto. Sin embargo, este valor obtenido del modelo no refleja el valor del DSCR real, debido a que el modelo no distribuye los flujos obtenidos en el año 1, correspondientes a la pérdida fiscal, para el pago de deuda. Es decir, en el modelo, el ingreso por pérdida fiscal (correspondiente al ISR) se integra al Retorno del Proyecto en vez de ir al pago de deuda. Esta suposición del modelo conlleva a tener un menor flujo de efectivo para pagar la deuda, limitando el DSCR. Cambiando esta suposición, obtenemos un DSCR mayor al mencionado en el modelo. Haciendo esta adecuación, el DSCR se vería como se muestra en la Figura 41. DSCR de la región Centro con el ISR distribuido a lo largo de los primeros 10 años.

Año	DSCR Ajustado	DSCR Original
1	0.86	0.65
2	0.91	0.70
3	0.97	0.75
4	1.03	0.80
5	1.1	0.86
6	1.17	0.93
7	1.26	1.00
8	1.35	1.08
9	1.45	1.17
10	1.56	1.27
11	1.38	1.38
12	1.5	1.50
13	1.64	1.64
14	1.79	1.79
15	1.97	1.97
16	2.18	2.18
17	2.41	2.41
18	2.69	2.69
19	3.02	3.02
20	3.41	3.41

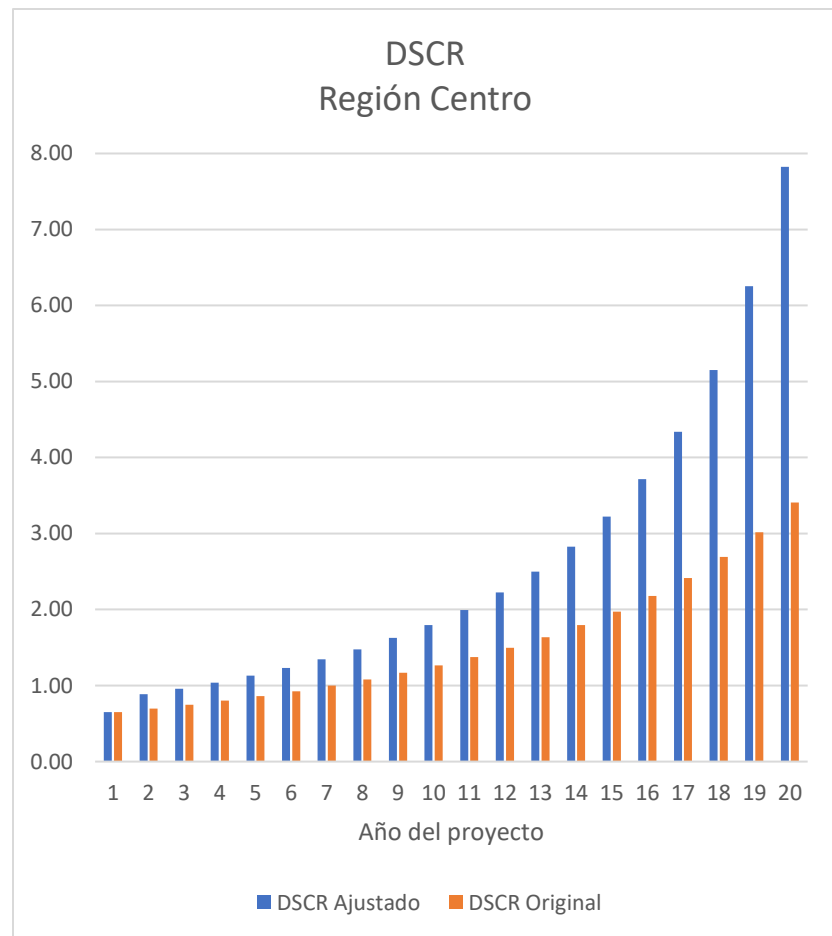


Figura 41. DSCR de la región Centro con el ISR distribuido a lo largo de los primeros 10 años.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de simulaciones en SAM.

Como podemos observar en la Figura 41, el DSCR sobrepasa el valor de 1 en el año 4, cuando en la configuración original sería hasta el año 7. Esto mejoraría el flujo de efectivo para el pago de la deuda, sin embargo, aún se encuentra en valores por debajo de los necesarios para asegurar la bancabilidad del proyecto (un DSCR mínimo de 1.3). Debido a que estos valores están más cercanos a 1, aún se podría considerar viable desde el punto de vista de inversionistas que manejen estos niveles moderados de riesgo.

En el caso del modelo *merchant* el DSCR mínimo varía desde -0.54 para la región península, hasta 0.24 para la región de Baja California. En todos los casos, es mucho menor que el valor mínimo de 1.5 para que estos proyectos sean bancables. Aunque se aplicara la distribución del ISR mencionada en el punto anterior, los altos niveles de riesgo, en conjunto a los bajos flujos de efectivo para el pago de deuda, hacen que estos proyectos sean imposibles de financiar.

4.4 Diferencias en modelos de despacho

Los modelos de SAM y PLEXOS utilizan diferentes variables y algoritmos para determinar cuándo se entrega potencia a la red eléctrica, por lo que se espera que haya diferencias a la hora de su despacho. Para analizar las implicaciones, en la Figura 42 se muestran las distribuciones de potencia eléctrica entregada a la red en función de la hora del día a lo largo del primer año de operación. Debido a que el modelo de SAM solamente presenta valores para el primer año, se tomó el set de datos del primer año de PLEXOS para comparar los valores con el de SAM. En el Eje X se muestra la hora del día, mientras que en el Eje Y, se muestra el valor de la potencia entregada a la red. Las figuras muestran una distribución *Kernel Density Estimation (KDE)*, en donde los tonos más oscuros representan una mayor frecuencia.

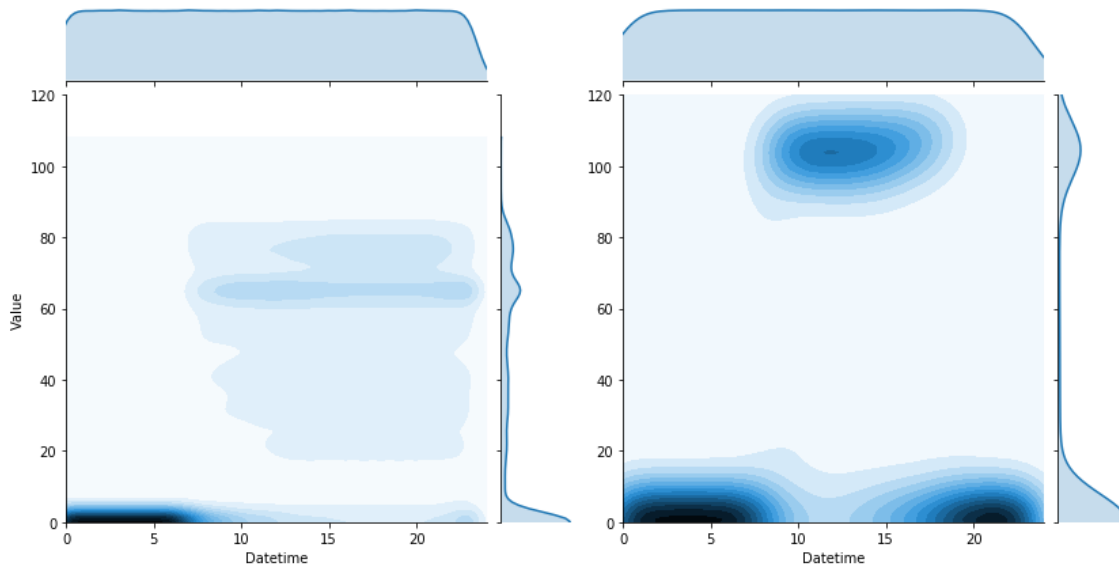


Figura 42. Distribución del modelo PLEXOS (izquierda) contra distribución del modelo SAM (derecha) para el primer año.

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de SAM y PLEXOS.

Se observa que en el modelo PLEXOS las potencias de operación se concentran entre los valores de 20 y 80 MW, con la mayor densidad cerca de los 70 MW, entre los horarios de 10:00 h a 24:00 h. El horario de despacho sería el esperando para una planta de este tipo, ya que operaría en horarios más amplios y no solamente cuando hay radiación solar.

