



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE MAESTRIA Y DOCTORADO EN INGENIERIA
ENERGIA - SOLAR FOTOVOLTAICA**

**Estudio del potencial técnico – económico de los Sistemas Fotovoltaicos
bajo los esquemas de Generación Distribuida en el sector Industrial**

TESIS:

PARA OPTAR POR EL GRADO DE
MAESTRO DE INGENIERIA EN ENERGIA

PRESENTA:

NAIRO RUPERTO LEON RODRIGUEZ

TUTOR PRINCIPAL:

DC. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ
INSTITUTO DE ENERGIA RENOVABLES (IER) - UNAM

CIUDAD MÉXICO, MÉXICO

JULIO DE 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Islas Samperio Jorge Marcial

Secretario: Dr. Gamboa Sánchez Sergio Alberto

1er. Vocal: Dr. Sánchez Juárez Aarón

2do. Vocal: Dr. Manzini Poli Fabio

3er. Vocal: Dr. Santoyo Castelazo Edgar

Temixco, Morelos, 2019

TUTOR DE TESIS:

DC. AARÓN SANCHEZ JUAREZ

Dedicatoria

A mi familia en el cielo y en la tierra.

La preocupación por el hombre y su destino siempre debe ser el interés primordial de todo esfuerzo técnico. Nunca olvides esto entre tus diagramas y ecuaciones.

Albert Einstein

Agradecimientos

Agradezco al pueblo de México, su gastronomía, sus paisajes y su gente.

A Aarón Sánchez por su orientación, amabilidad y confianza en mí, y por poner siempre su vasto conocimiento al servicio de los demás.

A Karla Cedano, quien siempre me brindó su apoyo en momentos difíciles, oportunidades de crear, espacios para aprender y retos para resolver; siempre una mano amiga y un valioso soporte en cada escalón de este difícil viaje.

A todos mis profesores y la generación de amigos quienes me acompañaron en este fantástico camino por la energía renovable.

A Miguel Robles, Antonio del Río, Manuel Martínez, Fabio Poli, Alberto Bravo, Miguel Morales, Jorge Islas, Isaac Pilatowski, Sergio Cuevas, Sergio Gamboa, Juan Carlos Castro, Carlos Rábago, Norma Becerril, Edgar Santoyo, Jorge Tenorio, Rodiberto Peña, Rocío Santos, José Ortega, Javier Romero... por su apoyo de alguna manera.

A la comunidad del IER por su calidad humana y competitividad deportiva, y a la UNAM por brindarme la oportunidad de pertenecer a una prestigiosa academia.

Al CeMIE Sol por ser una puerta al conocimiento y al trabajo en equipo.

A CONACYT – SENER por el apoyo económico tan importante en la beca de Sustentabilidad Energética.

Resumen

Se presenta un análisis de la viabilidad de los *Sistemas Fotovoltaicos* (SFV) bajo los esquemas de contraprestación de *Generación Distribuida* (GD) menor a 0.5MW en México: *Medición Neta*, *Facturación Neta*, *Venta Total*, para la tarifa *Gran Demanda Media Tensión Horaria* (GDMTH) del sector industrial. El análisis tiene en cuenta el incremento tendencial de la tarifa para el cobro de electricidad, así como del análisis de los *Precios Marginales Locales* (PMLs) para todas las divisiones tarifarias del *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN). Se presenta el potencial de los SFV bajo estos esquemas en 30 ciudades capitales de los estados de la república mexicana incluyendo 2 ciudades del Valle de México que tienen su división tarifaria con el mismo nombre. Los datos de entrada son ingresados al software de evaluación de proyectos *System Advisor Model* (SAM) del *Laboratorio Nacional de Energía Renovable* (NREL). Se realiza una caracterización del sector industrial mexicano y sus tendencias de consumo de electricidad para identificar el tipo de industria y su ubicación geográfica con el fin de determinar los nichos de mercado de los SFV. Se analiza y desglosa la facturación de la tarifa GDMTH en cada uno de los componentes de la ecuación tarifaria desde Generación hasta Distribución. Se toman datos reales de facturación como referencia de esta tarifa para 2018, a partir de los consumos reales del *Instituto de Energías Renovables* (IER) de la UNAM. La tarifa horaria y el PML se ingresan al sistema SAM para cada división tarifaria teniendo en cuenta el recurso solar disponible en cada ciudad y a partir de datos históricos agrupados. Los costos de los SFV se analizan a partir de los estudios de mercado de NREL de 2018 para SFV comerciales aplicados al contexto nacional. Los indicadores para realizar el análisis son las variables usadas en la economía de la energía y la ingeniería económica en la evaluación de proyectos: Valor Presente Neto (VPN), tiempo de recuperación de la inversión (Payback), Costo Nivelado de la Energía (LCOE), Tasa interna de Retorno (TIR) y relación Beneficio Costo (B/C). Los resultados muestran que los SFV son viables bajo todos los esquemas de contraprestación siempre y cuando se cuente con un incentivo fiscal de reducción del impuesto sobre la renta (ISR) aplicado a proyectos de generación de energía limpia. Todas las ciudades presentan mayor o menor potencial debido principalmente a cuatro factores: capacidad instalada, recurso solar, precio de la tarifa de energía dependiendo de la ubicación y valor del PML calculado para un horario diurno de disponibilidad de recurso solar.

Palabras clave: Energía Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Generación Distribuida, Electricidad, Tarifas Industriales.

Abstract

Mexico has a distributed generation (DG) program that allows generating electricity through renewable resources, less than an installed capacity of 0.5MW. This document presents an analysis of the potential of photovoltaic systems (PV) based on 3 schemes: *Net Metering*, *Net Billing* and *Total Sale* for the industrial tariff in medium tension ($1\text{kV} < \text{Voltage} < 35\text{kV}$). This type of rate is named (GDMTH Gran Demanda Media Tensión Horaria - *Great Demand Medium Hourly Tension*) and it is applied to the entire country. The analysis considers the increase in the tariff for electricity consumption, as well as the analysis of *Local Marginal Prices* (PML) for all tariff divisions of the *National Electric System* (SEN). The potential of PV is analyzed in 30 capital cities of Mexico including 2 cities in the Mexico's Valley that have their tariff division with the same name. The input data is entered into the project evaluation software named *System Advisor Model* (SAM) of the *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). The Mexican Industrial Sector is characterized by type of activity and geographic location to identify the consumption trends, to find the niche markets of the PV. The billing of the GDMTH tariff is analyzed and broken down into each of the components of the tariff equation from Generation to Distribution, based on real consumption data from the *Renewable Energy Institute* (IER – UNAM). The hourly rate and the PML are entered into the SAM system for each tariff division, according to the solar resource available in each city and from grouped data. The costs of the PV are analyzed from the NREL market studies of 2018 for commercial PV applied to the national context in Mexico. The indicators to perform the analysis are the variables used in Energy Economics and Engineering Economic in project evaluation: *Net Present Value* (NPV), time of recovery of the investment (Payback), *Levelized Cost of Energy* (LCOE), *Internal Rate of Return* (IRR) and *Benefit Cost Ratio* (B/C). The results show that PV are viable under all payment schemes with or without a government incentive to reduce the rent tax (ISR) applied to clean energy generation projects. Majority of cities have great potential due mainly these factors: *i*) geographical (solar resource, tariff and of PML), *ii*) regulatory (a type of contract, government incentives, and financing), *iii*) technical - economic (installed capacity and system costs)

Keywords: Solar Energy, Solar Distributed Generation, Industrial Tariffs, Local Marginal Prices, Photovoltaics

Contenido

	Pág.
Contenido	IX
Lista de Figuras	XII
Lista de Tablas	XIV
Lista de Abreviaturas	XVI
Introducción	1
1. Elementos Regulatorios	3
1.1. Energías renovables y Generación eléctrica.....	3
1.2. Energías Renovables en México	4
1.3. La Energía Fotovoltaica	6
1.4. La Electricidad en México	7
1.5. Aspectos Regulatorios.....	10
1.6. Estructura tarifaria de la electricidad	14
1.7. Tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH).	21
1.8. Análisis de la Tarifa GDMTH.....	23
1.9. Análisis de la facturación en GDMTH.....	27
1.10. La Generación Distribuida	34
1.10.1. Importancia de la GD	37
1.10.2. Esquemas de Interconexión.....	39
1.10.3. Esquemas de Contraprestación	40
1.10.4. Esquemas de Contratación en GD Colectiva	42
1.10.5. Precios Marginales Locales (PMLs)	44
1.10.6. Análisis de los Precios Marginales	47
1.10.7. Nodos de Precios (NodosP)	50
1.10.8. Integración a la red general de distribución RGD	52
1.10.9. Productos Asociados	52
2. Elementos Técnicos	57
2.1. Recurso Solar en México	57
2.2. Radiación Solar	58
2.2.1. Espectro de la Radiación Solar	60
2.3. Geometría Solar	62

2.4.	Hora Oficial Mexicana.....	64
2.5.	Sistemas Fotovoltaicos SFV	66
2.5.1.	El Efecto Fotovoltaico	66
2.5.2.	Aspectos Eléctricos	67
2.5.3.	Rendimiento Térmico por efecto de la temperatura.....	69
2.5.4.	Dimensionamiento	71
3.	Elementos Económicos	73
3.1.	Valor Presente Neto (Net Present Value - VPN)	73
3.2.	Tasa Interna de Rendimiento (TIR)	74
3.3.	Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR).....	74
3.4.	Periodo de Recuperación (<i>Payback</i>)	75
3.5.	Relación Beneficio - Costo	75
3.6.	Costo Nivelado de Energía (LCOE)	76
3.7.	Otros elementos Económicos	76
3.7.1.	Depreciación	76
3.7.2.	Aranceles.....	77
3.7.3.	Inflación y Tasas de Descuento	77
3.7.4.	Fomento y Financiamiento.....	78
3.7.5.	Impuesto sobre la renta (ISR)	79
4.	Metodología	81
4.1.	Datos de entrada para el modelo del SFV	84
4.2.	Ingreso de la Tarifa GDMTH al sistema.....	91
5.	Resultados.....	93
5.1.	Caracterización del sector Industrial.....	93
5.2.	Consumo de Energía y Electricidad Industrial.....	96
5.3.	Potencial de las Tarifas Industriales.....	99
5.4.	Resultados de los modelos en Generación Distribuida	102
	Resultados en <i>Net Metering</i>	103
	Resultados en <i>Net Billing</i>	104
	Resultados en Venta Total	105
5.5.	Análisis de Sensibilidad.....	107
6.	Conclusiones y Recomendaciones.....	113
	Bibliografía	117
	Anexos	121
	Anexo A. Tablas.	121
	Anexo B. Modelos de Conexión con CC. <i>Net Metering</i>	124
	Anexo C. Modelos de Conexión con CC. <i>Net Billing</i>	125
	Anexo D. Modelos de Conexión sin CC. Venta Total.....	126
	Anexo E. Información solar por capitales.....	127
	Anexo F. Gráficas mensuales de PML's.....	129
	Anexo G. Comparativa de PML y Tarifa Horaria por División Tarifaria.....	131
	Anexo H. Tablas de PML's.	132
	Anexo I. Factura de Energía CFE en GDMTH.....	134
	Anexo J. Resultados de la geometría solar.	135
	Anexo K. Resultados de usuarios y consumos en las tarifas GDMTH y GDMTO.	136
	Anexo L. Estimación de la Demanda para las variables de control.....	138

Anexo M. Tablas de Resultados de Generación Distribuida 100kW.....	139
Anexo N. Resultados para adiciones de capacidad en <i>Net Billing</i> para SFV de 100kW.	142

Lista de Figuras

Figura 1. Generación de electricidad con fuentes renovables en México [GWh].....	5
Figura 2. Consumo de Electricidad total y per cápita.	7
Figura 3. Número de usuarios de energía eléctrica por sector a 2016.	8
Figura 4. Ventas totales de energía eléctrica por sector.....	9
Figura 5. Marco legal de la Transición Energética en México.	11
Figura 6. Esquema general del suministro eléctrico.	15
Figura 7. Cargos Fijos y Variables para las 12 divisiones tarifaria.....	19
Figura 8. Mapa de Divisiones Tarifarias con número de NodosP.	20
Figura 9. Precio mensual de la componente variable de energía por carga horaria Intermedia para la tarifa GDMTH en 2018 y Q1 2019 por división tarifaria.	23
Figura 10. Precio promedio nacional para las 3 componentes horarias de la tarifa GDMTH.	24
Figura 11. Promedio de la componente de Capacidad en [\$/kW] al mes entre 2018 y Q1 2019.....	25
Figura 12. Componente del cargo Fijo para la tarifa GDMTH por división. [\$].....	26
Figura 13. Número de Usuarios y Consumo para las Tarifas de electricidad de CFE.	26
Figura 14. Periodos Horarios Tarifarios en Horas Sol	30
Figura 15. Hoja de cálculo para determinación de cargos en GDMTH.....	32
Figura 16. Perdidas en Distribución de energía eléctrica en algunos países.....	37
Figura 17. Esquemas de Contraprestación en GD.	42
Figura 18. Número de Contratos por rango de capacidad en [kW].....	44
Figura 19. Mapa de PMLs por Zona de Carga [\$/MWh] - Anual 2016.....	46
Figura 20. PML's del SIN según División Tarifaria para enero 1 a 15 de 2019.	47
Figura 21. Precios Marginales Locales promedio mensual para 2018 por división tarifaria.	48
Figura 22. PML Solar promedio Nacional mensual de 2016 a 2019.	49
Figura 23. Procedimiento para recibir un CEL.	53
Figura 24. Tipos de Radiación.	59
Figura 25. Irradiación Solar Horizontal (GHI) México.	59
Figura 26. Radiación Solar Directa (DNI) México.....	60
Figura 27. Radiación Solar para diferentes longitudes de onda.....	61
Figura 28. Medición de la Irradiancia y Temperatura.....	61
Figura 29. Relaciones de los ángulos Tierra - Sol.	62
Figura 30. Relación de orientación Módulo – Sol.	63

Figura 31. Parámetros Eléctricos de una celda solar.....	68
Figura 32. Efecto de la Temperatura en los parámetros eléctricos.	70
Figura 33. Esquema metodológico de la investigación.....	82
Figura 34. Proporción de costos estimados para SFV instalados (llave en mano) para 2018.....	83
Figura 35. Ingreso de la tarifa de energía y PML horario en el sistema	91
Figura 36. Concentración del número de UE por entidad federativa y su participación en el PIB..	95
Figura 37. Concentración de las unidades económicas en México.....	95
Figura 38. Numero de UE por actividad y participación del total nacional.....	96
Figura 39. Variación anual del consumo de Energía y Electricidad en la Industria (PJ).....	97
Figura 40. Consumo de energía en el sector industrial.	97
Figura 41. Consumo de Energía por Industria y Porcentaje de uso de Electricidad.	98
Figura 42. Precios Medios de las tarifas industriales en media tensión de 2002 a 2017.....	99
Figura 43. Número de usuarios y Consumo de Energía en las Tarifas HM y OM.	100
Figura 44. Número de Usuarios y Consumo en TWh por Estado para 2018.	101
Figura 45. Resultados de GD para el SFV de referencia del IER.	108
Figura 46. Análisis de Sensibilidad del incentivo fiscal para <i>Net Metering</i>	109
Figura 47. Análisis de sensibilidad para la capacidad instalada.	109
Figura 48. Resultados de adiciones de capacidad para <i>Net Billing</i> . SFV de 100kW.	111
Figura 49. Modelos de conexión para <i>Net Metering</i>	124
Figura 50. Modelos de Conexión para <i>Net Billing</i>	125
Figura 51. Modelo de Conexión para Venta Total.....	126
Figura 52. PML's promedio horario mensual para 2018 por división tarifaria.	129
Figura 53. PML Solar promedio vs Tarifa Horaria. Promedio 2018. [\$/kWh].....	131
Figura 54. Factura de Energía Eléctrica en GDMTH.....	134
Figura 55. Horas de amanecer y atardecer basados en Geometría Solar.	135
Figura 56. Número de usuarios por estado en las tarifas industriales de media tensión a 2018. ...	136
Figura 57. Consumo de Electricidad a 2018, por Estado y Tarifa Industrial en [TWh]	137
Figura 58. Demanda medida y estimada en [kW] para Junio 2018.	138

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Estructura del Sector Energético en México.....	10
Tabla 2. Leyes, programas y estrategias de la Industria Energética en México.	11
Tabla 3. Categorías Tarifarias de la electricidad.....	18
Tabla 4. Tarifas para el Sector Industrial.	21
Tabla 5. Estudio de caso de penalización por capacidad. Oaxaca. División Sureste 2018.	33
Tabla 6. Ventajas y Desventajas de la Generación Distribuida.	36
Tabla 7. Importancia de la Generación Distribuida.	37
Tabla 8. Clasificación de Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW.	38
Tabla 9. Esquemas de interconexión de centrales eléctricas menores a 0.5MW.	39
Tabla 10. Descripción de los elementos de interconexión.	39
Tabla 11. Datos de PML Solar Promedio Nacional de 2016 a 2019.	50
Tabla 12. Numero de NodosP por División y Nivel de Tensión en kV.....	51
Tabla 13. Capacidad de integración de la CE de GD al circuito. (IER-UNAM).....	52
Tabla 14. Conceptos asociados al recurso solar.....	58
Tabla 15. Ángulos en la geometría solar.....	64
Tabla 16. Zonas horarias de México para invierno y verano.	65
Tabla 17. Días promedio recomendados para cada mes.	66
Tabla 18. Tabla de Coeficientes por Temperatura.	70
Tabla 19. Esquemas específicos de financiamiento para SFV a 2019.	79
Tabla 20. Clasificación de las empresas según tamaño	94
Tabla 21. Consumo, Usuarios e Intensidad en la tarifa GDMTH por estado.	101
Tabla 22. Inputs y Resultados de los esquemas de contraprestación para el IER.....	107
Tabla 23. Capacidades adicionales para Venta de excedentes en <i>Net Billing</i>	110
Tabla 24. Recurso Solar y Temperatura media anual por Capital.	121
Tabla 25. Rendimiento Térmico para diferentes tecnologías FV.	122
Tabla 26. Zonas de Carga por División Tarifaria	123
Tabla 27. Número de horas de sol promedio diario mensual por capital.....	127
Tabla 28. Precios Marginales promedio mensuales para 2017 y 2018 por división tarifaria.	132

Tabla 29. Resultados de <i>Net Metering</i> para SFV de 100kW en GD.....	139
Tabla 30. Resultados de <i>Net Billing</i> para SFV de 100kW en GD.....	140
Tabla 31. Resultados de Venta Total para SFV de 100kW en GD.	141

Lista de Abreviaturas

Abreviatura	Término
B/C	Relación Beneficio / Costo
BCA	Baja California
BCS	Baja California Sur
BIPV	Building Integrated Photovoltaic
CELS	Certificados de Energías Limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFE-SSB	CFE Suministrador de Servicios Básicos
CNM	Centro Nacional de Metrología
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía
CPV	Concentrating Photovoltaics
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CSP	Concentrating Solar Power
DOF	Diario Oficial de la Federación
DPV	Distributed Photovoltaics
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
IEA	International Energy Agency
IER	Instituto de Energías Renovables
INEEL	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía
INEL	Inventario Nacional de Energías Limpias
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Costo Nivelado de la Energía
LGCC	Ley General de Cambio Climático
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
MDA	Mercado de Día en Adelanto
mmdp	Miles de millones de pesos
NOM	Norma Oficial Mexicana

Abreviatura	Término
NREL	National Renewable Energy Laboratory
PAYBACK	Periodo de Recuperación
PMLs	Precio Marginal Local
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional
PRONASE	Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía
PV	Photovoltaics
SAM	System Advisor Model
SCIAN	Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte
SE	Secretaría de Economía
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SFV	Sistema Fotovoltaico
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIEM	Sistema de Información Empresarial Mexicano
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SNM	Servicio Meteorológico Nacional
TFSB	Tarifa Final de Suministro Básico
TFV	Tecnología Fotovoltaica
TIR	Tasa Interna de Retorno
TMCA	Tasa media de crecimiento anual
TPES	Total Primary Energy Supply
UE	Unidad Económica
NM	<i>Net Metering</i> : Medición Neta
NB	<i>Net Billing</i> : Facturación Neta
VT	Venta Total: Buy/Sell All

Introducción

El mundo está entrando a una transición energética, en donde se debe ir disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles, aprovechando los recursos renovables de una manera sostenible. La Energía Solar fotovoltaica tiene la mayor proyección de crecimiento en cuanto a energías limpias, y según los expertos, está entrando a una nueva era. Durante los próximos cinco años, tendrá la mayor incorporación de capacidad instalada para las renovables, muy por encima de la eólica y la hidroeléctrica, lo que marca un punto de inflexión y permite pronósticos muy optimistas. Esta tendencia está impulsada por las continuas reducciones en el costo de la tecnología, las mejoras en los componentes y una dinámica de mercado sin precedentes.

En los últimos años, la energía solar fotovoltaica ha superado a sus similares fósiles (carbón, gas, petróleo) en cuanto a costos de generación de electricidad (20.57 US\$/MW en 2017) según las últimas subastas de energía en el país. Hoy en día, y aunque aún se requieren esquemas de financiamiento a largo plazo que permitan hacerla más asequible a la mayoría de los usuarios, los costos de producción de los equipos permiten migrar a esquemas de generación distintos a los convencionales, e impulsan cambios políticos a nivel global debido a la necesidad de acceso a la electricidad, siendo un elemento esencial en la competitividad de los países.

La importancia de la tecnología fotovoltaica radica en la disponibilidad del uso del recurso solar, siendo el más abundante dentro de todas las fósiles y renovables combinadas, pero es el menos aprovechado. Su potencial de aplicación a nivel industrial y bajo los nuevos esquemas de Generación Distribuida permiten evidenciar un uso extensivo para su aprovechamiento, en la medida que continúen bajando sus costos de producción y lo permita la regulación.

La justificación de estudiar el potencial del sector industrial bajo los esquemas de generación distribuida con energía fotovoltaica obedece a varias razones: *i)* el cambio en los modelos de generación eléctrica en el mundo en donde una de las corrientes de la transición energética está descentralizando la generación migrando a un modelo distribuido, *ii)* el recurso solar en México es de alta calidad y los recursos posibles son los más altos de todas las tecnologías renovables y fósiles juntas dejando una oportunidad para los SFV *iii)* los costos de producción de la tecnología fotovoltaica disminuyen cada año, en donde la banca privada y pública, debido a los vigentes esquemas de contraprestación se hace interesante financieramente a un sector desconocido para los bancos y los usuarios permitiendo la creación de nuevos modelos de negocio *iv)* el sector industrial

tiene pocos usuarios comparados con los residenciales, pero su consumo es hasta 10 veces mayor, por lo tanto, el potencial por intensidad de consumo para la TFV se hace muy atractivo.

Para evaluar el potencial y viabilidad de la TFV, se utilizan los indicadores económicos de mayor relevancia en el contexto del análisis de proyectos energéticos utilizando elementos de la economía de la energía y la ingeniería económica: Tasa Interna de Retorno (TIR), Tiempo de Recuperación (Payback), Valor Presente Neto (VPN), Costo – Beneficio (C/B). Para comparar los costos de generación del SFV, con la generación eléctrica de la red, se analiza el costo de generación del proyecto fotovoltaico a través del Costo Nivelado de la Energía (LCOE)

Las zonas a evaluar el potencial de los esquemas de generación distribuida son capitales seleccionadas del territorio mexicano, teniendo en cuenta su pertenencia a la división tarifaria de la Comisión Federal de Electricidad CFE como suministrador de servicios básicos (CFE-SSB), y del potencial de producción industrial bajo las tarifas industriales horarias.

Adicionalmente se muestra un análisis completo de la tarifa en estudio GDMTH, los componentes de la facturación, y la incidencia en la misma al instalar un sistema fotovoltaico interconectado a la red; además de analizar los Precios Marginales Locales (PMLs) para cada división tarifaria.

El objetivo principal del estudio abarca el estudio del potencial técnico económico de los sistemas fotovoltaicos en la tarifa industrial GDMTH (Gran demanda Media Tensión Horaria) bajos los esquemas de generación distribuida (*Net Metering, Net Billing, Venta Total*) en sistemas de generación menores a 0.5 MW.

Asimismo, como objetivos específicos se enumeran *i)* identificar las zonas del país con la mayor demanda de potencia, y determinar el recurso energético solar respectivo, *ii)* determinar la factibilidad de los sistemas fotovoltaicos para el sector industrial en zonas potenciales de la República Mexicana, *iii)* identificar las variables más influyentes en la evaluación económica para los sistemas distribuidos menores de 500kW mediante un análisis de sensibilidad.

Para el desarrollo del estudio económico y para el análisis de sensibilidad, se utiliza el sistema paramétrico de la herramienta SAM (*System Advisor Model*) del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (*National Renewable Energy Laboratory - NREL*).

Capítulo 1

1. Elementos Regulatorios

1.1. Energías renovables y Generación eléctrica.

La energía en cualquiera de sus formas es indispensable para el crecimiento económico y el desarrollo de un país, sin embargo, su transformación mediante recursos energéticos fósiles es la principal causa de emisiones de Gases Efecto Invernadero (GEI) que ha conllevado al calentamiento global. No obstante, tener acceso a la energía propia es vital para garantizar la seguridad energética, siendo un elemento muy marcado en aquellos países en vías de desarrollo. Todo esto ha resultado en el denominado “Trilema Energético” (*Energy Trilemma*), un concepto adoptado por el Consejo Mundial de Energía (*World Energy Council – WEC*) para estudiar la creciente y constante demanda energética, en donde se establece un triángulo imposible de resolver, ya que reducir las emisiones de gases efecto invernadero es factible, pero a largo plazo y requiere de una inversión significativa en un momento en que se debe responder a los desafíos de la escasez de combustible, y en donde los costos energéticos competitivos son más importantes que nunca. A medida que la población crece, y que la sociedad es más desarrollada, se consume una mayor cantidad de energía y generalmente no se hace de manera eficiente, lo que genera otra situación por resolver.

