

TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

Instituto Tecnológico de Culiacán



TITULACIÓN INTEGRAL

OPCION:

TESIS PROFESIONAL

NOMBRE DEL PROYECTO:

**Análisis de viabilidad de central de generación distribuida
fotovoltaica en régimen venta total con la técnica Load Shifting
ubicada en el estado de Sinaloa.**

ALUMNO:

Tomás Rogelio Moreno Carrillo

CARRERA:

Ing. En energías renovables

Num. De Control.

20170019

Culiacán, Sinaloa, 2025



Instituto Tecnológico de Culiacán

DIVISION DE ESTUDIOS PROFESIONALES

ASUNTO: **Autorización de Impresión**

Culiacán, Sinaloa, 12/09/2025 13:00

C. TOMÁS ROGELIO MORENO CARRILLO
PASANTE(S) DE LA CARRERA DE INGENIERÍA EN ENERGÍAS RENOVABLES
P R E S E N T E.

De acuerdo con fallo emitido por la Comisión Revisora Integrada por:

Cédula Profesional

Presidente:	Maestría en Ciencias en Ingeniería Eléctrica Omar Enrique Manjarrez Vega	9580598
Secretario:	Doctor en Ciencias en la especialidad de Ingeniería Eléctrica Guillermo Javier Rubio Astorga	9148435
Vocal:	Doctorado en Ingeniería Luis Alberto Domínguez Inzunza	11292898

Y considerando que reúne los requisitos establecidos en la Opción: **TITULACION INTEGRAL: TESIS PROFESIONAL "ANÁLISIS DE VIABILIDAD DE CENTRAL DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN VENTA TOTAL CON LA TÉCNICA LOAD SHIFTING UBICADA EN EL ESTADO DE SINALOA"**, damos a usted nuestra autorización para que proceda a imprimir su trabajo profesional.

Sin otro particular, quedo de usted.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®



Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO

CONCEPCION MENDOZA ROSALES
Jefa de la División de Estudios Profesionales

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CULIACÁN
DEPARTAMENTO DE
DIVISION DE ESTUDIOS PROFESIONALES



2025
Año de
La Mujer
Indígena

Juan de Dios Bátiz 310 Pte. Col. Guadalupe C.P. 80220
Culiacán, Sinaloa. Tel. 667-454-0100
tecnm.mx www.culiacan.tecnm.mx



AGRADECIMIENTO

A mi madre, por todo su cariño y labor de madre que permitió que yo pueda dedicarme a cumplir mis metas.

A mi padre, por dar todo su amor, esfuerzo y trabajo para que sus hijos seamos felices.

A mi amigos y allegados, por darme motivación y ejemplo de que con algo de esfuerzo todo se puede lograr.

A mi tutor de tesis, por ser un excelente docente y porque durante este proceso siguió dedicando su tiempo en enseñar y apoyar para lograr el proyecto.

Análisis de viabilidad de central de generación distribuida fotovoltaica en régimen venta total con la técnica Load Shifting ubicada el estado de Sinaloa

RESUMEN

El presente trabajo evalúa la viabilidad técnica y económica de una central de generación distribuida fotovoltaica en régimen de venta total utilizando la técnica de *Load Shifting*, ubicada en Teacapán, Sinaloa. Esta investigación surge ante la necesidad de aprovechar el alto potencial solar del país y las oportunidades que brinda el mercado eléctrico nacional a través del esquema de facturación neta. El problema identificado es la baja coincidencia entre las horas de mayor generación solar y los horarios de mayor valor económico en el Precio Marginal Local (PML), lo que reduce la rentabilidad de los sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento.

Para abordar esta problemática, se recopilaron y analizaron datos horarios de PML en 49 nodos eléctricos de Sinaloa, seleccionando como óptimo el nodo 04TEA-115 por presentar los precios más altos en horario pico. Se complementó el estudio con un análisis de irradiación solar, dimensionamiento del sistema fotovoltaico y selección de equipos, considerando baterías de litio para almacenar energía y liberarla en horarios más rentables.

Los resultados muestran una generación anual estimada de 65.7 MWh, con ingresos proyectados de \$133,516.75 anuales y un retorno de inversión de 16.6 años. No obstante, se identificaron áreas de mejora como el alto costo y limitada vida útil de las baterías, así como la subutilización de la energía excedente. Se concluye que el sistema es viable bajo ciertas condiciones, pero podría optimizarse mediante esquemas híbridos o futura actualización tecnológica. Este estudio proporciona una base sólida para la toma de decisiones en proyectos de energía renovable en zonas con alto recurso solar.

Palabras clave: generación distribuida, energía fotovoltaica, *Load Shifting*, venta total, retorno de inversión.

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
1.1	Antecedentes	1
1.2	Descripción del problema.....	2
1.3	Hipótesis o preguntas de investigación	4
1.4	Objetivo general	4
1.5	Objetivos específicos	4
1.6	Justificación	4
1.7	Alcance.....	5
2	FUNDAMENTO TEÓRICO	7
2.1	Primeras fuentes de energía	7
2.2	Impacto ambiental de los combustibles fósiles	8
2.3	Políticas y acuerdos globales sobre energía sostenible	11
2.3.1	Plan de acción para la disminución de GEI en el mundo	11
2.3.2	Panorama mexicano para la disminución de GEI	14
2.4	Energía fotovoltaica: fundamentos, avances y retos	16
2.4.1	Avances que ha tenido la energía fotovoltaica	16
2.4.2	Estudio de la NASA, viabilidad geográfica para instalación PV.	16
2.4.3	Tiempo de retorno de inversión	17
2.4.4	Factores que limitan la expansión de las energías solar.....	17
2.5	Modelos de contrato en México	19
2.5.1	Contratos de interconexión a la red eléctrica nacional.....	20
2.6	Clasificación de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5MW.	21
2.6.1	Interconexión de las redes generales de distribución.	22

3	PROCEDIMIENTO	29
3.1	Los nodos disponibles en Sinaloa: Filtrado de datos e interpretación de valores.	29
3.2	Estudio de viabilidad geográfica.	32
3.2.1	Obtención de datos de irradiación.	32
3.3	Selección de equipos.	34
3.4	Diseño eléctrico.	34
3.4.1	Viabilidad climática, número de módulos y arreglos.	34
3.4.2	Caída de tensión y selección de cable, tubería y equipos de protección.	36
3.5	Cálculo de ingreso promedio anual.	43
4	RESULTADOS	47
4.1	Análisis de nodos en Sinaloa.	47
4.2	Análisis del estudio de viabilidad geográfica.	48
4.3	Ingreso anual.	49
4.3.1	Interpretación de los costos.	50
4.4	Diagrama unifilar del proyecto.	51
5	CONCLUSIONES.....	53
6	COMPETENCIAS DESARROLLADAS.....	56
7	FUENTES DE INFORMACIÓN.....	58
8	ANEXOS	62

ÍNDICE DE FIGURAS TABLAS

Tabla 1. Clave y nombre de los nodos correspondientes a Sinaloa.....	6
Tabla 2.Capacidad de generación neta de la central eléctrica según su nivel de tensión. .	21
Tabla 3. Modelos de interconexión según el tipo de central eléctrica siendo que su capacidad sea menor a 0.5MW.....	22
Tabla 4.Filtrado de datos para un nodo de Culiacán.	30
Tabla 5. PML \$/KWh promedio mensual en Culiacán en sus primeros 5 nodos el mes de noviembre.....	31
Tabla 6. Irradiación solar medida diaria [KWh/m2] por mes en Teacapán.....	33
Tabla 7. Producción de nuestro sistema fotovoltaico de manera diaria y mensual.....	35
Tabla 8. Irradiación solar medida diaria [KWh/m2] por mes en El dorado.	48
Tabla 9. Irradiación solar medida diaria [KWh/m2] por mes en Bamoa.	49
Tabla 10. Tabla de coste de precios por equipos.	44
Tabla 11. Criterios que debe de cumplir la rentabilidad de nuestro sistema fotovoltaico según la página de FIDE.	51
Tabla 12. Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán parte 1.	62
Tabla 13. Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán parte 2.	63
Tabla 14.Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán parte 3.	64
Tabla 15. Promedio anual de los precios de cada nodo de Guasave.	65
Tabla 16. Promedio anual de los precios de cada nodo de Mazatlán parte 1.....	66
Tabla 17. Promedio anual de los precios de cada nodo de Mazatlán parte 2.....	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de interconexión 1 para centrales eléctricas menores o iguales que 50 KW en baja tensión con centros de carga.	23
Figura 2. Esquema de interconexión 2 para centrales eléctricas menores o iguales que 250 KW en media tensión con centros de carga.	23
Figura 3. Esquema de interconexión 3 para centrales eléctricas mayores que 250 KW y menores que 500 KW en media tensión con centros de carga.	24
Figura 4. Esquema de interconexión 4 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión con Centros de Carga.....	24
Figura 5. Esquema de interconexión 5 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con Centros de Carga.	25
Figura 6. Esquema de interconexión 6 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con Centros de Carga.	25
Figura 7. Esquema de interconexión 7 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión.	26
Figura 8. Esquema de interconexión 8 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con medición en Baja Tensión.	26
Figura 9. Esquema de interconexión 9 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con medición en Media Tensión.	27
Figura 10. Página web de CENACE	29
Figura 11. Obtención de longitud y latitud de Teacapán.	32
Figura 12. Página de la NASA para la obtención de datos.....	33
Figura 13. Cotización de instalación por la empresa IEELEC.	46
Figura 14. Diagrama unifilar SFV 45 kWp.....	52

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

En México se están adoptando nuevos métodos para aprovechar las energías renovables de forma más accesible; lo más habitual en el país es la energía fotovoltaica los cuales son los generadores de energía eléctrica por un generador que no supera 500 kW de generación llamados generadores exentos o generación distribuida (Secretaría de Energía, 2018).

Para promover el uso de estas tecnologías en la generación de energía, México ha establecido un nuevo marco jurídico que simplifica la adopción de estas herramientas. En primer lugar, se cuenta con la ley de la industria eléctrica (LIE), que respalda la inversión en estas tecnologías, programas que nos permiten observar la red nacional y la posible interconexión en la misma, así como la promoción de combustibles limpios, entre otros (Secretaría de Energía, 2018).

Gracias a las iniciativas implementadas por la reforma energética, se ha observado un aumento en el número de usuarios con contratos de GD en comparación con años previos, lo que ha llevado a que anualmente se duplique la energía suministrada (Secretaría de Energía, 2018).

Para la conexión a la red general de distribución (RGD), según los contratos establecidos para interactuar como generador exento con fuente fotovoltaica, el sistema de Facturación neta (*Net billing*) nos indica que debemos liquidar la energía consumida acorde a nuestra tarifa final y la energía generada se pagará al precio marginal local (PML) correspondiente al horario calculado en el nodo de interconexión (Secretaría de Energía, 2018). Carga máxima y Load *Shifting*: Describe el aumento de la relevancia del "*Load Shifting*" como método para mejorar la distribución de energía durante los picos de demanda y precios elevados

Para poder vender la energía a los horarios cuando el PML sea el más elevado se realizará el almacenamiento de la energía en baterías, esto es por el hecho de que las horas solares pico de los módulos fotovoltaicos coincide su producción con los PML más económicos, haciendo menor su retorno de inversión, para eso aplicaremos entonces el cambio de carga que la industria lo aplica trasladando el uso de energía del consumidor a las horas de menor consumo para evitar utilizar energía a las horas

más costosas comúnmente conocido como *Load Shifting* (Zambrano Duque, 2022), en nuestro caso haremos algo similar, moveremos la energía pero a las horas más beneficiosas para nosotros ya que el contrato de interconexión nos recompensará por eso.

Debido al mal uso de la energía y por la explotación o el uso excesivo de combustibles fósiles como fuente de energía el mundo está migrando a fuentes alternas de energía, dándoles preferencia a la fotovoltaica, para esto hay varios países que han investigado viabilidades normativas con respecto a el área fotovoltaica llegando a comparar el *Net metering* y el *Net billing* para ver su viabilidad económica (Palacios Esteban, Rojas Ramírez, & Ramirez, Aspectos regulatorios a considerar en la implementación de la micro generación distribuida residencial fotovoltaica en el mercado eléctrico peruano, 2019), también se busca la constante mejora en la eficiencia de un sistema de generación distribuida (Perez, 2019) inclusive relacionado con nuestro tema hay investigaciones relacionadas con la rentabilidad económica de la generación distribuida (Huamán, 2019).

1.2 Descripción del problema

En la actualidad, el mundo enfrenta una transición energética urgente ante la necesidad de reducir la dependencia de los combustibles fósiles y mitigar los efectos del cambio climático. En este contexto, la energía solar fotovoltaica se ha consolidado como una de las alternativas más viables para diversificar la matriz energética mundial, debido a su carácter renovable, disponibilidad y bajo impacto ambiental. México, a pesar de contar con un alto potencial solar por su ubicación geográfica privilegiada, continúa dependiendo en gran medida de fuentes de energía convencionales, lo que retrasa su transición hacia un modelo energético sostenible.

En el caso particular de México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el principal proveedor de energía, lo que centraliza la oferta y dificulta la apertura del mercado a nuevos esquemas de generación distribuida (GD). Aunque la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) ha establecido marcos regulatorios que permiten la incorporación de pequeños generadores mediante contratos como el de facturación neta (*Net Billing*), la adopción de estos modelos aún es limitada. Este contrato establece que la energía inyectada a la red será remunerada al precio marginal local (PML) correspondiente al

nodo de interconexión, lo cual requiere un análisis detallado del comportamiento horario y regional de estos precios para determinar la rentabilidad de las instalaciones solares en régimen de venta total.

Uno de los principales retos de la energía fotovoltaica es la falta de sincronización entre los momentos de mayor generación (durante el día) y los de mayor demanda energética (por la tarde-noche), lo cual reduce su eficiencia económica si no se emplean sistemas de almacenamiento. Esta problemática ha dado origen a estrategias como el *Load Shifting*, que consiste en desplazar el uso o entrega de energía a horarios económicamente más convenientes. Aplicar esta técnica en instalaciones fotovoltaicas implica almacenar energía durante las horas solares y liberarla cuando el PML es más alto, lo que incrementa los ingresos por venta de energía. No obstante, el elevado costo de las baterías y su vida útil limitada representan una barrera importante para el retorno de inversión de estos proyectos.

Además, la falta de normativas que orienten la selección de zonas óptimas para instalación fotovoltaica, sumada a la ausencia de incentivos económicos suficientes, obstaculiza el desarrollo de proyectos de GD en muchas regiones del país. A pesar de ello, Sinaloa se presenta como una zona con condiciones climáticas excepcionales para la captación solar.

Esta investigación parte de una revisión bibliográfica actualizada que analiza la rentabilidad de diferentes esquemas de interconexión, las barreras económicas del almacenamiento energético y el comportamiento del mercado eléctrico mexicano, con énfasis en la generación distribuida. Se ha consultado literatura especializada nacional e internacional que respalda la necesidad de buscar alternativas viables para mejorar el aprovechamiento energético mediante tecnologías limpias, buscando reducir la dependencia energética del país y fomentar el desarrollo regional sostenible.

Por tanto, el presente trabajo se enfoca en el análisis de viabilidad técnica y económica de una instalación fotovoltaica bajo el régimen de venta total con técnica *Load Shifting*, con el objetivo de evaluar su rendimiento a través del comportamiento del PML en nodos específicos, la capacidad del sistema de almacenamiento y el cálculo del retorno de inversión. El problema central radica en determinar si este modelo puede ser rentable bajo las condiciones actuales del mercado eléctrico mexicano y si es viable escalarlo a otras regiones del país.

1.3 Hipótesis o preguntas de investigación

La implementación de una central de generación distribuida fotovoltaica bajo el esquema de venta total con la técnica *Load Shifting*, ubicado en Sinaloa, es económicamente viable, siempre que se aproveche el horario de mayor precio marginal local (PML) mediante almacenamiento energético, y se logre inyectar energía a la red en los horarios pico del sistema eléctrico nacional.

1.4 Objetivo general

Evaluar la viabilidad técnica y económica de una instalación de generación distribuida fotovoltaica bajo el esquema de venta total utilizando la técnica *Load Shifting* en Sinaloa, mediante el análisis del comportamiento del Precio Marginal Local (PML), la generación estimada de energía, la capacidad de almacenamiento y el retorno de inversión, con el fin de determinar su rentabilidad y potencial de implementación en condiciones reales del mercado eléctrico mexicano.

1.5 Objetivos específicos

- Analizar el comportamiento horario del Precio Marginal Local (PML) en los nodos eléctricos del estado de Sinaloa, con énfasis en el nodo más caro, para identificar los periodos de mayor rentabilidad energética bajo el esquema de venta total.
- Determinar la generación energética estimada de un sistema fotovoltaico fijo en el nodo más caro, considerando los niveles de irradiación solar, la inclinación óptima y el uso de tecnología de almacenamiento para aplicar la técnica *Load Shifting*.
- Evaluar el retorno de inversión y la rentabilidad del sistema propuesto, mediante la estimación de ingresos anuales por inyección de energía a la red y el análisis de costos asociados a la instalación y operación del sistema.

1.6 Justificación

La creciente necesidad de transitar hacia modelos de generación energética más sostenibles, eficientes y descentralizados ha impulsado el desarrollo de tecnologías renovables, particularmente la energía solar fotovoltaica. En este contexto, la presente investigación cobra relevancia al analizar la viabilidad técnica y económica de una central de generación distribuida fotovoltaica bajo el esquema de

venta total, aplicando la técnica de *Load Shifting* como estrategia para maximizar los ingresos mediante la inyección de energía en los horarios de mayor valor económico.

La importancia de investigar este tema radica en que actualmente, aunque México cuenta con un gran potencial solar, este no se aprovecha plenamente debido a barreras tecnológicas, económicas y de información. A través de este estudio se busca aportar un análisis concreto y contextualizado que permita determinar si es rentable invertir en sistemas fotovoltaicos con almacenamiento energético en zonas de alto recurso solar en Sinaloa, considerando los precios del mercado eléctrico nacional y las condiciones técnicas del sistema.

Los resultados obtenidos permiten generar conocimiento útil para tomadores de decisiones, desarrolladores de proyectos, empresas del sector energético, instituciones educativas y comunidades interesadas en la generación distribuida. Este trabajo también contribuye a promover el uso racional de la energía, el aprovechamiento de fuentes renovables, y la descentralización del sistema eléctrico nacional, aportando a los objetivos de desarrollo sostenible y a la reducción de emisiones contaminantes. Este proyecto no solo es relevante por su enfoque técnico-económico, sino también por su contribución al desarrollo regional, su impacto ambiental positivo, y su potencial para servir como modelo replicable en otras zonas del país con características similares.