Por el otro lado, se observa que el modelo SAM principalmente opera entre los rangos de potencia de 90 a 120 MW, con la mayor densidad cerca de los 100 MW, y sus horarios de operación principalmente se encuentran entre las 9:00 h y las 19:00 h, que coinciden con los horarios de operación de las plantas fotovoltaicas. Este despacho haría que la planta CSP capture un costo menor de la energía, ya que cuando las plantas fotovoltaicas están operando, disminuye el precio marginal debido a que estas están inyectando su energía a la red.

4.5 Diferencias en el precio de potencia

Los precios de potencia para las tres regiones del mercado de balance de potencia han tenido variaciones significantes cada año. Las tres principales variables que influyen en el precio final de potencia son: el margen de reserva, los ingresos marginales de la tecnología de generación de referencia, y el costo nivelado de la tecnología de referencia. El análisis de estas variables queda fuera del alcance de este trabajo, por lo que se tomó el promedio simple para las proyecciones futuras. En la Tabla 9. Precios históricos de potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista. y Figura 43. Precios históricos de potencia en el MEM. se describe el precio histórico de potencia en cada zona.

Tabla 9. Precios históricos de potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Nota: Las Unidades son Pesos nominales. Fuente: [79]

Zona	2017	2018	2019	2020
SIN	709,625.12	117,486.70	216,525.77	628,378.04
BCA	594,112.23	393,258.78	2,758,443.22	2,846,498.96
BCS	2,754,685.14	5,516,512.27	7,844,024.91	8,379,187.29

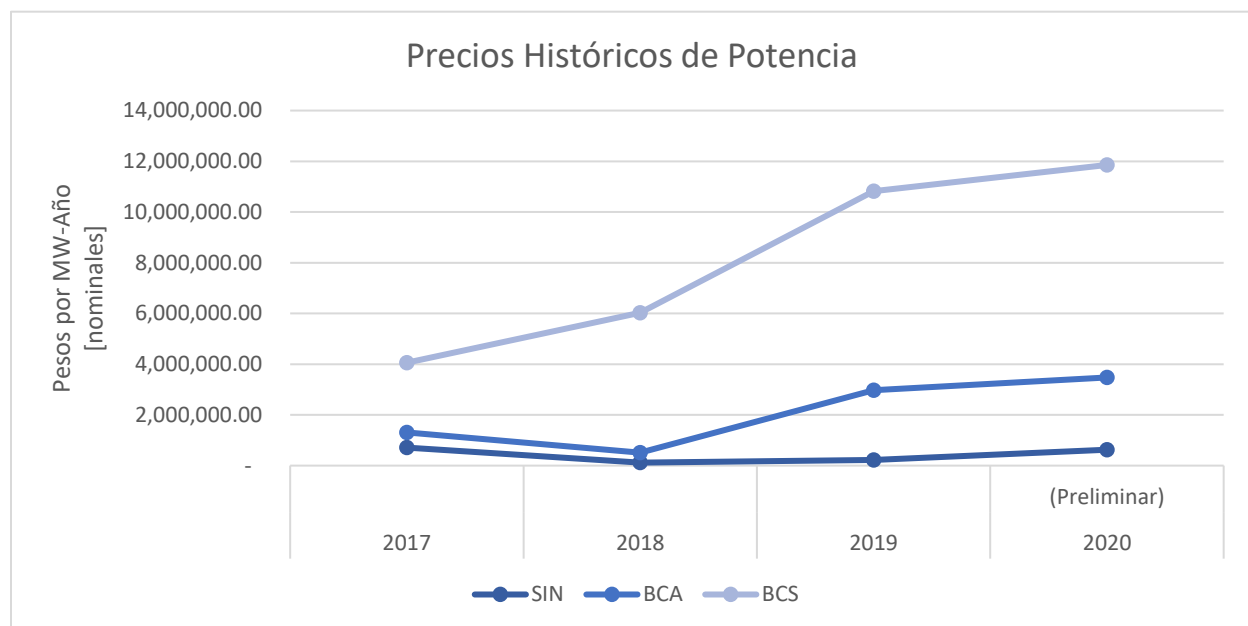


Figura 43. Precios históricos de potencia en el MEM.

Fuente: Elaboración propia con datos del CENACE.

Antuko, una firma de analítica para el mercado energético, menciona que los precios de capacidad son impredecibles y difíciles de utilizar en las finanzas de los proyectos debido a que CENACE varía los parámetros de cálculo y no es transparente en sus datos [80]. Debido a estas características, comentan que es difícil considerar los ingresos por potencia para la bancabilidad del proyecto. Esto impacta principalmente a las zonas de Baja California y Baja California Sur, ya que este rubro representa un porcentaje mayor de sus ingresos. Esto se traduciría en una mayor dificultad para asegurar el financiamiento para proyectos CSP en BCA y BCS, o en la necesidad de incrementar el precio del PPA para compensarlo.

4.6 Otras consideraciones relevantes

En el modelo, los excedentes del primer año, derivados de la pérdida fiscal, no son diferibles a la deuda futura. El modelo integra este flujo a los retornos de inversión en vez de a la deuda del proyecto. Esto no tiene impacto en el Valor Presente Neto, pero impacta importantemente en el DSCR debido a que este flujo de dinero en el año uno en realidad se difiere a lo largo de los primeros 10 años de funcionamiento de la central. Esto es una limitante importante al utilizar la métrica del DSCR para evaluar la viabilidad del proyecto, y podría resolverse realizando un análisis más a detalle con las series de tiempo obtenidas de la simulación.

Existen diferencias notables en la energía entregada anualmente entre los dos modelos a nivel de central. El modelo de PLEXOS tiene una sobreproducción de aproximadamente 10% en energía anual en comparación con el modelo SAM. Esto puede ser por una diferente optimización del despacho (u otros factores de optimización), o porque el modelo PLEXOS no toma en cuenta algún tipo de pérdidas adicionales que el modelo SAM sí considera.

El IVA no es aplicado a los costos indirectos en el modelo SAM. Debido a la forma en la que está estructurado este impuesto, el *Sales Tax*, (que es uno de los dos parámetros para modelar el IVA, junto con el *State Income Tax*) no se aplica a los costos indirectos (Costos de EPC y costos de tierra). Estos costos indirectos son de aproximadamente el 20% del total. Esto significaría un costo adicional que debe de ser contabilizado en un análisis más detallado.

Omisión de otros servicios conexos en el modelo

La CRE [81] define que: “los integrantes de la industria eléctrica que realicen actividades de almacenamiento de energía podrán ofrecer, de manera enunciativa mas no limitativa, los siguientes productos y servicios:

- a. **Energía (*Energy*)**
- b. **Potencia (*Capacity*)**
- c. Reserva de regulación secundaria (*Secondary reserves*)
- d. Reserva rodante (*Spinning reserves*)
- e. Reserva no rodante (*Non-spinning reserves*)
- f. Reserva operativa (*Operating reserves*)
- g. Reservas suplementarias (*Supplemental reserves*)
- h. Reserva reactiva (*Reactive reserves*)
- i. Potencia reactiva (*Reactive capacity*)
- j. Arranque de emergencia y conexión a bus muerto (*Black start*)
- k. Operación en isla (*Isolated operation*)
- l. Servicios regulados de transmisión y distribución al diferir necesidades de inversión.

En este modelo solamente se están contemplando los primeros dos de los doce servicios mencionados. Esto es debido a que actualmente la remuneración por los servicios conexos es muy diminuta en comparación con los servicios presentados en el análisis. Esto hace que no sea un incentivo económico que permita remunerar los costes de almacenamiento [82]. Adicionalmente, no es sencillo integrarlos a estos modelos.

5. Conclusiones

La hipótesis planteada en este trabajo, **“Las plantas de concentración solar con tecnología de sales fundidas son económicamente viables de desarrollar en México”**, nos ha llevado a investigar si las plantas termosolares de torre central son viables económicamente en México, y bajo qué condiciones. Analizando los resultados, encontramos configuraciones con indicadores financieros y económicos positivos. Sin embargo, si bien existe una viabilidad económica, el desempeño de estos indicadores se encuentra en niveles bajos, dando paso a que otras opciones de inversión sean más atractivas al proporcionar mejores retornos con un menor riesgo, lo que puede explicar la falta de interés por estos proyectos en el país. Bajo estas condiciones, podemos **rechazar la hipótesis planteada**. Dado que esta tecnología sigue progresando, y dada la alta volatilidad en los mercados energéticos que el mundo está experimentando, su viabilidad puede cambiar en un horizonte de tiempo muy corto, y la metodología aquí planteada servirá para poder evaluarlo.