La primera crisis del petróleo de 1973 causado por el embargo de la OPEP a los países de primer mundo en Norteamérica y Europa, marcó el inicio de una nueva era energética y fue quizás el primer y principal evento que permitió la investigación y desarrollo de las energías renovables al ver el mundo su dependencia sobre este recurso. La idea del agotamiento de los recursos fósiles ya estaba presente por esa época y fue divulgada en uno de los primeros informes interdisciplinarios que vinculaban la energía, los recursos, el medio ambiente y la economía del mundo. El informe, denominado “*los límites del crecimiento*” realizado por el *Instituto Tecnológico de Massachussets*

(MIT) poco antes de la primera crisis, en donde se concluye que, si se mantiene el actual incremento de la población mundial, la industrialización, la contaminación, la producción de alimentos y la explotación de los recursos naturales, la tierra alcanzará los límites absolutos de crecimiento en los próximos 100 años contados desde la divulgación del informe.

A partir de entonces las Energías Renovables (ER)¹ han tenido un crecimiento lento pero constante y aunque tienen un bajo porcentaje de participación en la matriz energética actual, hacia esa época era casi impensado su desarrollo, pero desde hace varios años es una realidad con proyecciones muy favorables.

Según la *Agencia Internacional de las Energías Renovables* (IRENA) la capacidad instalada² global de energías renovables ha experimentado un crecimiento sostenido en los últimos años. Desde el comienzo de la década, ha estado aumentando constantemente de 8-9% anual, que es más del doble del crecimiento promedio de las fuentes no renovables. Solo en 2017, se instalaron 167 GW adicionales de capacidad renovable a nivel mundial. Eso es suficiente para impulsar a un país del tamaño de Brasil. (IRENA, 2018). Desde 1990, las fuentes de energía renovable han crecido a una tasa promedio anual del 2%, que es ligeramente más alta que la tasa de crecimiento del suministro total de energía primaria (TPES) mundial, 1.7%. El crecimiento ha sido especialmente alto para la energía solar fotovoltaica y eólica, que crecieron a tasas anuales promedio de 37.3% y 23.6%, respectivamente, desde bases muy bajas en 1990. (IEA, 2018b, p. 7)

Igualmente, la (IEA, 2017) indica los tres factores principales que contribuyeron a esta impresionante historia de éxito. En primer lugar, un sólido respaldo de la política gubernamental que inicialmente comenzó en Europa, creando un mercado que permitió que la industria de las energías renovables creciera en todo el mundo. En segundo lugar, la industria cumplió su promesa de ir mejorando continuamente su tecnología al tiempo de ir reduciendo los costos. En tercer lugar, la llegada de economías emergentes gigantescas como China que impulsó economías de escala.

1.2. Energías Renovables en México

Según (IRENA - SENER, 2015), México tiene una amplia y diversa base de recursos de energía renovable. Con la combinación adecuada de políticas, el país podría atraer inversiones a gran escala para diversificar su suministro de energía, y tiene el potencial de aumentar la participación de las energías renovables modernas en el consumo total de energía final de 4.4% en 2010 (año base del estudio) a 21% para 2030; esto reduciría las emisiones de gases de efecto invernadero y podría

¹ Según la IRENA, uno de los organismos intergubernamentales más importantes sobre la promoción de este sector a nivel mundial, establece por convención 6 principales energías renovables: Bioenergía, Geotérmica, Hidroeléctrica, Oceánica, Solar, y Eólica. Esta clasificación obedece específicamente a su fuente de origen o tipo de recurso aprovechable (agua, viento, sol, vapor, biomasa) y de las cuales se desprenden otras más específicas dependiendo de su uso final. Las energías consideradas como no renovables, convencionales o fósiles provienen del -petróleo, gas y carbón-, y su uso está directamente relacionado con el proceso de combustión para la generación de energía eléctrica o térmica.

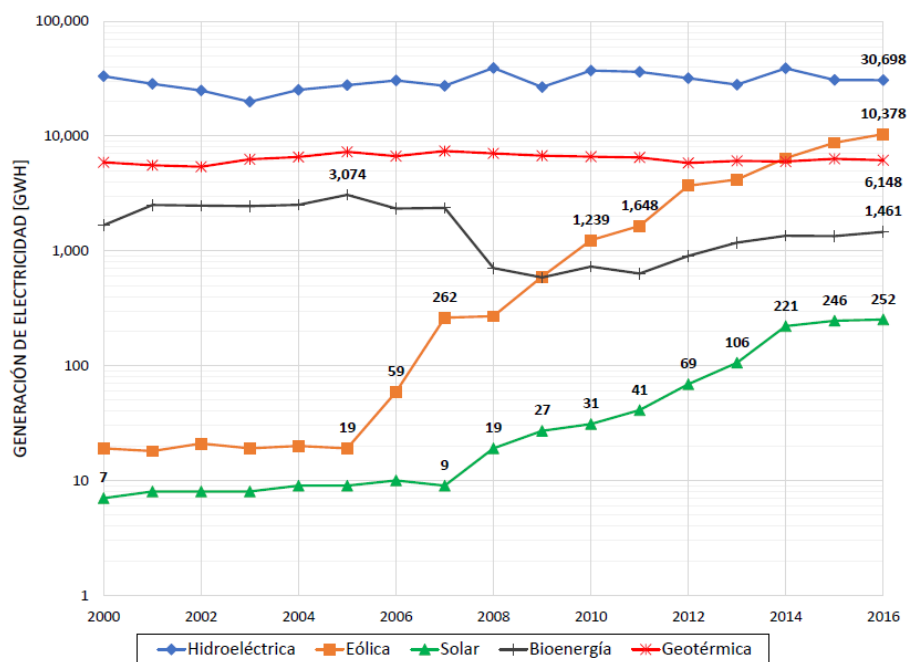
² La capacidad de generación de energía renovable se mide como la capacidad neta máxima de generación de plantas de energía y otras instalaciones que utilizan fuentes de energía renovables para producir electricidad.

generar ahorros netos de 1,6 mil millones USD anuales en costos del sistema eléctrico nacional (SEN). Con los beneficios que ocasionaría la reducción de dióxido de carbono (CO₂) tomando en cuenta las emisiones, la reducción de daños a la salud y el ahorro podría ser diez veces mayor.

Las energías renovables en México para 2016, incluyendo la energía hidroeléctrica, representan el 8.4% del total de la producción de energía en el país. Según el *Informe Nacional de Energía* (SENER, 2016), los mayores incrementos se presentaron en la energía eólica con un aumento del 18.7% respecto al año anterior, pasando de 31.48 PJ a 37.36 PJ, provocado por el aumento de 26.1% en la capacidad de operación de las centrales eléctricas de autogeneración. Igualmente, la producción de energía solar se incrementó 10.2%, derivado del mayor aprovechamiento de este recurso en la *Generación Distribuida (GD)*.

México es uno de los pocos países del mundo que ha traducido sus ambiciones de energía limpia en ley (*Ley de Transición Energética 2015*), con el objetivo de obtener generación eléctrica de 35% a partir de energía limpia para 2024. Según la perspectiva energética de México (IEA, 2016), la abundancia de recursos energéticos renovables, especialmente energía solar y eólica, están acordes con la idea del país de descarbonizar el sistema energético, en donde estas dos tecnologías representarán en conjunto alrededor de tres cuartas partes del crecimiento en energía limpia para 2040.

Figura 1. Generación de electricidad con fuentes renovables en México [GWh].



Fuente: Elaboración propia. Escala *Logarítmica*. Datos de IRENA.

<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/>

En el caso de la energía solar, el recurso de México se encuentra entre los mejores del mundo, con niveles que oscilan entre 4,4 y 6,3 [kWh/m²]. El país se encuentra entre 15 y 35 grados de latitud,

que comúnmente se considera la banda más favorable para el aprovechamiento del recurso solar (los niveles promedio más bajos en México se comparan favorablemente con los promedios más altos en Alemania y Japón, segundo y tercero en el mercado solar mundial).

El potencial de energía eólica según el Factor de Capacidad promedio es actualmente 20% más alto que el promedio mundial y se estima que aumentará cerca del 30% para 2040, lo que refleja la amplia disponibilidad de sitios adecuados para turbinas en todo el país. Se estima que para este periodo de proyección sea la mayor contribuyente de generación de electricidad por fuentes de energía limpia.

Por el momento, la energía hidroeléctrica es actualmente la mayor fuente de energía renovable en México, representando alrededor del 75% de la generación basada en energías renovables y casi una quinta parte de la capacidad total de generación. La energía eólica ha presentado 3 saltos significativos de instalación en los últimos 10 años llegando a 4GW de capacidad en 2017. La energía Solar se mantiene con un crecimiento estable llegando a una capacidad de 570MW, en tanto que la Geotérmica y la Bioenergía cercanas a 1GW de capacidad para final de 2017. (Figura 1).

En 2012 la capacidad total instalada a nivel mundial para la generación de energía eléctrica a partir de Energías Renovables (ER) alcanzó un total de 1,471 GW, de los cuales el 67% fue aportado por centrales de energía hidráulica, el 19% por parques eólicos, mientras que el 12.4% está conformado por el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica (6.8%) y biomasa (5.6%).

México fue uno de los primeros países en presentar una promesa climática en el período previo a la COP21, y fue uno de los países que más presionó por un acuerdo sobre el cambio climático en París. Ha legislado para adoptar un objetivo climático vinculante y es el segundo país del mundo en hacerlo. Con los cambios institucionales que ayudan a promover la energía limpia, México se embarca en un rumbo hacia un sistema energético considerablemente más sostenible y eficiente en el futuro. (IEA, 2016, p. 15).

1.3. La Energía Fotovoltaica

La Energía Solar Fotovoltaica (FV) ha sido la de mayor penetración de las energías renovables en los últimos años. Algunos aspectos técnicos como su factibilidad a pequeña y gran escala, así como económicos como su permanente disminución en los costos de producción, han permitido su expansión y consolidación a nivel mundial.

Según la *Agencia Internacional de Energía*, en sus estudios de pronóstico (IEA, 2018) indica que la capacidad fotovoltaica solar se expandirá a casi 600 GW, más que todas las demás tecnologías de energía renovable combinadas, o el doble de la capacidad total de Japón, alcanzando 1 TW al final del período de pronóstico. A pesar de los cambios recientes en las políticas, China seguirá siendo el líder absoluto de la energía solar fotovoltaica, con casi el 40% de la capacidad fotovoltaica instalada global hacia 2023. Igualmente, la agencia estima que la energía fotovoltaica proporcionará alrededor del 11% de la producción mundial de electricidad y evitará 2,3 Gt de emisiones de CO₂ por año.

Desde 2010, el mundo ha agregado más capacidad solar fotovoltaica que en las cuatro décadas anteriores. Los nuevos sistemas en 2013 se instalaron a una velocidad de 100 MW de capacidad por día, superando los 150 GW a principios de 2014 a nivel global. (IEA, 2014)

Solo en Alemania, el resultado de las políticas energéticas para el sector residencial ha dado como resultado que la capacidad instalada para generación a partir de energía fotovoltaica pasara de 1 GW a 32 GW entre 2004 y 2012. (IMCO, 2015, p. 15)

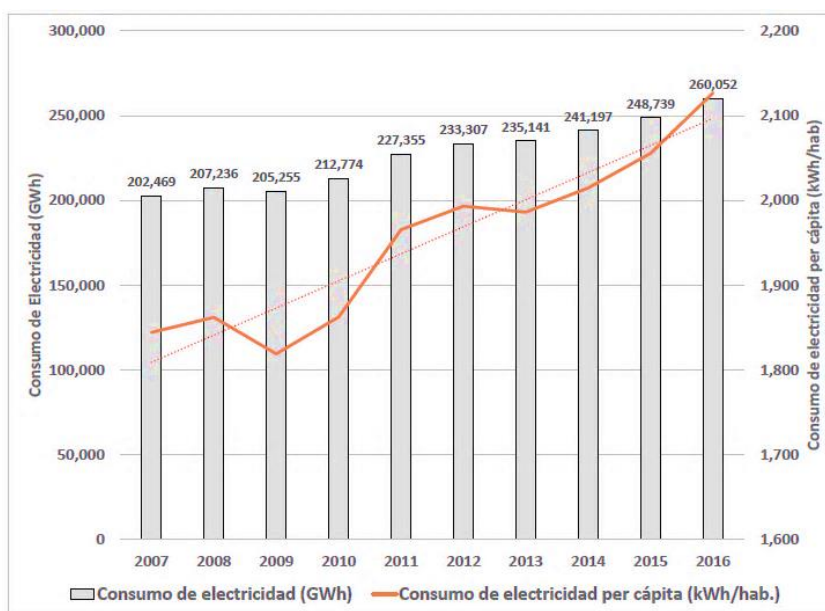
En cuanto a precios, los costos de los sistemas fotovoltaicos se dividieron en tres en seis años en la mayoría de los mercados, mientras que los precios de los módulos se dividieron en cinco. El costo de la electricidad de los nuevos sistemas construidos varía de 90 a 300 USD/MWh dependiendo del recurso solar; el tipo, tamaño y costo de los sistemas; la madurez de los mercados y costos de capital. (IEA, 2014)

La hoja de ruta de la IEA supone que los costos de la electricidad de la energía fotovoltaica en diferentes partes del mundo convergerán a medida que los mercados se desarrollen, con una reducción de costos promedio del 25% para 2020, del 45% para 2030 y del 65% para 2050, lo que lleva a un rango de 40 a 160 USD/MWh, asumiendo un costo de capital del 8%. (IEA, 2014)

1.4. La Electricidad en México

El consumo de electricidad en México fue de 260.052 GWh para 2016 con un aumento de 4% respecto de 2015, y ha presentado un incremento en los últimos 10 años de 2.53% estimando la Tasa de Crecimiento Compuesto (TCAC) (Figura 2).

Figura 2. Consumo de Electricidad total y per cápita.



Fuente: Creación propia. Balance Nacional de Energía: Indicadores económicos y energéticos.

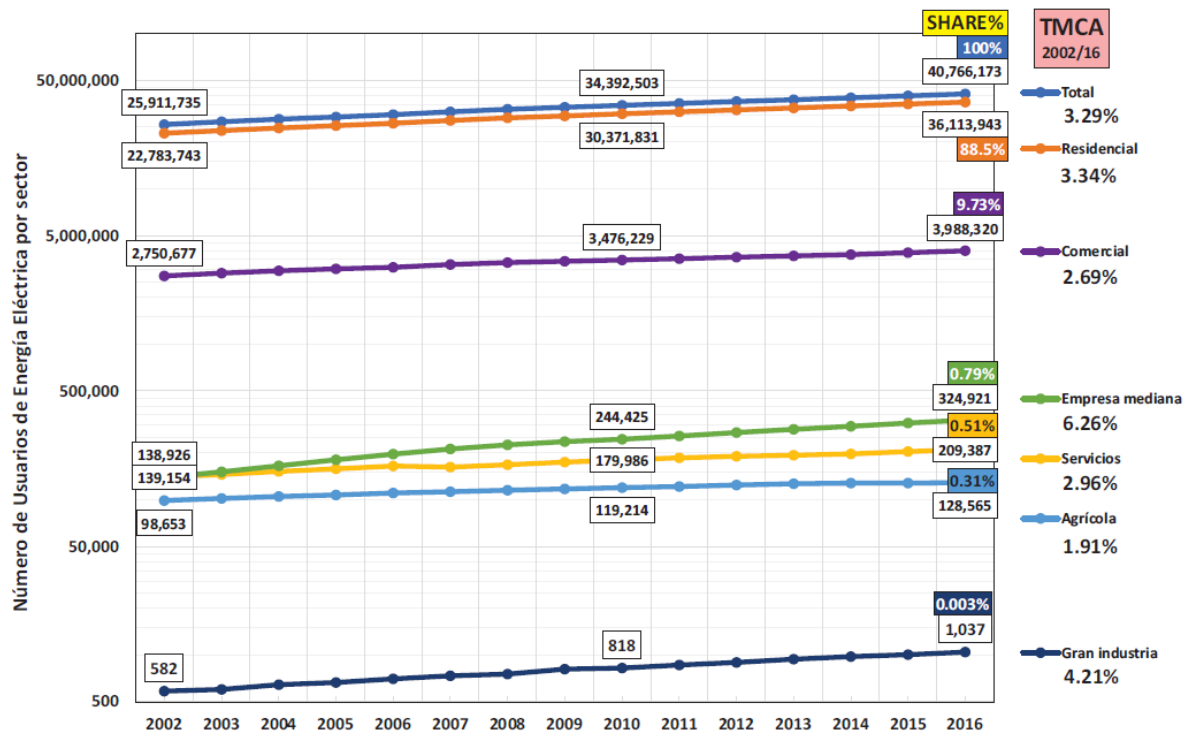
Datos disponibles en <http://sie.energia.gob.mx>

El consumo de electricidad per cápita ha venido presentado un crecimiento sostenido (15.3% en los últimos 10 años) paralelo al incremento de la capacidad instalada de la industria eléctrica (26.3%) en el mismo periodo. Igualmente, el consumo de electricidad en los últimos 10 años ha crecido 28.4% lo que podría estimar que cada década se debe instalar un cuarto de la capacidad actual para satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país.

La red de electricidad en México cuenta con 42'148.053³ de usuarios distribuidos en el *Sistema Eléctrico Nacional* (SEN) de los cuales el 88% se encuentra registrado en tarifa doméstica, 9% en tarifa comercial y el restante 3% repartidos entre las tarifas de servicios, agrícola e industrial.

El sector residencial presenta el mayor consumo de electricidad, y ha mantenido una tasa de crecimiento anual de 5.8% durante los últimos diez años. En cuanto a cobertura el 98.5% de la población mexicana cuenta con el servicio de energía eléctrica (40.8 millones de suscritos al SEN) según la CFE. Esto permite inferir, que garantizar el suministro de electricidad en el sector residencial es de mucha importancia, tanto en disponibilidad como en la calidad del servicio, ya que concentra la mayor parte de usuarios.

Figura 3. Número de usuarios de energía eléctrica por sector a 2016.

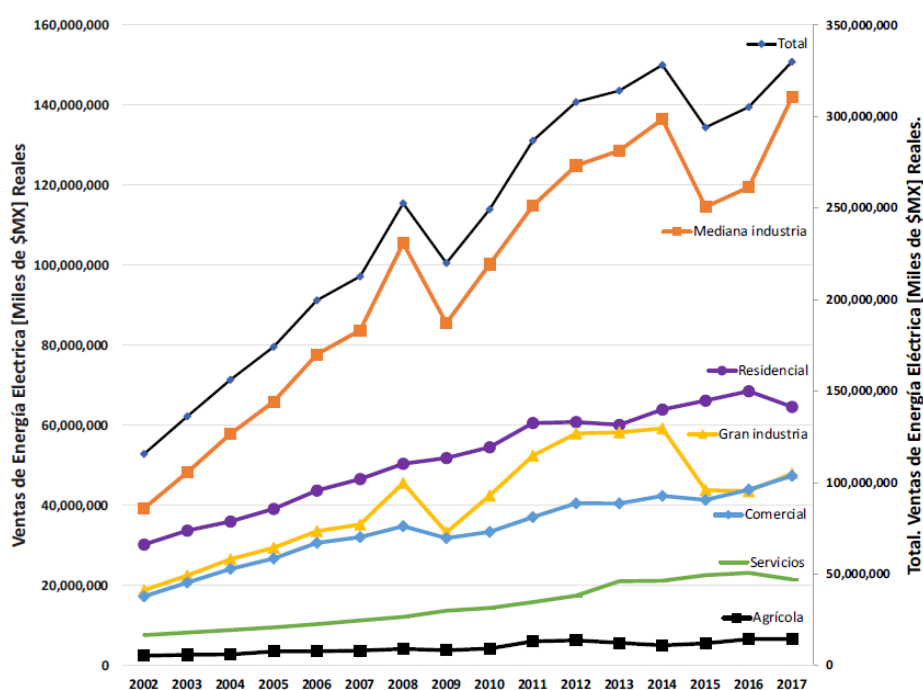


³ Dato de SIE. Usuarios de energía eléctrica por tarifa, a Nov/2017.

Por otra parte, las ventas de energía eléctrica en México representaron un total de 330mil millones de pesos en 2017, de los cuales el 43% pertenece a la mediana industria, 19.5% al sector residencial y 14.5% para la gran industria; este último simboliza un gran porcentaje de participación respecto al número de usuarios que apenas llega a ser 0.003% del total nacional. Las tarifas industriales tienen un porcentaje de participación del 57.5% del total de ventas de electricidad en todo el país (190mil millones de pesos para 2017) haciendo de este sector un importante contribuyente en ventas y consumo, a pesar de su número reducido de usuarios que no es más del 0.8% del total nacional.

En el caso de las tarifas industriales (Mediana y Gran industria) apenas representan 0.8% del total, pero son las que más crecimiento han reportado desde 2013 (6.26% y 4.21%) respectivamente. En la Figura 3 se muestra el número de usuarios por sector así como su tasa de crecimiento anual desde 2002 a 2016, además del porcentaje de participación respecto al total nacional.

Figura 4. Ventas totales de energía eléctrica por sector.



Fuente: Creación propia. Datos de SIE a 2017. [Miles de \$MX] Reales.

Por otra parte, el SEN cuenta con una capacidad instalada total de 87.436.27MW de los cuales el 66.6% corresponde a generación con tecnología convencional (Ciclo Combinado, Termoeléctrica, Carboeléctrica, etc.), 28.1% corresponde a tecnología renovable (Solar, Eólica, Geotérmica, Hidroeléctrica), y un 5.2% correspondiente a otras energías categorizadas dentro de las energías limpias (Nuclear, Bioenergía y Cogeneración).

Según pronósticos de la IEA, se espera que para México la capacidad de electricidad renovable aumente en 43%, o 922 GW, durante el período 2017-2022, impulsada por un fuerte respaldo de políticas y reducciones de costos principalmente para energía solar fotovoltaica y eólica.

Las ventas totales de energía eléctrica por sector ubican a las tarifas de mediana industria como las de mayores aportes económicos (140 mil millones de pesos para 2017) a pesar del reducido número de usuarios (0.8%), creando un nicho de mercado propicio para los SFV; este sector aporta a nivel económico más del doble de lo que aportan todas las tarifas residenciales con (62 mil millones de pesos), esto debido al subsidio del gobierno hacia la tarifa doméstica (Figura 4).

El sector eléctrico nacional cuenta con una estructura tarifaria específica para cada región del país y es regida por elementos regulatorios que se listan a continuación:

1.5. Aspectos Regulatorios

México cuenta con una amplia gama de políticas y regulaciones que ayudan a apoyar el desarrollo de los mercados de la energía. Muchos de estos elementos ya han sido adoptados e implementados, acelerándose en este sentido los esfuerzos legislativos con la *Ley de Transición Energética (LTE)* de 2015. La estrategia clave y los documentos de política se exponen en la Tabla 2, y luego se discuten desde una perspectiva adicional, de gestión de la demanda y de cambio climático.

Tabla 1. Estructura del Sector Energético en México.

SECRETARIA DE ENERGIA (SENER)		
COMISIONES	EMPRESAS PRODUCTIVAS DEL ESTADO	INSTITUTOS DE INVESTIGACIÓN
Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Comisión Federal de Electricidad (CFE)	Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL)
Comisión Nacional para el Ahorro y Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)	Petróleos Mexicanos (PEMEX)	Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)
Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS)		Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ)
Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)		

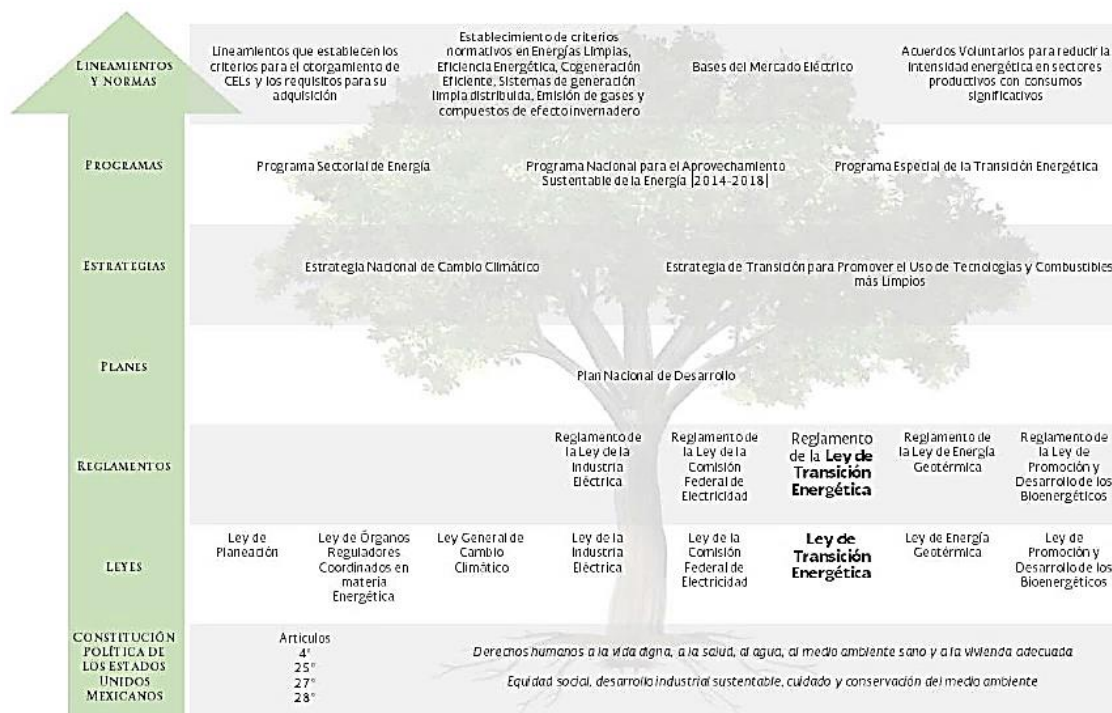
La Reforma Energética de 2013 modificó el marco constitucional del sector de hidrocarburos y el de la industria, abriendo la oportunidad de participar al sector privado en el proceso de generación de energía eléctrica. Antes de dicha reforma, el suministro eléctrico era facultad exclusiva del estado y sólo se permitía la generación de energía eléctrica por parte de privados a través de figuras como la de productor independiente de energía, el autoabastecimiento y el pequeño productor, siempre que no formaran parte del suministro público, aspecto que limitaba la promoción y el uso de las energías renovables. (CEMDA, 2017, p. 6)

La regulación mexicana desde la normativa en materia energética, como en el *Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018* cuyo objetivo en materia energética es el abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva⁴, hasta programas

⁴ Objetivo 4.6, PND 2013-2018

sectoriales con diferentes alcances; en la Tabla 2, se presenta un resumen de las principales normativas.