1.7 Alcance

Se desea analizar y comparar el precio marginal local en \$/KWh para los 24 nodos de Culiacán, 8 nodos de Guasave y 17 de Mazatlán en el periodo del 1 de septiembre de 2023 hasta 1 de septiembre 2024, teniendo clave de identificación por cada nodo, además compararemos cada uno para ver en que nodo hay mayor precio para interconectar y vender la energía en régimen de venta total:

Zona Culiacán		Zona Culiacán		Zona Mazatlán	
Clave del nodo	Nombre	Clave del nodo	Nombre	Clave del nodo	Nombre
04BCH-115	Bachigualato	04JSP-115	Jaime Sevilla Poyastro	04DMA-115	Subestacion del Mar
04CCC-115	Culiacán Centro	04NTO-115	Navolato	04EPA-115	Escuinapa
04CLI-115	Libramiento	04QLA-115	Quila	04LCZ-115	La Cruz
04CMI-115	Culiacán Millenium	04SLA-115	Sanalona	04MAC-115	Mazatlán Centro
04CMR-115	Comedero	04SPE-115	Pericos	04MAE-115	Mazatlán Aeropuerto
04CSA-115	Costa Rica	04TSR-115	Subestacion Tres Rios	04MRN-115	Mazatlán Marina
04CUC-115	Culiacán Cuatro	04VDC-115	Villas del Cedro	04MTE-115	Mazatlán Tecnológico
04CUD-115	Culiacán Dos	Zona Guasave		04MZD-115	Mazatlán Dos
04CUI-115	Culiacán Cinco	Clave del nodo	Nombre	04MZD-230	Mazatlán Dos
04CUN-115	Culiacán Norte	04BMO-115	Bamoa	04MZN-115	Mazatlán Norte
04CUO-115	Culiacán Oriente	04BRT-115	Bacurato	04MZO-115	Mazatlán Oriente
04CUS-115	Culiacán Sur	04GML-115	Guamuchil	04MZU-115	Mazatlán Uno
04CUT-115	Culiacán Tres	04GSV-115	Guasave	04PXT-115	Piaxtla
04CUU-115	Culiacán Uno	04HVF-115	Hernando de Villafañe	04ROS-115	Rosario
04EDR-115	El Dorado	04LVS-115	Leyva Solano	04SVU-115	Villa Union
04HYA-115	Humaya	04SAA-115	Salvador Alvarado	04TEA-115	Teacapan
04ISM-115	Isla Musala	04SRF-115	San Rafael	04VND-115	Venadillo

Tabla 1. Clave y nombre de los nodos correspondientes a Sinaloa.

2 FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Primeras fuentes de energía

Para comprender la necesidad actual del uso de fuentes de energía limpia, es importante que vayamos a los primeros momentos de la humanidad, cuando las fuentes de energía dependían de los recursos más accesibles sin tomar en cuenta el impacto ambiental que generaban. De esta manera el principal combustible utilizado por el ser humano fue la madera, principalmente para satisfacer las necesidades básicas como la cocción de alimentos y la supervivencia en condiciones climáticas extremas. Cuando la población comenzó a crecer, los recursos forestales empezaron a ser más escasos y el ser humano comenzó a recurrir a nuevas fuentes de energía.

El carbón llegó como una alternativa ya que su explotación comenzó a expandirse por cantidad de depósitos en países como Inglaterra que fue el primero en su utilización, este permitió el crecimiento y la expansión de la industria, mejorando el desarrollo económico y proporcionando un mayor poder adquisitivo a las naciones industrializadas.

A lo largo de la revolución industrial, el carbón se adoptó como una fuente fundamental de energía, llevándose a cabo un uso excesivo del mismo. Esta sobre explotación del recurso hizo que se consumiera mayor energía de lo que se necesitaba, lo que generó importantes impactos en el medio ambiente.

Con el paso de los años, los avances científicos y tecnológicos comenzaron nuevas fuentes de energía. A finales del siglo XIX y principios del siglo XX el gas y el petróleo empezaron a sustituir al carbono. Durante este periodo la producción de gas alcanzó niveles muy altos, especialmente en los años 1880 y 1912 pero la llegada de la energía eléctrica marcó un logro en el sector energético, ya que su manera de utilizarse y la capacidad para transformarse en energía mecánica, luz o calor, aumentaron la demanda de gas, consolidando la electricidad como la principal fuente de energía en la sociedad industrial.

El crecimiento de la población y la expansión de la industria generaron una gran demanda de electricidad lo que desarrolló nuevas tecnologías para generar y distribuir esta energía. En este sentido

personas claves como Thomas Edison, quien construyó las primeras plantas de energía y científicos como George Westinghouse, Charles Parsons, William Stanley y Nikola Tesla, realizaron importantes contribuciones. Estos innovadores desarrollaron motores, generadores, transformadores y nuevas formas de transmitir la energía eléctrica dando las bases para el sistema eléctrico moderno.

A partir del siglo XX la producción de petróleo alcanzó niveles significativos, posicionándose como la principal fuente de energía a nivel mundial. Esta dependencia del petróleo y sus combustibles fósiles ha dado como resultado la situación energética global actual caracterizada por un uso intensivo de recursos no renovables y un creciente impacto ambiental, lo que ha llevado a la necesidad de pasar hacia fuentes de energía más sostenibles y limpias (Pacheco-Florez & Melo-Poveda, 2015).

2.2 Impacto ambiental de los combustibles fósiles

El uso excesivo de los combustibles fósiles, impulsado por la Revolución Industrial, ha provocado grandes consecuencias para el medio ambiente, muchas de las cuales estamos experimentando en la actualidad. La explotación de estos recursos ha alterado significativamente el equilibrio natural del planeta, generando cambios climáticos y geográficos. Entre los efectos más evidentes se encuentran la desertificación de muchas áreas, el aumento de las temperaturas, tanto en zonas tradicionales como en regiones no acostumbradas a climas extremos, y el aumento progresivo del nivel del mar. Estos fenómenos, resultado directo del uso insostenible de los combustibles fósiles, representan desafíos ambientales de magnitud global, los cuales requieren medidas urgentes para disminuir sus efectos y llevar hacia modelos energéticos más sostenibles (Vázquez García & Sosa Capistrán, 2019).

En la actualidad, nuestra dependencia de los combustibles fósiles es evidente, ya que la mayoría de los equipos para la transformación de energía siguen utilizando estos recursos. Este uso continuo de combustibles fósiles genera una serie de contaminantes que afectan poco a poco al medio ambiente. Entre los principales agentes contaminantes liberados al ambiente se encuentran el dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno (NO) y dióxido de azufre (SO₂). Estos compuestos contribuyen al calentamiento global, la contaminación del aire y la acidificación de los ecosistemas, lo que empeora los problemas ambientales a nivel mundial (Gaona-Ponce, Altamirano-Cárdenas, Ocampo Ledesma, &

López-Canteñis, Influencia de la actitud, calidad y satisfacción de la energía fotovoltaica en la agricultura., 2021). La contaminación atmosférica se define como la presencia en la atmósfera de compuestos físicos, químicos o biológicos que resultan dañinos para la salud humana o que pueden tener efectos perjudiciales sobre los seres vivos en general. Esta contaminación, producto de diversas actividades humanas, es una amenaza para los ecosistemas y la calidad de vida, ya que los contaminantes atmosféricos pueden afectar tanto el bienestar de los organismos como la estabilidad de los entornos naturales (Anzules & Castro, Contaminación ambiental, 2022).

La contaminación atmosférica tiene un impacto directo y significativo en la salud humana. Según la Organización Mundial de la Salud (OMS), los contaminantes del aire son responsables de aproximadamente 4.2 millones de muertes anuales. De este total, el 88% de las víctimas provienen de países de ingresos medios y bajos, donde la exposición a altos niveles de contaminación es más común debido a la falta de infraestructura adecuada y regulaciones ambientales. Este gran problema señala la necesidad urgente de adoptar políticas y soluciones que minimicen los efectos adversos de la contaminación atmosférica en las poblaciones más vulnerables (Anzules & Castro, Contaminación ambiental, 2022).

A nivel mundial, se estima que los combustibles fósiles seguirán dominando la demanda energética, representando aproximadamente el 80% del total para el año 2040, con un crecimiento anual proyectado del 0.8%. Se prevé que el gas natural contribuirá con una participación de entre el 1.6% y el 1.8%, mientras que el uso del carbón disminuirá el 0.2%. En cuanto a la distribución de las fuentes de energía, se proyecta que el petróleo representará solo el 25% del suministro energético global en 2040, mientras que el carbón mantendrá una participación del 25%. El gas natural ocupará un 21% del mercado energético, mientras que las energías renovables, que incluyen principalmente la solar y la eólica, alcanzarán un 4.8%. El resto de la energía será proporcionado por fuentes como la hidráulica, biomasa y nuclear (Beltrán-Telles, Morera-Hernández, López-Monteagudo, & Villela-Varela, 2017).

La producción de cemento y el uso de combustibles fósiles son dos de los principales factores responsables de la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI), haciendo en conjunto a casi el 68% de las emisiones globales. Esta cifra rebasa el impacto de fenómenos como la deforestación y el mal

uso del suelo, que también inciden en el cambio climático. Sin embargo, la solución a estos problemas no es la erradicación total de los combustibles fósiles, sino implementar regulaciones más estrictas que reduzcan la huella de carbono.

Existen diferentes propuestas para mitigar el impacto ambiental de las emisiones de GEI. Entre las más reconocidas se encuentran la promoción del transporte público y la transición hacia el uso de automóviles eléctricos. Además, es fundamental generar conciencia sobre el uso de motores de combustión, incentivando la adopción de tecnologías más limpias y la reducción de su uso en los próximos años. Otras estrategias incluyen mejorar la accesibilidad a alternativas de transporte no contaminantes, como las bicicletas, y fomentar el apoyo gubernamental para fortalecer el transporte público, brindando a la población opciones más sostenibles para desplazarse (Andrade-Castañeda, Arteaga-Céspedes, & Segura-Madrigal, 2016).

Es evidente la necesidad de fomentar una cultura ecológica que permita la creación de espacios más limpios y saludables. Para alcanzar este objetivo, es primordial comenzar con la concientización desde niños, educando a las nuevas generaciones sobre la importancia del cuidado del medio ambiente. Esto incluye promover prácticas como el reciclaje, el uso adecuado de los botes de basura en las calles, la implementación de planes de reforestación y la educación ambiental en todos los niveles. Además, el tratamiento adecuado de aguas residuales debe ser una prioridad para prevenir la contaminación y preservar los recursos hídricos.

Los daños causados por la falta de cuidado ambiental son diversos y van más allá de la contaminación del aire. Entre ellos se encuentra la contaminación auditiva y visual, la contaminación de ríos y mares, así como la falta de conservación del entorno natural. Para moderar y disminuir estos problemas, se pueden implementar programas de reforestación y conservación del agua en escuelas y centros educativos, promoviendo así una cultura de respeto por el medio ambiente. Además, es necesario fomentar el manejo adecuado y la separación de residuos sólidos, promoviendo la cultura del reciclaje a través de la instalación de camiones de basura especializados en la clasificación de desechos (Torres-Fragoso, 2018).

2.3 Políticas y acuerdos globales sobre energía sostenible

Los primeros esfuerzos globales para disminuir el impacto ambiental actual se pueden seguir hasta el Protocolo de Kioto, un pacto internacional que fijó límites y obligaciones para disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Este protocolo, implementado en 1997, representó un avance fundamental en la regulación del uso de los recursos naturales y en la lucha contra el cambio climático. Mediante el uso de metas concretas para la disminución de GEI, el Protocolo de Kioto intentó detener el consumo desmedido de recursos naturales y promover la implementación de prácticas más sostenibles en los países signatarios, favoreciendo el cambio hacia una economía de energía más limpia y eficaz (Sosa-Cabrera, 2022).

En el ámbito de la protección del medio ambiente, es importante estar al tanto de las acciones elementales que necesitamos realizar para prevenir los problemas ambientales presentes. Actos tan simples como el uso eficiente del agua, la conservación de ecosistemas y zonas protegidas, junto con la reforestación de áreas perjudicadas por la explotación, representan avances significativos hacia la sostenibilidad. No obstante, estas acciones individuales no resultarán suficientes si se confían únicamente al juicio personal de cada persona. Para conseguir un cambio auténtico y perdurable, es fundamental que se establezcan regulaciones gubernamentales que favorezcan la comprensión y aplicación de estos principios, asegurando su ejecución de forma efectiva y a gran escala (Torres-Fragoso, 2018).

2.3.1 Plan de acción para la disminución de GEI en el mundo

Desde el Protocolo de Kioto y reconociendo el impacto significativo del cambio climático en nuestra vida, varios países comenzaron a implementar estrategias para reducir el deterioro ecológico. En este sentido, la Asamblea General de las Naciones Unidas, en 2015, aprobó la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, un programa que fija las pautas para avanzar en el desarrollo humano de manera total. Esta agenda incluye 17 objetivos y 169 metas que pretenden impulsar el desarrollo sostenible en varias dimensiones, con el propósito de resguardar los derechos humanos, promover la igualdad y respaldar a las comunidades de forma económica, social y ambiental.

A pesar de que la definición de sostenibilidad ha cambiado a lo largo del tiempo, debemos enfocarnos en los objetivos que se desean lograr a través de la sustentabilidad. En este aspecto, los proyectos de desarrollo sostenible se organizan en tres áreas fundamentales:

1. Desarrollo Económico: Este elemento se centra en la optimización del rendimiento, la administración de costos y ventajas mediante prácticas financieras efectivas. Resalta la habilidad de las empresas para manejar relaciones con clientes, la organización, la innovación y el rendimiento ambiental.
2. Desarrollo Ambiental: Consiste en la administración responsable de los recursos naturales y el cuidado del entorno, con el objetivo de reducir los efectos adversos. Esto se consigue a través de estrategias de justicia ambiental, formación y medidas específicas para proteger los ecosistemas.
3. Desarrollo Social: Este elemento se centra en el bienestar de las comunidades locales, fomentando condiciones laborales justas, el respeto a los derechos humanos, la salud y el apoyo equitativo a los proveedores.

Estos tres puntos son esenciales para alcanzar un desarrollo sostenible completo que asegure el bienestar de las generaciones actuales y futuras (Páez, 2018).

A escala mundial, las naciones han aceptado la necesidad de diversificar las fuentes de energía y fomentar la eficiencia energética, centrándose especialmente en las energías renovables. Esta corriente también se ha manifestado en América Latina, donde varios países han promovido investigaciones y adoptado políticas públicas para fomentar el desarrollo de fuentes de energía alternativas. Naciones como Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Guatemala, Haití, México, Honduras, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Uruguay y Venezuela han puesto en marcha planes para fomentar el cambio hacia fuentes de energía más limpias.

México, ha implementado tres políticas fundamentales para progresar hacia un modelo energético más sostenible. Estas políticas comprenden: el reemplazo de combustibles fósiles por biocombustibles o la elevación del uso de estos últimos en comparación con los primeros; la ejecución de planes de acción para mitigar con el fin de optimizar la eficiencia en cuanto a carbono; y la administración de sumideros de carbono para disminuir la concentración de CO₂ en la atmósfera. Si bien estos tres aspectos son importantes para el desarrollo sostenible en México, su cantidad es bastante limitada en comparación con otros países que han implementado entre cinco, seis o hasta siete políticas para apoyar la transición hacia energías renovables y la sostenibilidad (Sánchez Barboza, Vázquez, & Vilorio Silva, 2018).

Mediante el Acuerdo de París, que se sitúa en el contexto de la Convención Marco sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC, por su acrónimo en inglés), Francia ha respaldado el avance de las energías renovables a nivel mundial. Este pacto, que fue aprobado por las naciones integrantes de la ONU, busca reducir los efectos adversos provocados por el consumo excesivo de combustibles fósiles. En consecuencia, los países que firman se obligan a implementar estrategias y tecnologías que disminuyan las emisiones de gases de efecto invernadero y promuevan el uso de energías sustentables. Por lo tanto, la industria global ha empezado a elegir tecnologías más sostenibles que contribuyan a reducir el impacto ambiental y a cumplir con los compromisos fijados en este pacto internacional (Beltrán-Telles, Morera-Hernández, López-Monteagudo, & Villela-Varela, 2017).

Discutir sobre la seguridad energética es necesario tener en cuenta diferentes elementos que pueden afectar la inestabilidad del mercado energético, como las situaciones geopolíticas y el contexto de seguridad política, económica y ambiental. Estos factores externos pueden influir de manera notable en la estabilidad y acceso a los recursos energéticos a nivel mundial. Optimizar las tecnologías de generación de energía puede resultar en múltiples ventajas, como la generación de nuevos puestos de trabajo, un incremento en la eficiencia, un desarrollo más equilibrado entre zonas rurales y urbanas, y la disminución de la pobreza. Estos progresos no solo favorecen la estabilidad energética, sino que también mejoran el bienestar social y económico de las comunidades (Oswald, 2017).

Los combustibles fósiles ocasionan la mayor parte de la presión ambiental que soporta el planeta. Para reducir este impacto, se ha señalado la importancia de emplear fuentes de energía alternativas, reemplazando las fuentes no renovables con energías renovables. Un caso de esta transformación se observa en Europa, donde se están llevando a cabo políticas que pretenden asegurar la seguridad energética y promover la implicación de la ciudadanía en el avance hacia fuentes más sostenibles de energía.

En el caso de México, se ha tomado un enfoque parecido. La Ley de la Industria Eléctrica ha simplificado la distribución y transición de energía, mientras que la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables ha incentivado la preferencia y la inversión en estas fuentes energéticas. Asimismo, la Ley de Transición Energética fija objetivos específicos para que una porción importante de la energía producida origine de fuentes renovables y limpias, promoviendo de esta manera el compromiso nacional con un futuro más sostenible (Vázquez García & Sosa Capistrán, 2019).

2.3.2 Panorama mexicano para la disminución de GEI

Para fomentar la utilización de energías renovables en México, se podría abordar el problema de la falta de energía eléctrica en áreas rurales. Esta circunstancia no solo ayudaría a reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), sino que también podría disminuir la dependencia del petróleo y el empleo de leña, actividades que afectan de manera adversa tanto la salud como el medio ambiente. Al fomentar el acceso a energías renovables, se facilitaría un cambio hacia un sistema energético más limpio y sostenible, que favorecería tanto a las comunidades rurales como a la lucha contra el cambio climático (Ortiz, 2024).

Para alcanzar un desarrollo sostenible en la sociedad, es crucial fijar objetivos realizables que, a pesar de ser simples o restringidos, eleven la calidad de vida de las personas. México necesita abordar con seriedad el cambio climático para impulsar la adopción de tecnologías innovadoras, generar información, crear puestos de trabajo y, finalmente, favorecer un desarrollo más sostenible. El expresidente Felipe Calderón propuso una estrategia viable para impulsar esta transformación, reconociendo las responsabilidades que conlleva el cambio climático y presentando un plan de desarrollo que busca el progreso humano sin comprometer el bienestar de las generaciones futuras. A

través de este plan, México tiene la oportunidad de convertirse en un país más seguro, con una economía competitiva, leyes sólidas y un desarrollo sustentable para el año 2030.

Para alcanzar el desarrollo sostenible, es crucial que los estados se involucren activamente y muestren interés en estos temas, promoviendo proyectos innovadores y viables que fortalezcan el bienestar de la población. México ya ha avanzado en algunas de las propuestas del Plan Nacional de Desarrollo, tales como la protección del medio ambiente, la reforestación de bosques y selvas, la conservación del agua y los suelos, y la protección animal. Estos avances se han logrado mediante el aprovechamiento sustentable de los recursos, la educación sobre sustentabilidad y la protección ambiental.

En la actualidad, es necesario que cada entidad federativa de la República tenga un plan nacional de desarrollo, cuyos propósitos deben estar en consonancia con los objetivos del proyecto nacional indicados en el artículo 26 de la Constitución Política. No obstante, en relación con el sector energético, México sigue enfrentando múltiples retos. La nación está inmersa en un proceso complicado para establecer una estructura energética apropiada, con costos elevados en la canasta básica, retos en la transición a energías renovables y un horizonte incierto en la disminución de Gases de Efecto Invernadero (GEI). A pesar de que México ha adquirido compromisos globales por la preocupación ambiental, muchos de estos aún no se llevan a cabo de manera efectiva, dado que continuamos dependiendo de combustibles fósiles. Los objetivos para un desarrollo sostenible todavía son, en numerosos casos, imposibles de alcanzar (Palafox, 2021).

Uno de los principales desafíos que enfrenta México en el ámbito energético es el hurto de gasolina, conocido como "ordeña", así como el uso no autorizado de electricidad mediante los "diablitos", prácticas señaladas por Pemex y la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Estas acciones no solo provocan un serio daño al patrimonio estatal, sino que también constituyen un riesgo considerable para la seguridad de la población, debido a las explosiones que pueden suceder en zonas con alta densidad de personas.