Para llegar a esta conclusión, primeramente, se describe la tecnología de torre central con sales fundidas, el estado del arte, y se justifican las razones por las que el trabajo es relevante en el ámbito actual. Debido a que la tecnología en cuestión es una tecnología emergente, es necesario sentar las bases para el entendimiento de este trabajo. Para ello, se realizó una revisión bibliográfica de los antecedentes de la tecnología y se definen las características de las centrales actuales. Aquí nos pudimos dar cuenta de que esta tecnología lleva en desarrollo desde 1866 y ha incorporado mejoras obtenidas del desarrollo tecnológico de la industria. También nos damos cuenta que mediante el desarrollo tecnológico, y la implementación progresiva de la tecnología, se han ido disminuyendo los costos. Esta tendencia seguirá favoreciendo a la tecnología, particularmente con la cartera de proyectos en desarrollo, para que la tecnología pueda alcanzar un porcentaje de participación mayor en la matriz energética mundial.

Posteriormente se propone y desarrolla una metodología de 17 pasos, dividida en dos partes: “selección de ubicación” y “Evaluación técnica-económica”. En la primera parte se describe la información geográfica necesaria y los detalles para crear un mapa para seleccionar posibles zonas, y posteriormente se realiza la selección de las 9 zonas para el estudio. En la segunda parte se describe la información financiera, técnica y económica necesaria, y el procedimiento a seguir con el software de modelación. Se evalúan dos proyectos por zona, en las modalidades *PPA* y *Merchant*, dando un total de 18 casos de estudio. Debido a que no existen todavía proyectos de este tipo en México, con esto se sientan las bases para su evaluación técnica-económica. Elaborando este mapa se conoció las principales limitantes para desarrollar un proyecto, así como las posibles zonas donde es posible desarrollarlos. Bajo estos criterios, encontramos que las zonas con las mejores condiciones se encuentran en el norte y noroeste, seguido del centro y occidente. En las zonas sur, oriente, y península de Yucatán, encontramos que existen pocas zonas aptas, sin embargo, sí podemos encontrar ciertas zonas viables.

También encontramos que México posee una desventaja competitiva en comparación de otros países: costos de capital muy elevados. Debido a que los proyectos termosolares son intensivos en capital, se requerirán precios elevados de energía para cubrir los flujos necesarios para amortiguar los pagos de deuda. México tiene precios bajos de energía debido al acceso al gas natural barato de Estados Unidos, por lo que, bajo las condiciones actuales del mercado, será difícil alcanzar los niveles de precios requeridos para que estos proyectos sean atractivos.

Una vez obtenidos los resultados de la evaluación, se extraen los resultados de cada simulación y se presentan en una tabla comparativa. Se procede a mostrar las principales métricas e indicadores a analizar, así como los valores obtenidos para cada uno de los 18 casos de estudio.

En la sección final se presenta una discusión sobre los resultados obtenidos y se comparan con *benchmarks* relevantes. Se realiza un análisis de sensibilidad de los principales parámetros técnicos (Horas de almacenamiento y múltiplo solar) en tres zonas, y su impacto en el costo nivelado de energía. Podemos concluir que, para un valor fijo del múltiplo solar, existe un valor de horas de almacenamiento que optimiza el costo nivelado de energía, y que varía para cada zona.

También se compara el LCOE con *benchmarks* internacionales, en donde los modelos PPA resultan en un LCOE ligeramente menor al promedio internacional, mostrando así que el costo de desarrollar proyectos en el país es competitivo a nivel internacional. Sin embargo, comparando el precio nivelado de la tecnología con el de CFE, la energía de un proyecto termosolar resulta en un costo mayor, por lo que resultaría más económico contratar un suministro con CFE que desarrollar uno de estos proyectos.

Adicionalmente, se muestra que los indicadores económicos de los proyectos *merchant* son negativos, lo que indica que no son económicamente viables. Esto se debe principalmente a que las proyecciones de precios de energía son bajos. Los proyectos PPA muestran indicadores económicos positivos, lo que indicaría que este tipo de proyectos sí son viables. También muestran los niveles de precios a los que se debería de vender la energía para asegurar el flujo de efectivo necesario. Aunque se obtuvieron indicadores positivos en los proyectos PPA, se debería de comparar con los indicadores de otros proyectos energéticos para definir la mejor inversión.

Comparando ambos tipos de modelo de despacho, encontramos diferencias entre PLEXOS y SAM. Estas diferencias resultan ya que el modelo SAM se programa para garantizar las condiciones óptimas de la planta, principalmente maximizando la energía entregada a la red, mientras que el modelo PLEXOS se programa para operar bajo una lógica de mercado, en donde se busca minimizar el costo de la energía del sistema. Al introducir un perfil de demanda plano, se esperaría que el modelo PLEXOS y el modelo SAM arrojarían instrucciones de despacho similares. Simular las condiciones reales del Sistema Eléctrico Nacional está fuera del alcance de este trabajo, pero, en un entorno real, se deberá utilizar el modelo PLEXOS para obtener los resultados más cercanos a los reales.

Finalmente, se describen varios detalles que esta metodología no incorpora, pero deberían ser tomados en cuenta dentro de un análisis más profundo. Dentro de estos, se resalta que los aspectos ambientales e institucionales de los proyectos no han sido evaluados en este trabajo, los cuales cada vez cobran más relevancia y están siendo requisito para aprobaciones de permisos ambientales, sociales, y decisiones financieras finales. Este trabajo sirve para sentar las bases para dichos análisis, definiendo los elementos mínimos que deben ser incluidos en una evaluación técnico-económica de la tecnología.

Referencias

- [1] Diario Oficial de la Federación, «Ley de transición energética,» 2015. [En línea]. Available: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>.
- [2] SENER, «Sistema de información energética,» 20 2 2020. [En línea]. Available: <http://sie.energia.gob.mx/>.
- [3] SENER, «PRODESEN,» 25 2 2020. [En línea]. Available: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475498/PRODESEN_VII.pdf.
- [4] CFE, «Forbes,» 28 03 2019. [En línea]. Available: <https://www.forbes.com.mx/la-gran-mentira-de-las-energias-renovables-segun-la-cfe/>.
- [5] IRENA, «Global Energy Transformation: A roadmap to 2050,» IRENA, Abu Dhabi, 2018.
- [6] EIA, «Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2020,» EIA, 2020.
- [7] M. Mehos, J. Jorgeson, P. Denholm y C. Turchi, «An assessment of the net value of CSP systems integrated with thermal energy storage,» *Energy Procedia*, pp. 2060-2071, 2015.
- [8] E. Du, N. Zhang, B.-M. Hodge, C. Kang, B. Kroposki y Q. Xia, «Economic justification of concentrating solar power in high renewable energy penetrated power systems,» *Applied Energy*, pp. 649-661, 2018.
- [9] IRENA, «Planning for the renewable future: Long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies,» 2017. [En línea]. Available: <https://www.irena.org/publications/2017/Jan/Planning-for-the-renewable-future-Long-term-modelling-and-tools-to-expand-variable-renewable-power>. [Último acceso: 9 6 2020].
- [10] CENACE, PRODESEN 2019-2033, 2019, p. 68.
- [11] US DOE Energy Efficiency and Renewable Energy Office, «The history of solar».
- [12] C. Silvi, *THE WORK OF ITALIAN SOLAR ENERGY PIONEER GIOVANNI FRANZIA (1911-1980)*, 2005.
- [13] P. DeLaquil, *PROGRESS COMMERCIALIZING SOLAR-ELECTRIC POWER SYSTEMS*, 1996.
- [14] M. T. Islam, N. Huda, A. Abdullah y R. Saidur, «A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018.
- [15] D. Y. Goswami, *Principles of Solar Engineering*, pp. 460-486.