Figura 5. Marco legal de la Transición Energética en México.



Fuente: Marco Normativo de la Transición Energética.

<https://www.gob.mx/conuee/acciones-y-programas/marco-normativo-de-la-transicion-energetica-138565>

El marco legal de la Transición energética en México se muestra en la (Figura 5). El orden de jerarquía funcional de la regulación mexicana aplicado al caso energético podría establecerse de la siguiente manera, en donde representan un carácter más práctico, específico y operativo en la medida que se disminuye en su jerarquía: 1) Constitución, 2) Tratado Internacional, 3) Leyes, 4) Reglamentos (generalmente de una ley) 5) Planes 6) Estrategias, 7) Programas (establecidos por decreto) Manuales (establecidos por acuerdo), 8) Lineamientos y Normas. Los documentos jurídicos rectores son (Constitución, Ley, Plan Nacional, Reglamento), los restantes tienen un carácter jurídico administrativo.

Tabla 2. Leyes, programas y estrategias de la Industria Energética en México.

Título	Año	Objetivo
Ley para el aprovechamiento	2008	Ley Abrogada: Tenía como objeto propiciar un aprovechamiento sustentable de la energía mediante el uso óptimo de la misma en todos sus procesos y actividades, desde su explotación hasta su consumo.

sustentable de la energía (LASE)		
Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND)	2013	Objetivo 4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.
Ley de Reforma Energética (LRE)	2013	La Reforma Energética de 2013, tuvo como objetivos mantener la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo, modernizar y fortalecer, sin privatizar, a Pemex y a la CFE como Empresas Productivas del Estado 100% mexicanas, reducir la exposición del país a los riesgos financieros, geológicos y ambientales en las actividades de exploración y extracción de petróleo y gas, permitir que la Nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la energía eléctrica, para impulsar el desarrollo del país, entre otros.
Ley de la Industria Eléctrica (LIE)	Publicada: 11/Ago/2014	Tiene por objeto regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Asimismo, promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes.
Programa Especial de Cambio Climático 2014-2018. (PECC)	2014	Alineado a la (LGCC) ⁵
Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables 2014-2018 (PEAER)	2014	Es el documento que establece las metas de participación que México asume para el 2018 en lo que respecta a Energías Renovables y su contexto, a través de 5 objetivos, 24 estrategias y 114 líneas de acción. Este programa promueve la participación social, establece metas de participación de las energías renovables en la generación de electricidad, define objetivos y metas específicos para el aprovechamiento de energías renovables y especifica las estrategias y acciones para alcanzarlas. Entre los objetivos se encuentran: aumentar la capacidad instalada y la generación de electricidad a partir de fuentes renovables de energía, incrementar la inversión pública y privada en la generación, así como en la construcción y ampliación de la infraestructura para su interconexión, impulsar el desarrollo tecnológico, de talento y de cadenas de valor en energías renovables, democratizar el acceso a las energías renovables mediante la electrificación rural, el aprovechamiento térmico y la participación social.
Ley de Transición Energética (LTE)	Publicada: 24/Dic/2015	En el indicador de generación de energías renovables y cogeneración eficiente, la meta es alcanzar 24.9% en 2018 partiendo de una línea base de 14.78% en 2012. Tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de

⁵ Sistema Nacional de Cambio Climático (SINACC). En México existe un Sistema Nacional de Cambio Climático orientado a propiciar sinergias para enfrentar de manera conjunta la vulnerabilidad y los riesgos del país y establecer las acciones prioritarias de mitigación y adaptación al cambio climático.

		<p>emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.⁶</p> <p>La ley incluye entre otras cosas: <i>i</i>) el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones; <i>ii</i>) facilitar el cumplimiento de las metas de Energías Limpias y Eficiencia Energética establecidos en esta Ley de una manera económicamente viable; <i>iii</i>) determinar las obligaciones en materia de aprovechamiento sustentable de la energía y Eficiencia Energética, <i>iv</i>) establecer mecanismos de promoción de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes, <i>v</i>) reducir, bajo condiciones de viabilidad económica, la generación de emisiones contaminantes en la generación de energía eléctrica, <i>vi</i>) apoyar el objetivo de la LGCC, relacionado con las metas de reducción de emisiones de GEI y de generación de electricidad provenientes de fuentes de energía limpia, <i>vii</i>) promover el aprovechamiento sustentable de la energía en el consumo final y los procesos de transformación, <i>viii</i>) promover el aprovechamiento energético de recursos renovables y de los residuos.⁷</p> <p>La LTE establece como meta una participación mínima de Energías Limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para el año 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024⁸, 40% para 2035 y 50% para 2050.⁹</p>
Ley General de Cambio Climático (LGCC)	Publicada: 6/Jun/2012	<p>Busca garantizar el derecho a un medio ambiente sano, establecer la elaboración y aplicación de políticas públicas para la adaptación al cambio climático y la mitigación de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero para lograr la estabilización de sus concentraciones en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropógenas peligrosas en el sistema climático.</p> <p>El país asume el objetivo indicativo o meta aspiracional de reducir al año 2020 un 30% de emisiones con respecto a la línea de base; así como un 50% de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000. Asimismo, el país se compromete a reducir de manera no condicionada un veintidós por ciento sus emisiones de gases de efecto invernadero y un cincuenta y uno por ciento sus emisiones de carbono negro al año 2030 con respecto a la línea base.¹⁰</p>
Ley para el aprovechamiento de energías renovables y el financiamiento de la transición energética (LAERFTE)	2015	<p>Ley Abrogada: Tenía por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.</p> <p>La electricidad consumida en el país para 2024 no tenga una participación mayor al 65% generado a partir de combustibles fósiles.</p>
Estrategia Nacional de Energía 2014-2018 (ENE)	2015	<p>La Estrategia Nacional de Energía (ENE) representa un esfuerzo que incorpora, año con año, las nuevas condiciones del sector energético en el país. A través del análisis de los resultados obtenidos anualmente, se</p>

⁶ Artículo 1, LTE.

⁷ Artículo 2, LTE

⁸ Artículo Transitorio Tercero, LTE.

⁹ (SENER, 2016c)

¹⁰ Artículo 2, LGCC.

		analizan las líneas de acción y se establecen, en caso de ser necesario, nuevas acciones que permitirán alcanzar los objetivos planteados.
Programa Nacional del Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018. (PRONASE)	2016	Es el instrumento mediante el cual se establecen objetivos, metas, estrategias y acciones que permitirán alcanzar el uso óptimo de la energía en todos los procesos y actividades de la cadena energética, desde la explotación hasta el uso final. A partir del nuevo marco que establece la LTE (24/12/2015), en sustitución de la LASE y la (LAERFTE), la CONUEE en coordinación con la SENER emprendieron durante 2016 un proceso de actualización del PRONASE 2014-2018, que permitiese alinear este a la LTE y a la Estrategia 2016. La actualización se basó en los principales hallazgos y recomendaciones derivadas de la evaluación a la primera versión del PRONASE 2014-2018, dicho proceso de revisión y valoración se realizó en 2016.
Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. 2018-2032 (PRODESEN)	2018	El PRODESEN está alineado al Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND), a la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios 2014-2018, al Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), al Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI), al Programa Especial para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 (PRONASE) y al Programa Especial de la Transición Energética 2017-2018.
Estrategia de Transición Energética para promover el uso de Tecnologías y Combustibles más limpios	2016	<p>Estrategia para llevar a cabo la LTE. La estrategia se desarrolló bajo mecanismos de consulta establecidos a partir de la instalación del Consejo Consultivo para la Transición Energética (CCTE) el 7 de abril de 2016, conforme al mandato de la LTE, creando cuatro grupos de trabajo: producción de energía, consumo de energía, eficiencia energética, almacenamiento de energía.</p> <p>La Estrategia describe el marco legal e institucional de México en materia de obligaciones de energías limpias y aprovechamiento sustentable, con componentes a mediano plazo (15 años) y largo plazo (30 años). Deberá establecer propuestas para reducir la dependencia de los combustibles fósiles a partir de análisis en el ámbito internacional, sobre los avances tecnológicos en general y en particular su impacto en el desarrollo de las energías limpias y la eficiencia energética. A su vez debe definir políticas y acciones para la expansión de las redes de transmisión para favorecer una mayor participación de las energías limpias y estudiar los principales mecanismos de financiamiento para la transición, ente otros.</p>

1.6. Estructura tarifaria de la electricidad

La *Comisión Reguladora de Energía (CRE)* clasifica las tarifas eléctricas reguladas de acuerdo con el uso de la energía y el nivel de tensión, agrupándolas en seis sectores: doméstico o residencial, servicios públicos, agrícola con subsidio y comercial, industria mediana y gran industria sin subsidio¹¹.

En diciembre de 2017 el esquema tarifario de México cambia por ley (CRE/34/2017) y (Acuerdo A/058/2017) a lo que se conoce actualmente como nuevo esquema tarifario, con el fin de realizar

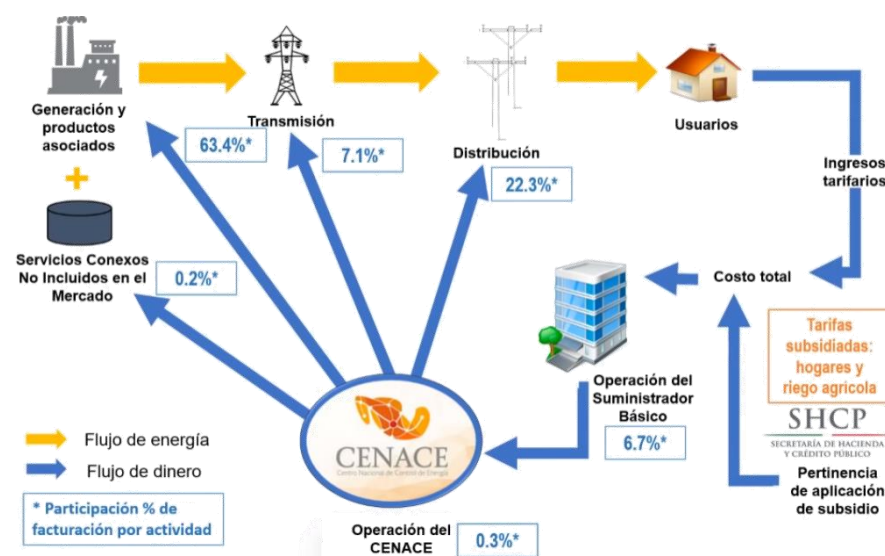
¹¹ Subsidio: Diferencia entre el precio de la electricidad pagada por el consumidor y el costo promedio de suministro al punto de consumo. El costo de suministro incluye todos los costos asociados desde la generación hasta su suministro en el punto de consumo final. (ABM & CLIMA, 2017)

una recuperación eficiente de costos, debido a que en el esquema previo a esa fecha se tomaba en cuenta únicamente la variación en el costo de los combustibles para generación y la inflación del país. Con el nuevo esquema, se busca cumplir con los objetivos y principios de competencia y eficiencia que emanan de la *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)* y proteger los intereses de los usuarios.

El nuevo esquema toma en cuenta el costo de cada segmento de la cadena de valor de la industria eléctrica. Las tarifas son las cuotas que aplicará CFE *Suministrador de Servicios Básicos*¹² a sus clientes por el servicio eléctrico y se integran por los cargos asociados a las Tarifas Reguladas de Transmisión, Distribución, Operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Operación del Suministrador de Servicios Básicos y Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)¹³, además del costo de la energía, potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL) necesarios para atender la demanda de los usuarios del Suministro Básico. (CRE, 2017).

El nuevo esquema del sistema de suministro básico se presenta en la (Figura 6), en donde se muestra el flujo de energía y el flujo del costo asociado, así como su porcentaje de participación de cada uno de los segmentos.

Figura 6. Esquema general del suministro eléctrico.



Fuente: (CRE, 2018b). Tarifas Eléctricas. 20 de septiembre de 2018.

¹² CFE en 2017 se divide en varias compañías encargadas cada uno de los segmentos de la cadena de valor del mercado eléctrico (CFE Corporativo, CFE Contratos Legados de Interconexión, CFE Generación V, CFE Transmisión, CFE Distribución, CFE Calificados y CFE Suministrador de Servicios Básicos. CFE-SSB es la encargada de proveer electricidad a usuarios de suministro básico en tarifa regulada.

¹³ El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es un mercado de energía eléctrica operado por el CENACE en el que los participantes pueden vender y comprar Electricidad, Potencia, Certificados de Energías Limpias, Servicios Conexos, y cualquier otro Productos Asociados que se requiera para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

El flujo de energía va desde la generación hasta el usuario final, en donde el 63.4% de la facturación es destinada a la generación, el 7.1% a la transmisión, 22.3% a la distribución y 7.2% al control del servicio y actividades conexas. Los ingresos totales obtenidos provenientes de los usuarios finales son recolectados por el operador y distribuidos a los diferentes segmentos, en donde la *Secretaría de Hacienda (SHCP)* realiza una aplicación de subsidio a las tarifas del sector doméstico y agrícola.

Se estima por parte de la CRE un mercado de energía de 217TWh para 2018 y 43 millones de usuarios de suministro básico. Los costos de generación ascenderían a \$294.7 mmdp de manera anual. (CRE, 2018b).

Cada una de las cinco tarifas reguladas: Transmisión (T), Distribución (D), Operación del CENACE (Cen), Operación del Suministro Básico ($OSSB$) y Servicios Conexos ($SCnMEM$) tienen un acuerdo regulatorio, vigencia y metodología de cálculo. Para calcular los costos finales se deben adicionar los Costos de Generación (G) que vienen dados por contratos de cobertura con los generadores. La Tarifa Final de Suministro Básico ($TFSB$) para establecer el costo total de la energía, se resume en la Ecuación (1).

$$TFSB_{i,j,m} = T_j + D_{i,j} + Cen + OSSB_{i,j} + SCnMEM + G_{i,j,m} \quad (1)$$

A su vez, el componente de Generación (G) vienen dado por dos factores, uno variable correspondiente a la Energía (E) y otro fijo correspondiente a la Capacidad (C) de las plantas de producción.

$$G_{i,j,m} = E_{i,j,m} + C_{i,j,m} \quad (2)$$

Donde i : cada una de las 17 divisiones tarifarias, j : cada una de las categorías tarifarias, m : mes de aplicación.

La **Generación**, se define como la producción electricidad mediante la utilización de alguna de las fuentes de energía como el agua, el viento, el sol, petróleo o carbón, entre otras.¹⁴

La **Transmisión**, consiste en transportar la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los grandes centros de consumo (entrada a las regiones, ciudades o entrega a grandes consumidores), a través de cables que son sostenidos por torres altas, con características especiales, que permiten llevar grandes cantidades del producto en largas distancias por todo el país. El conjunto de elementos y equipos con los que se realiza este proceso se denomina *Red Nacional de Transmisión (RNT)*, que es básicamente el “cableado” para el transporte de electricidad de alto voltaje.

La **Distribución** consiste en transportar la energía desde los grandes centros de consumo hasta el punto de entrada a las instalaciones del consumidor final. Se hace con cables sostenidos por estructuras similares a las de la RNT, pero de menor tamaño, para llevar energía en menores cantidades a través de sectores de una misma región y distribuirla en pequeñas cantidades para el

¹⁴ Las variables consideradas para el cálculo del cargo por generación son: i) Precios Marginales Locales (PML); ii) Costos de generación, y iii) Mercado de energía (energía consumida y usuarios atendidos).

consumo de cada usuario, en otras palabras, la distribución es el transporte de electricidad de bajo voltaje.

La **Comercialización** es el proceso de comprar grandes cantidades de energía a los productores para venderla a los usuarios. Los usuarios tienen relación más directa con el distribuidor por ser el responsable de la red a la que se conecta su servicio, y con el comercializador por ser el encargado de la facturación. De acuerdo con la LIE, la comercialización como la generación es un servicio que se presta en un régimen de libre competencia¹⁵, e implica varias actividades como prestar el suministro eléctrico a los usuarios finales, representar a los generadores exentos y realizar transacciones de compraventa de energía en el MEM, derechos financieros de transmisión, adquirir los servicios de transmisión y distribución, certificados de energías limpias, entre otras.

La estimación de las tarifas de **Operación del Suministro de Servicio Básico** se realiza a partir de dos pasos secuenciales basado en la metodología del Ingreso Recuperable (IR). Se toman como referencia los estados financieros dictaminados de la (CFE) del año 2014 como base para el cálculo del IR. La metodología para el cálculo de las tarifas correspondientes a la operación de CFE-SSB consta del: 1) Cálculo de los IR autorizados para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos. 2) Cálculo de los usuarios del servicio y su posterior asignación del IR de acuerdo con el tipo de medición, por categoría y división tarifaria. (CRE, 2017, p. 18).

El cargo por **operación del CENACE** se aplica en todas las categorías tarifarias, a través de un monto por nivel de consumo [kWh] correspondiente a las cargas, establecido en el Acuerdo A/001/2017 de la CRE.

Los **Servicios Conexos** son los vinculados a la operación del SEN y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad, entre los que se incluyen los servicios de: reservas reactivas (control de voltaje), potencia reactiva (soporte de voltaje), reservas rodantes, la regulación de frecuencia y voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definen en las Reglas del Mercado. El cargo por los Servicios Conexos no incluidos en el MEM (*SCnMEM*) será de 0.0054 \$/kWh y será aplicable para las 12 categorías tarifarias y 17 divisiones tarifarias.

La denominación de **usuario final** se da a la persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el suministro eléctrico en sus centros de carga, como participante del mercado o a través de un suministrador. El usuario final se clasifica a su vez en **usuario calificado** cuando cuenta con registro ante la CRE para adquirir el suministro eléctrico como participante del mercado o mediante un suministrador de servicios calificados; y **usuario de suministro básico** cuando adquiere directamente este tipo de suministro. (CEMDA, 2017, p. 26)

Las tarifas se calculan teniendo en cuenta 4 diferentes aspectos: **Categorías Tarifarias, Bloques Horarios, Divisiones Geográficas y Asignación del Costo de Capacidad**. El cálculo se realiza mensualmente, con base en la información del costo de la generación reportada por CFE-SSB en el

¹⁵ Artículo 4, LIE

mes inmediato anterior, incluyendo un factor de corrección de error a partir de las reliquidaciones del mes que corresponda.

Los elementos para el cálculo de las tarifas se resumen a continuación:

1.6.1. Categorías Tarifarias

Las categorías tarifarias bajo el nuevo esquema de la CRE se presentan en la (Tabla 3), y muestran la codificación equivalente al esquema tarifario anterior o la categoría equivalente para CFE. Las tarifas agrupan a todas las categorías de usuarios (Doméstico, Industrial, Comercial, Agrícola) y algunas de ellas discriminan el costo de la tarifa por el horario de uso y el nivel de tensión al cual se presta el servicio.

Las 12 categorías se definieron bajo los siguientes criterios para ser asignada a una misma categoría:

- **Perfil de consumo:** Usuarios con un comportamiento similar.
- **Nivel de tensión:** Usuarios conectados a un mismo nivel de tensión. Los niveles de tensión [V] a los que se suministra el servicio son **Baja, Media y Alta**.

Baja Tensión (BT): $V \leq 1kV$
 Media Tensión (MT): $1kV < V \leq 35kV$
 Alta Tensión (AT): $35kV < V \leq 220kV$
 Alta Tensión a nivel de Transmisión: $V > 220kV$

Tabla 3. Categorías Tarifarias de la electricidad.

Esquema tarifario nuevo	Tarifa equivalente CFE	Descripción	
DB1	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F	Doméstico con consumos ≤ 150 kWh-mes	Baja Tensión
DB2	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC	Doméstico con consumos > 150 kWh-mes	
PDBT	2, 6	Pequeña demanda con consumos ≤ 25 kW-mes	
GDBT	3, 6	Gran demanda con consumos > 25 kW-mes	
RABT	9, 9CU, 9N	Riego agrícola en baja tensión	
APBT	5, 5A	Alumbrado público en baja tensión	
APMT	5, 5A	Alumbrado público en media tensión	Media Tensión
RAMT	9M, 9CU, 9N	Riego agrícola en media tensión	
GDMTH	HM, HMC	Gran demanda horaria en media tensión	
GDMTO	OM	Gran demanda ordinaria en media tensión	
DIST	HS, HSL	Demanda Industrial en SubTransmisión	Alta Tensión
DIT	HT, HTL	Demanda Industrial en Transmisión	

Fuente: (CRE, 2017, p. 27) Tabla 1 – Categorías Tarifarias. Anexo B del Acuerdo A058_2017.

- **Tipo de medición:** Las categorías que cuentan con medidor horario. En cada una de las categorías tarifarias se definen cargos fijos (por usuario) y cargos variables (por capacidad y generación), que reflejan la naturaleza del costo en cada componente de las TFSSB y que se adaptan a las características de consumo y medición de cada usuario. (Figura 7)
- **Bloques Horarios:** A las categorías con medición horaria se les asignan cargos variables en bloques horarios (base, intermedia, punta y semipunta¹⁶, con el fin de realizar un cargo diferenciado según el periodo de tiempo en el que el costo de generación es más alto. Se distinguen tres regiones para la asignación de periodos horarios: Baja California (BC), Baja California Sur (BCS) y Sistema Interconectado Nacional (SIN). En las regiones de BC y BCS corresponderán las divisiones tarifarias del mismo nombre a cada una de ellas; en la región SIN corresponderá el resto de las divisiones.
- **Divisiones Tarifarias:** Se tienen definidas 17 divisiones tarifarias, que corresponden a las actuales divisiones de distribución, tomando por separado los estados de Baja California y Baja California Sur, para capturar la diferencia de precios de la energía en dichas entidades. (Figura 8)

Figura 7. Cargos Fijos y Variables para las 12 divisiones tarifaria¹⁷.

Cargo		DB1, DB2	PDBT	GDBT	RABT	RAMT, GDMTO	APBT, APMT	GDMTH, DIST, DIT	
Tarifa	Fijo	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
	Variable	Capacidad	Medición simple	✓		✓		✓	
Medición de demanda				✓				✓	
Generación		Cargo plano	✓	✓	✓	✓	✓		
Cargo horario		Base							✓
		Intermedio							✓
		Semipunta ¹⁶							✓
		Punta							✓

Fuente: (Anexo B del A/058/2017, p28)

¹⁶ Semipunta aplica únicamente para la división tarifaria de Baja California en las categorías DIST y DIT.

¹⁷ **Cargo Fijo:** A todas las categorías se le asigna el costo no asociado a su nivel de consumo mediante un cargo fijo mensual. **Medición Simple:** A los usuarios cuyo tipo de medidor no permite determinar la potencia consumida, se les asigna el costo de capacidad con base en su consumo de energía. **Medición de demanda:** A las categorías con medición de demanda, se les asigna el costo de capacidad con base en su demanda máxima. **Cargo Plano:** A los usuarios con medición simple se les asigna un cargo por generación sin distinguir por bloque horario. **Cargo Horario:** Los bloques horarios se asignan con base en los periodos que actualmente utiliza la CFE y se aplican a aquellas categorías cuyo tipo de medición permite conocer el consumo de energía en cada bloque.

Figura 8. Mapa de Divisiones Tarifarias con número de NodosP.



Fuente: Elaboración propia. Datos de (CRE, 2018b) y CENACE.

- **Asignación del Costo de Capacidad.** El costo de capacidad se asigna a cada categoría en función del tipo de medición: *i*) Medición de demanda: el costo se asigna a la demanda máxima medida, *ii*) Medición simple: el costo de capacidad se asigna a la energía consumida.

Asimismo, el Sistema Eléctrico Nacional SEN, cuenta con diferentes estructuras organizativas, con el fin de agrupar desde las tarifas, los organismos de control, hasta una agrupación específica para las regiones y estados con el fin de estimar los PMLs en los Nodos de distribución; las estructuras se pueden enumerar como sigue: *i*) 17 Divisiones Tarifarias, *ii*) 9 Centros de Control Regional¹⁸, *iii*) 108 Zonas de Carga¹⁹.

Para efectos del presente estudio de potencial, se analizarán únicamente las Tarifas aplicadas al **sector Industrial en Media Tensión**, Tarifa GDMTH.

¹⁸ Ámbito geográfico al cual pertenece el NodosP. Las Gerencias de Control Regional que delimitan la administración del Sistema Eléctrico Nacional para el control operativo y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista son: Baja California, Baja California Sur, Central, Noreste, Noroeste, Norte, Occidental, Oriental, y Peninsular.

Fuente: <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/mercadooperacion/nodosp.aspx>

¹⁹ Nombre del NodosP Distribuido a la cual pertenece el NodosP.

Tabla 4. Tarifas para el Sector Industrial.

Sector industrial en media tensión				
Concepto	Usuarios		Energía	
	Horaria	Ordinaria	Horaria	Ordinaria
Tarifa CRE	GDMTH	GDMTO	GDMTH	GDMTO
Tarifa CFE				
OM		1		1
OMF		1		1
*HM	1		1	
HMF	1		1	
H-MC	1		1	
H-MCF	1		1	

Fuente: Fuente: (Anexo B del A/058/2017, p73)

1.7. Tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH).

Esta tarifa agrupa varias categorías correspondientes a las denominadas tarifas horarias de media tensión del esquema tarifario anterior: Tarifa HM (Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más), HMC (Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización) y Tarifa 6 (Servicio para bombeo de aguas potables o negras, de servicio público) en el anterior esquema tarifario.