A pesar de los intentos de la Secretaría de Energía (SENER), todavía no se ha logrado un método efectivo para abordar estas complicaciones. Debido a la alta dependencia de México de estas

fuentes de energía tradicionales, se sugiere la transición hacia energías renovables. Ampliar nuestras fuentes de energía y disminuir la dependencia de ciertos recursos ayudará no solo a abordar estos problemas, sino también a progresar hacia un modelo más sostenible y seguro para el futuro (Oswald, 2017).

2.4 Energía fotovoltaica: fundamentos, avances y retos

El cambio tecnológico ambiental se refiere a cualquier método o procedimiento que busca restaurar la calidad del medio ambiente. En este aspecto, todavía hay un extenso camino por delante para modificar nuestras tecnologías y crear dispositivos capaces de disminuir las emisiones al entorno. El secreto radica en crear tecnologías que no solo minimicen las emisiones después de su creación, sino que también disminuyan el consumo de recursos en la fabricación de productos y servicios. Este método tiene, por lo tanto, dos metas: reducir las emisiones de gases dañinos y aumentar la eficiencia de los recursos empleados en la producción (Mejía-Rodríguez, Ávila-Ramírez, & Córdova-Canela, 2016).

2.4.1 Avances que ha tenido la energía fotovoltaica

Debido a los incentivos y políticas energéticas a nivel internacional, se ha visto un incremento notable en la capacidad instalada de energía fotovoltaica, logrando un crecimiento del 32% en todo el mundo. No obstante, es importante señalar que gran parte de este aumento no se atribuye a México, sino a naciones líderes como China, Estados Unidos, Japón y Alemania. Antes, entre 2012 y 2017, Europa lideraba el mercado fotovoltaico, pero en la actualidad, naciones como China, Estados Unidos e India han incrementado su participación en este ámbito, convirtiéndose en los actores principales a nivel global (A. Moehlecke, 2018).

2.4.2 Estudio de la NASA, viabilidad geográfica para instalación PV.

Para la implementación de cualquier tipo de energía renovable, es esencial llevar a cabo un estudio detallado de viabilidad geográfica en el sitio elegido. En el caso particular de la energía solar, varios factores pueden restringir su eficiencia, como el entorno, la geografía del área, así como las condiciones ambientales y atmosféricas que podrían influir en la generación de energía (Eliezer, Felipe, Antonio, & Alberto, 2023). Así que, para realizar este estudio, se empleará un recurso ofrecido por la

NASA, que nos ayudará a conseguir la información requerida para evaluar de forma exacta las condiciones del sitio y su viabilidad para implementar un sistema fotovoltaico.

2.4.3 Tiempo de retorno de inversión

La energía renovable es fundamental para el progreso de nuestra sociedad, como se ha señalado previamente, gracias a los muchos beneficios que ofrece su utilización. No obstante, uno de los principales impedimentos para que la gente se interese en la instalación de sistemas fotovoltaicos es la ausencia de un retorno de inversión atractivo y asequible. Para que un sistema fotovoltaico, ya sea autónomo o conectado a la red, sea factible, el costo de instalación debe ser adecuado y debe proporcionar un retorno de inversión evidente y eficaz.

Un estudio llevado a cabo en Ecuador indica que, para un sistema fotovoltaico con almacenamiento en baterías, el tiempo de retorno de inversión es de 13.5 años, principalmente por el elevado precio de las baterías. En contraste, el retorno de inversión de un sistema que consta solo de módulos fotovoltaicos es de 11 años (Vega-Garita, Blanco-Alfaro, & Pérez, 2023). En Perú, se han realizado investigaciones afines en áreas rurales, donde se han efectuado estudios de viabilidad para sistemas fotovoltaicos con la finalidad de disminuir el uso de combustibles fósiles. Estos análisis han evidenciado una tasa interna de retorno del 52% (Ortiz, 2024).

Estos estudios brindan una perspectiva clara sobre los posibles retornos de inversión que se pueden esperar al utilizar baterías en sistemas fotovoltaicos. En este sentido, nos basaremos en una plataforma mexicana de impulso de energías renovables para obtener más información sobre las opciones disponibles en el país.

2.4.4 Factores que limitan la expansión de las energías solar.

Las fuentes de energía no renovables son aquellas cuyos recursos se reducen con su utilización, es decir, se consumen a medida que se utilizan. Por el contrario, las energías renovables poseen una fuente inagotable, lo que les brinda un gran potencial a largo plazo. A pesar de que entendemos que la energía solar y la eólica son muy sostenibles ecológicamente, es fundamental llevar a cabo un análisis completo de viabilidad económica y geográfica para determinar su efectividad en situaciones reales. Esto facilita establecer si estas fuentes pueden ser empleadas de forma efectiva en

distintos lugares y contextos, garantizando así su viabilidad y eficacia (Cisterna Arellano, Améstica-Rivas, & Piderit, 2020).

Existen varios elementos que complican la adopción de energías renovables como fuente principal de energía. Uno de los factores principales es la carencia de organismos que regulen de manera adecuada la oferta y demanda de generación de energía en ciertas áreas. En México, en la actualidad solo hay una empresa que proporciona energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad (CFE). No obstante, en naciones con varios proveedores de energía, es necesaria una coordinación entre ellos para asegurar un suministro eficaz. Asimismo, se requiere seguir de forma continua la transición energética, el crecimiento de la infraestructura y el uso de la red eléctrica en la próxima década.

Un obstáculo significativo es la ausencia de regulaciones específicas que determinen las ubicaciones óptimas para la instalación de sistemas de energía renovable, señalando aquellas áreas con mayor potencial energético. Estas normativas deben incluir la salvaguarda de la flora y fauna autóctona, garantizando que las estructuras sean estéticamente agradables y se integren adecuadamente con la geografía de la zona.

Finalmente, uno de los principales obstáculos para la adopción de energías renovables es el elevado costo inicial de las instalaciones. A pesar de que estas energías son sostenibles a largo plazo, la inversión inicial permanece fuera del alcance de una gran parte de la población, lo que restringe la oportunidad de que los ciudadanos elijan sistemas de autoabastecimiento energético (Beltrán-Telles, Morera-Hernández, López-Monteagudo, & Villela-Varela, 2017).

México debería establecer un sistema más eficaz para la distribución y control de la energía, con el objetivo de prevenir la sobrecarga de la red eléctrica. Una de las alternativas más alentadoras son las redes inteligentes, que, a través de sensores, comunicación y análisis de datos, fusionan las acciones de los proveedores y los usuarios conectados a la red. Este sistema facilita la búsqueda de soluciones colaborativas para ofrecer electricidad de forma confiable y segura, elevando la calidad del servicio para los usuarios. La implementación de esta tecnología podría mejorar la utilización de la

infraestructura actual, disminuir el riesgo de cortes de energía y garantizar una distribución más eficaz y sostenible de la electricidad (Cristina, Rafael, Adán, Arturo, & Rafael, 2024).

La energía solar fotovoltaica, en comparación con otras fuentes renovables, muestra una gran eficiencia, costos bastante accesibles y la posibilidad de ser implementada casi en cualquier ubicación. Sin embargo, uno de los mayores retos es que durante la noche no se puede producir energía, lo que genera una dependencia del almacenamiento. Esta dependencia puede restringir el retorno de inversión, especialmente debido al elevado costo de las baterías requeridas para almacenar la energía producida durante el día.

No obstante, esta dificultad no debe desanimar la difusión y el uso de la energía solar fotovoltaica. El secreto radica en optimizar las tecnologías de acumulación de energía, en particular las baterías, para elevar su eficacia y disminuir los gastos en el largo plazo. Esto hará que la energía solar sea una alternativa más viable y accesible para el suministro constante de hogares y empresas.

(Cristina, Rafael, Adán, Arturo, & Rafael, 2024).

2.5 Modelos de contrato en México

Las energías renovables, como la fotovoltaica, eólica, biogás, biodiesel, bioturbocina, entre otras, se caracterizan por su capacidad de generar energía limpia e inagotable, aprovechando recursos naturales como el viento o la irradiación solar. A diferencia de las energías no renovables, que dependen de recursos limitados como el gas, petróleo y carbón, las energías renovables contribuyen significativamente a mitigar el impacto ambiental, reduciendo el desgaste ecológico y los daños asociados a la explotación de recursos finitos (Pereira, 2020)

En México, el sector energético ofrece contratos para la interconexión de energía eléctrica, lo que permite la conexión de instalaciones de energías renovables a la red nacional. En este contexto, nos enfocaremos en los contratos relacionados con la energía fotovoltaica, así como los mecanismos disponibles para su interconexión y los requisitos legales y técnicos necesarios para implementarlos.

2.5.1 Contratos de interconexión a la red eléctrica nacional.

En la actualidad, existen tres tipos principales de contratos para la interconexión a la red eléctrica, relacionados con las compensaciones por excedentes o inyecciones a la red:

1. Medición Neta de Energía (*Net Metering*): Este contrato calcula la diferencia de energía entre la energía entregada por el Suministrador de Servicios Básicos (SSB) y la energía entregada a la Red General de Distribución (RGD) por el sistema de generación distribuida del usuario. Si la diferencia es negativa, significa que se ha suministrado más energía de la que se ha consumido, generando un crédito a favor del usuario. Este crédito se aplicará en el siguiente periodo de facturación, con un máximo de 12 meses. Una vez transcurrido este plazo, se pagará la energía excedente al precio promedio del Precio Marginal Local (PML), correspondiente al nodo de la interconexión.
2. Facturación Neta (*Net Billing*): En este tipo de contrato, la energía consumida por el usuario se paga al precio de la tarifa contratada, mientras que la energía suministrada a la red es pagada al generador según el PML, correspondiente al horario y nodo en el que se realiza la interconexión.
3. Venta Total de Energía: En este contrato toda la generación de energía se inyecta directamente a la red. El pago por esta energía se realiza según el PML, calculado en función del horario y nodo correspondiente en el punto de interconexión.

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) tiene la facultad de aplicar las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico, conforme al artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE). Anteriormente, las tarifas de suministro y venta de energía se determinaban mediante acuerdos establecidos por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). En ese entonces, existían más de 40 tarifas para distintos tipos de consumidores, como domésticas, servicios públicos, agrícolas, y de media y baja tensión, con grandes subsidios que beneficiaban a 35 millones de hogares en tarifa doméstica. Sin embargo, actualmente las tarifas eléctricas están basadas en los costos de producción y distribución de la energía, y los subsidios serán fijados por la SHCP para evitar excesos que puedan causar daños ambientales a largo plazo.

Además, la venta de energía eléctrica de un tercero a un usuario final no se considera comercialización de la energía, siempre que esté dentro del marco de la Generación Distribuida, de acuerdo con el artículo 46 de la LIE. La CRE también está trabajando en la implementación de la compra y venta de energía bajo la modalidad de medición neta colectiva, por ejemplo, en edificios donde toda la energía generada converge en un punto común de interconexión (Secretaría de Energía, 2018).

2.6 Clasificación de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5MW.

Las páginas oficiales de gobierno nos proporcionan toda la información necesaria para realizar la interconexión a la red eléctrica nacional y para comenzar definiremos lo que es un generador exento o generación distribuida (GD) la cual es el generador que es exento de algunos trámites de la ley los cuales son los permisos para producir energía y es interconectada a la red de distribución, estos generadores tienen que cumplir también con una capacidad de generación menor a 0.5 MW; para nosotros podernos interconectar a la red eléctrica primero tenemos que asegurarnos que:

- La capacidad de nuestra central eléctrica sea de una capacidad menor a 0.5MW.
- La instalación no debe de superar la capacidad de carga máxima de cada elemento del circuito de distribución, en este caso nos enfocaremos en la capacidad del transformador.

Para este último punto tenemos entonces que hay diferentes capacidades de generación según su transformador.

Nivel de Tensión	Capacidad de Generación Neta de la Central Eléctrica (P)(KW)		Clasificación
Baja Tensión (menor o igual que 1 KV)	Sistemas Trifásicos	$P \leq 50$	Tipo BT
	Sistemas Monofásicos	$P \leq 30$	
Media Tensión (mayor que 1 KV y menor o igual que 35 KV)	$P \leq 250$		Tipo MT1
	$250 < P < 500$		Tipo MT2

Tabla 2.Capacidad de generación neta de la central eléctrica según su nivel de tensión.

Según el cuadro de requisitos para la interconexión, es necesario verificar el tipo de transformador al que estamos conectados, ya que esto influye en la potencia máxima permitida para la generación distribuida. En el caso de la interconexión en baja tensión, si estamos conectados a un transformador trifásico, la potencia máxima que podemos generar es inferior a 50 KW, mientras que, si estamos conectados a un transformador monofásico, la potencia máxima permitida es inferior a 30 KW. Para la interconexión en media tensión, existen dos clasificaciones: la clasificación MT1, que permite generar hasta 250 KW, y la clasificación MT2, que permite generar entre 250 KW y 500 KW. En caso de querer modificar la capacidad de generación distribuida y esta sea menor a 0.5 MW, se deberán cumplir los ajustes necesarios para adaptarse a la nueva capacidad de generación. (Secretaría de Energía, 2016).

2.6.1 Interconexión de las redes generales de distribución.

El diario oficial de la federación nos propone diferentes modelos de interconexión dependiendo del tipo de central eléctrica que su capacidad sea menor a 0.5MW.

Clasificación de Central Eléctrica	Utilización de la Energía Eléctrica producida	Esquema de interconexión
BT	Consumo de Centros de Carga	1
	Venta de Excedentes	4
	Venta total	7
MT1	Consumo de Centros de Carga	2
	Venta de Excedentes	5
	Venta total	8
MT2	Consumo de Centros de Carga	3
	Venta de Excedentes	6
	Venta total	9

Tabla 3. Modelos de interconexión según el tipo de central eléctrica siendo que su capacidad sea menor a 0.5MW.

NOTA: Para la interconexión a la red nosotros utilizaremos el esquema 7 ya que corresponde a venta total en baja tensión.

Los esquemas de interconexión dependiendo de la utilización de la energía eléctrica producida son los siguientes:

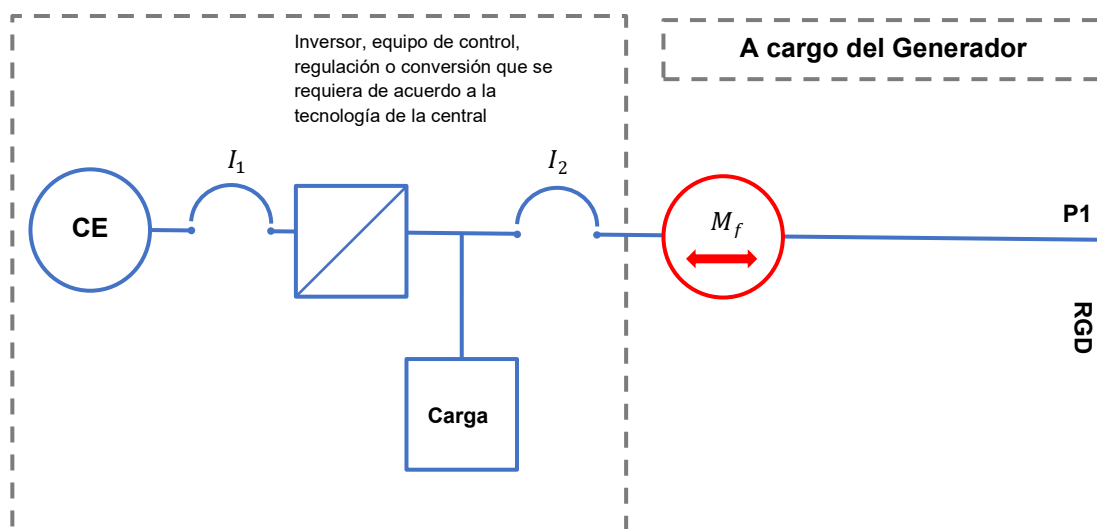


Figura 1. Esquema de interconexión 1 para centrales eléctricas menores o iguales que 50 KW en baja tensión con centros de carga.

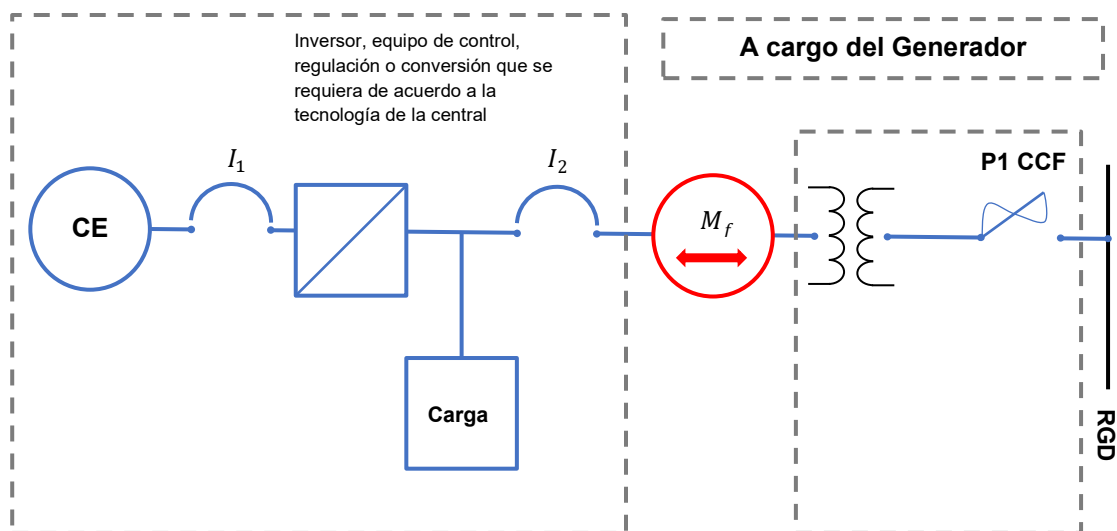


Figura 2. Esquema de interconexión 2 para centrales eléctricas menores o iguales que 250 KW en media tensión con centros de carga.

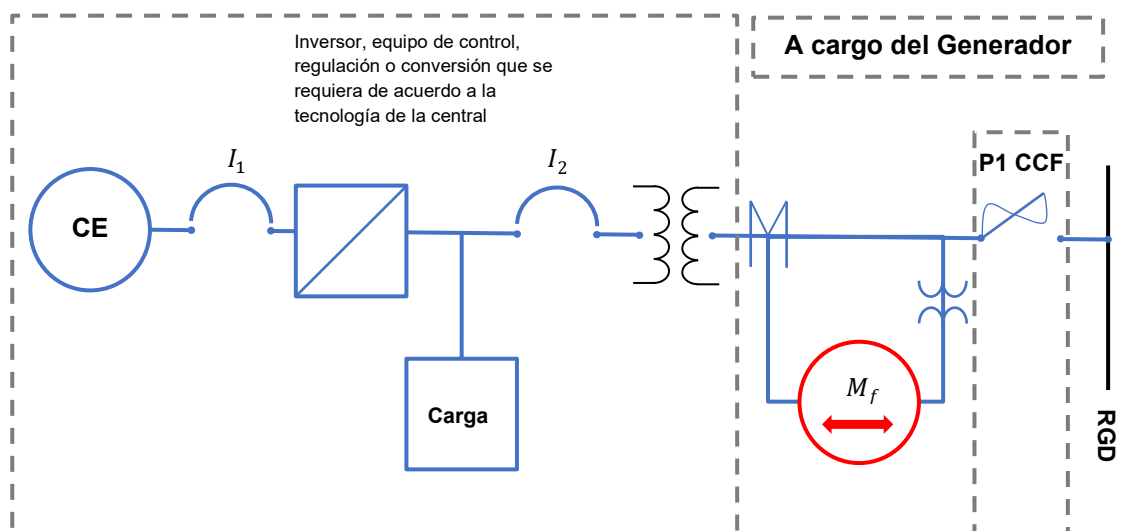


Figura 3. Esquema de interconexión 3 para centrales eléctricas mayores que 250 KW y menores que 500 KW en media tensión con centros de carga.