- [16] SolarPACES, «SolarPACES Guideline for Bankable STE Yield Assessment,» 2017.
- [17] K. W. Battleson, *Solar Power Tower Design Guide: Solar Thermal Central Receiver Power Systems, a Source of Electricity and/or Process Heat*, 1981.
- [18] SolarPACES, «CSP Projects by Technology,» 2020.
- [19] SENER, «PRODESEN 2018-2032».
- [20] IRENA, «Renewable Energy Prospects: Mexico,» 2015.
- [21] World Bank, «Global Solar Atlas 2.0,» 2019. [En línea]. Available: <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/mexico>.
- [22] ASOLMEX, «Oil and gas magazine,» 10 2 2020. [En línea]. Available: <https://oilandgasmagazine.com.mx/2020/02/tendencias-que-dominaran-la-construccion-de-parques-solares-en-mexico/>. [Último acceso: 13 3 2020].
- [23] IRENA, «Scenarios for the energy transition - Global experience and best practices,» 2020 b.
- [24] E. Boyd, «Power sector modelling 101».
- [25] Midwest ISO, «Production cost model fundamentals».
- [26] S. Cohen, J. Becker, D. Bielen, M. Brown, W. Cole, K. Eurek y W. Frazier, «Regional Energy Deployment System (ReEDS) Model Documentation: Version 2018,» NREL, Golden.
- [27] B. Yuan, J. Zong y S. Wu, «Capacity expansion model of wind power generation based on ELCC,» *IOP*.
- [28] Middle East and North Africa Concentrating Solar Power Knowledge & Innovation Program, *CSP Capstone project*.
- [29] IRENA, «Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability,» 2020.
- [30] NREL, 2014. [En línea]. Available: https://sam.nrel.gov/images/web_page_files/sam_case_csp_salt_tower_gemasolar_2013-1-15.pdf.
- [31] NREL, «CSP Systems analysis - Final project report,» 2019.
- [32] M. Shafiee, A. Alghami, C. Sansom, P. Hart y A. Encinas-Oropesa, «A Through-Life Cost Analysis Model to Support Investment Decision-Making in Concentrated Solar Power Projects,» *energies*, 2019.
- [33] SENER, «Bases del Mercado Eléctrico,» 2016.

- [34] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), «Retos y oportunidades para el financiamiento de proyectos de energías renovables con venta al mercado eléctrico mayorista en México,» 2019.
- [35] SENER, «Modalidades de compras de energías renovables para el sector comercial e industrial mexicano,» Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH, Ciudad de México, 2018.
- [36] CENACE, «100 Horas Críticas 2019 v2020 01 31».
- [37] T. Huang, S. Wang, Q. Yang y J. Li, «A GIS-based assessment of large-scale PV potential in China,» 2018.
- [38] Secretaría de Energía , «Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpías,» 2018. [En línea]. Available: <https://dgel.energia.gob.mx/azel/mapa.html?lang=es>.
- [39] RE Explorer, «RE Explorer,» 10 2018. [En línea]. Available: <https://www.re-explorer.org/launch.html>.
- [40] GEIC, CFE, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_riesgo/Incidencia_ciclones_tropicales.html.
- [41] CONANP, «AZEL,» 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_ambientales/ANP.html.
- [42] INEGI, GEIC-CFE, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_sociales/Localidades_urbanas_500m.html.
- [43] INEGI, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_sociales/Localidades_rurales.html.
- [44] GEIC-CFE, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_tecnicas/PendMayor5.html.
- [45] SEMARNAT, CONANP, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_ambientales/RAMSAR.html.
- [46] GEIC-CFE, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_riesgo/Volcanes_activos.html.
- [47] INAH, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_sociales/Zonas_monumentos_arqueologicos.html.
- [48] INAH, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadatos/Exc_sociales/Zonas_monumentos_historicos.html.

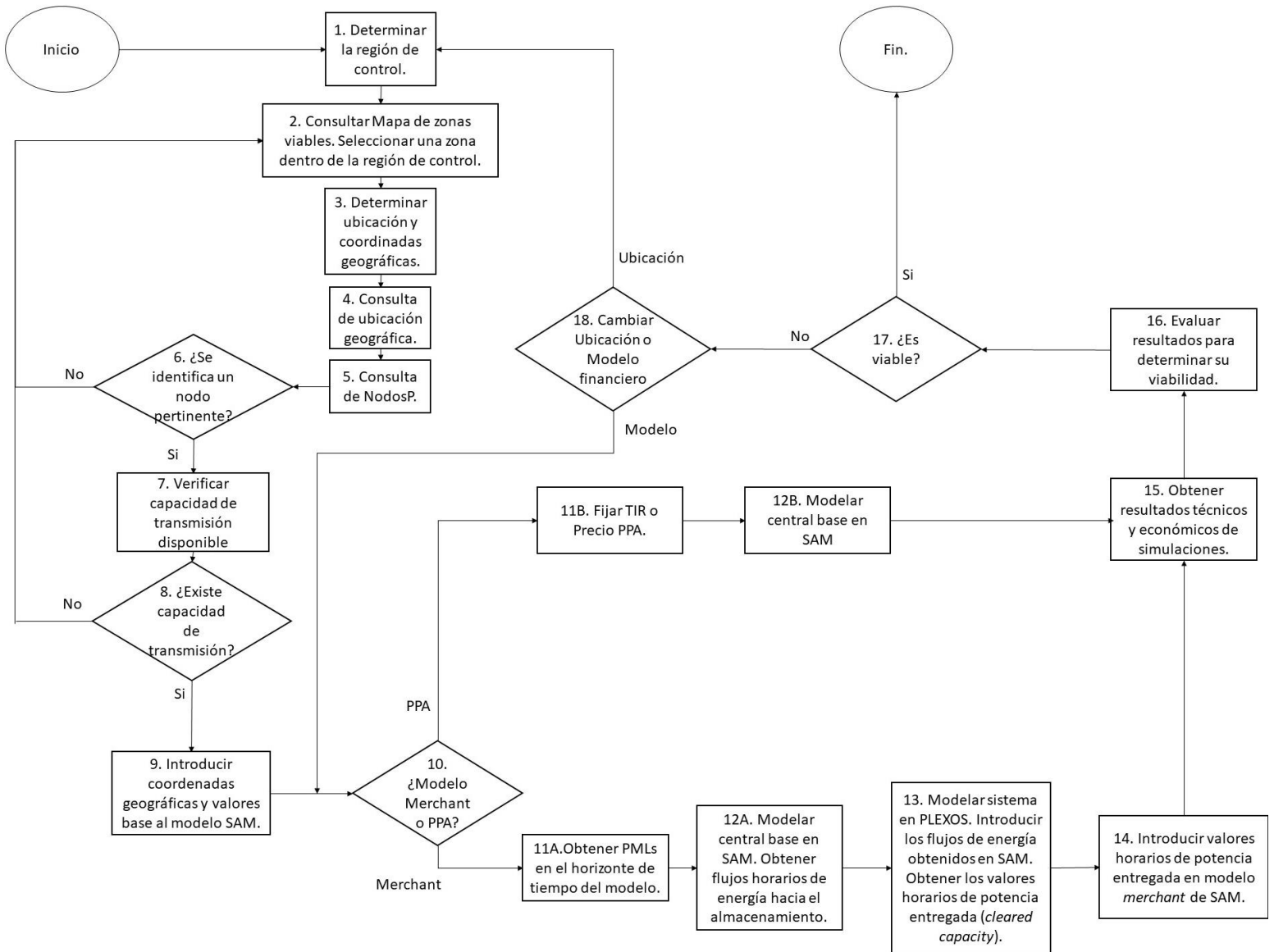
- [49] GEIC-CFE, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadata/Exc_tecnicas/Zonas_Lejanas_RNT_20km.html.
- [50] INEGI, GIEC-CFE, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadata/Exc_riesgo/Zonas_susceptibles_inundacion.html.
- [51] GEIC-CFE, 13 3 2020. [En línea]. Available: https://dgel.energia.gob.mx/azel/Metadata/Exc_tecnicas/Carreteras_100m.html.
- [52] NREL, «National Solar Radiation DataBase,» 2021.
- [53] CENACE, «Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista - PRODESEN 2018-2032,» 2018.
- [54] CENACE, «Catálogo de NodosP,» 2021.
- [55] CENACE, «Bases de licitación de subasta de largo plazo 2018,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>. [Último acceso: 30 3 2020].
- [56] IRENA, «Renewable power generation costs in 2018,» 2019.
- [57] IRENA, «Power to change 2020 Edition,» 2020.
- [58] IRENA, «Renewable power generation costs in 2019,» IRENA, Abu Dhabi, 2020.
- [59] J. Jorgenson, P. Denholm y M. Mehos, «QUANTIFYING THE VALUE OF CONCENTRATING SOLAR POWER IN A PRODUCTION COST MODEL,» *ASME Proceedings*, 24 10 2014.
- [60] M. J. Wagner, W. T. Hamilton, A. Newman, J. Dent, C. Diep y R. Braun, «Optimizing dispatch for a concentrated solar power tower,» *Solar Energy*, 2018.
- [61] C. J. R. M. W. F. V.-A. J. G. F. e. a. Pfahl A, «Progress in Heliostat Development,» *Solar Energy*.
- [62] C. S. Turchi y G. A. Heath, «Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM),» 2013.
- [63] Proyectos Mexico, «Series de datos - Tasas de inflación históricas,» 2020. [En línea]. Available: https://www.proyectosmexico.gob.mx/por-que-invertir-en-mexico/economia-solida/politica-monetaria/sd_tasas-de-inflacion-historicas/. [Último acceso: 28 5 2020].
- [64] Banco de México, «Programa monetario 2019,» Ciudad de México, 2019.
- [65] CENACE, «Informe de la tecnología de generación de referencia - Año de producción 2019,» 2020.
- [66] Secretaría de Hacienda y Crédito Público, *Oficio Circular no. 400.1.410.14009.*, México, D.F., 2014.