De acuerdo con la descripción de la CFE esta tarifa presenta los siguientes componentes²⁰:

1. **Aplicación:** Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kilowatts.
2. **Cuotas aplicables:** Se debe identificar el estado, municipio, división donde se localiza el servicio para poder consultar los precios vigentes del mes a facturar. Los cargos de las tarifas finales del suministro básico descritos en este apartado corresponden a la integración de los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos No MEM, Energía y Capacidad.
3. **Mínimo Mensual:** El importe que resulta de aplicar el cargo por la operación del Suministrador de Servicios Básicos correspondiente a esta categoría tarifaria.
4. **Demanda Contratada:** La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.
5. **Horario:** Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial.

²⁰ <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/TarifasCREIndustria/Tarifas/GranDemandaMTH.aspx>

6. **Periodos de punta, intermedio y base:** Estos periodos se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año, como se describe en el apartado 3.5.2 del Anexo B del Acuerdo número A/058/2017.
7. **Demanda máxima:** Criterios para el cobro por capacidad y distribución.
 - 7.1. **Cargo por Capacidad:** La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definan a continuación:

$$\min \left\{ D_{max_{punta}}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * FC} \right] \right\}$$

$D_{max_{punta}}$: Demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kW.

$Q_{mensual}$: Consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh.

d : Número de días del periodo de facturación.

FC : Factor de carga correspondiente del apartado 3.5.3 del Anexo B del Acuerdo A/058/2017.

- 7.2. **Cargo por Distribución:** La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definen a continuación:

$$\min \left\{ D_{max_{mensual}}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * FC} \right] \right\}$$

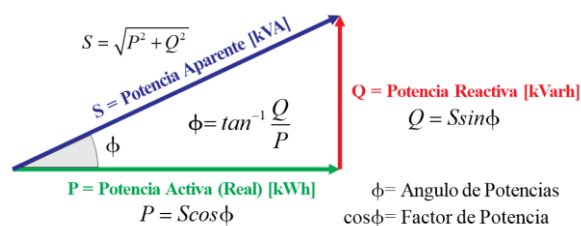
$D_{max_{punta}}$: Demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kW.

- 7.3. **Demanda máxima medida:** Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kW, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kW de demanda medida se tomará como kW completo.

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de demanda inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa GDMTO.

8. **Energía de punta, intermedia y de base:** Energía consumida durante su periodo correspondiente: punta, intermedia y base.
9. **Depósito de garantía:** Será de 2 veces el importe que resulte de aplicar el cargo por capacidad a cada kW de demanda contratada.
10. **Cargo por Energía:** Cargo correspondiente al flujo de energía medido en \$/kWh.
11. **Cargo por Demanda:** Es la **potencia eléctrica** demandada instantáneamente, medida en kW.

12. **Factor de Potencia:** Determina la calidad en el uso de la energía. Relaciona la energía activa o real [kWh] con la energía reactiva [kVarh] necesaria para el arranque de equipos de tipo inductivo.

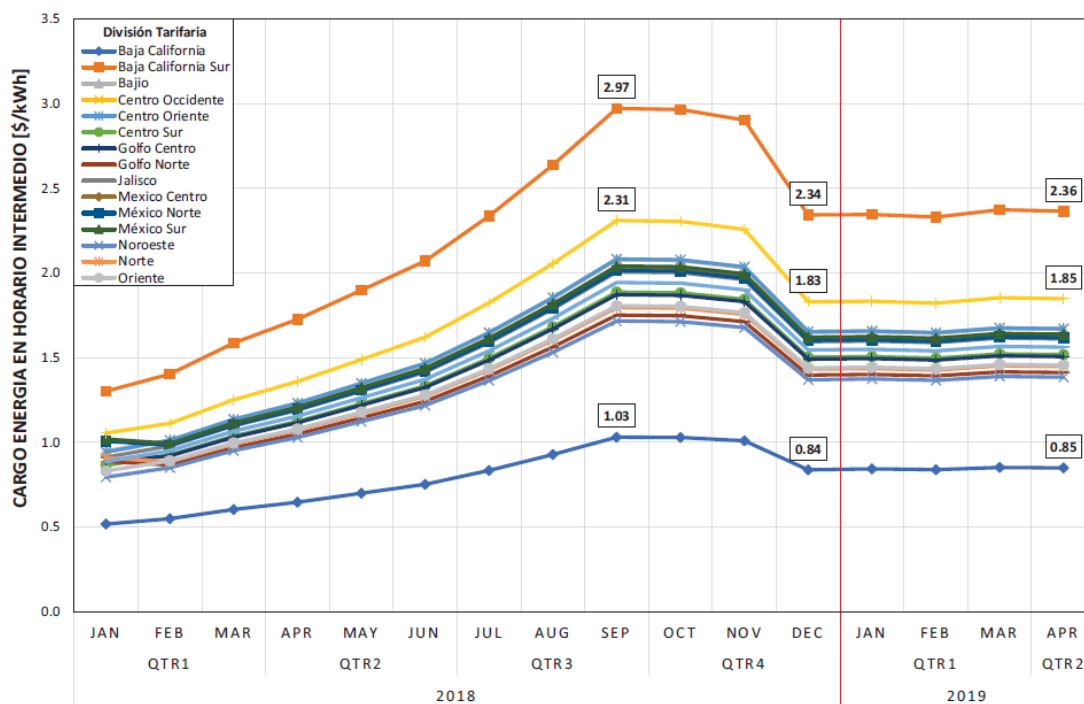


$$\text{Factor de Potencia} = \text{Cos}\phi = \frac{kWh}{\sqrt{(kWh)^2 + (kVAhr)^2}}$$

1.8. Análisis de la Tarifa GDMTH

La tarifa para 2018 presentó un incremento significativo durante todo el año, llegando a un pico máximo en septiembre en todas las divisiones tarifarias para luego estabilizarse y disminuir en el último trimestre del año y continuar estable durante el primer cuatrimestre de 2019.

Figura 9. Precio mensual de la componente variable de energía por carga horaria Intermedia para la tarifa GDMTH en 2018 y Q1 2019 por división tarifaria.



Elaboración propia con datos de CRE. Memorias de cálculo de las tarifas finales de suministro básico. Datos abiertos: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico>

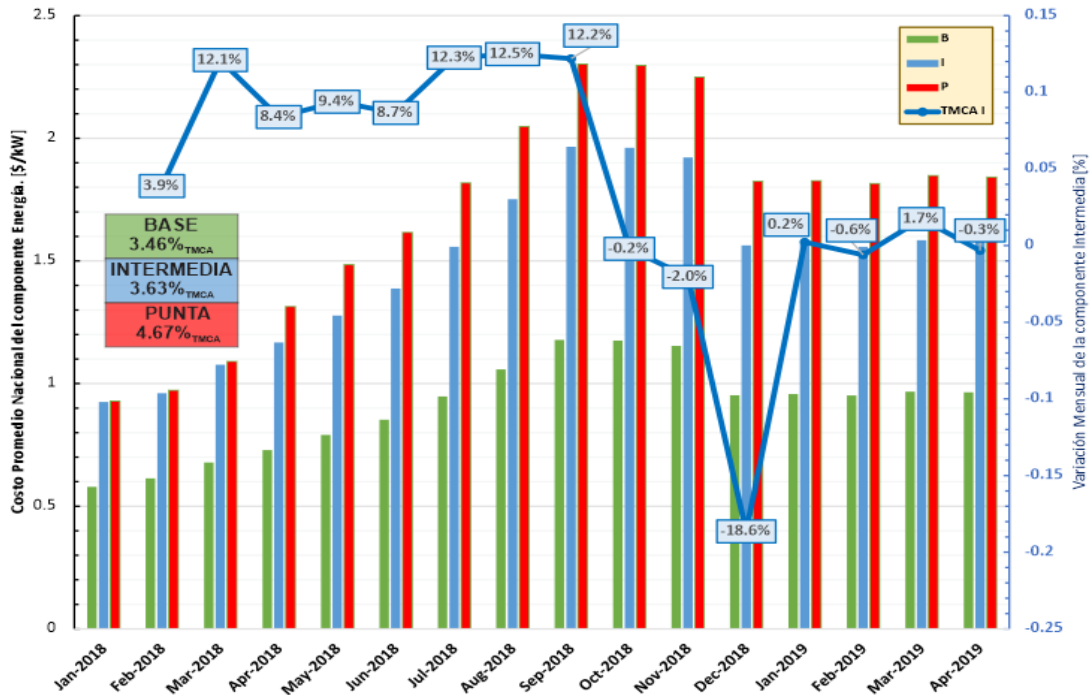
La división con los costos más altos es Baja California Sur llegando a un máximo de 2.97 \$/kWh. Para ese mismo mes, la división con la tarifa más baja fue Baja California 1.03 \$/kWh. Por su parte en el SIN, todas las divisiones presentan un comportamiento similar a lo largo del año, aumentando proporcionalmente desde enero hasta septiembre.

Para el cálculo y estimación de la tarifa a 20 años se utiliza la TMCA (*Tasa Media de crecimiento anual*) para cada una de las divisiones tarifarias. Las regiones de Baja California y Baja California Sur, no se encuentran entre los resultados debido a que manejan su propio sistema interconectado y no se realizaron cálculos de PML's para estos sistemas.

La componente de Energía de la tarifa GDMTH, medido en \$/kWh de característica variable y ajustable por la CRE presentó un incremento elevado durante el 2018. La componente del horario de Punta fue la de mayor incremento presentando costos por encima de los 2.25 \$/kWh, una cifra alta para un promedio nacional entre agosto y octubre de 2018. Para principios de 2019, las 3 tarifas correspondientes a los horarios Base, Intermedia y Punta han permanecido relativamente constantes en valores de 0.96 \$/kWh, 1.58 \$/kWh y 1.84 \$/kWh respectivamente.

El cambio mensual de cada una de las componentes se presenta en la Figura 10 así como la tasa de cambio mensual de la componente de energía en horario intermedio, correspondiente a las horas de disponibilidad del recurso solar.

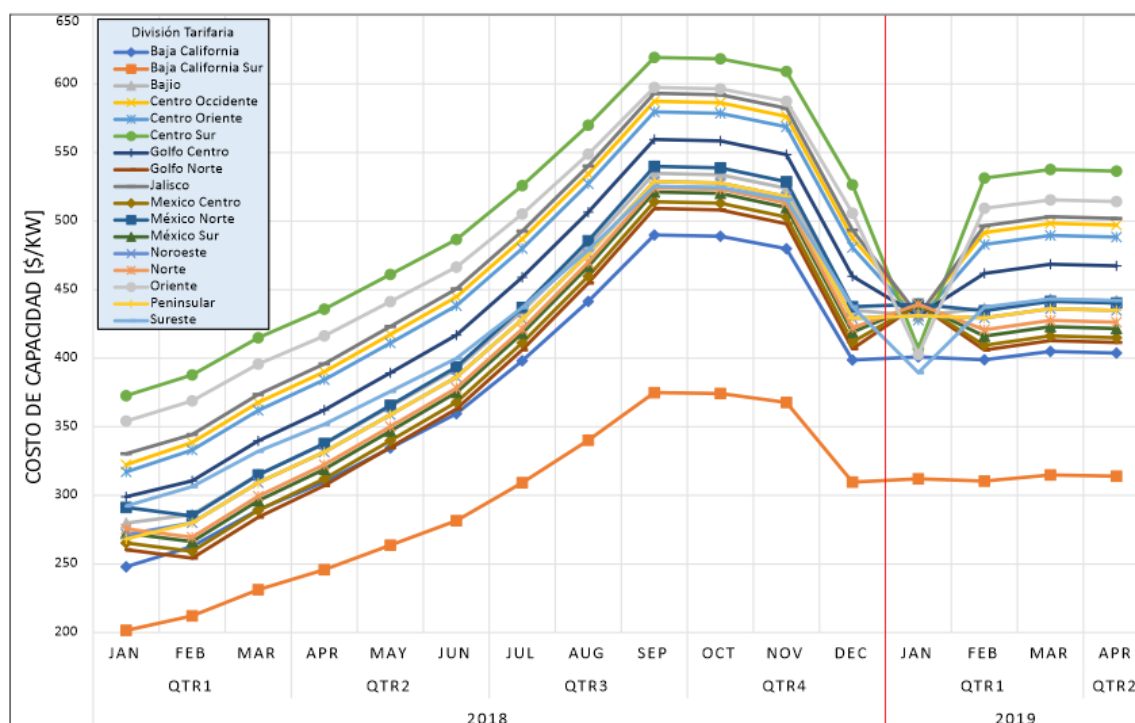
Figura 10. Precio promedio nacional para las 3 componentes horarias de la tarifa GDMTH.



Elaboración propia con datos de CRE. Memorias de cálculo de las tarifas finales de suministro básico. Datos abiertos: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico>

El cargo por capacidad define el costo de utilización de la infraestructura para la generación y se delimita según la demanda máxima en el horario de punta (ver Sec. 1.6). En este caso, este cargo se mide en unidades monetarias por cantidad de energía (\$/kW) debido a que se refiere a la cantidad de energía demandada. Para las regiones tarifarias, la tendencia del aumento en el costo es constante para los primeros 3 trimestres del año 2018 en donde el mayor costo por capacidad se presenta en la región Centro Sur obedeciendo una misma tendencia para todas las divisiones, y estabilizando sus precios en el primer trimestre de 2019. El mayor de esta componente se presenta en el mes de septiembre para todas las divisiones tarifarias en un rango de 620 a 490 \$/kW para los sistemas conectados dentro del SIN (Figura 11).

Figura 11. Promedio de la componente de Capacidad en [\$/kW] al mes entre 2018 y Q1 2019

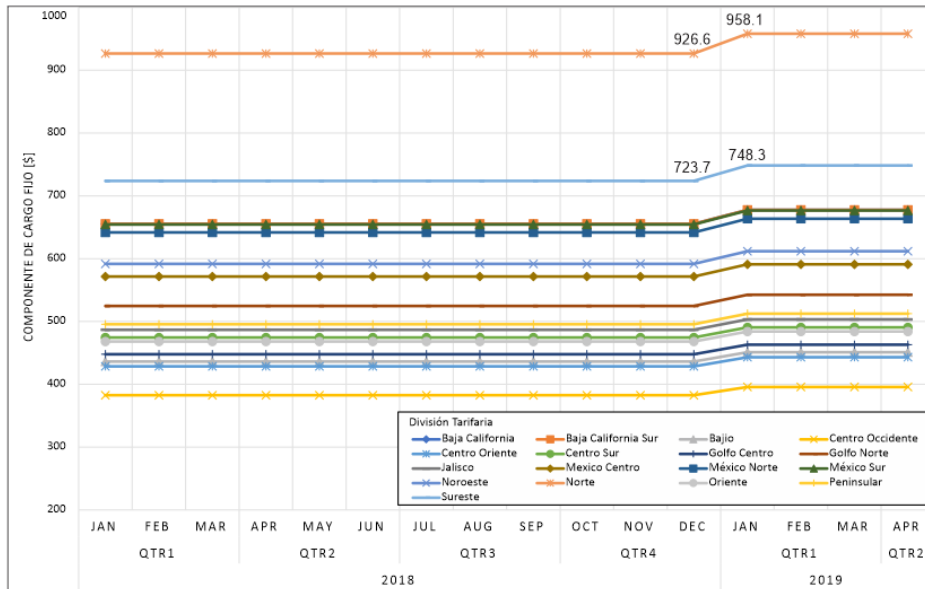


Elaboración propia con datos de CRE. Memorias de cálculo de las tarifas finales de suministro básico. Datos abiertos: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico>

En el caso del cargo fijo, es un cargo que se aplica de manera constante por ley para todos los meses del año y se carga al recibo directamente como unidad monetaria independiente de la energía o la demanda mensual. La región con el costo más alto de cargo fijo es la Norte con \$926.62 que incremento en 2019 a \$958.13, muy por encima de las demás divisiones tarifarias que se encuentran en un rango entre \$400 y \$750 al mes para 2019.

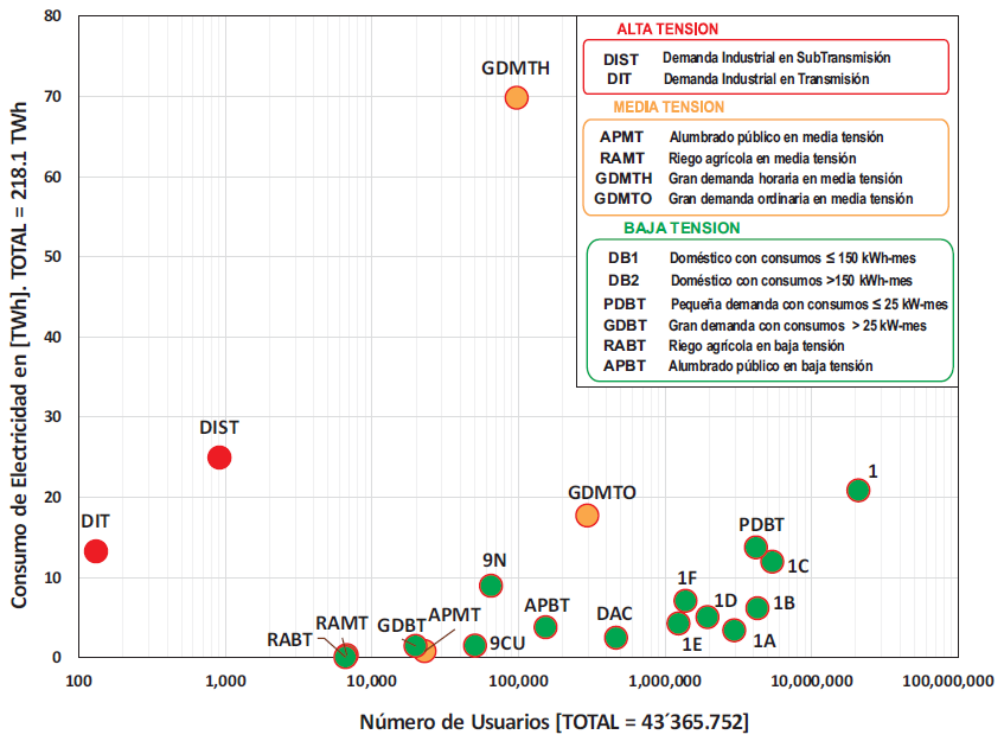
En la Figura 13 se muestra el número de usuarios y el consumo de cada tarifa de electricidad en todo el territorio mexicano, en donde la tarifa GDMTH presenta el mayor consumo con cerca de 70TWh, y la tarifa 1 correspondiente a baja tensión de tipo residencial el mayor número de usuarios.

Figura 12. Componente del cargo Fijo para la tarifa GDMTH por división. [\\$]



Elaboración propia con datos de CRE. Memorias de cálculo de las tarifas finales de suministro básico. Datos abiertos: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico>

Figura 13. Número de Usuarios y Consumo para las Tarifas de electricidad de CFE.



Elaboración propia con datos de CFE para 2018. Número de usuarios en escala logarítmica.

1.9. Análisis de la facturación en GDMTH

La facturación de la tarifa en GDMTH presenta los siguientes elementos²¹:

DATOS GENERALES		
Concepto	Descripción	Unidad
Periodo Facturado	La energía aparente a su vez depende de la energía activa y reactiva.	mes/año
Carga Contratada	La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado	kW
Carga Conectada	Suma de todas las cargas existentes en la empresa. En el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.	kW
Multiplicador	Valor numérico que se utiliza para obtener el valor real de las lecturas del equipo de medición.	-
MEDICION DE CONSUMO		
Concepto	Descripción	Unidad
kWh base	Energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.	kWh
kWh intermedia	Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio.	kWh
kWh punta	Energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta.	kWh
kW base	Demanda máxima medida en el periodo de base	kW
kW intermedia	Demanda máxima medida en el periodo intermedio	kW
kW punta	Demanda máxima medida en el periodo de punta	kW
kWMaxAñoMovil	Valor mínimo entre la demanda máxima registrada dentro de los 12 meses anteriores y la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación	kW
kVArh	Energía reactiva, tipo de energía necesaria para el arranque de equipos de tipo inductivo (campos magnéticos) como motores y transformadores , por lo tanto, no se transforma en ningún tipo de trabajo denominado “útil”.	kVArh
Factor de potencia	Relaciona el consumo de energía activa y reactiva. Para un mismo consumo de energía activa, cuanto mayor es el consumo de energía reactiva menor es el factor de potencia y mayor es la penalización económica.	Cosφ %
$FP = \frac{kWh}{\sqrt{(kWh)^2 + (kVAhr)^2}}$		

²¹ Algunas definiciones tomadas de (CONUEE, 2009), (CFE, 2018) y (CRE, 2017)

COSTO DE LA ENERGÍA EN EL MERCADO		
Concepto	Descripción	Unidad de Cálculo
Suministro [\$]	Costo de operación del Suministrador de Servicios Básicos.	\$
Distribución [\$/kW]	Costo del uso de redes y líneas de distribución y los centros de transformación. $D = \min \left\{ D_{max\,mensual}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * FC} \right] \right\} * T_{dist}$ $D_{max\,mensual}$: Demanda máxima en el mes al que corresponde la facturación. $Q_{mensual} = kWh_{base} + kWh_{int} + kWh_{punta}$ d : número de días del periodo de facturación (30). FC : Factor de carga correspondiente del apartado 3.5.3 del Anexo B del Acuerdo A/058/2017. (0.57 para GDMTH)	\$
Transmisión [\$/kWh]	Costo del transporte y transformación de voltaje de energía eléctrica hacia las redes de distribución. $T = Q_{mensual} * T_{trans}$	\$
CENACE [\$/kWh]	Costo correspondiente por administrar la energía eléctrica $Cen = Q_{mensual} * T_{Cen}$	\$
Generación Base [\$/kWh]	Costo de generación de la energía en el horario base $Gen_{base} = kWh_{base} * T_{base}$	\$
Generación Intermedia [\$/kWh]	Costo de generación de la energía en el horario intermedio $Gen_{int} = kWh_{int} * T_{int}$	\$
Generación Punta [\$/kWh]	Costo de generación de la energía en el horario punta $Gen_{punta} = kWh_{punta} * T_{punta}$	\$
Capacidad [\$/kW]	Es el costo de la potencia (demanda) $C = \min \left\{ D_{max\,punta}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * FC} \right] \right\} * T_{cap}$ $D_{max\,punta}$: Demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kW.	\$
SCnMEM [\$/kWh]	Servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. $SCnMEM = Q_{mensual} * T_{MEM}$	\$
DESGLOCE DEL IMPORTE A PAGAR		
Concepto	Descripción	Unidad

Cargo Fijo	Cargo establecido por ley para cada división tarifaria con una duración anual.	\$
Energía	Suma de los consumos de energía	\$
2% Baja Tensión	Cargo del 2% que se cobra por las pérdidas de transformación que existen cuando la medición se hace en baja tensión y que no registra el medidor.	\$
Bonificación	Eficiencia del uso de la energía eléctrica (bonificación y/o recargo) Fórmula para Bonificación ($FP > 90\%$) $Bonificación = \frac{1}{4} \left(1 - \left(\frac{90}{FP} \right) \right) * 100$	
Penalización	Fórmula para Penalización ($FP < 90\%$) $Penalización: \frac{3}{5} \left(\left(\frac{90}{FP} \right) - 1 \right) * 100$	\$
Factor de Potencia	Los valores de las fórmulas con redondeo a un solo decimal. La bonificación no será mayor a 2.5% ni la penalización mayor al 120%.	
Subtotal	Suma del Subtotal	\$
IVA 16%	Impuesto del 16% aplicado al Subtotal	\$
Facturación del Periodo	Costo de la facturación del mes	\$
Derecho de alumbrado público	Cargo por alumbrado público. No aplica en todos los estados de la república. (No se aplica cobro en los estados de: Baja California, California, Sinaloa, Durango, Nuevo León, Tamaulipas, Nayarit, Jalisco, Veracruz, CDMX, Tabasco y Chiapas)	\$
Total	Costo de la facturación del mes	\$
CONCEPTO HISTORICO		
Concepto	Descripción	Unidad
Demanda Máxima	Demanda Máxima en cada uno de los periodos de facturación.	kW
Consumo Total	Suma de los consumos de energía en Base, Intermedia y Punta.	kWh
Factor de Carga	Relación entre la energía consumida y la demanda eléctrica durante el periodo de facturación: $FC = \frac{Energía Consumida [kWh]}{Demanda [kW] * 24[h] * d}$	%
	Describe el grado de aprovechamiento o el efecto de la demanda máxima respecto a la energía consumida.	
Precio Medio	Relación del costo facturado antes de impuestos en \$ (Subtotal) y el consumo total de energía en [kWh]. $PM = \frac{Subtotal Factura [\$]}{Energía Consumida [kWh]}$	\$/kWh

Define en valor monetario cuanto se paga por cada unidad de energía consumida teniendo en cuenta la bonificación o penalización por capacidad.

Para el caso de la tarifa GDMTH, y para la estimación del sistema fotovoltaico, se aplica el periodo de Base, Intermedia y Punta de acuerdo con el criterio de disponibilidad de horas sol siguiendo el esquema horario para verano e invierno. Para cada día y hora de la semana se tienen periodos tarifarios definidos y se presentan en la Figura 14.

Figura 14. Periodos Horarios Tarifarios en Horas Sol .

PERIODOS HORARIOS TARIFARIOS		B. BASE			I. INTERMEDIA			P. PUNTA			SEMANAL																			
VERANO: del primer domingo de ABRIL al último domingo de OCTUBRE											TOTAL DE HORAS			TOTAL DE HORAS - SOL																
VERANO	HORA DEL DIA																							B	I	P	B	I	P	
DIA	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	B	I	P	B	I	P
Lunes a Viernes	B	B	B	B	B	B	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	P	P	I	I	30	80	10	0	60	0	
Sábado	B	B	B	B	B	B	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	7	17	0	0	12	0	
Domingo	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	I	I	I	I	I	19	5	0	12	0	0	
TOTAL DE HORAS POR SEMANA Y PERIODO EN VERANO											56	102	10	12	72	0														
INVIERNO: del último domingo de OCTUBRE al PRIMER domingo de ABRIL											TOTAL DE HORAS			TOTAL DE HORAS - SOL																
INVIERNO	HORA DEL DIA																							B	I	P	B	I	P	
DIA	24	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	B	I	P	B	I	P
Lunes a Viernes	B	B	B	B	B	B	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	P	P	P	I	I	30	70	20	0	50	5	
Sábado	B	B	B	B	B	B	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	I	P	P	I	I	I	8	14	2	0	11	0	
Domingo	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	I	I	I	I	I	18	6	0	10	1	0	
TOTAL DE HORAS POR SEMANA Y PERIODO EN INVIERNO											56	90	22	10	62	5														

Fuente: Creación propia. Datos de CFE <https://app.cfe.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas>

En resumen, se tienen 168 horas por semana dentro de las cuales para el horario de verano corresponden 56 horas en base, 102 horas en intermedia y 10 horas en punta. Dentro de las horas 12 horas de sol diarias, estimando para efectos de cálculo en el horario de verano un amanecer a las 7:00 AM y atardecer a las 6:59 PM, 12 horas de tarifa base, 72 de intermedia y 0 de punta.