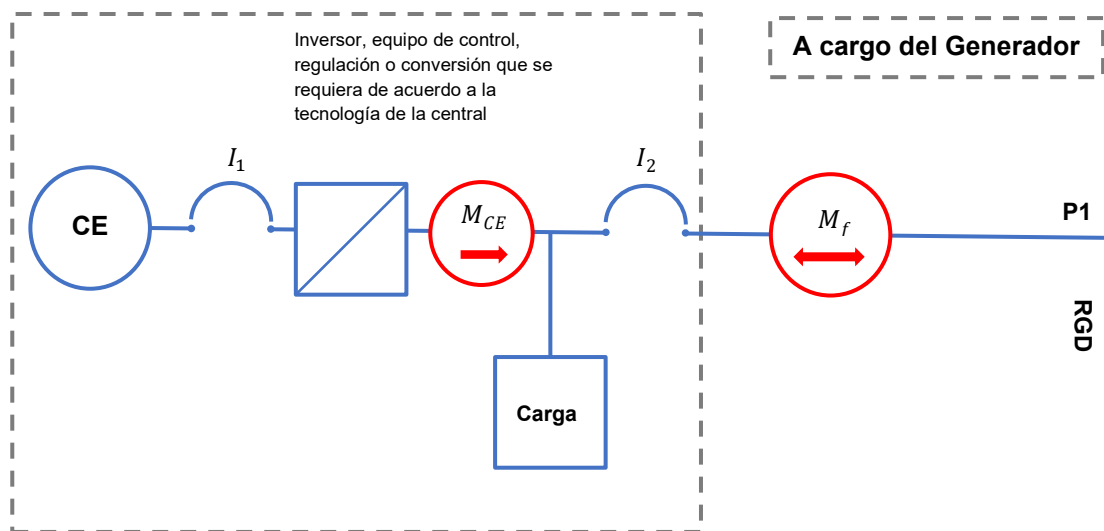


Figura 4. Esquema de interconexión 4 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión con Centros de Carga.

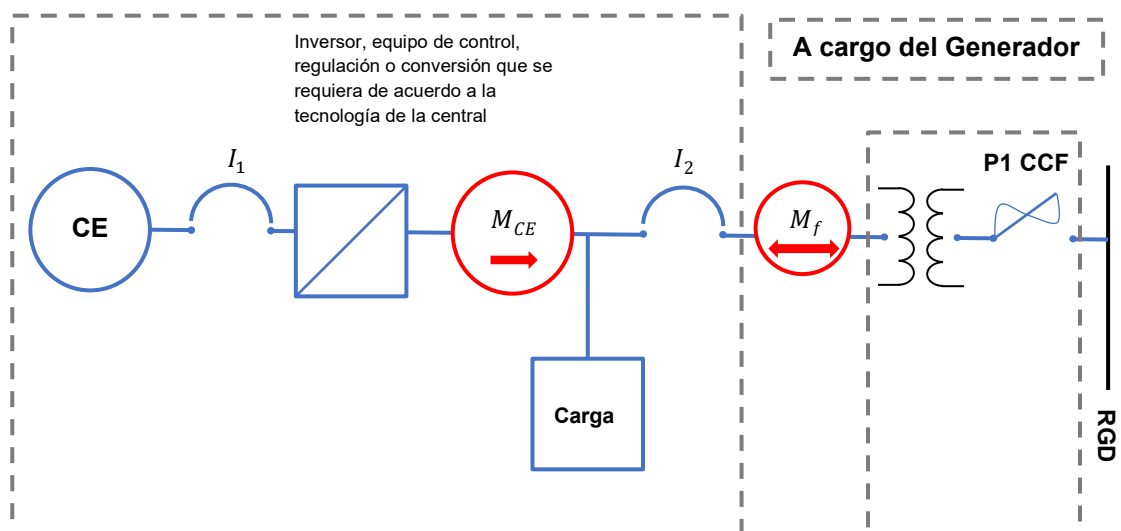


Figura 5. Esquema de interconexión 5 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con Centros de Carga.

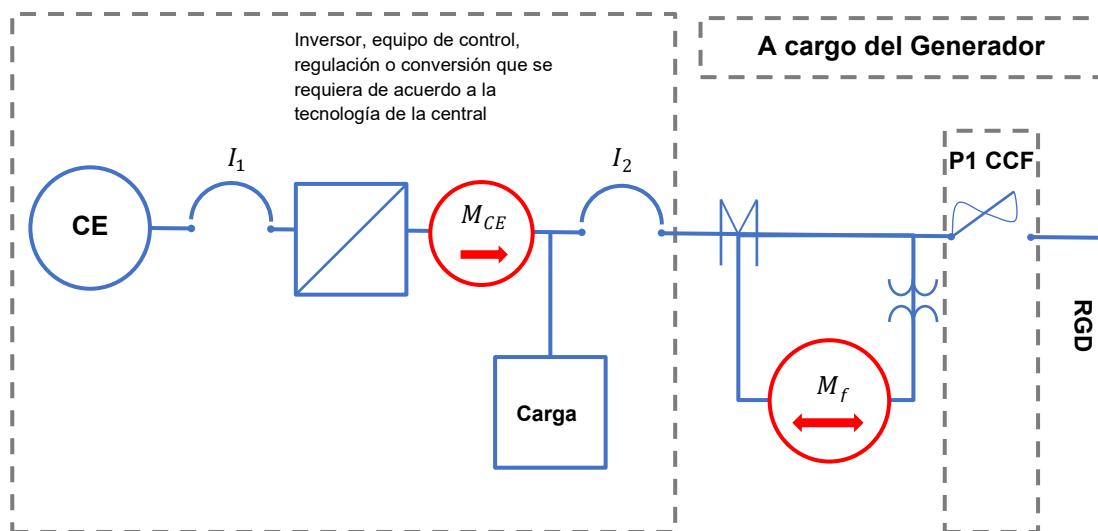


Figura 6. Esquema de interconexión 6 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con Centros de Carga.

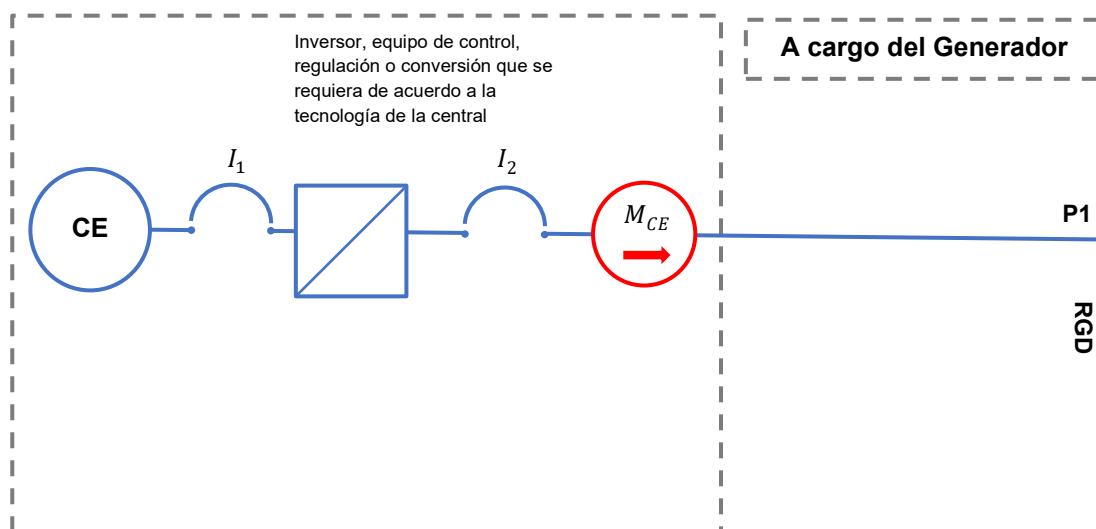


Figura 7. Esquema de interconexión 7 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión.

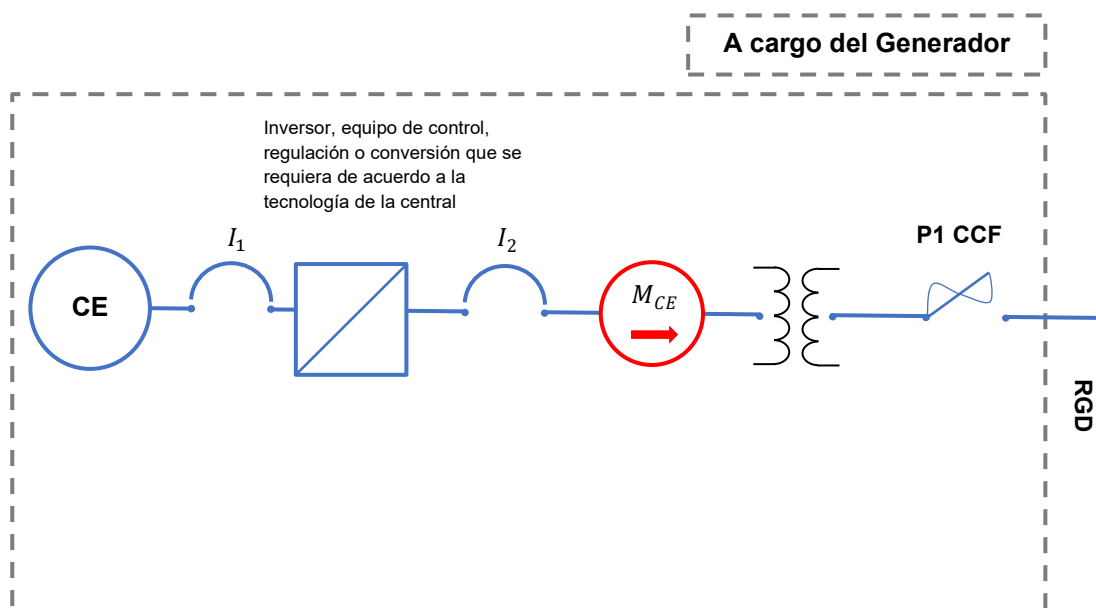


Figura 8. Esquema de interconexión 8 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con medición en Baja Tensión.

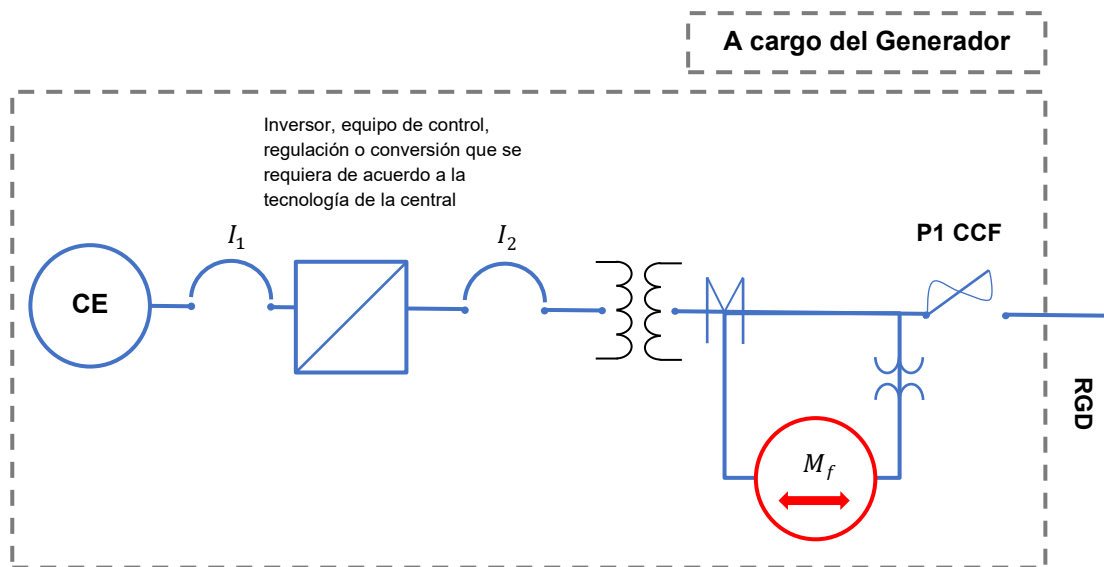


Figura 9. Esquema de interconexión 9 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con medición en Media Tensión.

Estas centrales deben cumplir con requerimientos establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para Centrales Eléctricas de Generación Distribuida, (Secretaría de Energía, 2016):

En primer lugar, se requiere un equipo de medición adecuado. El medidor MF, que corresponde al medidor de facturación, debe instalarse en los puntos donde se deba medir la energía excedente o faltante para efectos de facturación. Para medir la Generación Neta de la Central, debe instalarse un medidor denominado MCE, que se coloca después del equipo (como inversores, controladores, reguladores) y antes de la carga. En aquellos casos donde se necesiten transformadores de instrumentos para instalaciones en Media Tensión, estos deben cumplir con la norma oficial mexicana vigente o, en su defecto, con las especificaciones técnicas generales establecidas por la CRE.

También es necesario contar con un equipo de protección, como interruptores o dispositivos de protección y desconexión, de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012, para Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW. El interruptor I1 debe ubicarse a la salida de la Central y debe ser termomagnético o de fusible, permitiendo la desconexión de la Central Eléctrica de cualquier dispositivo. Este interruptor debe cumplir con características específicas: debe ser operable manualmente, tener un indicador visible de "abierto-cerrado", poder operar sin exponer a ninguna persona a partes energizadas

y estar claramente identificado. Además, el interruptor I2 se utiliza para la protección y desconexión de la instalación eléctrica particular, debe cumplir con la normativa aplicable, operar con flujo de energía en ambos sentidos, ser operable sin exponer a partes energizadas y estar identificado.

Por último, en el caso de Media Tensión (MT), se debe instalar un Corta Circuito Fusible (CCF), que actúa como recurso primordial de desconexión entre la instalación particular y el circuito de distribución.

3 PROCEDIMIENTO

3.1 Los nodos disponibles en Sinaloa: Filtrado de datos e interpretación de valores.

Para iniciar la investigación, fue necesario filtrar toda la información y obtener únicamente lo requerido. Esto se realizó mediante la recopilación de documentos proporcionados por la página oficial de CENACE, donde se tomó la información necesaria de los nodos existentes en México. Estos nodos contienen datos como fecha, hora, clave del nodo, PML, componente de energía, componente de pérdidas y componente de congestión. Estos datos se proporcionan por hora y por cada día del año, y se publican quincenalmente en la página de CENACE Precios de Energía y Servicios Conexos MTR.

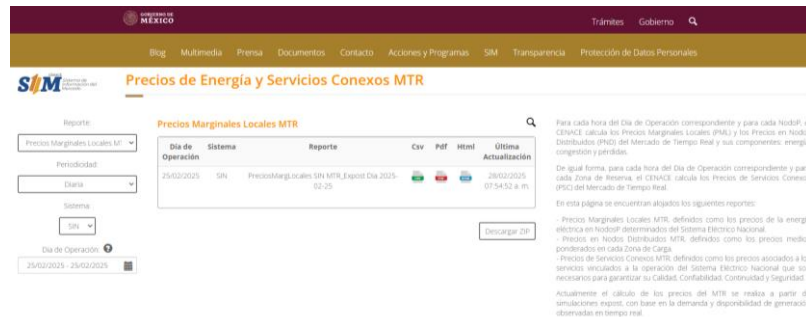


Figura 10. Página web de CENACE

En la revisión de nodos del estado de Sinaloa, se realizó un filtrado de cada nodo por cada quincena disponible. Cada nodo sinaloense que corresponde a las zonas de Culiacán, Guasave y Mazatlán tienen el número inicial "04", el cual identifica a la zona norte. Esta condición es importante, ya que muchos nodos coinciden en nombre, pero este número es el que permite diferenciarlos. En el cuadro se añadió una columna en la que se incluyeron la fecha, hora, clave del nodo y el PML en \$/KWh, ya que la información proporcionada por la página se encuentra originalmente en \$/MWh. El siguiente cuadro corresponde al 1 de noviembre de 2023, con las 24 horas del día y los precios para la zona de Culiacán.

04BCH-115				
Fecha	Hora	Clave del nodo	Precio marginal local (\$/MWh)	Precio marginal local (\$/KWh)
01/11/2023	1	04BCH-115	677.1	0.6771
01/11/2023	2	04BCH-115	662.5	0.6625
01/11/2023	3	04BCH-115	644.92	0.64492
01/11/2023	4	04BCH-115	630.73	0.63073
01/11/2023	5	04BCH-115	629.92	0.62992
01/11/2023	6	04BCH-115	626.63	0.62663
01/11/2023	7	04BCH-115	636.6	0.6366
01/11/2023	8	04BCH-115	637.66	0.63766
01/11/2023	9	04BCH-115	619.61	0.61961
01/11/2023	10	04BCH-115	592.3	0.5923
01/11/2023	11	04BCH-115	627.09	0.62709
01/11/2023	12	04BCH-115	611.41	0.61141
01/11/2023	13	04BCH-115	623.02	0.62302
01/11/2023	14	04BCH-115	621.19	0.62119
01/11/2023	15	04BCH-115	628.82	0.62882
01/11/2023	16	04BCH-115	627.74	0.62774
01/11/2023	17	04BCH-115	634.67	0.63467
01/11/2023	18	04BCH-115	672.09	0.67209
01/11/2023	19	04BCH-115	833.17	0.83317
01/11/2023	20	04BCH-115	758.45	0.75845
01/11/2023	21	04BCH-115	706.23	0.70623
01/11/2023	22	04BCH-115	711.03	0.71103
01/11/2023	23	04BCH-115	708.13	0.70813
01/11/2023	24	04BCH-115	702.9	0.7029

Tabla 4. Filtrado de datos para un nodo de Culiacán.

Para obtener el promedio mensual, se toman los datos de Culiacán, el cual proporciona datos diarios. Al calcular los promedios por hora, se obtiene el precio correspondiente por hora y por mes. En este caso, se presenta el PML en \$/KWh de los primeros cinco nodos de la lista los cuales corresponden al mes de noviembre en Culiacán, para sus 24 horas.

Hora	04BCH-115	04CCC-115	04CLI-115	04CMI-115	04CMR-115
1	0.6043	0.6071	0.6084	0.6078	0.6075
2	0.5930	0.5958	0.5970	0.5963	0.5963
3	0.5762	0.5792	0.5804	0.5795	0.5800
4	0.5653	0.5675	0.5686	0.5681	0.5681
5	0.5620	0.5644	0.5655	0.5648	0.5651

6	0.5655	0.5675	0.5686	0.5680	0.5681
7	0.5759	0.5778	0.5789	0.5784	0.5785
8	0.5787	0.5801	0.5810	0.5809	0.5808
9	0.5655	0.5667	0.5676	0.5677	0.5674
10	0.5428	0.5423	0.5432	0.5441	0.5427
11	0.5277	0.5284	0.5293	0.5300	0.5290
12	0.5212	0.5229	0.5237	0.5242	0.5234
13	0.5370	0.5394	0.5403	0.5407	0.5402
14	0.5428	0.5456	0.5466	0.5469	0.5464
15	0.5729	0.5762	0.5772	0.5775	0.5769
16	0.6202	0.6242	0.6254	0.6254	0.6250
17	0.6522	0.6556	0.6567	0.6571	0.6553
18	0.8881	0.8956	0.8974	0.8965	0.8951
19	1.3769	1.3895	1.3922	1.3902	1.3880
20	1.2552	1.2658	1.2684	1.2668	1.2633
21	0.9403	0.9477	0.9499	0.9487	0.9453
22	0.8367	0.8423	0.8444	0.8434	0.8403
23	0.7571	0.7615	0.7632	0.7624	0.7606
24	0.6330	0.6354	0.6368	0.6364	0.6344

Tabla 5. PML \$/KWh promedio mensual en Culiacán en sus primeros 5 nodos el mes de noviembre

Para finalizar el análisis de los nodos al igual que en el mes de noviembre, se repitió el proceso para cada mes desde el 1 de septiembre de 2023 hasta el 1 de septiembre de 2024, de las cuales se generaron doce tablas que fueron promediadas nuevamente para obtener una tabla que muestra el precio por nodo de forma anual. Este procedimiento se aplicó también a las zonas de Guasave y Mazatlán, con esto se pudo determinar cuál nodo proporcionaría la mayor cantidad de remuneración económica por la cantidad de KWh entregados. Las tablas generadas se presentan en el apartado de anexos de la 8.1 a la 8.6.