- [67] Diario Oficial de la Federación, «Ley del impuesto sobre la renta,» 9 12 2019. [En línea]. Available: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LISR_091219.pdf. [Último acceso: 2 6 2020].
- [68] Banxico, «Asas de Interés Interbancarias, Fondeo y Pagaré Bancario Bursátil - (CF113),» [En línea]. Available: <https://www.banxico.org.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF113§or=18&locale=es>. [Último acceso: 10 6 2020].
- [69] Bloomberg New Energy Finance, «Levelized cost of electricity in the Americas: Renewables face record low gas prices».
- [70] Supcon Solar, «Middle East and North Africa Concentrating Solar Power Knowledge & Innovation Program».
- [71] Secretaría de Hacienda y Crédito Público, «Portál de Cetes».
- [72] X.-G. Z. X.-x. Y. Y.-z. Z. Ling-zhi Ren, «Cost-benefit evolution for Concentrated Solar Power in China,» *Journal of Cleaner Production*, 2017.
- [73] J. Martinek, J. Jorgenson, M. Mehos y P. Denholm, «A comparison of price-taker and production cost models for determining system value, revenue, and scheduling of concentrating solar power plants,» *Applied Energy*, vol. 231, pp. 854-865, 2018.
- [74] P. Denholm y M. Hummon, «Simulating the Value of Concentrating Solar Power with Concentrated Solar Power with Thermal Energy Storage in a Production Cost Model,» Golden, CO, 2012.
- [75] National Renewable Energy Laboratory, «System Advisor Model Help Documentation,» 2021.
- [76] Statista, «Projected annual inflation rate in the United States 2010-2021,» 2020.
- [77] CRE, «Calculadora de tarifa,» 2020.
- [78] Cuasar, «Electric rates, what happened at 2018 and what is going on 2019?,» 2019.
- [79] CENACE, «Precio Neto de la Potencia,» 2021.
- [80] Antuko, «Capacity Balance Market: A plunge to zero in 2020?,» 2021.
- [81] CRE, «Acuerdo por el que la comisión reguladora de energía establece, de manera enunciativa mas no limitativa, los productos y los servicios que pueden ofrecer los integrantes de la industria eléctrica que desarrollen actividades de almacenamiento de energía».
- [82] Angie Soto, «Webinar Modelos de negocios en LATAM,» 2021.

- [83] S. B. Barret, *Investigating Safety Impacts of Energy Technologies on Airports and Aviation*, Washington, DC: Transportation Research Board, 2011.
- [84] CENACE, «Manual técnico - Uso de servicio web para descarga de Precios Marginales Locales (SW-PML)».
- [85] Colegio de Contadores Públicos de México, «Métodos de depreciación aplicados de acuerdo con la Norma de Información Financiera C-6».
- [86] Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A. C. (CINIF), «Norma de Información Financiera C-6: Propiedades, planta y equipo».
- [87] Diario Oficial de la Federación, «Tipo de cambio 28 Febrero 2020».
- [88] CENACE, «Precio neto de potencia 2019».
- [89] NREL, «Capacity Payment in restructured markets under low and high penetration levels of renewable energy,» 2016.
- [90] M. Mehos, «World Bank's MENA CSP KIP capstone online conference: Concentrating solar for power and heat,» 2020.
- [91] C. S. Turchi y H. A. Garvin, «Molten Salt Power Tower Cost Model for the System Advisor Model (SAM),» Golde,.
- [92] Wikipedia, «List of solar thermal power stations».
- [93] NREL, *System Advisor Model Power Tower System Design*.
- [94] Belt and Road News, «World's Tallest Solar Power Tower in Dubai,» 2020.
- [95] Helio CSP, «China Stumbles on Path to Concentrated Solar Power Supremacy».
- [96] Statista, «Average electricity price in Mexico from January 2016 to November 2017,» 2019.
- [97] Global Petrol Prices, «Mexico electricity prices,» 2021.
- [98] M. Ramiro y J. Serrano, «Participación privada en la Generación de Energía Eléctrica,» 2020.