Para la temporada de invierno considerando 11 horas de sol y las mismas 168 horas por semana, se tiene una participación de 56 horas en horario base, 90 horas en intermedia y 22 horas en punta, que corresponden a 10 horas de sol en base, 62 en intermedia y 5 en punta. El resumen del porcentaje de horas de sol por tarifa para los periodos de invierno y verano se presenta a continuación:

% TARIFA EN HORAS SOL	TOTAL	
	INVIERNO	VERANO
BASE	13.0%	14.3%
INTERMEDIA	80.5%	85.7%
PUNTA	6.5%	0.0%

Para efectos del presente estudio, y para facilidad de los cálculos se tomó como referencia en los dos periodos de invierno y verano, una proporción de 14% de tarifa base, 83% de tarifa intermedia y 3% de tarifa en horario punta. Si se requiere más precisión en los cálculos, se puede realizar teniendo en cuenta la hora de amanecer y atardecer por cada región tarifaria y determinar el mayor entero con

número de horas de sol para cada una. Este valor se puede considerar como un estimado para un promedio nacional.

Los resultados de la facturación para una ciudad teniendo en cuenta el consumo en GDMTH del Instituto de Energías Renovables como caso de estudio, perteneciente a la división Centro Sur con respecto a marzo 2019 se muestran en la (Figura 15) y el despliegue de la factura real en los Anexos.

Tomando como caso de estudio el consumo de energía del Instituto de Energías Renovables para una facturación correspondiente a marzo de 2019, y con División Tarifaria Centro Sur, se tiene un consumo de \$149.312.83. En caso de instalar un SFV que cubriera a nivel de tarifa, y con las condiciones horarias expuestas para el ahorro de la componente de energía (14% en Base, 83% en Intermedia y 3% en punta) con 12 horas sol, se tendría un ahorro mensual de \$70.700.88. Cabe recordar que este análisis es únicamente teniendo en cuenta la proporción de energía que se puede ahorrar con respecto al componente horario sin realizar aún los cálculos correspondientes a un diseño de sistema fotovoltaico. Los resultados muestran una proporción de ahorro del 47.4% del total de la facturación para este mes.

Se encuentra también que, al tener un factor de potencia alto la penalización por capacidad no se hace efectiva al momento de instalar el SFV, ya que continúa por encima del 90%, pasado de 98.89% sin SFV a 96.37% con SFV. Esto se debe a que se asume que el total de la energía reactiva consumida se sigue tomando de la red ya que no se tiene en cuenta almacenamiento de energía con capacitores, y no se tiene considerado que el inversor entregue potencia reactiva al sistema de consumo.

Para un análisis a nivel industrial, se debe tomar en cuenta que el 60% de la energía eléctrica en la industria la consumen los motores, y estos al ser de naturaleza inductiva, el FP se convierte en un parámetro a tener en cuenta en la instalación de un SFV con el fin de evitar sobrecostos por penalización en la facturación, cuando se trate de un SFV interconectado.

Figura 15. Hoja de cálculo para determinación de cargos en GDMTH.

Hoja de Calculo para determinar los conceptos de pago en la Facturación de Energía Eléctrica en la Tarifa GDMTH, con y sin SFV.					LECTURAS DE FACTURACION SIN SFV				LECTURAS DE FACTURACION CON SFV								
DATOS GENERALES					Máxima Energía posible a generar por periodo con SFV				Grupo	Concepto	Medición	Unidad	Grupo	Concepto	Medición	Unidad	
Tarifa	GDMTH				Periodo	Energía	Unidad		Cargo por Energía	Base	15,632	kWh	Cargo por Energía	Base	13,500	kWh	
Periodo Facturado	Inicio	28-Feb-19	Fin	31-Mar-19	Base	2131.6	kWh	Cargo por Energía	Intermedia	23,199		Cargo por Energía	Intermedia	3,917			
	Dias	31			Intermedio	19282.3			Cargo por Energía	Punta	8,446		Cargo por Energía	Punta	8,172		
Carga Contratada	kW	130			Punta	274.2			Cargo por Demanda	Base	92	kW	Cargo por Demanda	Base	92	kW	
Carga Conectada	kW	130			TOTAL	21688.1		Cargo por Demanda	Intermedia	153		Cargo por Demanda	Intermedia	153			
Multiplicador	-	1000						Cargo por Demanda	Punta	168		Cargo por Demanda	Punta	168			
COSTO DE LA ENERGIA EN EL MERCADO					División Tarifaria				CON SFV				PARA Capacidad				
					Centro Sur - Marzo2019				IMPORTE				$D_{max,punta} = 168$ $Q_{mensual} = 47,277$ $FC = 0.57$ $\frac{Q_{mensual}}{24 * d * FC} = 112.00$ $\min \left\{ D_{max,punta}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * FC} \right] \right\} = 112.00$				
Concepto	Horario	\$	\$/kW	\$/kWh	MX			CON SFV	IMPORTE	MX							PARA Bonificación
Suministro		490.63			\$ 490.63				\$ 490.63								$Bonificación = \frac{1}{4} \left(1 - \left(\frac{90}{FP} \right) \right) * 100$
Distribución			213.42		\$ 23,903.04				\$ 13,018.62								0.022
Transmisión				0.1663	\$ 7,862.17				\$ 4,255.43								$Penalización = \frac{3}{5} \left(\left(\frac{90}{FP} \right) - 1 \right) * 100$
CENACE				0.0078	\$ 368.76				\$ 199.59								-0.054
Generación	Base			0.6859	\$ 10,721.99				\$ 9,259.90								PARA Distribución
	Intermedia			1.3435	\$ 31,167.86				\$ 5,262.11								$D_{max,mensual} = 112$ $\min \left\{ D_{max,mensual}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * FC} \right] \right\} = 112.00$
	Punta			1.5435	\$ 13,036.40				\$ 12,613.14								112
Capacidad			324.26		\$ 36,317.12				\$ 19,779.86								
SCnMEM				0.0054	\$ 255.30				\$ 138.18								
TOTAL		490.63	537.68	3.75	\$ 124,123.26				\$ 65,017.46								
DESGLOCE DEL IMPORTE A PAGAR SIN SFV					DESGLOCE DEL IMPORTE A PAGAR CON SFV				DAP División								
Concepto	Importe				Concepto	Importe				7%							
Cargo Fijo	\$ 490.63				Cargo Fijo	\$ 490.63				Ahorro Mes	Proporción						
Energía	\$ 123,632.63				Energía	\$ 64,526.83											
2% Baja Tensión					2% Baja Tensión												
Bonificación Factor de Potencia	-2730.71				Bonificación Factor de Potencia	-1105.30											
Subtotal	\$ 121,392.55				Subtotal	\$ 63,912.16											
IVA 16%	\$ 19,422.81				IVA 16%	\$ 10,225.95											
Facturación del Periodo	\$ 140,815.35				Facturación del Periodo	\$ 74,138.10											
Derecho de Alumbrado Público	\$ 8,497.48				Derecho de Alumbrado Público	\$ 4,473.85											
Adeudo Anterior					Adeudo Anterior												
Total	\$ 149,312.83				Total	\$ 78,611.96				\$ 70,700.88	47.4%						

Analizando otro caso real (división Sureste en marzo 2018) en donde se tiene potencia reactiva muy alta con respecto al consumo de potencia activa, da como resultado una penalización por capacidad. En este caso el usuario incurre en una penalidad por capacidad ya que el factor de potencia con y sin SFV se encuentra por debajo del límite del 90% requerido por CFE.

Tabla 5. Estudio de caso de penalización por capacidad. Oaxaca. División Sureste 2018.

Concepto	No. medidor	Lectura actual		Lectura anterior		Diferencia	Totales
		Medida ●	Estimada ●	Medida ●	Estimada ●		
kWh base				3,935			
kWh intermedia				8,616			
kWh punta				2,316			
Mes	Días de mes	Consumo prom. diario		Energía kWh	Precios \$/kWh	Importe (MXN)	
kW base				22			
kW intermedia				43			
kW punta				48			
Mes	Factor de proporción	Demanda máxima \$/kW		Precios \$/kW	Importe (MXN)	Factor de potencia	
kWMaxAñoMovil				39			
kVArh				14,532			
Factor de potencia %				71.51			

Concepto	Costo de la energía en el mercado				Desglose del importe a pagar	
	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (MXN)	Concepto	Importe (MXN)
Suministro	723.78	0	0	723.78	Cargo Fijo	723.78
Distribución	0	4831.92	0	4831.92	Energía	26,407.22
Transmisión	0	0	2356.43	2356.43	Cargo Factor de Potencia	4,205.31
CENACE	0	0	90.69	90.69	Subtotal	31,336.31
Generación B	0	0	1844.73	1844.73	IVA 16%	5,013.80
Generación I	0	0	7719.07	7719.07	Facturación del Periodo	36,350.11
Generación P	0	0	2358.61	2358.61	Derecho de Alumbrado Público 4.00%	1,253.45
Capacidad	0	7125.48	0	7125.48	Adeudo Anterior	22,403.79
SCnMEM	0	0	80.29	80.29	Su Pago	22,403.00-
Total	723.78	11,957.40	14,449.82	27,131.00	Total	\$37,604.35

DESGLOCE DEL IMPORTE A PAGAR SIN SFV		DESGLOCE DEL IMPORTE A PAGAR CON SFV	
Concepto	Importe	Concepto	Importe
Cargo Fijo	\$ 723.78	Cargo Fijo	\$ 723.78
Energía	\$ 26,407.16	Energía	\$ 12,030.92
2% Baja Tensión		2% Baja Tensión	
Bonificación Factor de Potencia	4205.30	Bonificación Factor de Potencia	3354.48
Subtotal	\$ 31,336.24	Subtotal	\$ 16,109.18
IVA 16%	\$ 5,013.80	IVA 16%	\$ 2,577.47
Facturación del Periodo	\$ 36,350.03	Facturación del Periodo	\$ 18,686.65
Derecho de Alumbrado Público	\$ 1,253.45	Derecho de Alumbrado Público	\$ 644.37
Adeudo Anterior		Adeudo Anterior	
Total	\$ 37,603.48	Total	\$ 19,331.02

Sin embargo, el ahorro por instalación de SFV siguen siendo muy significativo, al tener un ahorro en la facturación de \$18,272.47 por mes. Aún si su factor de potencia es muy bajo (43.87%) al instalar un SFV, los resultados dan una proporción de ahorro del 48.6% para este caso.

El importe por pagar en el caso de estudio para la división Centro Sur, muestra una proporción en la facturación de 0.4% para Suministro, 19.26% para Distribución, 6.33% para Transmisión, 0.33% para CENACE, 44.3% para Generación, 29.3% para Capacidad y 0.21% para SCnMEM.

1.10. La Generación Distribuida

El modelo de negocio tradicional de las empresas de servicios públicos está bajo presión debido al bajo crecimiento de la demanda de electricidad, el aumento en la participación de las energías renovables, los incentivos para la generación descentralizada y una mayor eficiencia en los electrodomésticos; además, los consumidores comienzan a producir todo o parte de sus necesidades de electricidad a partir de la generación en sitio (*prosumers*). (Pfaffenberger, 2015)

La *Generación Centralizada (GC)* concepto diferente a la *Generación Distribuida (GD)*, desde siempre ha tenido un uso dominante en el sistema eléctrico mundial y ha aportado a los grandes consumos de energía, pero presenta una variedad de problemas, incluyendo sus costos, sostenibilidad y desafíos a largo plazo. La *Generación Distribuida GD* por su parte, requiere de plantas más pequeñas en diseño y generación de energía, y está orientada principalmente para recursos de energía renovable.

La GC es la producción de energía eléctrica desde las grandes centrales de generación que proporcionan energía a todos los usuarios. La mayoría de las plantas utilizan grandes calderas de carbón o gas que funcionan con combustibles fósiles, o reactores nucleares para producir vapor e impulsar los generadores de turbina. En algunos casos, también se utiliza energía hidráulica de gran escala. Estas plantas requieren una gestión costosa debido a la gran infraestructura requerida.

Sus limitaciones en términos de eficiencia e impacto ambiental, así como su vulnerabilidad ante eventos imprevisibles, han dado lugar a varias opciones para el uso de recursos de energía renovable, impulsando la investigación y la responsabilidad política.

Uno de los grandes problemas que presenta el esquema de GC es que muchas veces la energía es producida muy lejos de los lugares en donde va a ser consumida, y el usuario debe que absorber los costos de transmisión y distribución, haciendo que se cargue en la factura y los costos se eleven significativamente para ciertas regiones.

Es importante tener en cuenta que bajo este modelo, el proveedor de Energía tiene que contar con la capacidad suficiente para cubrir la demanda de todos los clientes y esto implica producir excedentes que regularmente se desperdician, pero que también se suman a los costos de venta.

La GD consiste en la generación o almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala lo más cerca posible del lugar de consumo, con la opción de comprar o vender electricidad a la red eléctrica. Con la apertura a la competencia del sector eléctrico mexicano en generación y comercialización, este tipo de generación se convierte en una alternativa tecnológica viable para satisfacer la demanda de electricidad de una manera eficiente e impulsar el desarrollo de energías renovables. (IMCO, 2015).

La GD no es un concepto nuevo, desde hace varias décadas ha sido utilizada por consumidores de servicios públicos haciendo crecer su mercado. A fines de la década de 1990, las nuevas regulaciones - subsidios, como la medición neta, los requisitos de uso renovable, y el desarrollo de nuevas

tecnologías, han generado intereses más amplios en la GD. Debido a que consiste en la generación eléctrica conectada directamente a las redes de distribución, los sistemas son relativamente pequeños de (0.1-20) MW comparados con las grandes centrales de generación, además están ubicados en las proximidades de las cargas.

Las principales fuentes de energía utilizadas para la GD son la energía solar, eólica, hidroeléctrica, biomasa, combustibles fósiles e hidrógeno, pero cuando se usan fuentes de energía con tecnología limpia se pueden limitar únicamente a (solar, eólica, biomasa, celdas de combustible).

La ley de la Industria Eléctrica²² define a la Generación Distribuida, como la generación de energía eléctrica que cumple con las siguientes características:

- Se realiza por un Generador exento en los términos de esta Ley, y
- Se realiza en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de las Reglas del Mercado.
- Cuando la GD se realiza a través de Energías Limpias, se denomina Generación Limpia Distribuida²³.

La GD pretende que pequeños generadores de energías renovables puedan vender su energía de una manera más sencilla que las fuentes de mayor capacidad, y de acuerdo con la (IEA, 2018) en sus estudios de pronóstico, la generación distribuida marcará la diferencia en el crecimiento de la energía solar fotovoltaica para 2023. La expansión de la GD, liderada por proyectos comerciales e industriales, y seguida por aplicaciones residenciales, estimulará casi la mitad del crecimiento de la capacidad fotovoltaica mundial en 2018-2023. Se espera que los hogares, las empresas y las grandes aplicaciones industriales generen casi el 2% de la producción eléctrica mundial para ese año.

En ese sentido, la GD representa un área de oportunidad que puede ser aprovechada tanto por las entidades federativas como por los municipios puesto que, además de ser una actividad exenta del permiso, facilita la cobertura en aquellas zonas en las que no hay abasto eléctrico a partir del uso de fuentes renovables disponibles en el sitio en cuestión. (CEMDA, 2017, p. 23).

La (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. Aunque se pudiera pensar que es un concepto nuevo, tiene su origen de alguna forma en los inicios mismos de la generación eléctrica. La industria eléctrica se fundamentó en la generación en el sitio de consumo, y después como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de generación centralizada, precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor.²⁴

²² Artículo 3, Fracción XXIII, LIE

²³ Artículo 3, Fracción XX, Ley de Transición Energética.

²⁴ (SENER, CONUEE, 2015). Presentación de Francisco Mendoza 14-Dic-2015

Tabla 6. Ventajas y Desventajas de la Generación Distribuida.

VENTAJAS	DESVENTAJAS
<ul style="list-style-type: none"> • Suministro en zonas remotas. • Libera la capacidad del sistema eléctrico con una menor saturación de la red. • Menor número de interrupciones. • Uso eficiente de la energía. • Uso de energías renovables con menor inversión de capital. • Facilidad de adaptación a las condiciones del sitio • Disminución de Emisiones de GEI. • Incremento en la disponibilidad y confiabilidad del suministro. • Disminución en las pérdidas por transmisión y distribución. • Reducción en el consumo de combustibles fósiles y sus emisiones. • Nivelan los perfiles de voltaje al aportar potencia y energía a la red. • Ingresos adicionales por respaldo y servicio a la red. • Reducción en el índice de fallas. • No requieren de inversión en sistemas de transmisión. • Requieren bajos costos variables como el de mantenimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • El costo de la electricidad puede resultar más alto en algunos casos “costos ocultos”. • La naturaleza de la GD puede requerir reestructurar la infraestructura para el suministro de la electricidad. • Los niveles de falla tienden a aumentar en un esquema de GD. • La seguridad de la red debe ser mayor, ya que una instalación de GD no solo debe cumplir con los estándares establecidos sino también cumplir con la seguridad de suministro en el punto de conexión. Esto hace que se requieran más opciones de control para una mejor seguridad, aunque a un costo más alto. • Los problemas de estabilidad de la red en condiciones de falla conducen a una dinámica del sistema que puede causar inestabilidad, esto implica incluir sistemas de control apropiados a cierto costo para superar las inestabilidades. • Los SFV operan de forma intermitente, lo que implica la necesidad de incrementar la capacidad para respaldar las variaciones. • Se requieren de sistemas de adquisición de datos más complejos y de mayor costo, pero permiten un mejor control del consumo.

Fuente: Modificado de (PSERC, 2012)

En el caso de México, la GD es una parte esencial de la Reforma Eléctrica pues le permite al consumidor generar su propia energía eléctrica y a su vez venderla, permitiendo abrir y desarrollar un mercado de competencia, reduciendo los costos y el gasto público del sistema; además, ayuda a cumplir las metas de emisiones ambientales establecidas en los compromisos internacionales.

Igualmente, el país tiene apenas un 0.23% de penetración de GD sobre el total de Generación, comparado con Dinamarca (55%), Alemania (48%), España (31%), Chile (10%) e incluso California (5%). (SENER, 2017). Así mismo Alemania, un país referente en el mercado fotovoltaico, cuenta con 5.5 veces menos territorio y 5.0 veces menos recurso solar que México; pero genera 44.2 veces más energía solar. En comparación con China, a pesar de que México tiene un territorio 4.9 veces menor, tiene mayor radiación solar recibida (1.2 veces más). Sin embargo, la energía solar generada en nuestro país es equivalente al 0.1% de la generada en el país asiático. (CIEP, 2017, pág. 3)

1.10.1. Importancia de la GD

Según el estudio del *Instituto Mexicano para la Competitividad* (IMCO, 2015), hay 6 razones importantes para desarrollar la Generación Distribuida en México y se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 7. Importancia de la Generación Distribuida.

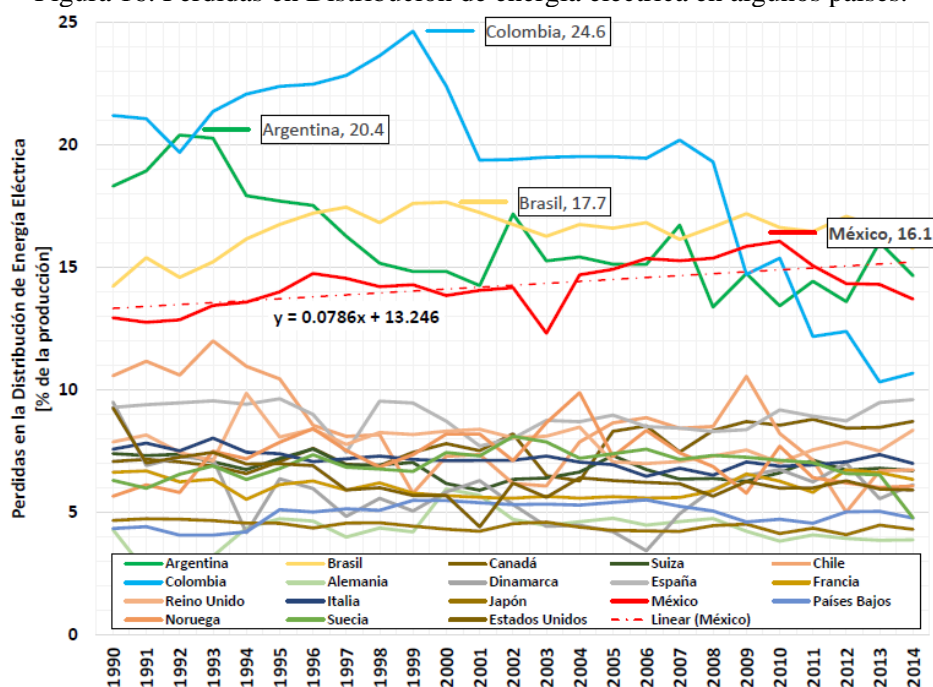
La energía eléctrica en México es cara. En 2012, el precio promedio de la electricidad para la industria en México fue de 114.74 US\$/MWh, es decir 5.87 US\$/MWh por encima del promedio ponderado de los países miembros de la OCDE, lo que sitúa a México en el lugar 17 de 33 países con los precios más altos en energía eléctrica.

El consumo está concentrado. El 58% del consumo de energía eléctrica de México lo realiza la industria con 0.76% de los usuarios de la CFE. Existen ramas de la industria que cuentan con una alta demanda energética, no solo eléctrica, sino también térmica a partir de la quema de combustibles, con un monto de 1,612.31 (PJ), de acuerdo con cifras de 2013. De este consumo, 67% se genera a partir de combustibles y el 33% restante por electricidad.

La demanda está creciendo. México es el décimo país con mayor capacidad instalada para la generación de electricidad dentro de la OCDE. En 2012 el consumo nacional de energía eléctrica fue de 234.2 (TWh), con un crecimiento con respecto al 2011 del 2.1% y una tasa media anual del 3.1% en el periodo 2002-2012.

Altas pérdidas. El porcentaje de la electricidad que se pierde en el proceso de transmisión y distribución de electricidad en México es uno de los más altos del mundo, 17.6% en 2011, y más importante aún es que han aumentado en los últimos años, contrario a lo que ha sucedido en otras partes del mundo. Por ende, la instalación de sistemas de generación distribuida al presentar pérdidas muy bajas, esto al no requerir de transportar electricidad grandes distancias, se convierte en una pieza fundamental para cumplir con la meta de reducir dichas pérdidas al 8% y estar a la par de la media internacional. (Figura 16)

Figura 16. Pérdidas en Distribución de energía eléctrica en algunos países.



Fuente: Datos de Indicadores de desarrollo del Banco Mundial.

Potencial para generar energía a precios competitivos. Gran parte del éxito de la generación distribuida depende de qué tan competitivos son los costos de generación. En este sentido, el potencial energético de recursos renovables como el sol, viento o biomasa, así como el precio del gas natural, resultan fundamentales para su aprovechamiento y desarrollo.

La existencia de una política de servicio universal. El país cuenta con una política para electrificar comunidades rurales y zonas urbanas marginadas con un fondo integrado a partir de los ingresos excedentes de la disminución de pérdidas técnicas. En el último Censo de Población y Vivienda se contabilizaron un total de 513,482 viviendas particulares habitadas sin servicio de energía eléctrica y 110,044 de las que no se sabe si cuentan o no con el servicio. De las viviendas sin electricidad, cerca del 75% se encuentran en localidades menores a 2,500 habitantes, lo que representa una oportunidad importante para el desarrollo de sistemas de generación distribuida, ya que se evitaría incurrir en costos relacionados con la construcción de infraestructura de transmisión, los cuales se incrementan al tratarse de zonas remotas y con poco impacto, esto debido a la baja densidad poblacional.

Fuente: Modificado y resumido de (IMCO, 2015)

Igualmente, la SENER en los estudios de los beneficios de la Generación Limpia Distribuida y Eficiencia Energética en México²⁵ muestra para el sector residencial, que la instalación de paneles solares con una capacidad individual de 1 kW en 680 mil hogares le permitiría al Gobierno ahorrar 1,500 millones de pesos al año, reducir el consumo de electricidad hasta en 75%, evitar alrededor de 1.3 millones de toneladas de CO₂ equivalente y ahorrar 680 millones de litros de agua al año.

La GD en México y para efectos de este estudio está contenida en la Res. 142 de 2017 de la CRE por la que expide las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.

Tabla 8. Clasificación de Centrales Eléctricas menores a 0.5 MW.

NIVEL DE TENSIÓN [kV]	CAPACIDAD DE GENERACIÓN (P) [kW]	CLASIFICACIÓN
Baja Tensión $V \leq 1.0$ kV	Sistema Trifásico: $P \leq 50.0$ Sistema monofásico: $P \leq 30.0$	Tipo BT (Baja Tensión)
Media Tensión 1.0 kV $< V \leq 35.0$ kV	$P \leq 250.0$ $250.0 < P < 500.0$	Tipo MT1 Tipo MT2

Fuente: Manual de Interconexión centrales de generación menores a 0.5kW. Sección 2.4.