Gracias a la recopilación de datos y a los resultados obtenidos en las tablas, se determinó que los nodos 04EDR-115, 04BMO-115 y 04TEA-115 presentan los precios más altos. Sin embargo, para realizar el estudio de viabilidad económica y realizar el análisis correspondiente a la instalación fotovoltaica, se seleccionó el nodo con mayor valor que corresponde al nodo 04TEA-115 en Mazatlán ya que en comparación con los otros nodos este presenta precios más elevados durante las horas pico

las cuales van de 19:00 a 22:00 horas, y tienen un rango de precio que va de 1.8560 \$/KWh a 2.2298 \$/KWh, mientras que los nodos ubicados en Culiacán y Guasave no logran alcanzar los 2 pesos por KWh.

3.2 Estudio de viabilidad geográfica.

Para llevar a cabo el estudio de irradiación correspondiente a Teacapán, fue necesario identificar primero la ubicación en Google Earth para obtener su latitud y longitud. Estos datos se utilizarán para realizar el cálculo de irradiación, siendo los valores obtenidos 22°32'25"N y 105°44'07"W.

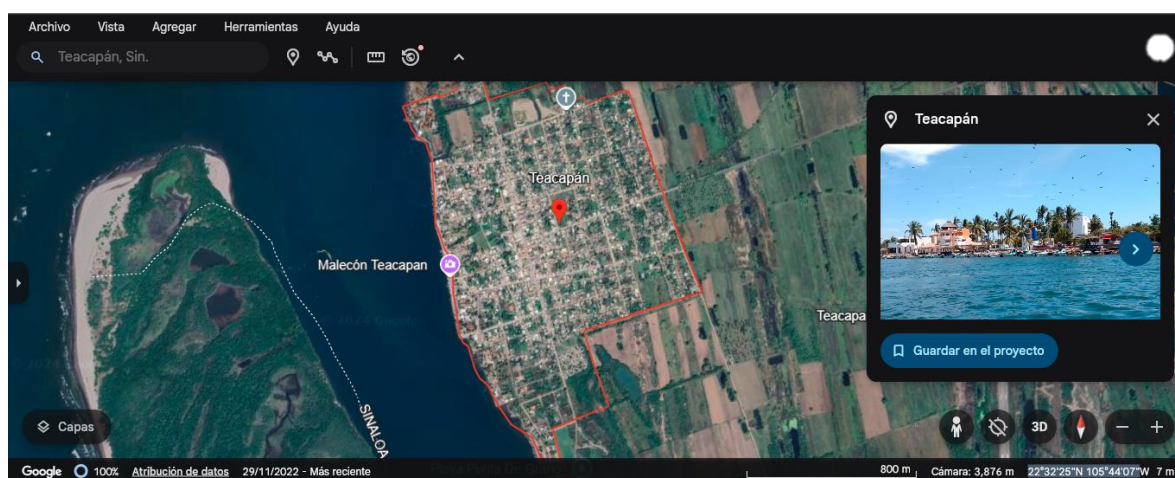


Figura 11. Obtención de longitud y latitud de Teacapán.

3.2.1 Obtención de datos de irradiación.

Una vez obtenida la latitud y longitud, fue necesario convertirlas a grados decimales, ya que la página de NASA POWER así solicita las coordenadas. Por ende, tenemos una latitud de 22.5402° y una longitud de -105.7352° y se seleccionan los parámetros requeridos como datos mensuales y anuales, junto con la información correspondiente a la irradiación solar.

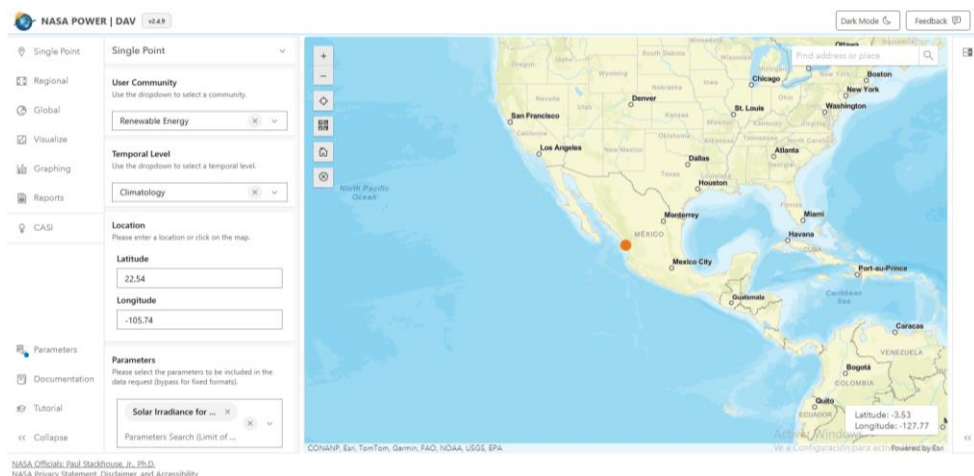


Figura 12. Página de la NASA para la obtención de datos.

La página da un archivo en formato Excel que proporciona los valores de irradiación obtenidos de manera horizontal, a 15 grados menos de la latitud, a la latitud, a 15 grados más que la latitud, en orientación vertical, con seguidor solar e incluye el ángulo óptimo de inclinación por mes y su respectiva dirección óptima mensual.

Mes	Irradiación solar medida diaria [KWh/m²]						Angulo óptimo de inclinación mensual	Dirección optima de Azimut mensual
Inclinación	0	9.76	24.76	39.76	90	optimo		
Enero	4.41	4.83	5.47	5.8	4.37	5.83	41.5	S
Febrero	5.49	5.9	6.46	6.65	4.42	6.65	36	S
Marzo	6.62	6.9	7.14	6.98	3.59	7.15	23	S
Abril	7.2	7.27	7.11	6.55	2.31	7.27	6	S
Mayo	7.47	7.35	6.81	5.97	1.51	7.5	-6	N
Junio	6.65	6.49	5.92	5.12	1.47	6.72	-12	N
Julio	6.09	5.98	5.55	4.89	1.61	6.12	-8.5	N
Agosto	5.82	5.82	5.59	5.08	1.86	5.83	1.5	S
Septiembre	5.3	5.4	5.4	5.12	2.49	5.43	11.5	S
Octubre	5.36	5.66	6.03	6.06	3.69	6.09	29.5	S
Noviembre	4.73	5.17	5.82	6.12	4.44	6.15	41.5	S
Diciembre	4.22	4.67	5.35	5.73	4.47	5.8	46.5	S
Media anual	5.78	5.95	6.05	5.84	3.02	6.38	17.54	S

Tabla 6. Irradiación solar medida diaria [KWh/m²] por mes en Teacapán.

Para el estudio, se asume que la instalación fotovoltaica permanecerá a una inclinación fija y la inclinación que recibe la mayor cantidad de irradiación es de 24.76° la cual corresponde a la latitud del sitio.

3.3 Selección de equipos.

Para la selección de equipos se prioriza la calidad y el precio disponible, ya que esto incide directamente en la eficiencia y el retorno de inversión del sistema. Para la fuente fotovoltaica, se seleccionó un Canadian Solar de 555 W. El controlador de carga elegido fue el SmartSolar MPPT RS 450/200, diseñado para uso fotovoltaico y con tecnología MPPT. Las baterías seleccionadas para el sistema son de litio, modelo LiFePO4 de la marca Solar Puyang, con una capacidad de 300 A-h.

El inversor fue seleccionado de acuerdo a los lineamientos establecidos por la normativa para instalaciones de generación distribuida, tomando como referencia la capacidad del transformador en baja tensión y debido a que se considera un sistema trifásico interconectado se seleccionan tres inversores monofásicos de la marca Victron Energy, modelo Inversor/Cargador Quattro de 277 V y 15 kW cada uno. Estos equipos se configurarán con un desfase de 120° entre sí para lograr una interconexión trifásica. Además, se realiza el *Load Shifting* con este equipo ya que se programarán cada uno para inyectar la energía durante las horas con mayor valor económico de acuerdo con el análisis de precios realizado para tratar de maximizar la rentabilidad del sistema.

3.4 Diseño eléctrico.

En este apartado se muestra el procedimiento que se llevó a cabo para la caída de tensión y diseño eléctrico.

3.4.1 Viabilidad climática, número de módulos y arreglos.

De acuerdo con los datos de irradiación obtenida se calculó la producción media diaria en KWh:

$$Irradiacion\ HSP * No.\ De\ Modulos * Eficiencia * Potencia\ Del\ Modulo = Produccion\ media\ diaria$$

Para el cálculo de la producción mensual, el resultado diario se multiplica por 30, con el fin de estimar la potencia solar fotovoltaica generada en un mes promedio.

Mes	Irradiación solar media diaria [kWh/m²]	Producción media diaria [kWh]	Producción mensual [kWh]
Enero	5.47	202.80	6168.49
Febrero	6.46	239.50	7284.91
Marzo	7.14	264.71	8051.74
Abril	7.11	263.60	8017.91
Mayo	6.81	252.48	7679.60
Junio	5.92	219.48	6675.95
Julio	5.55	205.77	6258.70
Agosto	5.59	207.25	6303.81
Septiembre	5.4	200.20	6089.55
Octubre	6.03	223.56	6800.00
Noviembre	5.82	215.78	6563.18
Diciembre	5.35	198.35	6033.17
Media anual	6.05	224.46	6827.25

Tabla 7. Producción de nuestro sistema fotovoltaico de manera diaria y mensual.

Para el cálculo de la potencia solar fotovoltaica que se debe suministrar, se requiere considerar la demanda diaria, la eficiencia del sistema autónomo y las horas solares pico más bajas del año, las cuales, en este caso, corresponden al mes de diciembre.

$$P_{SFV} = \frac{D_{em\ diaria}}{\eta_{Autonomo} HSP} = \frac{180\ kWh/m^2}{(0.85\%)(5.35\ kWh/m^2)} = 39.5821\ KWp$$

Se toman las horas solares pico (HSP) más bajas del año con el objetivo de realizar el cálculo en el escenario más desfavorable, asegurando que, incluso en dichas condiciones, se logre el abastecimiento energético requerido. Este valor se utilizará para determinar la cantidad de módulos fotovoltaicos necesarios.

$$N_{de\ modulos} = \frac{P_{SFV}}{Potencia\ en\ KW\ del\ modulo} = \frac{39.5821\ KWp}{0.555\ KWp/modulo} = 71.3\ Modulos \equiv 72\ Modulos$$

Dado que se requieren 72 módulos fotovoltaicos se establecen configuraciones en serie o en paralelo y esto nos lo delimita el controlador de carga según los límites de voltaje y corriente máxima resultando en 8 cadenas de 9 módulos conectados en serie por entrada MPPT.

En cuanto al controlador de carga se verifica que sus características sean compatibles con el resto de los equipos en términos de potencia y voltaje. El controlador da un voltaje de salida de 51.2 V, por lo que se seleccionaron baterías de litio de ciclo profundo con una capacidad nominal de 51.2 V.

$$N_{bat} = \frac{(Dem_{DiaW-h})(A)}{(V_{Arreglo})(C_{bat_{A-h\ litio}})(PD_{Litio})} = \frac{(180000W-h)(1)}{(51.2)(300Ah)(80\%)} = 14.6 \equiv 15 \text{ baterias}$$

Con esto se puede determinar el número de baterías necesarias en función de la demanda energética, el voltaje del sistema, la capacidad de las baterías, los días de autonomía requeridos y la profundidad de descarga permitida. El sistema requiere 15 unidades para cubrir la demanda de 180KW-h. Finalmente, el inversor debe ser capaz de suministrar la potencia demandada por ende, se optó por conectar tres inversores desfasados 120° entre sí para obtener una salida de energía trifásica.

3.4.2 Caída de tensión y selección de cable, tubería y equipos de protección.

Arreglo al controlador

$$V = 448.2 \text{ V}, A = 14.05 \text{ A}, \text{Distancia} = 0.0125 \text{ Km}$$

Desacuerdo a 690-8. Dimensionamiento y corriente de los circuitos se utiliza un factor de corrección único de 1.56% a la corriente.

$$\text{Factor de ajuste} = 1.56 * (14.05 \text{ A}) = 21.918 \text{ A}$$

La selección para el calibre por ampacidad de acuerdo a la Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Calibre del cable por ampacidad: 2x12 AWG FV (+, -)

$$Resistencia\ CD = 6.5\ \Omega/Km, Ohm = 6.5\ \Omega/Km * 0.0125\ Km = 0.0812\ \Omega$$

$$CT\% = \left(\frac{2 * \Omega * A}{V * 100} \right) = \left(\frac{(2)(0.0812\ \Omega)(14.05\ A)}{(448.2\ V)(100)} \right) = 0.5094\%$$

Calibre del cable por caída de tensión : 2x12 AWG FV (+, -)

Para la selección de interruptor se toma la corriente corregida por el 1.56% ya calculado y se selecciona el interruptor inmediato superior de la corriente corregida.

$$ITM = 2x25A$$

Para seleccionar el cable de puesta a tierra se utilizó la Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Calibre del cable para P.T.: 1xCu Cal. 10 AWG

Selección de canalización

Para tener la suma de todas las secciones transversales de los conductores utilizaremos la Tabla 5.- Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos en caso de que el proveedor no de las especificaciones técnicas necesarias de los cables.

$$\text{Área de sección transversal} = (2 * 8.5\ mm^2) + (15.69\ mm^2) = 32.69\ mm^2$$

Se utilizó la tabla Artículo 344 –Tubo conduit metálico pesado (RMC) para seleccionar la tubería necesaria.

Canalización seleccionada: Tub. RMC 1/2 pulg

Selección de Supresor de picos

Para corregir el voltaje se utilizó la Tabla 690-7.- Factores de corrección de la tensión para módulos de silicio cristalino y multicristalino.

$$Factor\ de\ corrección = 1.08$$

$$V_{oc} * = 1.08 * 448.2 V = 484.056 V$$

Se selecciona el supresor inmediato superior al voltaje.

$$SDP = 2x500 V$$

Controlador a las baterías.

$$V = 48 V, A = 185 A, Distancia = 0.004 Km$$

De acuerdo a 210-19. Conductores. Ampacidad y tamaño mínimo se ajustó la corriente de los conductores para que el calibre de cable que utilizemos no esté por debajo del 1.25% de la capacidad de conducción del conductor. A demás a esa corriente se le ajustara un factor de corrección por la temperatura esto según la Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

$$\begin{aligned} Factor\ de\ ajuste &= (1.25 * 185 A) = 231.25 A, Factor\ de\ temperatura = (0.82 * 231.25 A) \\ &= 282.01 A \end{aligned}$$

La selección para el calibre por ampacidad de acuerdo a la Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Calibre del cable por ampacidad: 2x Cu. Cal. 250 Kcmil Portaelectrodos (+, -)

$$Resistencia\ CD = 0.1687 \Omega/Km, Ohm = 0.0006748 \Omega$$

$$CT\% = \left(\frac{2 * \Omega * A}{V * 100} \right) = \left(\frac{(2)(0.0006748 \Omega)(185 A)}{(48 V)(100)} \right) = 0.5201\%$$

Calibre del cable por caída de tensión: 2x Cu. Cal. 250 Kcmil Portaelectrodos (+, -)

Para la selección de interruptor se toma la corriente corregida por el 1.25% ya calculado y se selecciona el interruptor inmediato superior de la corriente corregida.

$$ITM = 2 \times 250 \text{ A}$$

Para seleccionar el cable de puesta a tierra se utilizó la Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Calibre del cable para P.T.: 1xCu Cal. 4 AWG

Selección de canalización

Para tener la suma de todas las secciones transversales de los conductores utilizaremos la Tabla 5.- Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos en caso de que el proveedor no de las especificaciones técnicas necesarias de los cables.

$$\text{Área de sección transversal} = (2 * 126.7 \text{ mm}^2) + (62.77 \text{ mm}^2) = 316.17 \text{ mm}^2$$

Se utilizó la tabla Artículo 342 – Tubo conduit metálico semipesado (IMC) para seleccionar la tubería necesaria.

Canalización seleccionada: Tub. IMC 1 1/4 pulg.

Baterías al inversor.

$$V = 51.2 \text{ V}, A = 195 \text{ A}, \text{Distancia} = 0.004 \text{ Km}$$

De acuerdo a 210-19. Conductores. Ampacidad y tamaño mínimo se ajustó la corriente de los conductores para que el calibre de cable que utilicemos no esté por debajo del 1.25% de la capacidad de conducción del conductor. A demás a esa corriente se le ajustara un factor de corrección por la temperatura esto según la Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

$$\begin{aligned} \text{Factor de ajuste} &= (1.25 * 195 \text{ A}) = 243.75 \text{ A}, \text{Factor de temperatura} = (0.82 * 243.75 \text{ A}) \\ &= 297.26 \text{ A} \end{aligned}$$

La selección para el calibre por ampacidad de acuerdo a la Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres

conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Calibre del cable por ampacidad: 2x Cu. Cal. 250 Kcmil Portaelectrodos (+, -)

$$Resistencia\ CD = 0.1687\ \Omega/Km, Ohm = 0.0006748\ \Omega$$

$$CT\% = \left(\frac{2 * \Omega * A}{V * 100} \right) = \left(\frac{(2)(0.0006748\ \Omega)(195\ A)}{(51.2\ V)(100)} \right) = 0.5140\%$$

Calibre del cable por caída de tensión: 2x Cu. Cal. 250 Kcmil Portaelectrodos (+, -)

Para la selección de interruptor se toma la corriente corregida por el 1.25% ya calculado y se selecciona el interruptor inmediato superior de la corriente corregida.

$$ITM = 2x250\ A$$

Para seleccionar el cable de puesta a tierra se utilizó la Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Calibre del cable para P.T.: 1xCu Cal. 4 AWG

Selección de canalización

Para tener la suma de todas las secciones transversales de los conductores utilizaremos la Tabla 5.- Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos en caso de que el proveedor no de las especificaciones técnicas necesarias de los cables.

$$\text{Área de sección transversal} = (2 * 126.7\ mm^2) + (62.77\ mm^2) = 316.17\ mm^2$$

Se utilizó la tabla Artículo 342 – Tubo conduit metálico semipesado (IMC) para seleccionar la tubería necesaria.

Canalización seleccionada: Tub. IMC 1 1/4 pulg.

Inversor al centro de carga.

$$V = 220 \text{ V}, A = 68.18 \text{ A}, \text{Distancia} = 0.01 \text{ Km}$$

De acuerdo a 210-19. Conductores. Ampacidad y tamaño mínimo se ajustó la corriente de los conductores para que el calibre de cable que utilicemos no esté por debajo del 1.25% de la capacidad de conducción del conductor. A demás a esa corriente se le ajustara un factor de corrección por la temperatura esto según la Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

$$\text{Factor de ajuste} = (1.25 * 68.18 \text{ A}) = 85.225 \text{ A}, \text{Factor de temperatura} = (0.82 * 85.225 \text{ A}) = 103.93$$

La selección para el calibre por ampacidad de acuerdo a la Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Calibre del cable por ampacidad: 2xCu. Cal. 2 AWG THHW (F, N)

Para la resistencia en corriente alterna se utiliza la Tabla 9.- Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600

$$\text{Resistencia CA} = 0.66 \Omega/\text{Km}, \text{Ohm} = 0.0066 \Omega$$

$$CT\% = \left(\frac{2 * \Omega * A}{V * 100} \right) = \left(\frac{(2)(0.0066 \Omega)(68.18 \text{ A})}{(220\text{V})(100)} \right) = 0.4090\%$$

Calibre del cable por caída de tensión: 2x Cu. Cal. 2 AWG THHW (F, N)

Para la selección de interruptor se toma la corriente corregida por el 1.25% ya calculado y se selecciona el interruptor inmediato superior de la corriente corregida.

$$ITM = 3 \times 90 \text{ A}$$

Para seleccionar el cable de puesta a tierra se utilizó la Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Calibre del cable para P.T.: 1xCu Cal. 8 AWG

Selección de canalización

Para tener la suma de todas las secciones transversales de los conductores utilizaremos la Tabla 5.- Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos en caso de que el proveedor no de las especificaciones técnicas necesarias de los cables.

$$\text{Área de sección transversal} = (3 * 86 \text{ mm}^2) + (35.87 \text{ mm}^2) = 293.87 \text{ mm}^2$$

Se utilizó la tabla Artículo 342 – Tubo conduit metálico semipesado (IMC) para seleccionar la tubería necesaria.