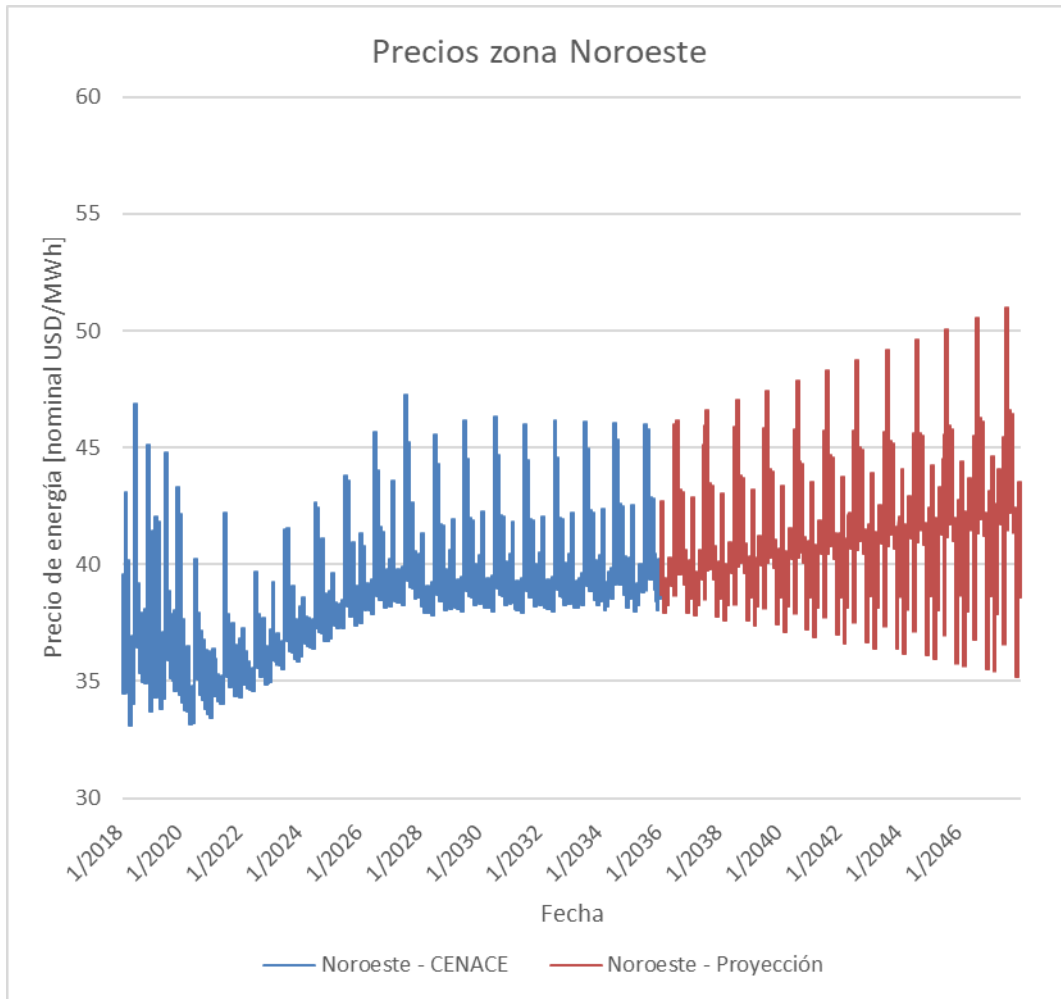
Anexos

Anexo 1: Diagrama completo de la metodología

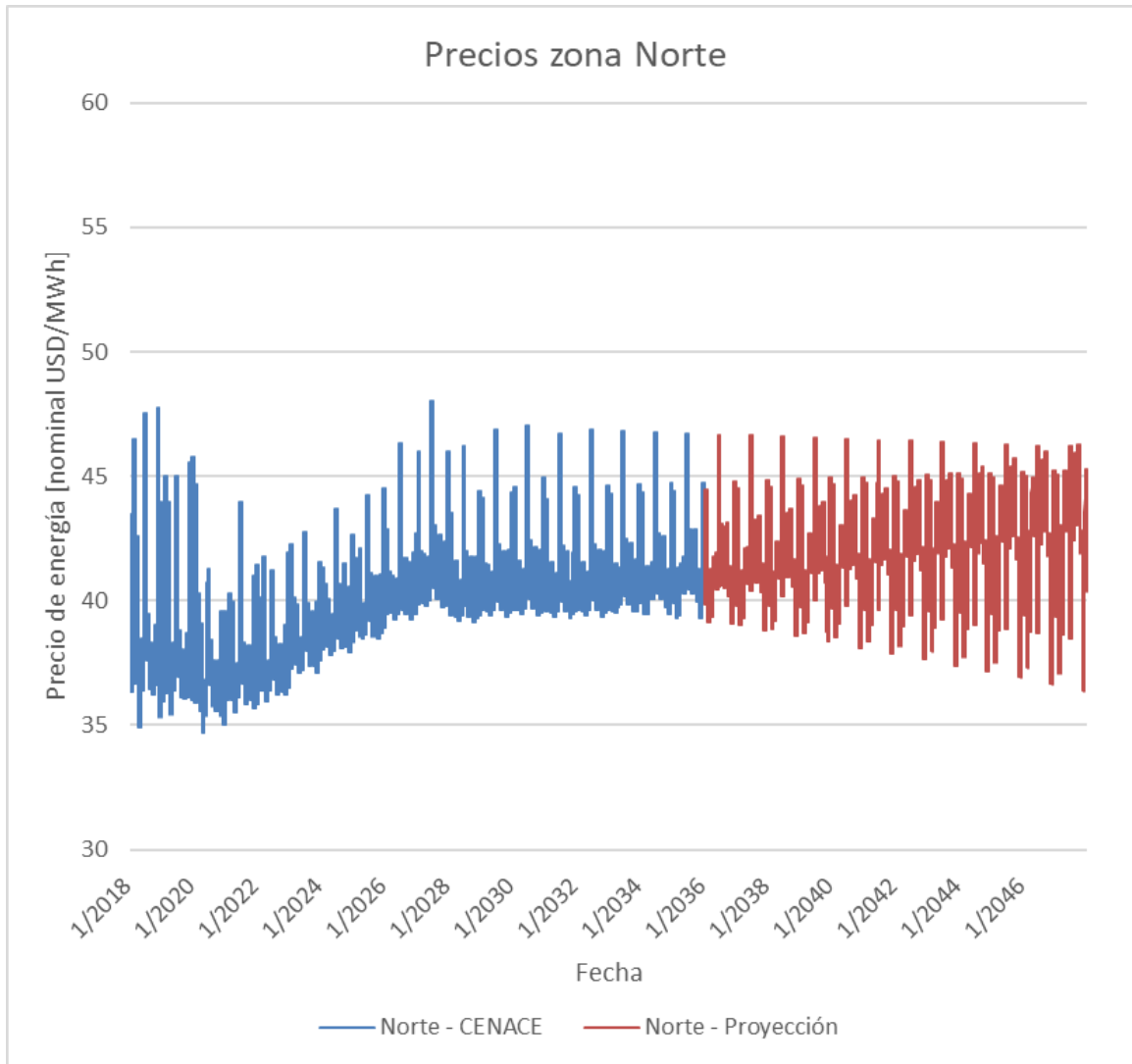


Anexo 2: Graficas de precios regionales