Además, en el 15/12/2016 la SENER emite por Acuerdo en el DOF el **Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW**, con el objetivo de establecer los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los Distribuidores, Generadores Exentos y Generadores que representen Centrales Eléctricas con

²⁵ <https://www.gob.mx/sener/documentos/beneficios-de-la-GLD-y-la-EE-en-mexico>

capacidad menor a 0.5 MW para realizar la interconexión de sus Centrales Eléctricas a las Redes Generales de Distribución (SENER, 2016b, p. Sec. 1.1).

El acuerdo establece la clasificación de las centrales de generación (Tabla 8). con capacidad menor a 0.5MW, conforme a su nivel de tensión al cual se interconectan a las Redes Generales de Distribución (RGD) y su capacidad de generación neta

Los tipos de esquemas de interconexión se enumeran del 1 al 9, y se clasifican según el nivel de tensión y utilización de la energía como se muestra en la (Tabla 9). Los esquemas del 1 al 3 corresponden al esquema en donde la energía generada se consume en los centros de carga, del 4 al 6 cuando se consume y se venden los excedentes al sistema, y los restantes 7 al 9 cuando la generación es completamente para venta de energía. Los esquemas de utilización de energía corresponden a los esquemas de contraprestación que se estudiarán más adelante.

Tabla 9. Esquemas de interconexión de centrales eléctricas menores a 0.5MW.



Utilización de la Energía (Esquemas de Contraprestación)	Clasificación de la Central Eléctrica		
	BAJA TENSION (BT)	MEDIA TENSION 1 (MT1)	MEDIA TENSION 2 (MT2)
Consumo de Centros de Carga	1	2	3
Venta de Excedentes	4	5	6
Venta Total	7	8	9




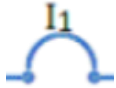
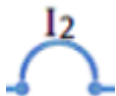


Fuente: Manual de Interconexión centrales de generación menores a 0.5kW. Anexo 1.

1.10.2. Esquemas de Interconexión

Los esquemas de interconexión son 9 y se resumen de acuerdo con la siguiente simbología. Definen la forma de interconexión desde la Central Eléctrica hasta la Red General de Distribución (Ver Anexo B, C, D).

Tabla 10. Descripción de los elementos de interconexión.

Elemento	Abreviatura	Símbolo	Descripción
Central Eléctrica	CE		Central eléctrica y/o equipo de almacenamiento de energía
Carga o Centro de Carga	CC		Dispositivo en donde se concentran las cargas por medio de interruptores termo magnéticos. Se considera una carga como un elemento consumidor de energía eléctrica

Inversor	Inv		Dispositivo que convierte la Corriente Directa en Corriente Alterna para sincronizarla con la red de distribución.
Medidor Fiscal²⁶	MF		Medidor fiscal para el registro de la energía eléctrica entregada o recibida desde o hacia las RGD.
Medidor de Generación	MCE		Medidor de generación de la CE (opcional) para el registro de la energía eléctrica generada por la CE.
Interruptor 1	I ₁		Interruptor de desconexión de la Central Eléctrica
Interruptor 2	I ₂		Interruptor de desconexión de la Red Particular
Corta Circuitos Fusible	CCF		Seccionador físico cortacircuitos fusible
Red General de Distribución	RGD		Parte del sistema de suministro eléctrico desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales.

Los modelos de interconexión a trabajar en la presente investigación son los correspondientes a Media Tensión 1. $1kV \leq MT1 \leq 35kV$, Modelos 2, 5 ,8.

Igualmente, la interconexión con el sistema eléctrico de potencia al tratarse de generación con energías limpias se realiza en niveles de tensión de distribución, es decir, se conecta a la red de distribución en un nivel de tensión de 13.8 o 23 kV, de acuerdo con la zona geográfica del país.

Los sistemas de distribución a su vez se pueden dividir en seis partes: circuitos de subtransmisión, subestaciones de distribución, alimentadores primarios o de distribución, transformadores de distribución, circuitos secundarios y conexiones de servicio a los consumidores²⁷.

1.10.3. Esquemas de Contraprestación

La CRE es la encargada de toda la información relacionada a la instrumentación y el marco regulatorio respecto de la Generación Distribuida (GD) mismos que incluyen: los modelos de

²⁶ Cuando el medidor M_F se encuentre asociado a un contrato de suministro eléctrico, los costos del medidor se determinarán de acuerdo con las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico. Cuando el medidor M_F sea exclusivo para la Central Eléctrica, los costos del medidor serán cubiertos por el Solicitante.

²⁷ Curso online. Distribución de la energía eléctrica. edX. Tecnológico de Monterrey.

contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales aplicables a las centrales eléctricas de GD y generación limpia distribuida.

Los esquemas de contraprestación, definidos como la forma en que será entregada y comercializada la energía se realiza por un *contrato de contraprestación*²⁸ del servicio a través de dos involucrados: *i*) el generador exento estará a cargo de la generación de energía a través de una central eléctrica, *ii*) el suministrador de servicios que estará a cargo de la compra y suministro de la energía.

De acuerdo con la regulación emitida por la CRE, existen dos contratos necesarios para poder vender energía en el esquema de GD: *i*) contrato de interconexión y *ii*) contrato de contraprestación. El contrato de interconexión se requiere celebrar antes del contrato de contraprestación.

Los Generadores Exentos podrán vender la energía eléctrica que entreguen a las Redes Generales de Distribución, a través de un Suministrador, el cual puede ser un Suministrador de Servicios Básicos o un Suministrador de Servicios Calificados. Si la venta de la energía eléctrica se realiza a través un Suministrador de Servicios Básicos, se aplicará uno de los esquemas de contraprestación establecidos por la CRE, de acuerdo con la Metodología de cálculo de contraprestación, incluida en el Anexo I de las *Disposiciones administrativas de carácter general aplicables a la Generación Distribuida*. (CRE, 2017).

Los esquemas de contraprestación establecidos en las mencionadas Disposiciones son:

- Medición neta de energía (*Net Metering*)
- Facturación neta (*Net Billing*)
- Venta total (*Buy/Sell All*)

Si la venta se realiza a través de un Suministrador de Servicios Calificados, ésta se realizará en un régimen de competencia, por lo cual las dos partes (Generador Exento y Suministrador) deberán de acordar y convenir la contraprestación.

Los Generadores Exentos que suscriban el *contrato de interconexión*²⁹, tendrán el derecho de usar la metodología de contraprestación de medición neta de energía, consistente en lo siguiente:

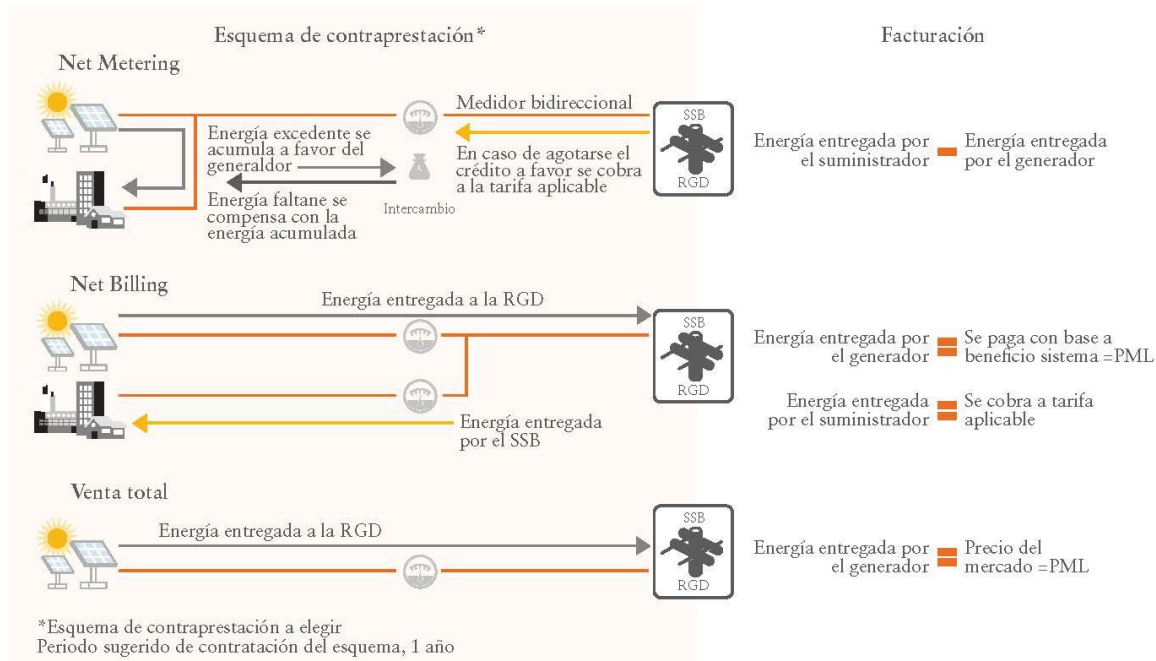
- I. Medición neta de energía (*Net Metering*): metodología de contraprestación que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las Redes

²⁸ El contrato de contraprestación tiene como objeto establecer los derechos y obligaciones que tendrán el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento, en relación con la contraprestación asociada a la interconexión de la Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, por la energía eléctrica generada y entregada a las Redes Generales de Distribución. Previa celebración del contrato de contraprestación es necesaria la celebración del contrato de interconexión. Se identifica como Anexo IV, el modelo de Contrato que celebran el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica". El contrato de contraprestación deberá ser acompañado por la metodología de contraprestación (Anexo I). (CRE, 2017, pág. 4.2)

²⁹ El contrato de interconexión tiene como objeto establecer los derechos y obligaciones que tendrán el Solicitante y el Distribuidor al llevar a cabo la interconexión de una Central Eléctrica de GD, GLD o cualquier Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW, mediante la utilización de esquemas típicos de interconexión a las RGD. Se identifica como Anexo III, el modelo de "Contrato que celebran el Distribuidor y el Solicitante para la interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW a las Redes Generales de Distribución". (CRE, 2017, pág. 4.1)

Generales de Distribución compensando dichos flujos de energía eléctrica entre sí durante el periodo de facturación.

Figura 17. Esquemas de Contraprestación en GD.



Fuente: (PROMEXICO, GIZ, IER, 2017)

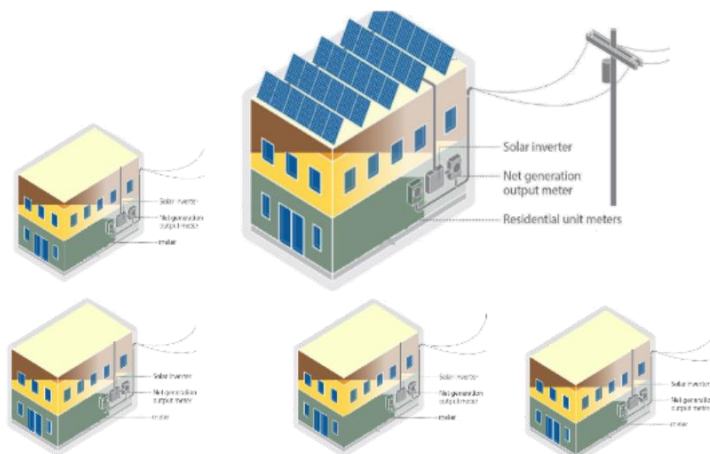
Alternativamente, y como excepción a lo anterior, los Generadores Exentos que así lo deseen, podrán elegir entre las siguientes opciones de contraprestación:

- II. Facturación neta (*Net Billing*): metodología de contraprestación que considera los flujos de energía eléctrica recibidos y entregados desde y hacia las Redes Generales de Distribución, y les asigna un valor que puede variar a la compra y a la venta.
- III. Venta total de energía: metodología de contraprestación que considera el flujo de energía eléctrica entregada hacia las Redes Generales de Distribución, al cual se le asigna un valor de venta. (CRE, 2017)

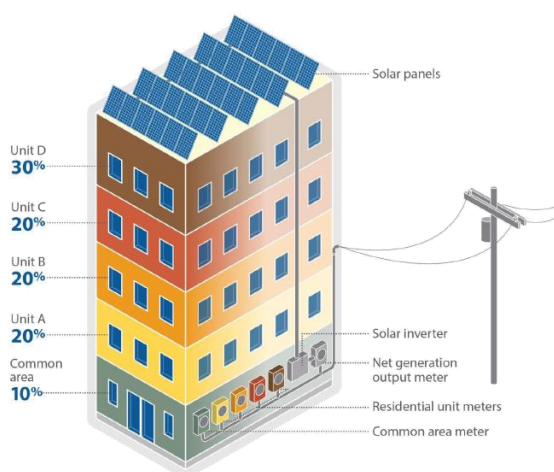
1.10.4. Esquemas de Contratación en GD Colectiva

La CRE planea desarrollar una regulación para establecer un contrato de Generación Distribuida Colectiva, que corresponden a la forma en que se realizarán los contratos entre el generador y los usuarios, teniendo en cuenta la ubicación del sistema de generación y la ubicación de los usuarios beneficiados. Se manejarán 3 posibles esquemas:

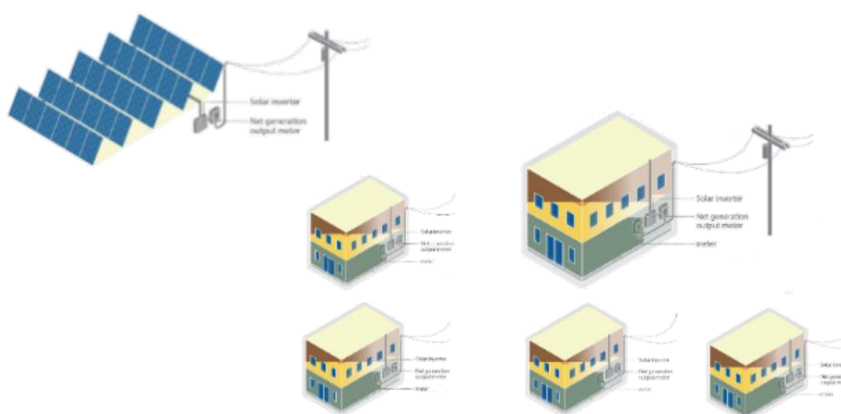
Varios usuarios,
en ubicaciones
diferentes,
beneficiados de un
sistema.



Varios usuarios,
en una misma
ubicación,
beneficiados de un
sistema



Varios usuarios
beneficiados de un
sistema, en
ubicaciones
diferentes



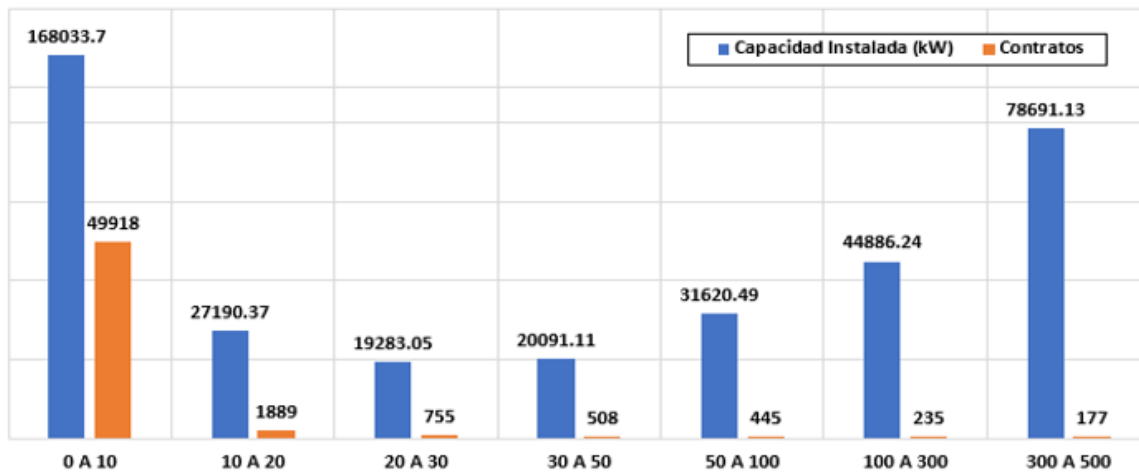
Fuente: (CRE, 2018c)

Según información de la CRE (registrados a 31 de diciembre de 2017), se tienen 53,930 contratos de GD a nivel nacional con diferentes tecnologías entre las que destacan solar, solar – eólica, biogás,

biomasa y eólica, tanto en pequeña como mediana escala, sin embargo, la energía a solar abarca el 99% del número de contratos registrados.³⁰

Las divisiones tarifarias con mayor número de contratos registrados son Jalisco (11,040), Bajío (5,470), Golfo Norte (5,306) y Norte (4,672), abarcando casi el 50% del total de centrales de generación a nivel nacional. Igualmente, el 92.5% de contratos se encuentran en el rango de capacidad instalada menor a 10kW siendo la mayoría del total. La capacidad total instalada a la fecha de consulta es de 389,796 kW.

Figura 18. Número de Contratos por rango de capacidad en [kW].



Fuente: Creación propia con Datos de CRE.

Contratos de Interconexión en Pequeña y Mediana Escala, firmados al 30 de junio de 2017.

<https://www.gob.mx/cre/documentos/pequena-y-mediana-escala>

En cuanto a la participación por sector, el segmento residencial en claro crecimiento registra el 74% de los contratos, comercial 20% y la pequeña industria 5%. En cuanto a capacidad instalada el sector residencial registra el 40%, la pequeña industria el 39% y comercial 18%. El mayor crecimiento en el último año lo presentan los sistemas de 300-500kW correspondientes a comercios y pequeñas industrias. (CRE, 2018c)

1.10.5. Precios Marginales Locales (PMLs)

Correspondiente con el Anexo B del Acuerdo A/058/2017 (CRE, 2017, Num. 3.6.1.), los PML se definen como el precio marginal de energía eléctrica calculado por el CENACE (en su carácter de operador del MEM) para el mercado de energía de corto plazo. El cálculo de los cargos de generación toma como insumo los PML del Mercado de Día en Adelanto (MDA) del mes anterior ($m - 1$) al que se realizará dicho cálculo (m). El CENACE proporcionará mensualmente los PML de manera horaria y por zona de carga.

³⁰ En datos preliminares se maneja una cantidad de 62.934 Contratos a finales de 2017.

Los PML de las 108 zonas de carga se agruparán en las 17 divisiones tarifarias a través de un promedio simple de las zonas de carga contenidas en cada división tarifaria:

$$PML_{h,i} = \frac{1}{n_i} \sum_{z_i} PML_{h,z_i}$$

Donde:

$PML_{h,i}$ corresponde al PML en la hora h , de la División Tarifaria i .

$PML_{h,z,i}$ corresponde al PML en la hora h , en la Zona de carga z , de la División Tarifaria i .

n_i corresponde al Número de zonas de carga de la división i .

z_i corresponde a la Zona de carga que contiene la división i .

La correspondencia de las zonas de carga en cada división de tarifaria se muestra en la Tabla 26.

Según el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2016, el PML en el Mercado del Día en Adelanto es el precio de la energía eléctrica para cada hora del Día de Operación en cada NodoP del SIN, BCA y BCS. Este precio es obtenido por el CENACE como solución del modelo de optimización para la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica un día antes del Día de Operación; dicho modelo considera, entre otros elementos, las Ofertas de Venta de los Participantes del Mercado enviadas al CENACE antes de las 10:00 horas del día anterior al Día de Operación. (ESTA & IPN, 2017)

Cada PML³¹ tiene tres componentes:

1. **Componente de Energía Marginal:** corresponde al costo marginal de la energía eléctrica en el NodoP de referencia del Sistema Interconectado.
2. **Componente de Pérdidas Marginal:** corresponde al costo marginal de pérdidas de transmisión en cada NodoP respecto al NodoP de referencia del Sistema Interconectado. Es decir, se refiere a las pérdidas ocasionadas por el flujo de energía por los conductores o líneas de transmisión.
3. **Componente de Congestión Marginal:** corresponde al costo marginal de congestión en cada NodoP respecto al NodoP de referencia del Sistema Interconectado. Es decir, refleja el costo de rebasar la capacidad de las líneas de transmisión.

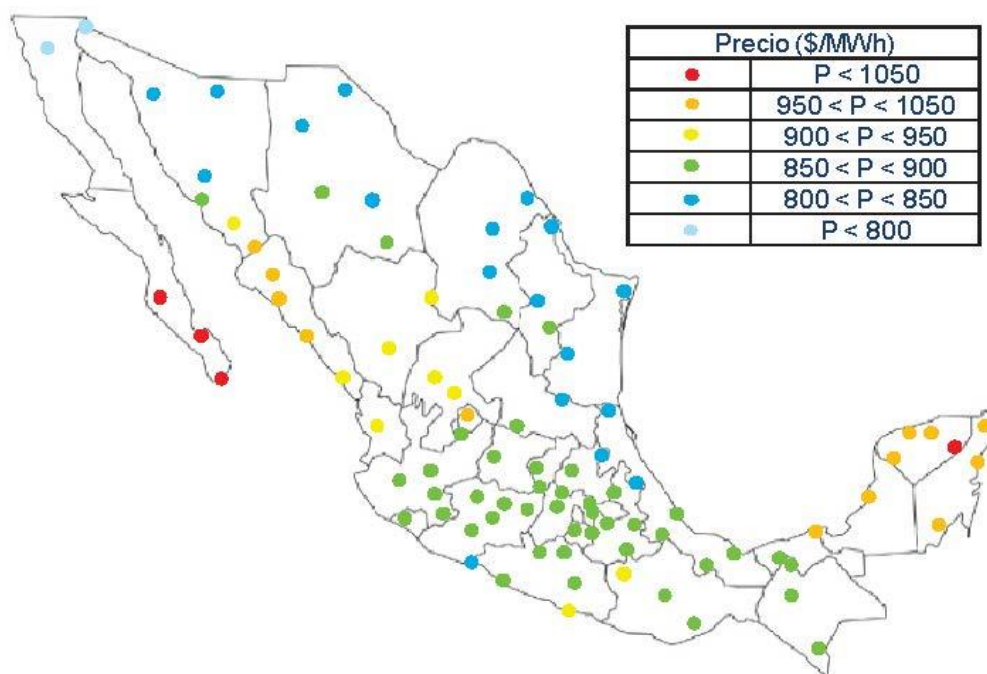
$$PML_{NODO} = CE_{NODO} + CP_{NODO} + CC_{NODO}$$

³¹ Los PML se pueden consultar en tiempo real a partir de la aplicación MEM México®, disponible para la plataforma Android de forma gratuita desde PlayStore. La aplicación está compuesta de las siguientes secciones: *i*) Mapa nacional interactivo con las 9 áreas de control y sus PML máximo, mínimo y promedio correspondientes; *ii*) 108 zonas de carga con sus PML máximo, mínimo y promedio diarios y su gráfica horaria asociada; *iii*) PML para los 2300 Nodos P del Sistema Eléctrico Mexicano expresados de manera horaria a través de un listado y de una gráfica con la opción para ordenarlos de mayor a menor y viceversa. *iv*) Presentación gráfica de los PML promedio horario para el Sistema Interconectado Nacional, para el de Baja California y para el de Baja California Sur.

Los Precios Marginales Locales son calculados cada hora y su valor depende del nivel de demanda, la saturación de las líneas de transmisión, las pérdidas del sistema, así como de otros factores.

La Figura 19 muestra el mapa de precios promedio durante 2016 por zona de carga, donde se puede destacar que los precios promedio más bajos se encuentran en la frontera norte, ya que se emplea gas natural como combustible principal y las fuentes de este son más cercanas por lo que sus costos son más bajos. En el caso de la península de Yucatán del SIN y del BCS, se encuentran los precios más elevados debido principalmente a la falta de disponibilidad de combustibles baratos para la generación eléctrica. (ESTA & IPN, 2017, pág. 35)

Figura 19. Mapa de PMLs por Zona de Carga [\$/MWh] - Anual 2016



Fuente: Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2016. Monitor Independiente del Mercado.

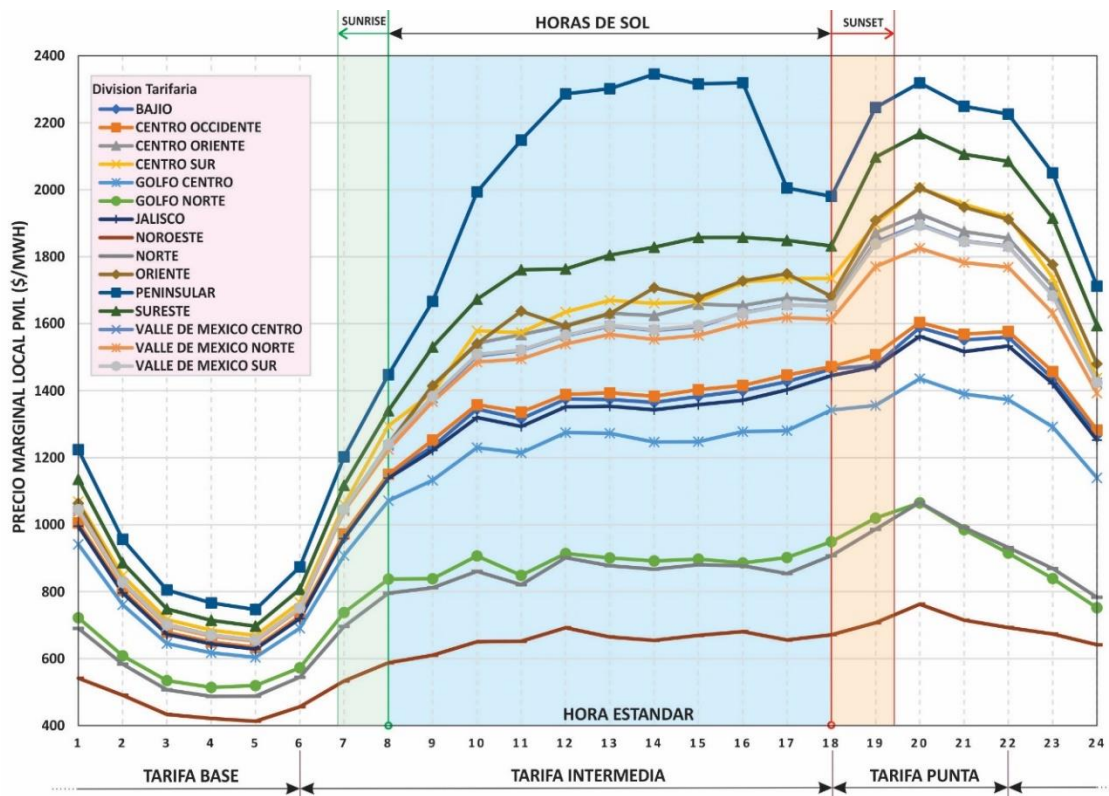
Para la presente investigación, los PMLs son calculados a partir de las bases de datos suministradas por el CENACE³² en el mercado de día en adelanto MDA, calculando desde 1/1/2017 hasta 31/12/2018 con el fin de estimar el cambio en los precios y su evolución a 20 años.