Canalización seleccionada: Tub. IMC 1 1/4 pulg

Centro de carga al interruptor principal.

$$V = 220 \text{ V}, A = 68.18 \text{ A}, \text{Distancia} = 0.01 \text{ Km}$$

De acuerdo a 210-19. Conductores. Ampacidad y tamaño mínimo se ajustó la corriente de los conductores para que el calibre de cable que utilizemos no esté por debajo del 1.25% de la capacidad de conducción del conductor. A demás a esa corriente se le ajustara un factor de corrección por la temperatura esto según la Tabla 310-15(b)(2)(a).- Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

$$\text{Factor de ajuste} = (1.25 * 68.18 \text{ A}) = 85.225 \text{ A}, \text{Factor de temperatura} = (0.82 * 85.225 \text{ A}) = 103.93$$

La selección para el calibre por ampacidad de acuerdo a la Tabla 310-15(b)(16).- Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o directamente enterrados, basados en una temperatura ambiente de 30 °C*

Calibre del cable por ampacidad: 2xCu. Cal. 2 AWG THHW (F, N)

Para la resistencia en corriente alterna se utiliza la Tabla 9.- Resistencia y reactancia en corriente alterna para los cables para 600

$$Resistencia\ CA = 0.66\ \Omega/Km, Ohm = 0.0066\ \Omega$$

$$CT\% = \left(\frac{2 * \Omega * A}{V * 100} \right) = \left(\frac{(2)(0.0066\ \Omega)(68.18\ A)}{(220V)(100)} \right) = 0.4090\%$$

Calibre del cable por caída de tensión: 2x Cu. Cal. 2 AWG THHW (F,N)

Para la selección de interruptor se toma la corriente corregida por el 1.25% ya calculado y se selecciona el interruptor inmediato superior de la corriente corregida.

$$ITM = 3x90\ A$$

Para seleccionar el cable de puesta a tierra se utilizó la Tabla 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos

Calibre del cable para P.T.: 1xCu Cal. 8 AWG

Selección de canalización

Para tener la suma de todas las secciones transversales de los conductores utilizaremos la Tabla 5.- Dimensiones de los conductores aislados y cables para artefactos en caso de que el proveedor no de las especificaciones técnicas necesarias de los cables.

$$\text{Área de sección transversal} = (3 * 86\ mm^2) + (35.87\ mm^2) = 293.87\ mm^2$$

Se utilizó la tabla Artículo 342 – Tubo conduit metálico semipesado (IMC) para seleccionar la tubería necesaria.

Canalización seleccionada: Tub. IMC 1 1/4 pulg

3.5 Cálculo de ingreso promedio anual.

Para calcular el ingreso anual se realizó un presupuesto en el que se especifican las cantidades y precios de cada equipo y componente requerido para el sistema.

Conseguir equipos que cumplan con los requerimientos técnicos del sistema es una tarea complicada, ya que es complicado obtener información completa y precisa por parte de los proveedores. En algunos casos fue complicado acceder a precios o a fichas técnicas necesarias para garantizar que los equipos seleccionados cumplan con las necesidades del proyecto. Los precios de los equipos fueron obtenidos sin aplicar descuentos por compra al mayoreo, pero reduciendo un 15% aproximado de su costo para tomarlos como precio mayorista y así se procedió a analizar los precios de los equipos seleccionados para el proyecto.

Equipo	Marca	Cantidad	Precio	Total
Módulos	HiKu6 Mono PERC 555w	72	\$ 2,783.48	\$ 200,410.43
Controlador	SmartSolar MPPT RS 450 200	2	\$ 32,354.57	\$ 64,709.15
Baterías	Server Rack Battery Backup 4	15	\$ 82,698.26	\$ 1,240,473.91
Rack baterías	Current conected	3	\$ 3,478.26	\$ 10,434.78
Cable de comunicación	Cable lan	10	\$ 10.39	\$ 103.91
Inversor	Quattro 277V	3	\$ 58,011.95	\$ 174,035.84
Centro de carga	Centro De Carga Trifasico	1	\$ 3,304.35	\$ 3,304.35
Centro de carga	Centro De Carga 3polos	2	\$ 676.52	\$ 1,353.04
Gabinete	Gabinete Metálico 50x40x20	2	\$ 1,749.57	\$ 3,499.13
Cu. Cal. 2 AWG THHW	Euroelectrica	85	\$ 103.27	\$ 8,777.91
Cu. Cal. 4 AWG THHW	Surtidor electrico	16	\$ 64.29	\$ 1,028.59
Cu. Cal. 8 AWG THHW	Surtidor electrico	40	\$ 25.92	\$ 1,036.87
Cu. Cal. 12 AWG THHW	Surtidor electrico	20	\$ 10.17	\$ 203.48
Cu. Cal. 14 AWG THHW	Surtidor electrico	20	\$ 7.25	\$ 145.04
Cu. Cal. 10 AWG THHW	Surtidor electrico	120	\$ 16.14	\$ 1,936.70
Cu. Cal. 250 Kcmil Porta el		32	\$ 695.65	\$ 22,260.87
2 x 12 AWG FV (+,-)	Cable de Cobre Fotovoltaico	200	\$ 46.09	\$ 9,217.39
Interruptor CD	ITM 2 x 25 A CD	8	\$ 259.13	\$ 2,073.04
Interruptor Supresor	ISV 2 x 500 V CD	2	\$ 313.04	\$ 626.09
Interruptor CD	ITM 2 x 250 A CD	5	\$ 15,513.71	\$ 77,568.57
Interruptor CA	ITM 2 x 90 A CA	3	\$ 1,652.17	\$ 4,956.52
Interruptor CA	ITM 2 x 15 A CA	2	\$ 140.00	\$ 280.00
Tub. RMC 1/2 pulgada	Gastelum y Gastelum	25	\$ 26.09	\$ 652.17
Electrodo de cobre tipo v:		1	\$ 379.13	\$ 379.13
Tub. IMC 1 1/4 pulgada	Gastelum y Gastelum	32	\$ 109.90	\$ 3,516.94
Sub total				\$ 1,832,983.87
IVA (16%)				\$ 293,277.42
Total				\$ 2,126,261.29

Tabla 8. Tabla de coste de precios por equipos.

En primer lugar, los módulos solares HiKu6 Mono PERC de 555 W, con un total de 72 unidades, representan un costo de \$200,410.43 el cual no es un precio tan elevado comparándolo con la cantidad de módulos a instalar, en cuanto al controlador SmartSolar MPPT RS 450|200 los cuales son dos

unidades por un total de \$64,709.15 de igual manera es un precio accesible por su gran capacidad de operación.

El componente que representa el mayor gasto corresponde al apartado de almacenamiento energético, con un total de \$1,240,473.91 por la adquisición de 15 unidades de baterías LiFePO₄ de 48V y 300Ah. Aunque estas baterías ofrecen una larga vida útil y alta eficiencia, su costo es elevado.

Los racks y gabinetes tienen un costo estándar para este tipo de componentes, el sistema también contempla sus tres inversores Quattro 48/15000/200-100/100, con un costo total de \$174,035.84 el cual justifica el precio para realizar una correcta distribución de la energía generada.

En lo que respecta a los cables y conectores, los precios se mantienen dentro de un rango aceptable, a pesar de los cables de 250 Kcmil, cuyo precio es considerablemente elevado así como algunos interruptores, como el modelo ITM 2 x 250 A CD, con un valor de \$15,513.71.

En relación con los tubos IMC y RMC, los precios se encuentran dentro de lo esperado. El presupuesto final, que incluye un subtotal de \$1,832,983.86 y un IVA de \$293,277.41, asciende a un total de \$2,126,261.28. sin embargo, este monto no contempla gastos futuros significativos, como el reemplazo de baterías al menos cada diez años, el costo de mantenimiento para asegurar el óptimo funcionamiento de los módulos, ni la renta o compra del terreno requerido, el cual debe tener un área mínima de 185 m² para permitir la instalación de los 72 módulos fotovoltaicos.

El presupuesto para solamente instalación fue cotizado por una empresa externa que lleva por nombre Ingeniería en Energía Eléctrica (IEELEC), la cual estimó un costo adicional de \$90,632.88.



ATENCIÓN A:

Nombre:

Ing. Tomas Rogelio Moreno Carrillo

Empresa:

SISTEMA LOAD SHIFTING

Domicilio:

Culiacán, Sinaloa.

Fecha:

04/04/2025

RFC:

-

Hilos:

-

PRESUPUESTO

Concepto	PU	Cantidad	Unidad	Costo
Instalación y montaje de módulo fotovoltaico en estructura de aluminio y conexión a controlador solar. Incluye: Mano de obra, conexiones, pruebas y todo lo necesario para su correcto funcionamiento.	\$ 39,375.00	1	LOTE	\$ 39,375.00
Instalación y montaje de banco de baterías con controlador solar y protecciones. Incluye: Mano de obra, conexiones, pruebas y todo lo necesario para su correcto funcionamiento.	\$ 11,413.04	1	LOTE	\$ 11,413.04
Instalación y montaje de inversores autónomos. Incluye: Mano de obra, conexiones, pruebas y todo lo necesario para su correcto funcionamiento.	\$ 8,750.00	1	LOTE	\$ 8,750.00
Instalación y montaje de centro de carga con circuitos derivados. Incluye: Mano de obra, conexiones, pruebas y todo lo necesario para su correcto funcionamiento.	\$ 6,562.50	1	LOTE	\$ 6,562.50
Instalación sistema de tierras. Incluye: Mano de obra, conexiones, pruebas y todo lo necesario para su correcto funcionamiento.	\$ 3,281.25	1	LOTE	\$ 3,281.25
Programación e ingeniería	\$ 8,750.00	1	LOTE	\$ 8,750.00
Subtotal				\$ 78,131.79
IVA				\$ 12,501.09
TOTAL				\$ 90,632.88

Figura 13. Cotización de instalación por la empresa IEELEC.

4 RESULTADOS

4.1 Análisis de nodos en Sinaloa.

Al examinar los nodos de Sinaloa, se destaca que, aunque hay nodos con gran potencial fotovoltaico, muchos de ellos no son los más costosos. Se analizará cada nodo más costoso de su respectivo estado para resaltar lo más importante de cada uno.

Culiacán: El nodo más costoso de Culiacán es “El Dorado” con código 04EDR-115. Durante sus horas más costosas, de 19 a 22 horas, los precios obtenidos son los siguientes: 1.607, 1.9605, 1.9003 y 1.6309 KWh/\$. Los nodos más costosos en esta área son el 04QLA-115, con un precio máximo de 1.9434 KWh/\$, el 04NTO-115, con un máximo de 1.8969 KWh/\$, y el 04CSA-115, con un precio máximo de 1.8933 KWh/\$. En cambio, los tres nodos más económicos en horas pico son: 04BCH-115 con un costo de 1.8581 KWh/\$, 04HYA-115 a 1.8676 KWh/\$ y 04TSR-115 a 1.8696 KWh/\$.

Guasave: El nodo más costoso es de “Bamoa” con clave 04BMO-115. Con las mismas horas de mayor costo, de 19 a 22 horas y sus tarifas son: 1.3305, 1.6618, 1.6301 y 1.3916 KWh/\$. Los tres nodos más costosos en Guasave son: 04SAA-115 con 1.6346 KWh/\$, 04SRF-115 con 1.6346 KWh/\$ y 04GML-115 con 1.6304 KWh/\$. Por otra parte, los nodos más económicos de la región en las horas pico son: 04HVF-115 a 1.6296 KWh/\$, 04GSV-115 a 1.6247 KWh/\$ y 04BRT-115 a 1.6236 KWh/\$.

Mazatlán: En el nodo más costoso es “Teacapán” con código 04TEA-115. En las horas de mayor costo al igual que los anteriores de 19 a 22 horas, los precios anotados son: 1.8560, 2.2298, 2.1637 y 1.8793 KWh/\$. Los siguientes tres nodos más costosos son: 04ROS-115 a un precio de 2.1848 KWh/\$, 04EPA-115 a 2.2241 KWh/\$, y 04LCZ-115 a 2.0917 KWh/\$. En cambio, los nodos menos costosos en el área son: 04VND-115 con 1.9989 KWh/\$, 04MZN-230 con 1.9380 KWh/\$ y 04MRN-115 con 2.0053 KWh/\$.

Se puede destacar que en Culiacán los precios son bastante parecidos en los más altos, pero en términos generales, cualquiera de los nodos ofrece un buen precio por la cantidad de energía ofrecida. Sucede lo mismo con Mazatlán, que sin lugar a dudas presenta el mayor costo de energía, y entre los otros tres lugares más costosos podría todavía haber viabilidad para proyectos en esa área.

No obstante, Guasave es el que cuenta con menos posibilidades de competir con los otros dos, ya que su precio ni siquiera alcanza los dos pesos.

4.2 Análisis del estudio de viabilidad geográfica.

Este segmento surgió porque, a pesar de que Mazatlán es el más costoso, es probable que en otras localidades exista un mayor potencial energético; por lo tanto, se examinaron los nodos más caros de otros estados para hacer comparaciones

Mes	Irradiación solar medida diaria [kWh/m ²]						Angulo óptimo de inclinación mensual	Dirección optima de Azimut mensual
inclinación	0	9.79	24.79	39.79	90	optimo		
Enero	4.16	4.83	5.67	6.18	5.23	6.33	53	S
Febrero	5.07	5.72	6.47	6.85	5.24	6.89	46	S
Marzo	6.35	6.9	7.45	7.57	4.92	7.58	36	S
Abril	7.07	7.48	7.8	7.68	4.42	7.81	28	S
Mayo	7.52	7.81	7.91	7.58	3.9	7.92	21	S
Junio	6.94	7.14	7.15	6.78	3.51	7.19	16.5	S
Julio	6.02	6.18	6.18	5.87	3.12	6.22	17	S
Agosto	5.67	5.91	6.04	5.85	3.33	6.04	23	S
Septiembre	5.21	5.55	5.86	5.85	3.74	5.89	31.5	S
Octubre	5.38	5.99	6.66	6.95	4.98	6.95	42	S
Noviembre	4.59	5.32	6.22	6.74	5.53	6.87	51	S
Diciembre	4	4.71	5.6	6.17	5.35	6.36	54.5	S
Media anual	5.67	6.13	6.58	6.67	4.44	6.84	34.96	S

Tabla 9. Irradiación solar medida diaria [KWh/m2] por mes en El dorado.

Mes	Irradiación solar medida diaria [kWh/m ²]						Angulo óptimo de inclinación mensual	Dirección optima de Azimut mensual
Inclinación	0	10.7	25.7	40.7	90	optimo		
Enero	4.27	5	5.81	6.28	5.19	6.38	51.5	S
Febrero	5.01	5.74	6.49	6.87	5.35	6.91	47	S
Marzo	6.32	6.94	7.49	7.61	5.04	7.62	37	S
Abril	7.05	7.51	7.82	7.69	4.49	7.83	28.5	S
Mayo	7.74	8.08	8.18	7.83	4.07	8.2	21.5	S
Junio	7.33	7.58	7.59	7.2	3.75	7.63	19	S

Julio	6.39	6.6	6.62	6.29	3.39	6.65	18.5	S
Agosto	5.96	6.26	6.4	6.21	3.57	6.4	24.5	S
Septiembre	5.42	5.85	6.19	6.2	4.02	6.24	33.5	S
Octubre	5.37	6.08	6.78	7.08	5.17	7.09	43.5	S
Noviembre	4.52	5.35	6.26	6.8	5.66	6.93	52.5	S
Diciembre	3.92	4.72	5.63	6.21	5.46	6.42	55.5	S
Media anual	5.78	6.31	6.77	6.86	4.60	7.03	36.04	S

Tabla 10. Irradiación solar medida diaria [KWh/m²] por mes en Bamoa.

Al examinar los datos de irradiación, se determinó que El Dorado muestra valores más altos que de Teacapán con respecto al potencial energético, alcanzando máximos en los meses de abril y mayo con cifras de 7.92 kWh/m², y mínimos en diciembre y enero, con valores que varían entre 4.22 y 4.41 kWh/m². En Teacapán, los valores más altos se agrupan entre marzo y mayo, oscilando entre 6.62 y 7.47 kWh/m², mientras que los valores más bajos también ocurren en diciembre y enero, dentro del mismo rango que El Dorado. En contraste, Bamoa presenta un rendimiento más alto que el de los demás en los meses de abril y mayo, logrando picos de entre 7.83 y 8.2 kWh/m². De este análisis se deduce que, si el fin es captar la máxima energía solar a lo largo del año, Bamoa es la opción más favorable, sin embargo, Teacapán se considera igualmente un lugar conveniente, ya que no es demasiada la diferencia de energía captada por m² y por último el Dorado, aunque es factible por su remuneración económica, presenta un grado de irradiación algo inferior respecto a las otras dos localizaciones.

4.3 Ingreso anual.

El ingreso anual refleja la utilidad proyectada por la comercialización de energía producida e inyectada a la red en el nodo seleccionado, específicamente el nodo 04TEA-115, que corresponde a la región de Mazatlán, Sinaloa. Esta valoración es fundamental para establecer la viabilidad económica del proyecto fotovoltaico, ya que facilita el análisis del retorno de inversión a lo largo del tiempo.

4.3.1 Interpretación de los costos.

Se obtuvo un costo total del proyecto de \$2,216,894.17 el cual se utilizó para la metodología de estimación de ingresos que se desarrolló de la siguiente manera: si diariamente se almacenan 180 kWh, la cual al multiplicarse por 365 días se obtiene un valor anual de 65.7 MWh. Esta cantidad de energía se distribuyó entre las cuatro horas con los precios más altos del día, que corresponden a las 19:00, 20:00, 21:00 y 22:00 horas, con precios de 1.8560 \$/kWh, 2.2298 \$/kWh, 2.1637 \$/kWh y 1.8793 \$/kWh, respectivamente.

$$19 \text{ horas} \Rightarrow \left(\frac{65,700 \text{ KWh}}{4} \right) (1.856 \text{ KWh}/\$) = \$ 30,485.19$$

$$20 \text{ horas} \Rightarrow \left(\frac{65,700 \text{ KWh}}{4} \right) (2.2298 \text{ KWh}/\$) = \$ 36,624.5$$

$$21 \text{ horas} \Rightarrow \left(\frac{65,700 \text{ KWh}}{4} \right) (2.1637 \text{ KWh}/\$) = \$35,538.86$$

$$22 \text{ horas} \Rightarrow \left(\frac{65,700 \text{ KWh}}{4} \right) (1.8793 \text{ KWh}/\$) = \$30,868.19$$

$$\text{Total} = \$133,516.75 \text{ anuales}$$

Los \$133,516.75 anuales corresponden al valor bruto monetario de la venta de energía a la red en el marco de generación distribuida, sin incluir los costos de operación o mantenimiento. Por consiguiente, para el retorno de inversión se tiene:

$$\text{Retorno de inversión} = \left(\frac{\$2,216,894.17}{\$133,516.75 \text{ años}} \right) = 16.6 \text{ años}$$

El periodo de recuperación de la inversión sería en 16.6 años, considerando que la vida útil de los paneles solares ronda los 25 años y que el PML puede aumentar con el tiempo el proyecto podría ser viable, sin embargo, de acuerdo con la página Fideicomiso para el ahorro de energía (FIDE) se busca un retorno de inversión mínimo de 7 años para considerar que nuestro proyecto es viable.