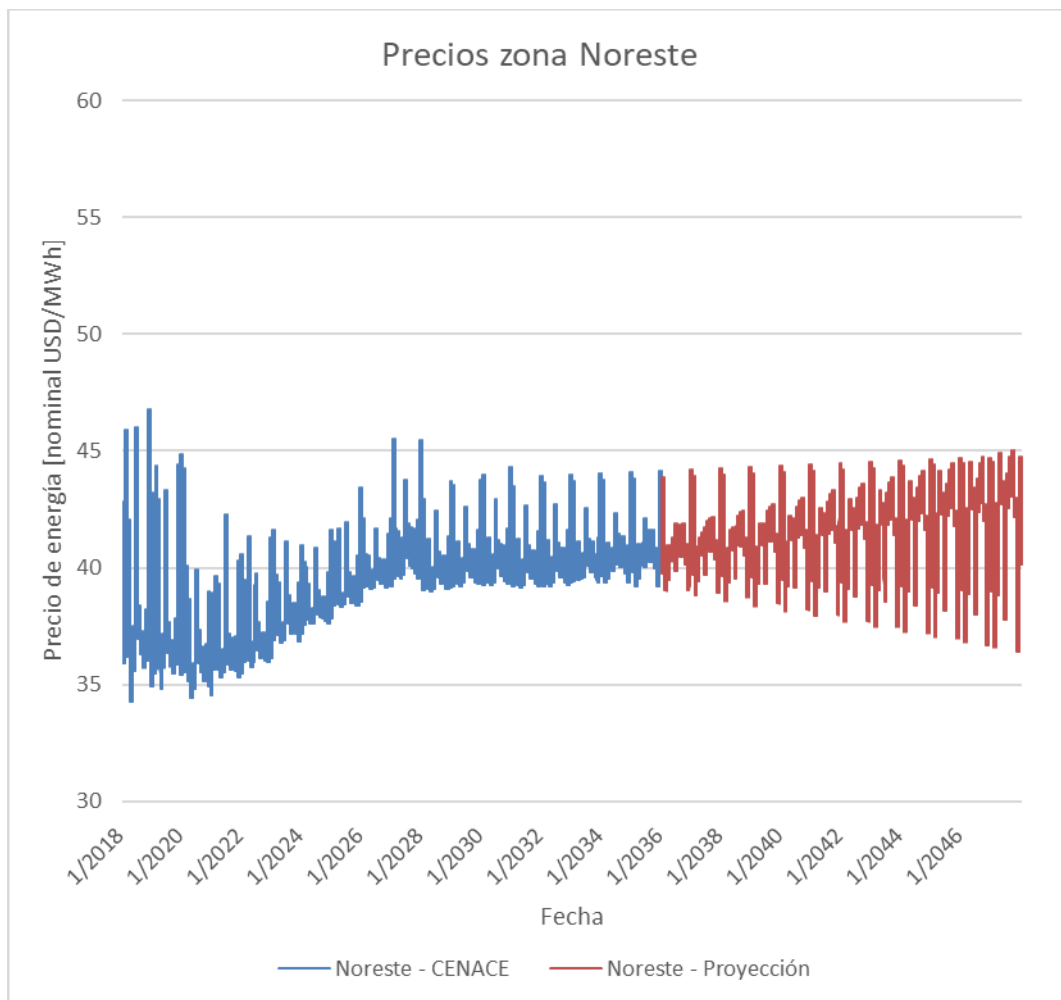
1. Noroeste



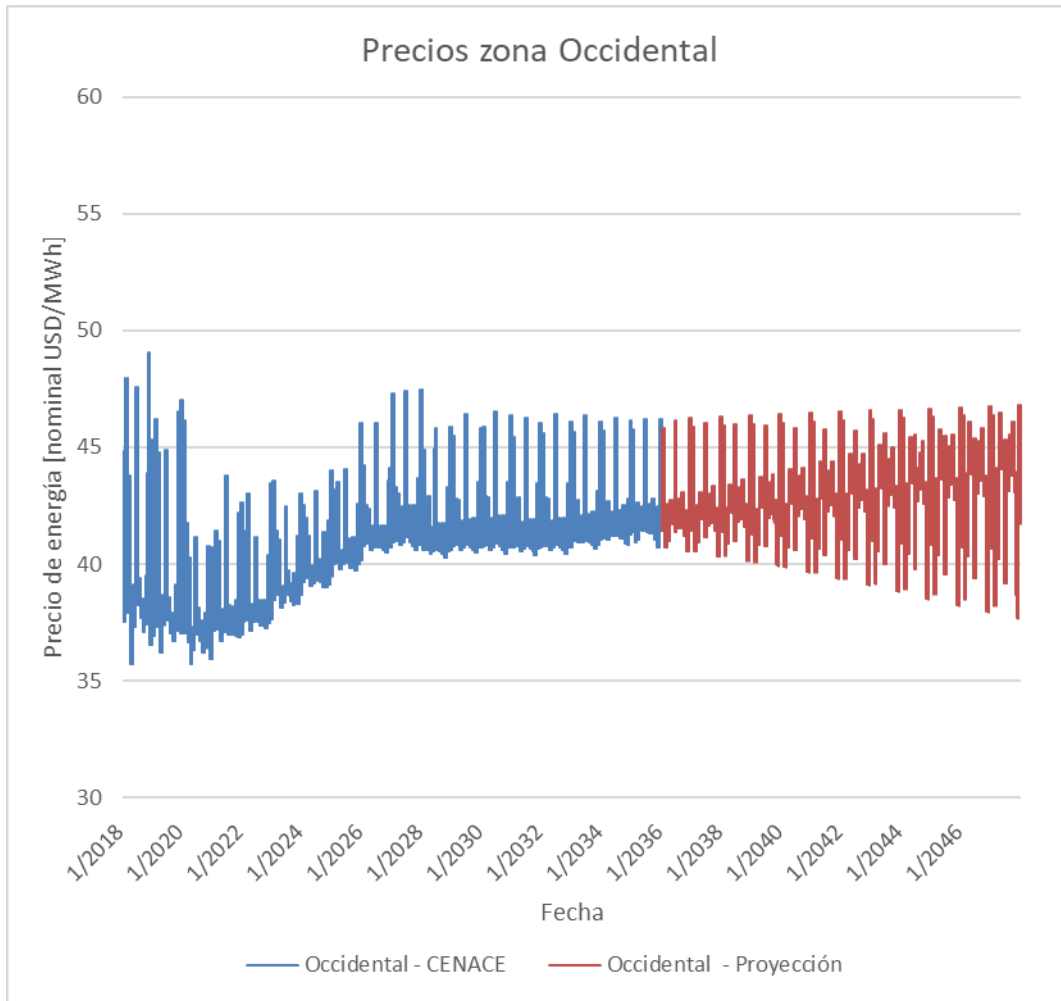
2. Norte



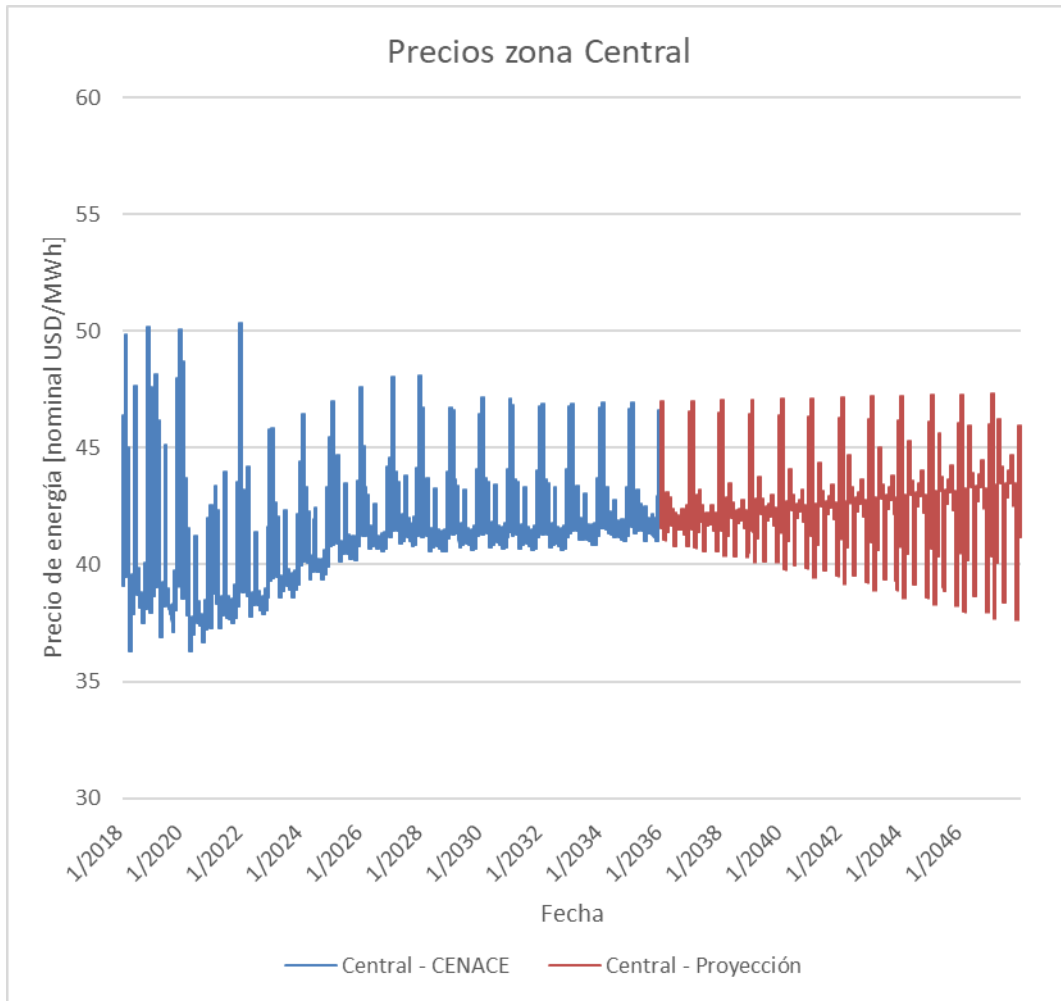
3. Noreste



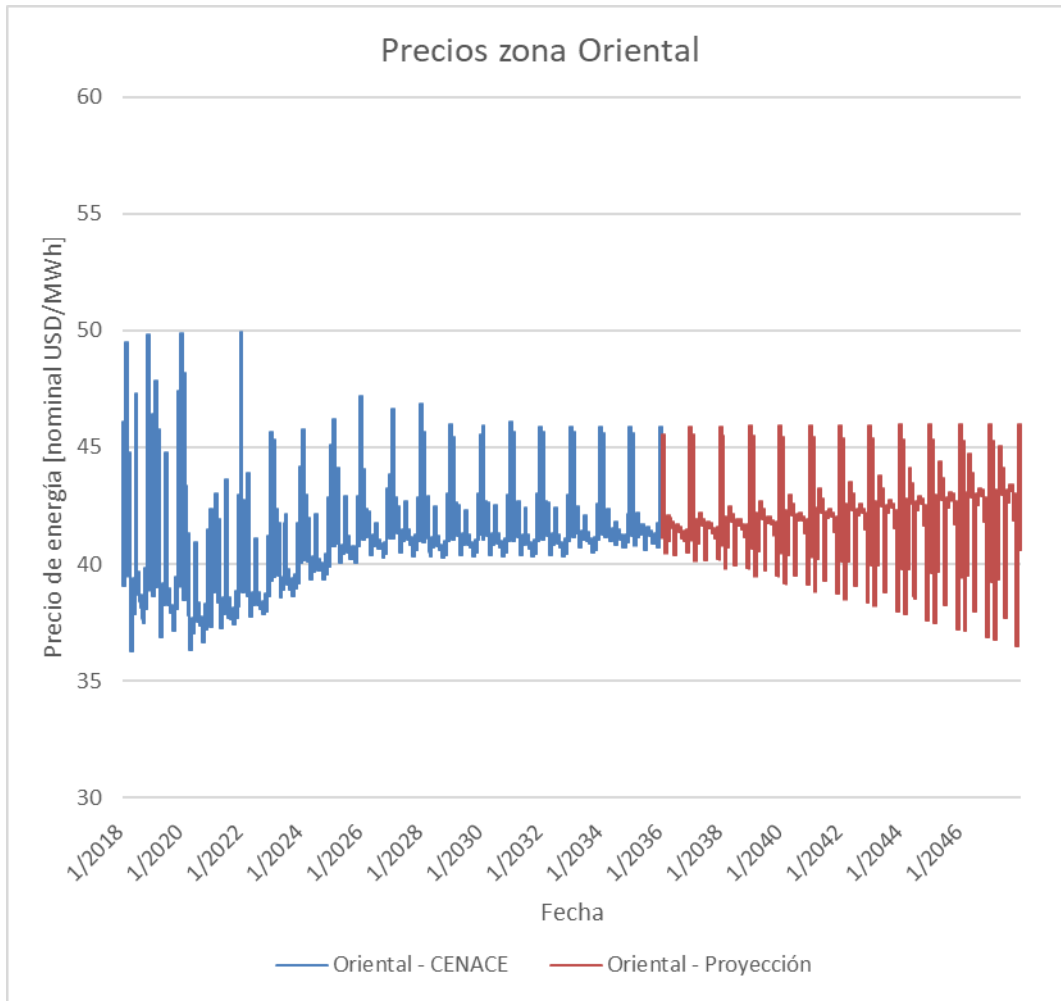