La Figura 20 muestra los PML's calculados para cada una de las 17 regiones tarifarias correspondientes al SIN (no incluye Baja California, ni Baja California Sur) para enero de 2019. La región Peninsular muestra un máximo promedio de precios, con un pico máximo de 2345 \$/MWh alrededor de las 3PM. Las divisiones con menores costos promedio fueron Noroeste, Norte y Golfo Norte. El máximo absoluto para este mes fue de 15.290 \$/MWh con un mínimo de -195.8 \$/MWh

³² <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

ambos en la división Golfo Centro teniendo en cuenta todo el país. El PML promedio para todas las divisiones fue de 1239.9 \$/MWh con una desviación estándar de 460.1 \$/MWh.

Figura 20. PML's del SIN según División Tarifaria para enero 1 a 15 de 2019.



Fuente: Creación propia. Datos de CENACE para enero de 2019 en el MDA. Para Ene/2017 comprende 1.64 millones de datos para el mes calculado con una pérdida de 30.409 datos por NodosP no asignados (1.81% del total).

El análisis de los PML's se presenta en la siguiente sección, en donde se realiza una estimación a 20 años, tiempo promedio de duración de un proyecto fotovoltaico. Las gráficas del comportamiento diario por división tarifaria y por mes se presentan en el Anexo F.

1.10.6. Análisis de los Precios Marginales

Para determinar el promedio mensual de los precios marginales en el MDA, se toman los datos de CENACE de los últimos 3 años (de 2016 a 2018)³³. Por cada mes, se manejan los datos de todos los nodos registrados (más de 2900 NodosP), de manera horaria, generando un total aproximado de 1.6 millones de datos. Para determinar la ubicación del nodo se realiza un cruce de información con el Catálogo de NodosP de cada año³⁴ con el código de cada nodo. Los datos obtenidos se muestran en

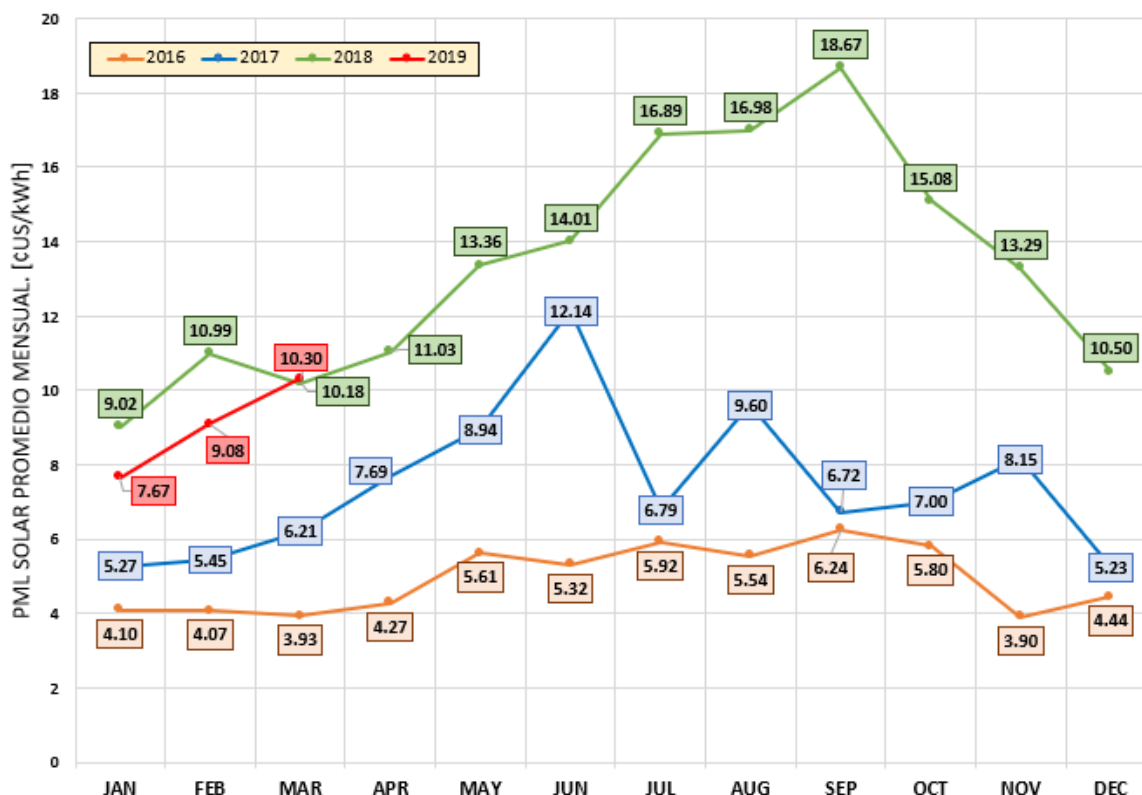
³³ <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

³⁴ <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/mercadooperacion/nodosp.aspx>

A nivel Nacional, el PML se ha estado incrementando a una tasa muy alta, 53% entre 2016 y 2017 y 86% entre 2017 y 2018. Para el primer trimestre de 2019 el promedio de crecimiento de los precios presentó un valor negativo de -10% con respecto al año anterior; sin embargo su tasa de crecimiento va en aumento estimado de 10.3% siendo la tendencia en los últimos años para ese periodo de tiempo.

Los datos de la Figura 22 a moneda constante (USD de 2015) muestran en 2018 el costo más alto registrado para septiembre con 18.67 ¢US/kWh (3.35\$MX/kWh) con un aumento permanente en los últimos 9 meses precedentes exceptuando marzo. El aumento de estos precios coincide con la tendencia de las tarifas que se analizan más adelante.

Figura 22. PML Solar promedio Nacional mensual de 2016 a 2019.



Fuente: Creación propia. Datos de CENACE para 2018. Moneda Constante USD@2015

Debido a que la proyección de precios se realiza de manera anual, y de las proyecciones obtenidas con los datos de los últimos 3 años, se estima un aumento general de los precios del 69% para todas las divisiones, lo que quiere decir que cada año el PML aumentará ese valor para el año siguiente. Este resultado que se presenta en las cifras sería poco probable y solo deja ver la volatilidad e incertidumbre del PML. Por lo tanto, y dado que es un crecimiento atípico de los precios, se manejará un incremento anual ajustado a la inflación tal y como lo maneja el software de cálculo.

Tabla 11. Datos de PML Solar Promedio Nacional de 2016 a 2019.

MES	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	
PML SOLAR PROMEDIO NACIONAL [\$MX/MWh]													
2016	730.9	741.3	684.0	736.6	1004.2	978.6	1086.2	1008.9	1181.7	1080.6	774.1	899.3	
2017	1088.7	1066.7	1156.7	1394.9	1618.2	2124.9	1169.3	1649.4	1156.1	1271.4	1487.9	969.2	
2018	1610.6	1934.6	1791.1	1914.3	2472.3	2686.0	3031.7	3024.3	3352.5	2732.7	2542.8	1993.4	
2019	1356.0	1608.7	1829.0										
TIPO DE CAMBIO [\$MX/1 \$USD]													
2016	18.07	18.47	17.65	17.49	18.15	18.65	18.60	18.47	19.19	18.89	20.12	20.52	
2017	21.39	20.29	19.30	18.79	18.76	18.13	17.83	17.81	17.84	18.82	18.92	19.18	
2018	18.91	18.64	18.63	18.39	19.59	20.30	19.01	18.86	19.02	19.19	20.26	20.11	
2019	19.17	19.20	19.25	19.08									
PML SOLAR PROMEDIO NACIONAL EN USD DÓLAR REAL [USD/MWh]													
2016	40.44	40.13	38.75	42.12	55.32	52.47	58.39	54.61	61.57	57.20	38.48	43.82	
2017	50.91	52.57	59.93	74.24	86.28	117.19	65.58	92.63	64.82	67.57	78.66	50.53	
2018	85.18	103.76	96.13	104.11	126.20	132.29	159.48	160.38	176.31	142.43	125.50	99.12	
2019	70.75	83.77	95.02										
PML SOLAR PROMEDIO NACIONAL EN USD CONSTANTE @2015 [cUS/kWh]												FACTOR	
2016	4.10	4.07	3.93	4.27	5.61	5.32	5.92	5.54	6.24	5.80	3.90	4.44	1.014
2017	5.27	5.45	6.21	7.69	8.94	12.14	6.79	9.60	6.72	7.00	8.15	5.23	1.036
2018	9.02	10.99	10.18	11.03	13.36	14.01	16.89	16.98	18.67	15.08	13.29	10.50	1.059
2019	7.67	9.08	10.30										1.084

Tipo de cambio promedio mensual calculado con datos de Banco de México. Sistema de Información económica. <http://www.banxico.org.mx/>. Factor a moneda constante calculado con datos de *Consumer Price Index (CPI)* a dólares de 2015

En promedio a nivel nacional, la tasa de crecimiento en los periodos 2016 a 2018 fue de 94.0%, en tanto que la TMCA de 24.7%.

Comparando con la Tarifa GDMTH, la componente de energía en horario punta en [\$/kWh] es la que mayor se acerca al PML Solar en todas las divisiones. En promedio, la mayor diferencia se identifica en la división Peninsular con 0.88 \$/kWh y 0.50 \$/kWh para las divisiones Centro Sur, Oriente y Sureste. En todas las divisiones a excepción de Bajío, el PML estuvo por encima de la tarifa.

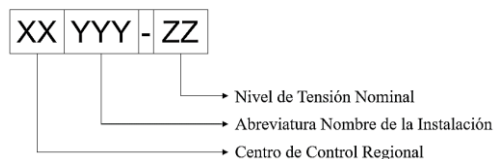
Con el fin de obtener el mayor beneficio respecto de la tarifa y el PML, es sabido que la tarifa debe ser mínima y el PML máximo para obtener un mayor margen de ganancia. En el caso de la Peninsular, por cada kWh cobrado en Tarifa, el PML se genera una proporción 1.57 veces más, haciéndolo la división tarifaria más atractiva para los proyectos fotovoltaicos en GD, únicamente teniendo en cuenta estos dos elementos. Ver (Figura 53) Anexos.

1.10.7. Nodos de Precios (NodosP)

Un NodoP o nodo de fijación de precios corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físicos de energía y para el cual un Precio Marginal Local se determina para las liquidaciones financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista.

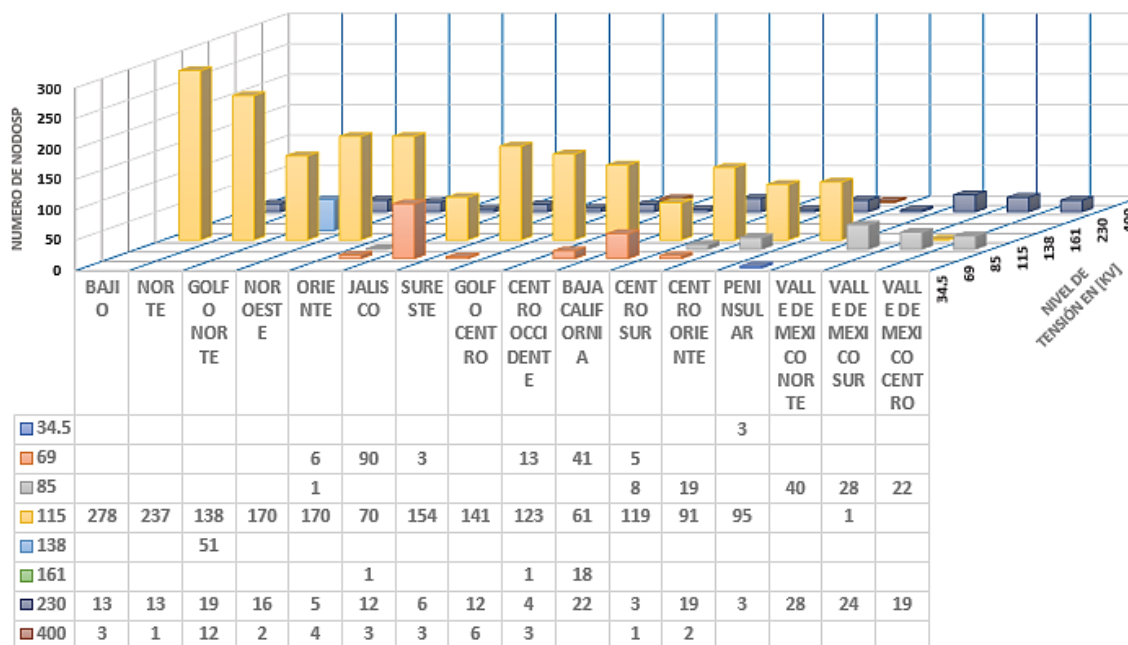
EL CENACE cuenta con un Catálogo de NodosP, definidos en cada uno de los tres Sistemas Interconectados que conforman el Sistema Eléctrico Nacional: Sistema Interconectado Nacional (SIN), Sistema Interconectado Baja California (BCA), y Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS).

Los NodosP se identifican por medio de una clave o acrónimo que define a un NodoP específico (instalación física o subestación). Esta codificación integra la clave del Centro de Control Regional (primeros dos dígitos), la abreviatura del nombre de la instalación (siguientes tres o cuatro caracteres) y su nivel de tensión nominal en kV.



Existen 2460 nodos de fijación de precios (cifra al 19-Dic-2018) en los tres Sistemas Interconectados que conforman el SEN y distribuidos en 8 centros de control regional, de los cuales 2322 corresponden al SIN, 108 a BCA y 28 a BCS. Los NodosP manejan 8 niveles de Tensión, que van desde los 34.5 hasta los 400kV.

Tabla 12. Numero de NodosP por División y Nivel de Tensión en kV



Fuente: Elaboración propia, Datos de Catálogo NodosP Sistema Eléctrico Nacional v2019 02 12.
<https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/mercadooperacion/nodosp.aspx>

En la Tabla 12 se muestra el número de nodos por división tarifaria y nivel de tensión, en donde el 85% de los Nodos a nivel nacional son a 115 y 230kV; a su vez, el 22% del total se encuentran en la División Bajío y Norte.

1.10.8. Integración a la red general de distribución RGD

Para realizar la integración de un sistema de generación distribuido, se deben tener en cuenta los parámetros básicos de interconexión del sistema a las redes generales, por lo que CFE dispone de un aplicativo de geoposicionamiento web, para verificar los rangos de operación de los circuitos de distribución en media tensión; estos parámetros se asignan dependiendo de la ubicación geográfica de la instalación con el fin de delimitar la capacidad de integración sin afectar las condiciones de funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional. Los resultados de los parámetros para el IER de Temixco se muestran a continuación:

Tabla 13. Capacidad de integración de la CE de GD al circuito. (IER-UNAM)

Elemento	Rango	Unidad
Nivel de Tensión del circuito	23	kV
Capacidad de integración recomendada ³⁵ en el circuito	4270	kW
Capacidad de las centrales eléctricas actualmente integradas al circuito	14	kW
Capacidad de integración disponible ³⁶	4256	kW
Límite de capacidad de generación neta al circuito ³⁷	8000	kW

Fuente: <http://app.distribucion.cfe.mx/Aplicaciones/GeneracionDistribuida/>

1.10.9. Productos Asociados

Los productos asociados son productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica dentro del SEN, que promueven el uso eficiente de la energía, su calidad, la continuidad del servicio, la seguridad energética y la sustentabilidad de los recursos. A continuación se mencionan algunos de ellos:

- **Potencia:**

La denominada Potencia como producto asociado es la cantidad de Potencia medida en Watt que los Generadores pueden ofrecer para su venta, mediante el cual adquieren la obligación de asegurar la disponibilidad de producción de energía para ofrecerla en el futuro en el Mercado de energía de corto plazo.

La cantidad de Potencia disponible para cada Generador depende del tipo de tecnología (dependiendo de si es firme o interrumpible) y la capacidad de planta de su central generadora. Los Usuarios Calificados y los Suministradores (SSC y SSB) están obligados a adquirir una cantidad de Potencia, la cual será determinada por la CRE. La Potencia se puede adquirir en

³⁵ Es la capacidad máxima que puede integrarse al circuito sin afectar las condiciones de Eficiencia, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad o Sustentabilidad del SEN.

³⁶ Es la diferencia que resulta al restar la capacidad de las centrales eléctricas actualmente integradas a la capacidad de integración recomendada.

³⁷ Podrá ser integrada una vez que la demanda o los refuerzo necesarios se incorporen. Es el límite de capacidad que puede integrarse de acuerdo con lo establecido en el Manual de Interconexión de CG con capacidad menor a 0.5MW.

subastas de mediano y largo plazo, directamente en contratos o en el mercado de balance de Potencia (CRE, 2018, pág. 33)

- **Certificados de Energías Limpias (CELs):**

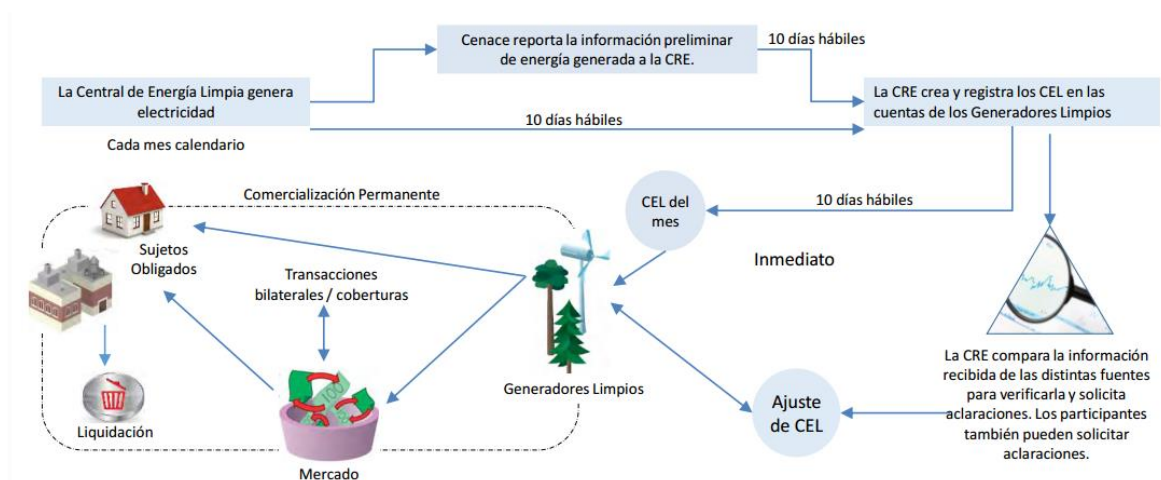
Los Certificados de Energías Limpias (CEL) son instrumentos que México ha implementado para integrar las energías limpias en la generación eléctrica al menor costo, incentivar el desarrollo de nuevos proyectos de inversión en generación eléctrica limpia y contribuir en la realización de contratos de largo plazo entre Generadores y Participantes Obligados para adquirir CEL en los mejores términos posibles. (SENER, 2018)

Los CELs, son un título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga³⁸. Un CEL ampara la generación de 1 MWh de energía eléctrica limpia.

Siendo los CEL un instrumento del mercado su precio no es fijo, sino que depende de la oferta y la demanda; los Participantes del Mercado podrán presentar ofertas para comprar y vender CEL a cualquier precio. La compraventa podrá realizarse a través del Mercado de CEL que organizará por lo menos una vez al año el CENACE, de igual manera también podrán comercializarse libremente mediante Contratos Bilaterales o Subastas de Largo Plazo. (CRE, 2018)

El flujo de adjudicación y comercialización de los CELs se muestra en la Figura 23, en donde mientras la SENER establece los requisitos y criterios para la adquisición, la CRE tiene la facultad de otorgamiento y la verificación del cumplimiento.

Figura 23. Procedimiento para recibir un CEL.



Fuente: <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias>

³⁸ Artículo 3, Fracción VIII, LIE

Los requisitos para adquirir CELs se establecerán como una proporción del total de la energía eléctrica consumida en los centros de carga³⁹. En el primer trimestre de cada año calendario, la SENER establecerá los requisitos para la adquisición de CELs a ser cumplidos durante los tres años posteriores a la emisión de dichos requisitos, pudiendo establecer requisitos para años adicionales posteriores. Una vez establecidos los requisitos para un año futuro, no se reducirán.⁴⁰

Las metas de generación con energía limpia que se convierten en requisitos individuales por parte de suministradores, usuarios calificados, usuarios finales con abasto aislado y titulares con contratos legados de interconexión, están definidas por la CRE para cada año: 5% para 2018, 5.8% para 2019, 7.4% para 2020, 10.9% para 2021 y 13.9% para 2022. (CRE, 2017b).

La forma para calcular los CELs es como sigue; a modo de ejemplo, si un SFV genera 0.5MW al año de electricidad y consume 0.7MW en el mismo periodo de tiempo, los CELs otorgados se determinan de la siguiente forma:

$$\%Energía Entregada = \frac{Energía Consumida_{año}}{Energía Generada_{año}} = \frac{0.7MW}{0.5MW} = 1.4$$

$$CELs = \frac{Energía Generada_{año} [MWh] \left[\frac{1 CEL}{1 MWh} \right]}{\%Energía Entregada} = \frac{0.5MW}{1.4} = 0.357 CELs$$

Por lo tanto, el número de certificados correspondientes por generación limpia para una capacidad instalada de 0.5MW es de 0.357 CELs. En este sentido, es más conveniente que un SFV en GD tenga un bajo consumo para que el porcentaje de energía entregada a la red sea mayor.

- **Derechos Financieros de Transmisión**

Los denominados DFT son coberturas de precio en distintos nodos del sistema, que obligan y dan el derecho a sus titulares a pagar o cobrar la diferencia de precio que resulte en el nodo origen y el nodo destino de la electricidad. Estos derechos no otorgan el derecho físico de usar la red de Transmisión. (CRE, 2018, pág. 35)

- **Servicios Conexos**

Los Servicios Conexos son Productos Asociados vinculados a la generación de energía necesarios para correcta operación del SEN, entre los que se encuentran: Reservas operativas, Reservas rodantes, Regulación de frecuencia, Regulación de voltaje y potencia reactiva, Arranque de emergencia, Operación en isla, Conexión a bus muerto.

Las transacciones de las Reservas se realizan en el Mercado de energía de corto plazo, mientras que los restantes son Servicios Conexos no incluidos en el Mercado por lo que se pagarán bajo tarifas

³⁹ Artículo 122, LIE

⁴⁰ Artículo 124, LIE

reguladas determinadas por la CRE. Los costos de los Servicios Conexos se cobrarán a los Usuarios Calificados y Suministradores (SSC y SSB) en proporción a la energía consumida por sus centros de carga. (CRE, 2018, pág. 34)

- **Demanda Controlable**

Es la demanda que los usuarios finales o sus representantes ofrecen reducir en un momento determinado –por instrucciones del CENACE– con el fin de mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, y que puede ser utilizada para cubrir los requisitos de Potencia, de acuerdo con las bases del Mercado Eléctrico Mayorista. (CRE, 2018, pág. 36)

Todos los Productos Asociados tienen valor comercial y su compraventa se realiza en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como a través de contratos. Los Productos Asociados que tiene disponible cada Generador –o los usuarios finales, en el caso de la Demanda Controlable– dependen de su tipo de tecnología y de su capacidad de planta. (CRE, 2018, pág. 33)

Capítulo 2

2. Elementos Técnicos

En este capítulo se muestran los elementos técnicos más relevantes para evaluar la energía solar fotovoltaica. Se tiene en cuenta la evaluación del recurso solar a través de datos obtenidos para las 30 de las capitales de los estados federativos. Los datos de recurso solar se obtuvieron a través del portal de la NASA, <https://eosweb.larc.nasa.gov/order-data> presentando la insolación mensual promedio en los últimos 22 años. Se evalúan además los aspectos eléctricos más relevantes como el rendimiento térmico para estimar las pérdidas, y posteriormente realizar el dimensionamiento de los sistemas para la ubicación seleccionada.

2.1. Recurso Solar en México

México cuenta con alta cantidad y calidad de recurso solar, y se encuentra entre los mejores del mundo por encima de países como China, Alemania y Japón, líderes en el uso de la tecnología fotovoltaica. El país tiene ventajas competitivas significativas debido a su posición geográfica, baja nubosidad y radiación solar permanente durante gran parte del año ya que se encuentra entre los 15° y 35° de latitud, región considerada muy favorable en el recurso solar. La irradiación horizontal global promedio (GHI) es de aproximadamente 5.5 kWh/m²/día, con un 70% del territorio con valores mayores a 4.5kWh/m². Ver Anexo I. Tabla 24. Recurso Solar y Temperatura media anual por Capital.

2.2. Radiación Solar

La energía solar es el recurso de energía permanente más abundante en la tierra y está disponible para su uso en sus formas: directas (radiación solar⁴¹) e indirecta (viento, biomasa, hidro, océano, etc.). (WEC, 2013, p. 8.2). La radiación es uno de los factores más importantes en las aplicaciones de las tecnologías de energía solar, ya que determina la cantidad de energía solar incidente en un lugar y es el criterio más adecuado en la evaluación del recurso solar en una ubicación geográfica.

Algunos conceptos importantes asociados a la radiación solar se resumen a continuación:

Tabla 14. Conceptos asociados al recurso solar.