El proyecto presentado debe cumplir con los criterios de rentabilidad establecidos en la tabla siguiente:

Sector	PSR* (Años)	Plazo máximo de reembolso del financiamiento (Años)
Fotovoltaica en pequeñas empresas	7	5
Fotovoltaico Medianas Empresas	10	5

*PSR.- Periodo simple de recuperación (Inversión total / Ahorro económico generado)

Tabla 11. Criterios que debe de cumplir la rentabilidad de nuestro sistema fotovoltaico según la página de FIDE.

4.4 Diagrama unifilar del proyecto.

El siguiente diagrama unifilar representa la configuración eléctrica del sistema fotovoltaico propuesto, con una potencia pico instalada de 45 kWp. Este esquema resume la conexión eléctrica entre los principales componentes del sistema, desde los módulos fotovoltaicos hasta el punto de inyección a la red. El diagrama resulta fundamental tanto para la instalación como para el mantenimiento del sistema, ya que proporciona una visión clara del flujo de energía, los puntos de protección, los equipos principales y las posibles configuraciones operativas. Asimismo, permite verificar que el diseño cumple con las normativas eléctricas vigentes y con los requisitos de interconexión establecidos por la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

DIAGRAMA UNIFILAR SFV 45 kWp

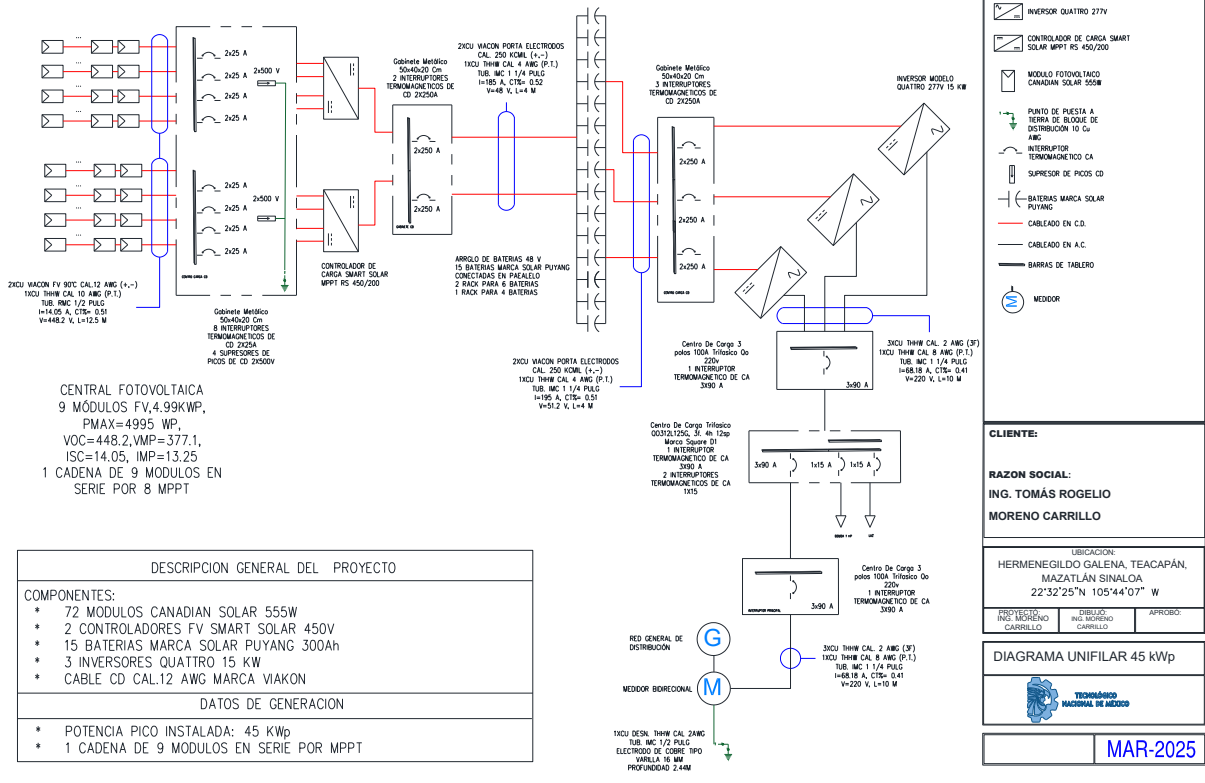


Figura 14. Diagrama unifilar SFV 45 kWp

5 CONCLUSIONES

El presente estudio sobre la instalación de una central de generación distribuida fotovoltaica bajo el esquema de venta total, empleando la técnica de *Load Shifting* en el estado de Sinaloa, permitió identificar hallazgos relevantes para valorar la factibilidad técnica, económica y operativa del proyecto.

En primer lugar, durante el desarrollo del análisis se evidenció el alto potencial energético de las zonas de estudio. Los niveles de irradiación solar superan los 5.5 kWh/m² de manera diaria, lo cual representa una condición altamente favorable para la instalación de sistemas fotovoltaicos. Este hallazgo fue fundamental para estimar una producción constante de energía en la mayoría de los meses del año, alcanzando su punto más alto en marzo, con una generación estimada de hasta 264 kWh diarios.

Asimismo, se verificó que el uso de un sistema de almacenamiento mediante baterías, aunque útil para garantizar la disponibilidad de energía durante las horas de mayor valor en el mercado, presenta importantes limitaciones desde el punto de vista económico. La capacidad instalada en el sistema propuesto supera a la capacidad de almacenamiento, dejando un excedente energético sin aprovechar. Por ejemplo, mientras en marzo se generan hasta 264 kWh diarios, el sistema de baterías tiene capacidad únicamente para almacenar 180 kWh. Este excedente, al no ser utilizado, representa una oportunidad perdida que podría aprovecharse mediante la inyección directa a la red, lo cual permitiría mejorar el retorno de inversión del sistema.

Otro aspecto crítico identificado fue el impacto de la degradación natural de los módulos fotovoltaicos con el paso del tiempo. Aunque este fenómeno no fue modelado específicamente dentro del presente estudio, se reconoce como una variable que afectará directamente la producción energética a largo plazo. Esta pérdida progresiva de eficiencia se traduce, eventualmente, en una reducción de los ingresos derivados por venta de energía.

En cuanto a las condiciones del mercado eléctrico, se observó que, si bien los precios marginales locales (PML) actuales no son elevados, el modelo aún podría resultar rentable bajo un esquema de inyección directa a la red. Este análisis cobra aún más fuerza al considerar que el tiempo

estimado para el retorno de inversión en el sistema con almacenamiento fue de 16 años, una cifra superior al umbral recomendado por la plataforma FIDE (7 años). Además, el reemplazo inevitable de las baterías aproximadamente cada 9 años incrementaría el costo del proyecto y extendería aún más el periodo de recuperación de la inversión, haciendo menos viable financieramente la propuesta original.

En consecuencia, se concluye que, aunque el almacenamiento energético aporta beneficios en términos de respaldo y control de horarios de inyección, la relación actual entre costo y beneficio no es favorable para sistemas que dependen exclusivamente de baterías. La tecnología disponible aún es costosa y limitada, por lo que se sugiere considerar esquemas híbridos o, en su defecto, optar por un modelo de inyección directa a la red mientras evolucionan las condiciones tecnológicas y económicas del almacenamiento.

Para abordar los factores que actualmente limitan el retorno de inversión del sistema propuesto, se plantean diversas estrategias que podrían contribuir a optimizar la rentabilidad del proyecto. En primer lugar, es necesario reevaluar el uso de baterías como único medio de gestión energética. Considerando la diferencia entre la energía generada y la capacidad de almacenamiento, resulta conveniente estudiar la implementación de esquemas mixtos que combinen el uso de baterías como respaldo con la inyección directa del excedente de energía a la red. Esta alternativa permitiría no solo evitar pérdidas energéticas, sino también aumentar los ingresos por venta de electricidad.

Asimismo, es recomendable mantener un monitoreo constante sobre el avance tecnológico en materia de almacenamiento energético. La evolución de las baterías, en términos de costo y eficiencia, podría representar una oportunidad para reducir significativamente la inversión requerida y aumentar la autonomía del sistema en el futuro. La incorporación de nuevas tecnologías con mayor densidad energética permitiría, eventualmente, rediseñar o mejorar el sistema propuesto de forma más rentable.

Otro aspecto fundamental es el seguimiento de las condiciones del mercado eléctrico nacional. Cambios en la regulación, ajustes en las tarifas, así como la implementación de nuevos incentivos gubernamentales, podrían modificar sustancialmente la rentabilidad del proyecto. Estar informado sobre estas variables permitirá tomar decisiones estratégicas a lo largo del tiempo y adaptar el modelo de negocio a un entorno cambiante.

Como parte de las proyecciones a futuro, se proponen diversas líneas de investigación que contribuirían a ampliar y perfeccionar el presente estudio. Entre ellas, se encuentra la evaluación de sistemas híbridos que permitan una operación dual, en donde parte de la energía se almacene y el resto se venda directamente a la red. Este enfoque podría maximizar el aprovechamiento del recurso solar y optimizar los ingresos. También se considera importante simular el impacto de la degradación de los paneles fotovoltaicos, con el fin de estimar de manera más precisa su repercusión en la producción energética y los ingresos durante la vida útil del sistema.

De igual forma, resulta relevante realizar un análisis del impacto ambiental y social que tendría la instalación de estos sistemas en las comunidades locales, evaluando aspectos como la generación de empleo, la sostenibilidad del modelo y la aceptación social. Por otro lado, se plantea la necesidad de desarrollar modelos que consideren escenarios de precios dinámicos, en los cuales las fluctuaciones del Precio Marginal Local (PML) puedan ser incorporadas en las proyecciones económicas. Finalmente, se sugiere explorar la viabilidad de integrar estos sistemas con redes inteligentes (*smart grids*), que permitirían una gestión más eficiente de la producción, el consumo y la venta de energía mediante tecnologías avanzadas de monitoreo y control.

6 COMPETENCIAS DESARROLLADAS

Durante el desarrollo del presente proyecto, se logró desarrollar y aplicar diversas competencias fundamentales en el ámbito técnico, analítico y de gestión, las cuales contribuyeron al cumplimiento de los objetivos planteados en esta investigación sobre la viabilidad de una central de generación distribuida fotovoltaica en régimen de venta total con la técnica *Load Shifting* en Sinaloa.

Una de las principales competencias fue la de recolectar, organizar y analizar datos energéticos provenientes de fuentes oficiales, como los reportes del Precio Marginal Local (PML) publicados por el CENACE. Esto implicó interpretar grandes volúmenes de información, filtrar los datos relevantes, transformar unidades y generar bases de datos organizadas por nodo, fecha y hora, con el fin de facilitar la toma de decisiones informadas sobre la ubicación y rentabilidad del sistema propuesto.

También fue necesario aplicar conocimientos técnicos para dimensionar el sistema fotovoltaico, seleccionar los componentes eléctricos adecuados, calcular la generación esperada de energía y estimar el ingreso por venta en función de los precios horarios del mercado eléctrico. A la par, se logró aplicar criterios económicos para estimar el retorno de inversión, analizar escenarios alternativos y evaluar la viabilidad financiera del proyecto bajo distintas condiciones operativas.

Otra competencia desarrollada fue la de aplicar pensamiento crítico para identificar problemas técnicos y económicos, proponer soluciones viables y anticipar las consecuencias del uso de tecnologías como las baterías de almacenamiento. Este pensamiento permitió evaluar con objetividad los beneficios y limitaciones del sistema y proponer líneas de mejora basadas en evidencia.

Además, se logró integrar y aplicar conocimientos normativos del sector energético mexicano, comprendiendo el funcionamiento del esquema de venta total bajo el contrato de facturación neta, así como los requisitos técnicos para la interconexión de sistemas fotovoltaicos a la red. Esto permitió asegurar que el proyecto fuera planteado dentro de un marco legal y técnico vigente.

Finalmente, se fortaleció la competencia de redactar y comunicar información técnica de manera clara, coherente y estructurada. Redactar esta tesis implicó organizar ideas con lógica académica,

presentar resultados de forma comprensible, interpretar gráficas y tablas, y emplear un lenguaje técnico apropiado para el área de energía renovable y generación distribuida.

Desarrollar estas competencias fue esencial no solo para cumplir con los objetivos del presente trabajo, sino también para consolidar una base profesional sólida que permita enfrentar retos futuros en el diseño, evaluación y ejecución de proyectos energéticos sustentables.

7 FUENTES DE INFORMACIÓN

1. A. Moehlecke, I. Z. (2018). SITUACIÓN ACTUAL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA GENERACIÓN DISTRIBUÍDA EN BRASIL. *Energías Renovables y Medio Ambiente*, 79 – 85.
2. Andrade-Castañeda, H. J., Arteaga-Céspedes, C. C., & Segura-Madrigal, M. A. (2016). Emisión de gases de efecto invernadero por uso de combustibles fósiles en Ibagué, Tolima (Colombia). *Ciencia Y Tecnología Agropecuaria*, 103–112.
3. Andrade-Castañeda, H. J.-C.-M. (2016). Emisión de gases de efecto invernadero por uso de combustibles fósiles en Ibagué, Tolima (Colombia). *Ciencia Y Tecnología Agropecuaria*, 103–112.
4. Anzules, Í. d., & Castro, D. W. (2022). Contaminación ambiental. *RECIMUNDO*, 93-103.
5. Anzules, Í. d., & Castro, D. W. (2022). Contaminación ambiental. *Recimundo*, 93-103.
6. Beltrán-Telles, A., Morera-Hernández, M., López-Monteagudo, F. E., & Villela-Varela, R. (2017). Prospectiva de las energías eólica y solar fotovoltaica en la producción de energía eléctrica. *CienciaUAT*, 105-117.
7. Cisterna Arellano, L., Améstica-Rivas, L., & Piderit, M. B. (2020). Proyectos Fotovoltaicos en Generación Distribuida ¿Rentabilidad Privada o Sustentabilidad Ambiental? *Politécnica*, 31-40.
8. Cristina, Q. Á., Rafael, P. O., Adán, V. C., Arturo, W. P., & Rafael, R. M. (2024). REVISIÓN DE LITERATURA EN EL DISEÑO DE SISTEMAS HÍBRIDOS DE ENERGÍA PARA MINIMIZAR COSTOS, EMISIONES Y MAXIMIZAR PRODUCCIÓN. *NEYART*, 118-130.
9. DUQUE, Á. A. (2022). *DISEÑO DE UN EMULADOR DE ESTRATEGIAS LOAD SHIFTING PARA UN ALIMENTADOR PRIMARIO DE 13,8 kV PARA LABORATORIO DE DISTRIBUCION*. Tesis Ingeniería: Escuela Politécnica Nacional.

10. Eliezer, A.-R. J., Felipe, Z.-R. A., Antonio, O.-P. J., & Alberto, A.-C. L. (2023). LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LOS SISTEMAS DE BOMBEO PARA ACUEDUCTOS: UNA REVISIÓN SISTEMÁTICA. *INGENIAR*, 257-269.
11. Gaona-Ponce, B., Altamirano-Cárdenas, J. R., Ocampo Ledesma, J. G., & López-Canteñs, G. d. (2021). Influencia de la actitud, calidad y satisfacción de la energía fotovoltaica en la agricultura . *Revista Ingeniería Agrícola*, 45-54.
12. Gaona-Ponce, B., Altamirano-Cárdenas, J. R., Ocampo Ledesma, J. G., & López-Canteñs, G. d. (2021). Influencia de la actitud, calidad y satisfacción de la energía fotovoltaica en la agricultura. *Revista Ingeniería Agrícola*, 45-54.
13. Huamán, D. C. (2019). *Propuesta de un modelo para cuantificar el costo-beneficio monetario de los hogares costarricenses que decidan implementar la generación distribuida con tecnología fotovoltaica para autoconsumo en Costa Rica*. Tesis de grado: Universidad Nacional de Costa Rica.
14. Mejía-Rodríguez, J. A., Ávila-Ramírez, D. C., & Córdova-Canela, F. (2016). Las innovaciones tecnológicas orientadas al autoabastecimiento energético sostenible: el caso de México. *Revista Bitácora Urbano Territorial*, 93-102.
15. Ortiz, C. C.-G. (2024). Energía solar como agente para la descarbonización de la matriz energética: una propuesta para la región Lambayeque (Perú). *South sustainability*, e093.
16. Oswald, Ú. (2017). Seguridad, disponibilidad y sustentabilidad energética en México. *Revista Mexicana de Ciencias Políticas y Sociales*, 155-196.
17. Pacheco-Florez, M., & Melo-Poveda, Y. E. (2015). Recursos naturales y energía. Antecedentes históricos y su papel en la evolución de la sociedad y la teoría económica . *Energética*, 107-115.
18. Páez, M. H. (2018). IMPORTANCIA DE LA GESTIÓN SOSTENIBLE EN LAS EMPRESAS DEL SIGLO XXI. *mktDescubre*, 94 - 103.

19. Palacios Esteban, D. Y., Rojas Ramírez, R., & Ramirez. (2019). *Aspectos regulatorios a considerar en la implementación de la micro generación distribuida residencial fotovoltaica en el mercado eléctrico peruano*. Tesis de Maestria: UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS.
20. Palacios Esteban, D. Y., Rojas Ramírez, R., & Ramirez. (2019). *Aspectos regulatorios a considerar en la implementación de la micro generación distribuida residencial fotovoltaica en el mercado eléctrico peruano*. Tesis de Maestria: Universidad Peruana De Ciencias Aplicadas.
21. Palafox, K. H. (2021). Sustentabilidad y rendición de cuentas en México. *Revista de Ciencias Sociales*, 234-244.
22. Pereira, M. J. (2020). Medidas para la implementación del uso racional y eficiente de la energía. Caso de las energías renovables en Colombia: Estado del Arte, avances y retos. *Revista Jurídica*, 43-72.
23. Perez, L. D. (2019). *Diseño del algoritmo de control de un generador síncrono virtual para sistemas de generación distribuida fotovoltaicos*. Tesis de Ingenieria: Instituto Politécnico Nacional .
24. Sánchez Barboza, L., Vásquez, C., & Viloria Silva, A. (2018). Políticas públicas en el sector Suministro de energía e indicadores energéticos del desarrollo sostenible en Latinoamérica. *Compendium*.
25. Secretaria de Energía. (2016). *Generación Distribuida*. Obtenido de Manual de interconexión de centrales de generación de capacidad menor a 0.5 MW.: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016#gsc.tab=0
26. Secretaria de Energía. (15 de Diciembre de 2016). *Generación Distribuida*. Obtenido de Manual de interconexión de centrales de generación de capacidad menor a 0.5 MW.: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016#gsc.tab=0

27. Secretaría de Energía. (12 de Noviembre de 2018). *Documentos*. Obtenido de Política Pública para promover la Generación Distribuida en México: <https://www.gob.mx/sener/documentos/politica-publica-para-promover-la-generacion-distribuida-en-mexico#:~:text=La%20poli%CC%81tica%20pu%CC%81blica%20tiene%20la,concentracio%C%81n%20de%20Centros%20de%20Carga>
28. Secretaría de Energía. (2018). *Política Pública para promover la Generación Distribuida en México*. <https://www.gob.mx/sener/documentos/politica-publica-para-promover-la-generacion-distribuida-en-mexico#:~:text=La%20poli%CC%81tica%20pu%CC%81blica%20tiene%20la,concentracio%C%81n%20de%20Centros%20de%20Carga>.
29. Sosa-Cabrera, E. (2022). Alternativas bioenergéticas de los residuos sólidos urbanos: panorama en México. *Letras Verdes*, 59-76.
30. Torres-Fragoso, J. (2018). Competitividad y Sustentabilidad de las Ciudades Petroleras de México: Diagnóstico y Retos. *Revista Geográfica de América Central*, 135-154.
31. Vázquez García, V., & Sosa Capistrán, D. M. (2019). Seguridad energética e interseccionalidad de género en Zacatecas, México. *Sociedad y Ambiente*, 131-148.
32. Vega-Garita, V., Blanco-Alfaro, M. I., & Pérez, A. (2023). ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CON ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA PARA CLIENTES CON TARIFA RESIDENCIAL EN COSTA RICA. *Ingeniería. Revista de la Universidad de Costa Rica*, 17-41.
33. Zambrano Duque, Á. A. (2022). *Diseño De Un Emulador De Estrategias Load Shifting Para Un Alimentador Primario De 13,8 kV Para Laboratorio De Distribucion*. Tesis Ingenieria: Escuela Politécnica Nacional.