4. Occidental



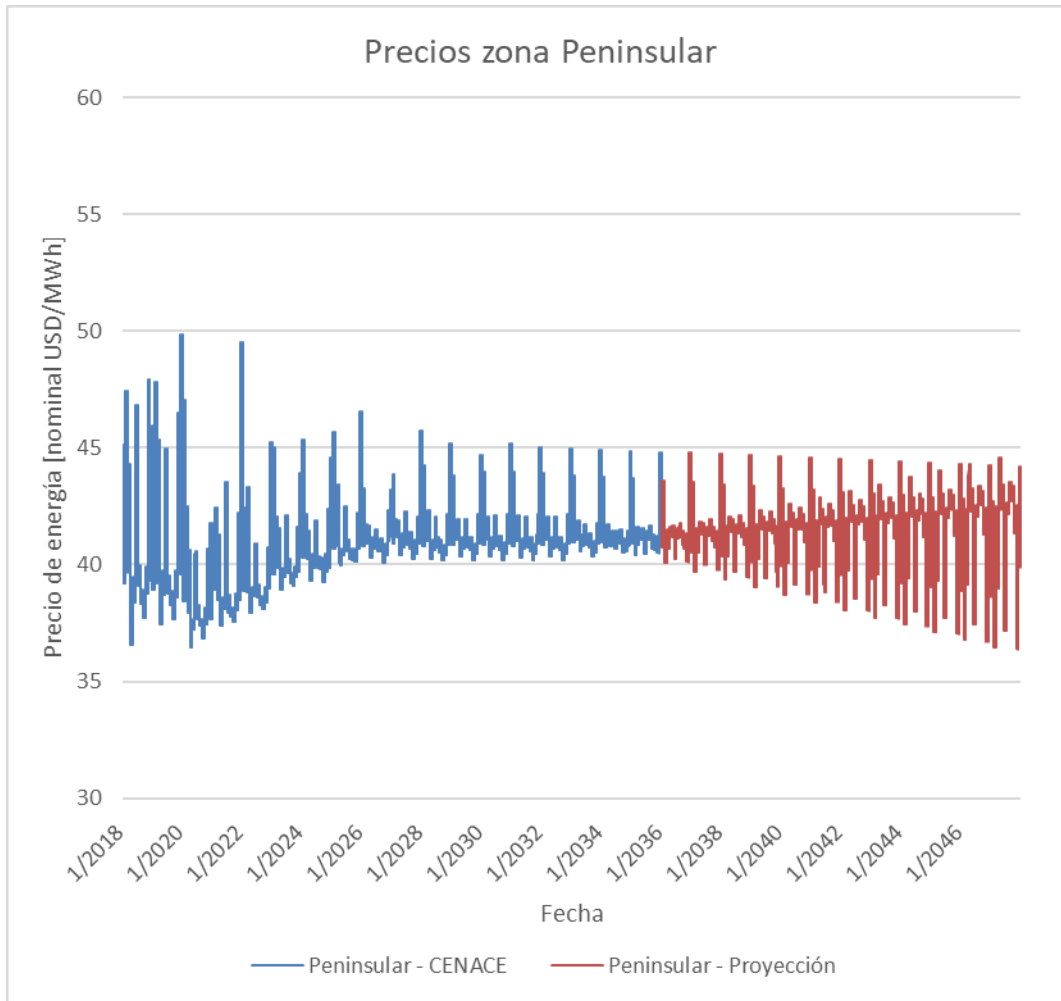
5. Central



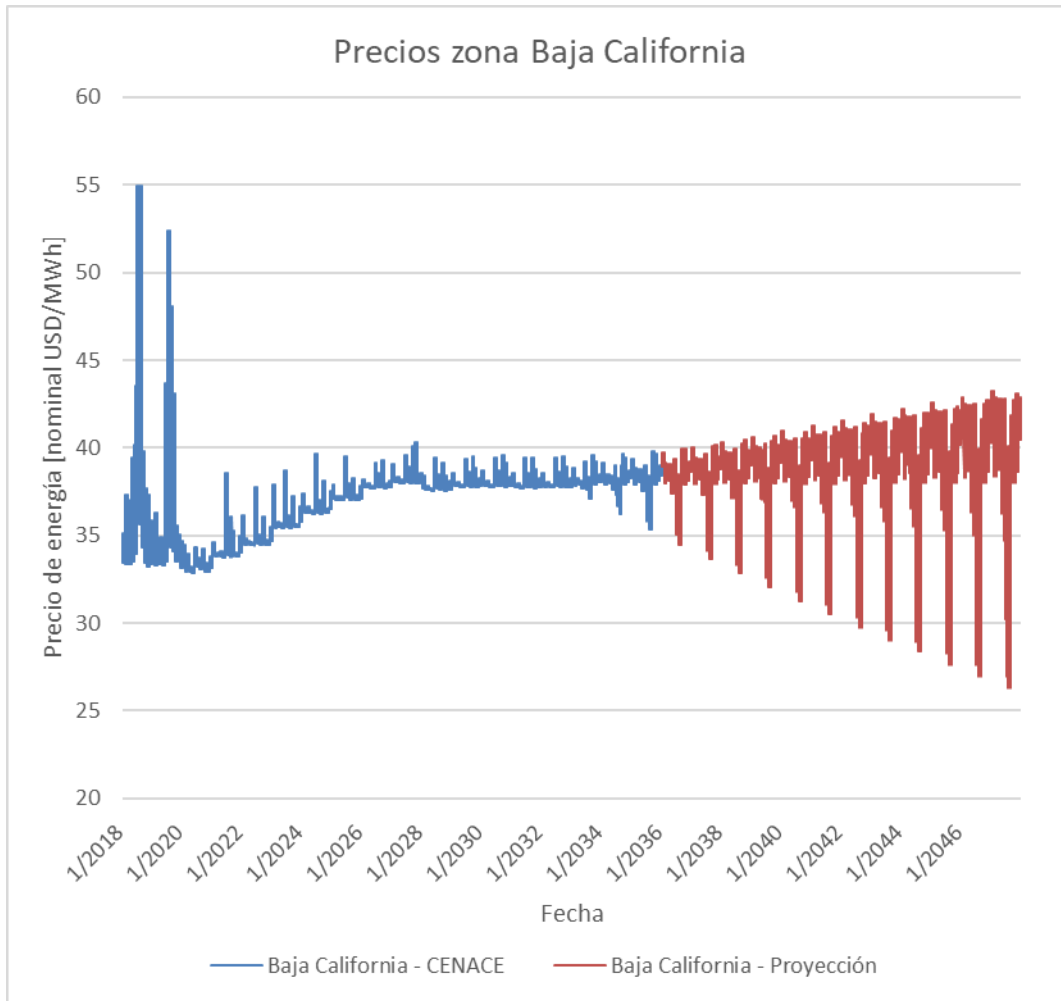
6. Oriental



7. Peninsular



8. Baja California



9. Baja California Sur