8 ANEXOS

Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán								
Hora	04BCH-115	04CCC-115	04CLI-115	04CMI-115	04CMR-115	04CSA-115	04CUC-115	04CUD-115
1	0.8364	0.8417	0.8435	0.8423	0.8413	0.8505	0.8424	0.8427
2	0.6351	0.6383	0.6396	0.6390	0.6381	0.6452	0.6390	0.6390
3	0.5511	0.5532	0.5543	0.5540	0.5534	0.5593	0.5539	0.5538
4	0.5232	0.5248	0.5259	0.5257	0.5252	0.5305	0.5256	0.5254
5	0.4855	0.4869	0.4878	0.4878	0.4875	0.4923	0.4877	0.4873
6	0.4839	0.4849	0.4859	0.4859	0.4856	0.4902	0.4857	0.4854
7	0.4712	0.4719	0.4728	0.4730	0.4726	0.4771	0.4728	0.4723
8	0.4463	0.4459	0.4467	0.4473	0.4463	0.4511	0.4469	0.4462
9	0.4126	0.4130	0.4137	0.4142	0.4135	0.4182	0.4139	0.4133
10	0.4085	0.4090	0.4097	0.4103	0.4095	0.4144	0.4098	0.4092
11	0.4222	0.4228	0.4235	0.4242	0.4232	0.4286	0.4235	0.4230
12	0.4427	0.4439	0.4446	0.4453	0.4443	0.4499	0.4445	0.4441
13	0.4623	0.4641	0.4648	0.4655	0.4646	0.4705	0.4647	0.4644
14	0.5130	0.5159	0.5166	0.5172	0.5157	0.5225	0.5162	0.5161
15	0.6069	0.6112	0.6122	0.6124	0.6100	0.6186	0.6114	0.6116
16	0.7652	0.7719	0.7733	0.7729	0.7704	0.7807	0.7719	0.7725
17	0.8660	0.8738	0.8755	0.8748	0.8718	0.8835	0.8739	0.8746
18	1.0505	1.0602	1.0621	1.0610	1.0578	1.0710	1.0600	1.0611
19	1.5238	1.5372	1.5400	1.5383	1.5339	1.5522	1.5372	1.5386
20	1.8581	1.8744	1.8780	1.8751	1.8702	1.8933	1.8749	1.8762
21	1.7971	1.8123	1.8161	1.8127	1.8090	1.8318	1.8132	1.8142
22	1.5392	1.5522	1.5556	1.5525	1.5497	1.5694	1.5530	1.5540
23	1.3104	1.3211	1.3240	1.3213	1.3198	1.3354	1.3217	1.3227
24	1.0436	1.0514	1.0538	1.0518	1.0502	1.0626	1.0521	1.0527

Tabla 12. Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán parte 1.

Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán									
Hora	04CUI-115	04CUN-115	04CUO-115	04CUS-115	04CUT-115	04CUU-115	04EDR-115	04HYA-115	04ISM-115
1	0.8422	0.8412	0.8424	0.8428	0.8397	0.8410	0.8814	0.8392	0.8408
2	0.6387	0.6380	0.6388	0.6392	0.6368	0.6380	0.6681	0.6363	0.6376
3	0.5535	0.5530	0.5536	0.5541	0.5519	0.5532	0.5786	0.5514	0.5526
4	0.5252	0.5248	0.5252	0.5257	0.5237	0.5250	0.5481	0.5232	0.5243
5	0.4872	0.4868	0.4872	0.4877	0.4858	0.4870	0.5084	0.4853	0.4864
6	0.4853	0.4849	0.4852	0.4858	0.4839	0.4851	0.5054	0.4834	0.4845
7	0.4722	0.4720	0.4722	0.4727	0.4709	0.4723	0.4912	0.4705	0.4715
8	0.4461	0.4462	0.4462	0.4466	0.4450	0.4466	0.4638	0.4446	0.4455
9	0.4132	0.4131	0.4132	0.4136	0.4120	0.4135	0.4310	0.4116	0.4125
10	0.4091	0.4090	0.4091	0.4095	0.4079	0.4094	0.4282	0.4075	0.4084
11	0.4228	0.4228	0.4229	0.4232	0.4217	0.4233	0.4437	0.4212	0.4222
12	0.4438	0.4438	0.4440	0.4442	0.4426	0.4443	0.4664	0.4422	0.4433
13	0.4640	0.4640	0.4642	0.4645	0.4628	0.4644	0.4886	0.4623	0.4634
14	0.5157	0.5156	0.5160	0.5161	0.5143	0.5160	0.5429	0.5139	0.5151
15	0.6111	0.6108	0.6114	0.6115	0.6094	0.6110	0.6427	0.6089	0.6103
16	0.7718	0.7711	0.7722	0.7721	0.7695	0.7711	0.8119	0.7690	0.7707
17	0.8737	0.8729	0.8742	0.8742	0.8712	0.8729	0.9183	0.8705	0.8725
18	1.0601	1.0590	1.0607	1.0605	1.0571	1.0589	1.1116	1.0563	1.0586
19	1.5373	1.5356	1.5380	1.5379	1.5330	1.5354	1.6078	1.5317	1.5352
20	1.8751	1.8722	1.8754	1.8757	1.8696	1.8717	1.9605	1.8676	1.8720
21	1.8134	1.8102	1.8134	1.8140	1.8078	1.8096	1.9003	1.8058	1.8101
22	1.5533	1.5506	1.5533	1.5538	1.5483	1.5499	1.6309	1.5468	1.5504
23	1.3219	1.3198	1.3221	1.3224	1.3178	1.3192	1.3882	1.3168	1.3196
24	1.0521	1.0505	1.0523	1.0526	1.0488	1.0501	1.1033	1.0480	1.0502

Tabla 13. Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán parte 2.

Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán									
Hora	04JSP-115	04NTO-115	04QLA-115	04SLA-115	04SPE-115	04TSR-115	04VDC-115	Nodo con mayor PML	Precios máximos
1	0.8421	0.8542	0.8737	0.8464	0.8422	0.8400	0.8410	04EDR-115	0.8814
2	0.6389	0.6480	0.6624	0.6411	0.6390	0.6372	0.6380	04EDR-115	0.6681
3	0.5539	0.5617	0.5738	0.5553	0.5538	0.5524	0.5532	04EDR-115	0.5786
4	0.5256	0.5326	0.5437	0.5266	0.5253	0.5243	0.5250	04EDR-115	0.5481
5	0.4877	0.4941	0.5044	0.4882	0.4873	0.4864	0.4871	04EDR-115	0.5084
6	0.4858	0.4918	0.5016	0.4860	0.4855	0.4845	0.4852	04EDR-115	0.5054
7	0.4728	0.4785	0.4877	0.4726	0.4726	0.4716	0.4723	04EDR-115	0.4912
8	0.4472	0.4524	0.4607	0.4464	0.4472	0.4460	0.4467	04EDR-115	0.4638
9	0.4141	0.4190	0.4278	0.4135	0.4134	0.4128	0.4135	04EDR-115	0.4310
10	0.4101	0.4154	0.4248	0.4097	0.4089	0.4087	0.4093	04EDR-115	0.4282
11	0.4241	0.4297	0.4399	0.4238	0.4231	0.4226	0.4232	04EDR-115	0.4437
12	0.4451	0.4510	0.4622	0.4453	0.4437	0.4435	0.4441	04EDR-115	0.4664
13	0.4653	0.4716	0.4840	0.4659	0.4634	0.4636	0.4642	04EDR-115	0.4886
14	0.5169	0.5236	0.5377	0.5181	0.5155	0.5151	0.5157	04EDR-115	0.5429
15	0.6121	0.6198	0.6366	0.6144	0.6107	0.6100	0.6107	04EDR-115	0.6427
16	0.7725	0.7826	0.8040	0.7768	0.7717	0.7700	0.7707	04EDR-115	0.8119
17	0.8745	0.8857	0.9096	0.8792	0.8727	0.8716	0.8725	04EDR-115	0.9183
18	1.0607	1.0735	1.1013	1.0663	1.0588	1.0574	1.0584	04EDR-115	1.1116
19	1.5378	1.5554	1.5936	1.5452	1.5347	1.5334	1.5348	04EDR-115	1.6078
20	1.8744	1.8969	1.9434	1.8824	1.8713	1.8696	1.8713	04EDR-115	1.9605
21	1.8121	1.8369	1.8830	1.8211	1.8124	1.8077	1.8094	04EDR-115	1.9003
22	1.5521	1.5748	1.6154	1.5611	1.5528	1.5482	1.5498	04EDR-115	1.6309
23	1.3210	1.3409	1.3748	1.3295	1.3238	1.3177	1.3191	04EDR-115	1.3882
24	1.0515	1.0673	1.0931	1.0579	1.0534	1.0489	1.0501	04EDR-115	1.1033

Tabla 14.Promedio anual de los precios de cada nodo de Culiacán parte 3.

Promedio anual de los precios de cada nodo de Guasave										
Hora	04BMO-115	04BRT-115	04GML-115	04GSV-115	04HVF-115	04LVS-115	04SAA-115	04SRF-115	Nodo con mayor PML	Precios máximos
1	0.7536	0.7373	0.7391	0.7358	0.7380	0.7294	0.7409	0.7402	04BMO-115	0.7536
2	0.5788	0.5669	0.5687	0.5653	0.5670	0.5606	0.5698	0.5691	04BMO-115	0.5788
3	0.5076	0.4978	0.4994	0.4958	0.4974	0.4918	0.5004	0.4994	04BMO-115	0.5076
4	0.4839	0.4752	0.4769	0.4731	0.4746	0.4693	0.4777	0.4766	04BMO-115	0.4839
5	0.4469	0.4393	0.4408	0.4368	0.4383	0.4334	0.4415	0.4403	04BMO-115	0.4469
6	0.4485	0.4414	0.4430	0.4390	0.4404	0.4357	0.4436	0.4424	04BMO-115	0.4485
7	0.4368	0.4303	0.4319	0.4278	0.4292	0.4247	0.4324	0.4312	04BMO-115	0.4368
8	0.4207	0.4144	0.4160	0.4122	0.4135	0.4093	0.4164	0.4154	04BMO-115	0.4207
9	0.3911	0.3848	0.3864	0.3825	0.3838	0.3794	0.3868	0.3857	04BMO-115	0.3911
10	0.3836	0.3770	0.3784	0.3745	0.3759	0.3711	0.3790	0.3779	04BMO-115	0.3836
11	0.3953	0.3877	0.3892	0.3858	0.3872	0.3822	0.3899	0.3890	04BMO-115	0.3953
12	0.4144	0.4060	0.4075	0.4044	0.4058	0.4005	0.4084	0.4075	04BMO-115	0.4144
13	0.4296	0.4201	0.4217	0.4188	0.4203	0.4146	0.4227	0.4220	04BMO-115	0.4296
14	0.4783	0.4670	0.4689	0.4663	0.4680	0.4616	0.4701	0.4695	04BMO-115	0.4783
15	0.5656	0.5510	0.5529	0.5510	0.5528	0.5455	0.5546	0.5543	04BMO-115	0.5656
16	0.6900	0.6705	0.6724	0.6711	0.6733	0.6640	0.6747	0.6748	04BMO-115	0.6900
17	0.7747	0.7522	0.7547	0.7535	0.7559	0.7454	0.7573	0.7576	04BMO-115	0.7747
18	0.9154	0.8895	0.8931	0.8923	0.8950	0.8831	0.8962	0.8966	04BMO-115	0.9154
19	1.3305	1.2965	1.3023	1.2998	1.3035	1.2873	1.3062	1.3062	04BMO-115	1.3305
20	1.6618	1.6236	1.6304	1.6247	1.6296	1.6104	1.6346	1.6337	04BMO-115	1.6618
21	1.6301	1.5903	1.5964	1.5925	1.5970	1.5785	1.6007	1.6007	04BMO-115	1.6301
22	1.3916	1.3549	1.3596	1.3572	1.3610	1.3452	1.3636	1.3641	04BMO-115	1.3916
23	1.1192	1.0896	1.0928	1.0914	1.0945	1.0817	1.0961	1.0968	04BMO-115	1.1192
24	0.9083	0.8861	0.8887	0.8863	0.8888	0.8784	0.8911	0.8911	04BMO-115	0.9083

Tabla 15. Promedio anual de los precios de cada nodo de Guasave.

Promedio anual de los precios de cada nodo de Mazatlán										
Hora	04DMA-115	04EPA-115	04LCZ-115	04MAC-115	04MAE-115	04MRN-115	04MTE-115	04MZD-115	04MZD-230	04MZN-115
1	0.9231	1.0406	0.9462	0.9268	0.9444	0.9145	0.9272	0.9318	0.8505	0.9192
2	0.7344	0.8289	0.7459	0.7387	0.7554	0.7257	0.7390	0.7458	0.6603	0.7303
3	0.6558	0.7393	0.6622	0.6602	0.6762	0.6470	0.6604	0.6680	0.5827	0.6517
4	0.6245	0.7030	0.6286	0.6287	0.6449	0.6158	0.6292	0.6373	0.5527	0.6204
5	0.6054	0.6798	0.6078	0.6097	0.6255	0.5968	0.6101	0.6184	0.5346	0.6014
6	0.6025	0.6743	0.6037	0.6069	0.6226	0.5939	0.6072	0.6157	0.5321	0.5985
7	0.6023	0.6713	0.6013	0.6069	0.6229	0.5931	0.6072	0.6164	0.5291	0.5981
8	0.5759	0.6434	0.5693	0.5816	0.5996	0.5653	0.5818	0.5937	0.4889	0.5710
9	0.5311	0.5932	0.5297	0.5364	0.5509	0.5222	0.5357	0.5451	0.4593	0.5268
10	0.5197	0.5851	0.5195	0.5260	0.5407	0.5107	0.5246	0.5346	0.4461	0.5155
11	0.5278	0.5979	0.5293	0.5344	0.5501	0.5189	0.5332	0.5436	0.4512	0.5238
12	0.5394	0.6115	0.5435	0.5451	0.5610	0.5309	0.5446	0.5541	0.4639	0.5357
13	0.5594	0.6340	0.5653	0.5648	0.5807	0.5509	0.5645	0.5735	0.4845	0.5558
14	0.6015	0.6783	0.6118	0.6062	0.6211	0.5935	0.6059	0.6134	0.5331	0.5983
15	0.6870	0.7714	0.7059	0.6903	0.7048	0.6801	0.6905	0.6958	0.6260	0.6841
16	0.8534	0.9572	0.8825	0.8563	0.8713	0.8464	0.8563	0.8597	0.7913	0.8504
17	0.9586	1.0745	0.9919	0.9614	0.9774	0.9511	0.9613	0.9643	0.8930	0.9554
18	1.1624	1.2918	1.2048	1.1643	1.1796	1.1547	1.1637	1.1644	1.1007	1.1588
19	1.6755	1.8517	1.7364	1.6782	1.6981	1.6651	1.6770	1.6776	1.5938	1.6702
20	2.0136	2.2241	2.0917	2.0153	2.0366	2.0053	2.0146	2.0118	1.9380	2.0090
21	1.9435	2.1576	2.0248	1.9449	1.9663	1.9371	1.9451	1.9412	1.8744	1.9400
22	1.6792	1.8739	1.7514	1.6806	1.7004	1.6727	1.6807	1.6778	1.6144	1.6755
23	1.4132	1.5867	1.4723	1.4152	1.4343	1.4060	1.4158	1.4144	1.3471	1.4099
24	1.1408	1.2841	1.1800	1.1436	1.1619	1.1330	1.1443	1.1459	1.0721	1.1373

Tabla 16. Promedio anual de los precios de cada nodo de Mazatlán parte 1.

Promedio anual de los precios de cada nodo de Mazatlán									
Hora	04MZO-115	04MZU-115	04PXT-115	04ROS-115	04SVU-115	04TEA-115	04VND-115	Nodo con mayor PML	Precios máximos
1	0.9252	0.9306	0.9409	1.0203	0.9442	1.0436	0.9090	04TEA-115	1.0436
2	0.7368	0.7439	0.7416	0.8133	0.7553	0.8311	0.7202	04TEA-115	0.8311
3	0.6582	0.6658	0.6585	0.7259	0.6761	0.7413	0.6416	04TEA-115	0.7413
4	0.6270	0.6351	0.6252	0.6906	0.6448	0.7048	0.6106	04TEA-115	0.7048
5	0.6079	0.6161	0.6046	0.6682	0.6254	0.6815	0.5917	04TEA-115	0.6815
6	0.6050	0.6134	0.6007	0.6633	0.6224	0.6760	0.5888	04TEA-115	0.6760
7	0.6049	0.6139	0.5984	0.6611	0.6228	0.6729	0.5878	04TEA-115	0.6729
8	0.5790	0.5902	0.5666	0.6342	0.5994	0.6447	0.5591	04TEA-115	0.6447
9	0.5335	0.5426	0.5270	0.5844	0.5508	0.5945	0.5170	04TEA-115	0.5945
10	0.5223	0.5320	0.5167	0.5758	0.5405	0.5866	0.5054	04TEA-115	0.5866
11	0.5309	0.5410	0.5262	0.5878	0.5499	0.5996	0.5133	04TEA-115	0.5996
12	0.5424	0.5516	0.5402	0.6008	0.5608	0.6132	0.5254	04TEA-115	0.6132
13	0.5624	0.5711	0.5617	0.6228	0.5805	0.6357	0.5452	04TEA-115	0.6357
14	0.6041	0.6115	0.6079	0.6664	0.6209	0.6801	0.5884	04TEA-115	0.6801
15	0.6890	0.6945	0.7013	0.7575	0.7046	0.7735	0.6755	04TEA-115	0.7735
16	0.8550	0.8589	0.8766	0.9394	0.8710	0.9598	0.8416	04TEA-115	0.9598
17	0.9601	0.9637	0.9851	1.0544	0.9771	1.0774	0.9459	04TEA-115	1.0774
18	1.1628	1.1648	1.1961	1.2687	1.1792	1.2949	1.1496	04TEA-115	1.2949
19	1.6757	1.6784	1.7236	1.8199	1.6977	1.8560	1.6588	04TEA-115	1.8560
20	2.0137	2.0137	2.0775	2.1848	2.0361	2.2298	1.9989	04TEA-115	2.2298
21	1.9440	1.9431	2.0113	2.1175	1.9659	2.1637	1.9310	04TEA-115	2.1637
22	1.6796	1.6794	1.7392	1.8375	1.7001	1.8793	1.6671	04TEA-115	1.8793
23	1.4143	1.4153	1.4619	1.5546	1.4341	1.5914	1.4007	04TEA-115	1.5914
24	1.1425	1.1457	1.1725	1.2584	1.1617	1.2878	1.1277	04TEA-115	1.2878

Tabla 17. Promedio anual de los precios de cada nodo de Mazatlán parte 2.