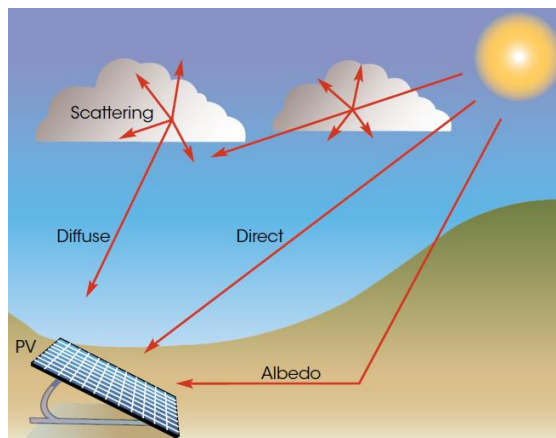
Concepto	Significado	Símbolo	Unidades SI
Irradiación ⁴²	Energía solar acumulada en un captador en la unidad de tiempo. Es la Irradiancia recibida en un captador en un segundo. Se mide en unidades de densidad de energía.	H	J/m^2 Wh/m^2
Irradiancia o Intensidad de Radiación	Potencia instantánea de radiación solar incidente por unidad de superficie.	G	W/m^2
Constante Solar	La constante solar es la magnitud de la irradiancia recibida por la Tierra desde el Sol en la parte superior de la atmósfera, es decir con masa de aire cero: AM 0.	G_S	$1367 W/m^2$
Irradiancia pico	Valor de la irradiancia a nivel del mar usado como parámetro en las condiciones estándares de prueba.	G_P	$1000 W/m^2$
Irradiancia Global	Es la radiación que observa el captador formada por la suma de la componente directa y difusa de los rayos solares. Suma de la radiación directa y difusa.	G_G	W/m^2
Irradiancia Directa	Es aquella que es recibida en el captador sin sufrir cambios en su trayectoria hacia el captador. Son los rayos solares directos que inciden sobre la superficie del captador.	G_B	W/m^2
Irradiancia Difusa	Componentes de la radiación de los rayos directos que son difractados por partículas suspendidas en el aire, nubes y moléculas de agua y las componentes especulares de los rayos reflejados por las superficies alrededor del captador	G_D	W/m^2
Masa de Aire	La masa de aire es una indicación de la longitud de la trayectoria que la radiación solar atraviesa la atmósfera. Una masa de aire de 1.0 significa que el sol está directamente sobre la cabeza y la radiación viaja a través de una atmósfera de espesor. La ASTM eligió como estándar la condición cuando la absorción es 1.5 veces la masa de aire normal, abreviada como AM1.5. (Chen, 2011)	AM	$AM = 1/Cos\theta_z$
Hora Solar Pico	Energía capturada en una hora por un captador que está recibiendo una Irradiancia constante de $1000 W/m^2$ (Irradiancia pico).	h_{sp}	$1h_{sp}$ $= 1000Wh/m^2$

⁴¹ Fenómeno de propagación de energía emitida por el sol en forma de ondas electromagnéticas

⁴² Antiguamente se denominaba Insolación a la Irradiación diaria (término en desuso).

La radiación solar consiste en una componente directa (radiación directa) y difusa. Para diferentes propósitos y aplicaciones, los datos de radiación solar se dan como *Radiación Global Horizontal (GHI)* e *Irradiancia Directa Normal (DNI)*.

Figura 24. Tipos de Radiación.

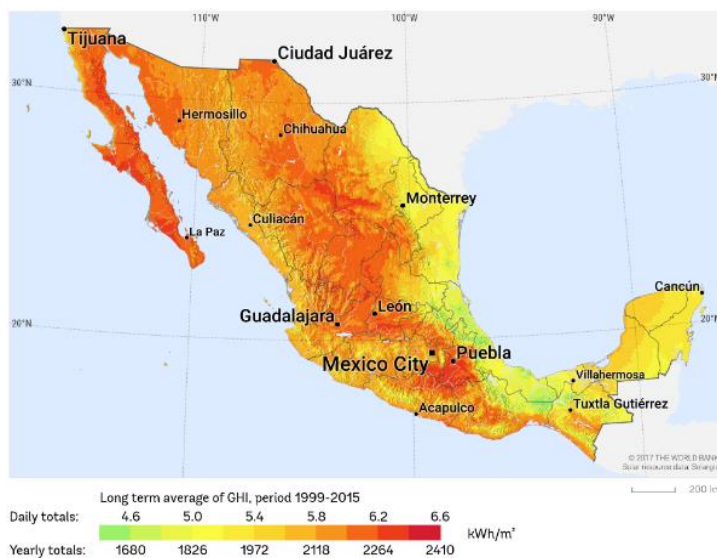


Fuente: (Fthenakis & Lynn, 2018, pág. 10)

La cantidad de energía solar incidente por unidad de área por unidad de tiempo se conoce como *Irradiancia* (medida en kWh/m^2 por día o kWh/m^2 por año).

La GHI es la más importante para el cálculo y evaluación del rendimiento energético de las tecnologías fotovoltaicas de placa plana, en tanto, la radiación solar directa es el parámetro más importante para el cálculo del rendimiento energético de las tecnologías de concentración de energía solar (CSP) y de concentración solar fotovoltaica (CPV).

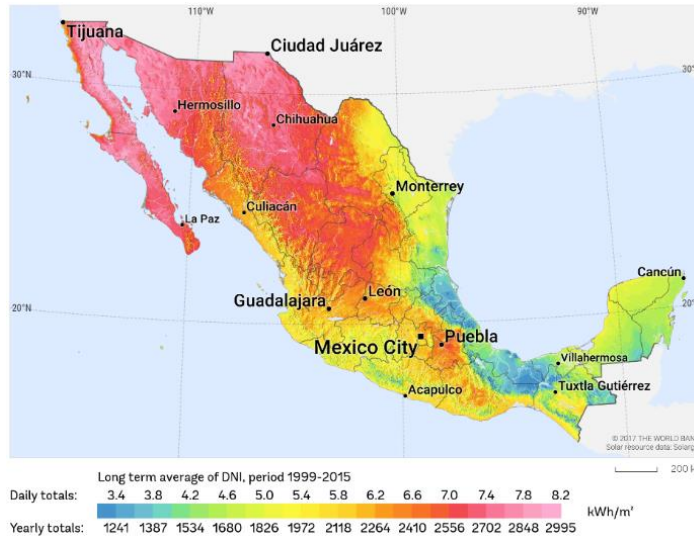
Figura 25. Irradiación Solar Horizontal (GHI) México.



Fuente: <https://globalsolaratlas.info/downloads/mexico>

La radiación solar directa viene en línea recta del sol, y parte de la radiación que ingresa a la atmósfera terrestre se absorbe y se dispersa. La radiación difusa es dispersada fuera del haz directo por moléculas, aerosoles y nubes. La suma de todos los componentes de la radiación como la radiación directa, difusa, y la radiación reflejada en el suelo y el entorno que llega a la superficie se denomina *radiación solar total* o global. (WEC, 2016, p. 10). Por otra parte, mientras la *radiación* se mide, la *irradiancia* se calcula.

Figura 26. Radiación Solar Directa (DNI) México.



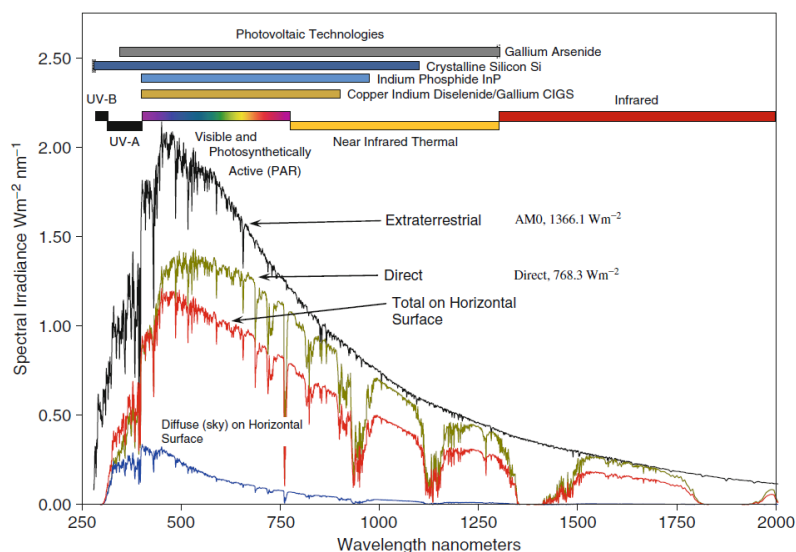
Fuente: <https://globalsolaratlas.info/downloads/mexico>

La estimación del recurso solar se lleva a cabo utilizando imágenes provenientes de satélites y otras mediciones sistemáticas en localidades específicas. De acuerdo con el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), México tiene una densidad energética mayor a 5 kWh/m^2 –día. (SEMARNAT, 2015, pág. 36).

2.2.1. Espectro de la Radiación Solar

La luz solar emite radiación a diferentes longitudes de onda con diferentes cantidades de energía. La cantidad de luz solar absorbida o dispersada depende del camino a través de la atmósfera. La longitud de esta trayectoria generalmente se compara con una trayectoria vertical directamente al nivel del mar, que se designa como masa de aire igual a 1 ($AM = 1$). Por lo tanto, la masa de aire a una altitud más alta será menor que la unidad cuando el Sol esté directamente arriba y la masa de aire generalmente será más que la unidad cuando el Sol no esté directamente arriba. En general, la masa de aire a través de la cual pasa la luz solar es proporcional a la secante del ángulo cenital, θ_z , que es el ángulo medido entre el haz directo y la vertical. En la $AM 1$, una vez que se ha tenido en cuenta la absorción, la intensidad de la radiación global generalmente se reduce de 1367 W/m^2 en la parte superior de la atmósfera a poco menos de 1000 W/m^2 a nivel del mar. Por lo tanto, para una longitud de trayectoria $AM 1$, la intensidad de la luz solar se reduce al 70% de su valor $AM 0$ original. (Messenger & Abtani, 2017, pág. 26)

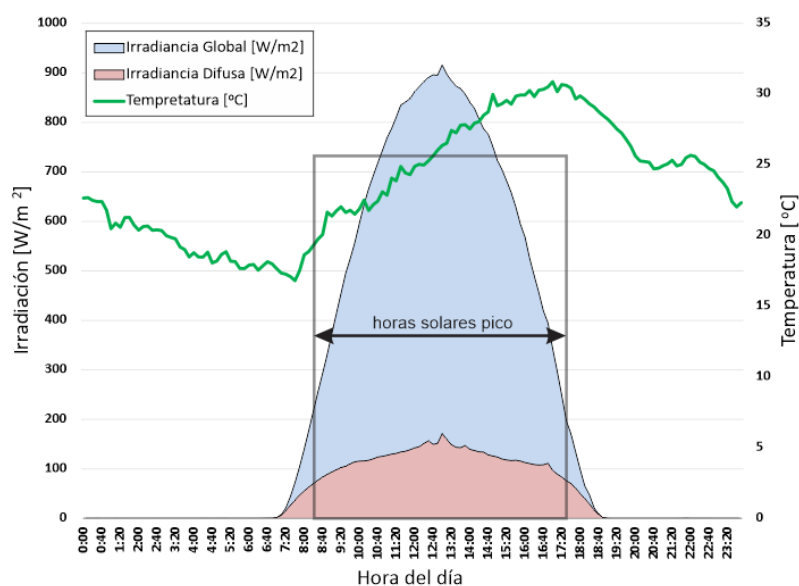
Figura 27. Radiación Solar para diferentes longitudes de onda.



Fuente: (Richter, Lincot, & Gueymard, 2013, pág. 586)

Un concepto más útil es el de hora solar pico (HSP), el cual, en lugar de considerar una irradiancia variable a lo largo del día, considera la irradiancia constante con un valor de 1000 W/m^2 y un periodo de tiempo más corto, de tal forma que el área bajo la curva es la misma que aquella encerrada en el rectángulo definido por la altura 1000 W/m^2 y el número de horas correspondientes. (Percino, 2016)

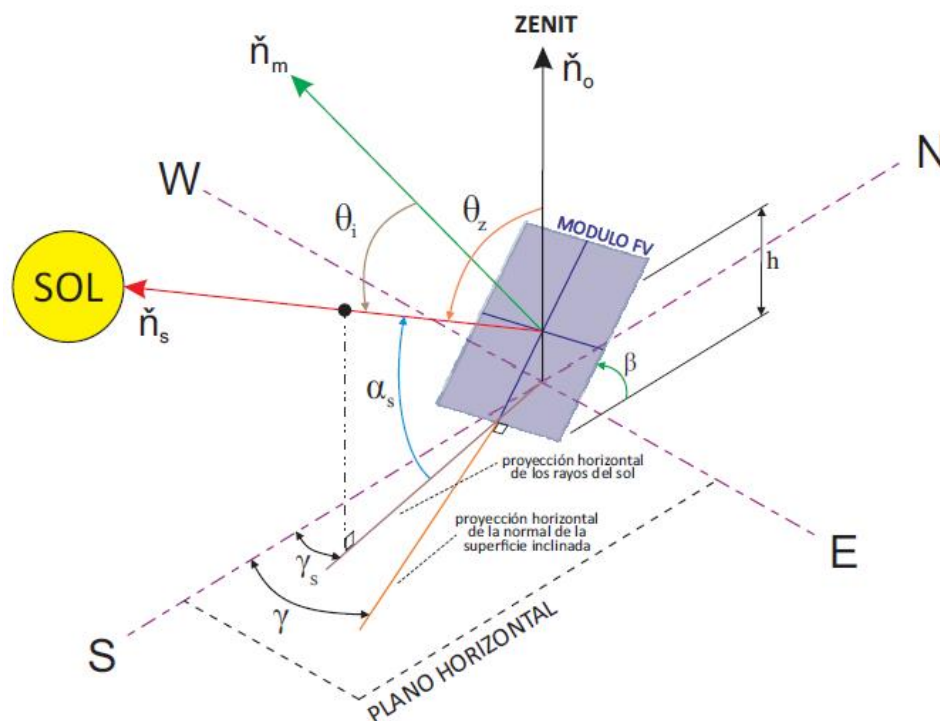
Figura 28. Medición de la Irradiancia y Temperatura.



Fuente: Estación Meteorológica IER-UNAM. Dato de 2016-Feb-25.

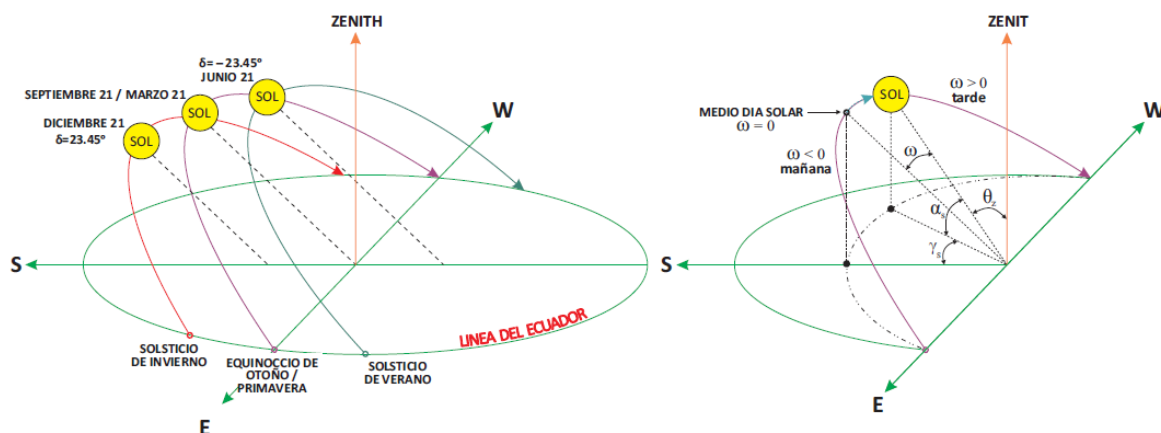
Los vectores \hat{n}_o y \hat{n}_s apuntan en las direcciones normales del observador (O) y del Sol (S) respectivamente. El eje z del sistema de coordenadas coincide con el eje de rotación de la Tierra y el eje x está en el meridiano del observador.

Figura 30. Relación de orientación Módulo – Sol.



Fuente: Creación propia.

El movimiento de la tierra alrededor del sol hace que a lo largo del año su posición, así como la hora de amanecer y atardecer sea diferente, y esto se determina a partir de la localización geográfica de la zona de estudio, teniendo en cuenta entre otros aspectos la declinación del sol y el día juliano.



Fuente: Creación propia.

Tabla 15. Ángulos en la geometría solar.

ANGULOS GENERALES			
Angulo de Altitud Solar	α_s (<i>alfa_s</i>)	(0 hasta + 90) ^o	Altura angular del sol en el cielo medido desde la horizontal. En la horizontal es cero.
Angulo Azimutal (en la superficie)	γ (<i>gamma</i>)	(0 hasta + 360) ^o	Desviación de la proyección del sol en un plano horizontal desde el meridiano local. Origen Norte, Sentido Horario
ANGULOS TIERRA – SOL			
Latitud	ϕ (<i>phi</i>)	(0 hasta ± 90) ^o	Distancia angular entre la línea ecuatorial y un punto determinado de la Tierra. Hemisferio Norte Positivo
Longitud	λ (<i>lambda</i>)	(0 hasta ± 180) ^o	Distancia angular entre la línea de meridiano base y un punto determinado de la Tierra. Meridiano es cero, Oeste Negativo
Declinación	δ (<i>delta</i>)	(0 hasta ± 23.5) ^o	Angulo que forma la línea Tierra-Sol con el plano ecuatorial de la Tierra. Hemisferio Norte Positivo
Angulo horario	ω (<i>omega</i>)	(0 hasta ± 180) ^o	Desplazamiento angular del sol de este a oeste del meridiano local propio de la rotación de la tierra en su propio eje a 15° por hora. Medio día solar es cero, Tarde es Positivo, Mañana es negativo.
ANGULOS DEL OBSERVADOR			
Angulo Zenith	θ_z (<i>theta_z</i>)	(0 hasta + 90) ^o	Formado por la línea Tierra-Sol con la vertical en el punto del observador. Vertical es cero
Angulo Azimutal Solar	γ_s (<i>gamma_s</i>)	(0 hasta + 360) ^o	Describe el desplazamiento angular de la proyección de la línea Tierra-Sol sobre el plano horizontal del observador. Origen Norte, Sentido Horario
ANGULOS DEL MODULO			
Inclinación	β (<i>beta</i>)	(0 hasta + 90) ^o	Angulo entre la horizontal y el plano receptor. Horizontal es cero.
Incidencia	θ (<i>theta</i>)	(0 hasta + 90) ^o	Angulo que forma la radiación solar directa (línea Tierra-Sol) con la normal al módulo. Para un plano horizontal θ y θ_z son el mismo.

2.4. Hora Oficial Mexicana

La Hora Oficial en los Estados Unidos Mexicanos es la materialización de las escalas de tiempo que rigen en el territorio nacional y corresponden a la aplicación del UTC⁴³ en el país. La Hora Oficial en los Estados Unidos Mexicanos está definida en términos del UTC(CNM) en 4 zonas:

⁴³ (UTC - Tiempo Universal Coordinado) reemplazó el 1 de diciembre de 1972. al Tiempo GMT (Greenwich Meridian Time).

Tabla 16. Zonas horarias de México para invierno y verano.

ZONA	ESTADOS	UTC (CNM)		Longitud Estándar
		INVIERNO	VERANO	
Sureste	Quintana Roo (no aplica verano)	UTC -5	UTC -5	-75
Centro	Resto	UTC -6	UTC -5	-90
Pacífico	Baja California Sur, Chihuahua, Nayarit, Sinaloa, Sonora (no aplica verano)	UTC -7	UTC -6	-105
Noroeste	Baja California	UTC -8	UTC -7	-105

El horario de verano se aplica del primer domingo de abril a las 2:00AM al último domingo de octubre a las 2:00AM.⁴⁴

Para establecer la correlación entre el tiempo solar y el tiempo estándar, con el fin de determinar la hora reloj de amanecer y atardecer a lo largo de los 12 meses del año, de las 32 capitales, se realiza el siguiente procedimiento:

$$t_{std} = t_{sol} + 4(L_{std} - L_{loc}) - V - E_t \quad (3)$$

Donde t_{sol} es el tiempo solar (en minutos medidos desde las 00:00 horas), t_{est} es el tiempo estándar del reloj (medido de la misma manera), L_{local} es la longitud correspondiente al meridiano local (en grados), L_{est} es la longitud de meridiano con respecto al cual se define el horario estándar de la zona en cuestión y V es la corrección debida al horario de verano (en los lugares y fechas donde se aplica). $V = -60min$ en horario de verano, $V = 0min$ en horario de invierno. (Arancibia & Riveros, 2017)

El término E_t corresponde a la ecuación de tiempo que depende de la posición de la Tierra en su órbita; el término B esta dado por el número del día en el año $1 \leq n \leq 365$.

$$E_t = 9.87 \sin(2B) - 7.53 \cos(B) - 1.5 \sin(B) \quad (4)$$

$$B = (n - 81) \frac{360}{364} = (n - 81) \frac{2\pi}{364} \quad (5)$$

Los días promedio recomendados para cada mes, así como la declinación para efectos de cálculo en el hemisferio norte se muestran en la Tabla 17.

Para calcular el número de horas de sol N se utiliza la siguiente fórmula, con los ángulos en grados:

$$N = \frac{2}{15} \text{Cos}^{-1}[-\text{Tan}\phi \cdot \text{Tan}\delta] \quad (6)$$

⁴⁴ https://www.cenam.mx/hora_oficial/default.aspx

Tabla 17. Días promedio recomendados para cada mes.

Mes	Día n del mes	Día del año promedio			
		día	n	δ° (norte)	δ° (sur)
Enero	i	17	17	-20.9	20.9
Febrero	$31+i$	16	47	-13.0	13.0
Marzo	$59+i$	16	75	-2.4	2.4
Abril	$90+i$	15	105	9.4	-9.4
Mayo	$120+i$	15	135	18.8	-18.8
Junio	$151+i$	11	162	23.1	-23.1
Julio	$181+i$	17	198	21.2	-21.2
Agosto	$212+i$	16	228	13.5	-13.5
Septiembre	$343+i$	15	258	2.2	-2.2
Octubre	$273+i$	15	288	-9.6	9.6
Noviembre	$304+i$	14	318	-18.9	18.9
Diciembre	$334+i$	10	344	-23.0	23.0

Fuente: (Duffie & Beckman, 2013, pág. 14)

La determinación del *ángulo horario* ω (en grados) nos permite calcular el tiempo solar t_{sol} (en minutos) de amanecer con ($\omega < 0$) y atardecer con $\omega > 0$:

$$\omega = \text{Cos}^{-1}[-\text{Tan}\phi \cdot \text{Tan}\delta] \quad (7)$$

$$t_{solar} = 4[^\circ/\text{min}]\omega + 720[\text{min}] \quad (8)$$

Los resultados de este cálculo se encuentran contenidos en una base de datos .xls separados para las 32 ciudades en estudio. Los datos tienen en cuenta las correcciones por horario de verano e invierno, y muestra todo el procedimiento para los 12 meses del año. El objetivo del cálculo es obtener las horas sol para determinar el periodo tarifario en base, intermedia y punta, y la hora de amanecer y atardecer para determinar las horas de inicio y fin de los precios marginales locales. Se presenta únicamente dos ciudades con los resultados en el Anexo (Figura 55).

2.5. Sistemas Fotovoltaicos SFV

2.5.1. El Efecto Fotovoltaico

La energía fotovoltaica es la forma más directa de convertir la radiación solar en electricidad y se basa en el efecto fotovoltaico, que fue observado por primera vez por Henri Becquerel en 1839. Se define generalmente como la aparición de una tensión eléctrica entre dos electrodos unidos a un sistema sólido o líquido al iluminar este sistema. Prácticamente todos los dispositivos fotovoltaicos

se construyen por la unión entre dos o más materiales semiconductores, uno positivo (P) y otro negativo (N) desde el punto de vista eléctrico a través del cual se desarrolla el foto voltaje. Estos dispositivos también son conocidos como celdas solares. La absorción de luz se produce en un material semiconductor, y debe ser capaz de absorber una gran parte del espectro solar. (Goetzberger & Hoffmann, 2005)

La luz solar se compone de un conjunto de partículas llamadas fotones, cada uno con una energía establecida por la ecuación:

$$E_{ph} = h\nu = \frac{hc}{\lambda} = \frac{1.2406}{\lambda} [eV]$$

donde h es la constante de Planck, ν es la frecuencia luminosa, c es la velocidad de la luz y, $\lambda[\mu m]$ es la longitud de onda. Para que se produzca el efecto fotovoltaico, un electrón de valencia del semiconductor debe absorber la energía del fotón $E_{ph} \geq E_g$, liberándose del enlace atómico y creándose un electrón “libre” y un vacío “libre” (hueco), los cuales son separados de la unión PN, enviando el electrón al lado N y el hueco al lado P de la unión. Donde $1eV$ es la energía que adquiere un electrón en el espacio vacío al ser energizado por un campo eléctrico de $1V$ de tensión.

2.5.2. Aspectos Eléctricos

Los conceptos de electricidad que se tienen en cuenta en el estudio de un sistema fotovoltaico incluyen los principios de la ley Ohm en donde intervienen Voltaje y Corriente, y se representan gráficamente en la denominada curva de Corriente – Voltaje (curva I-V). Las características de Voltaje y Corriente de la celda dependen de factores de Temperatura e Irradiancia.

- Voltaje de Circuito Abierto (V_{CA}): es el máximo voltaje que genera la celda bajo las condiciones de medición, y su valor depende, además de la temperatura, de la función logaritmo de las magnitudes I_L/I_0 .

Para obtener V_{CA} se debe hacer $I = 0$.

$$V_{CA} = \frac{AkT}{q} LN \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right)$$

Donde I_L [A] es la corriente de iluminación (fotocorriente), I_0 [A] es la corriente de saturación del diodo, A es un factor de linealidad, q [C] es la carga del electrón, k es la constante de *Stephan Boltzman*, T [K] es la temperatura de la unión.

- Corriente de Corto Circuito (I_{CC}): La Corriente de Corto Circuito o Corriente de iluminación es la máxima corriente que genera la celda bajo las condiciones de medición.

Para obtener I_{CC} se debe hacer $V = 0$.

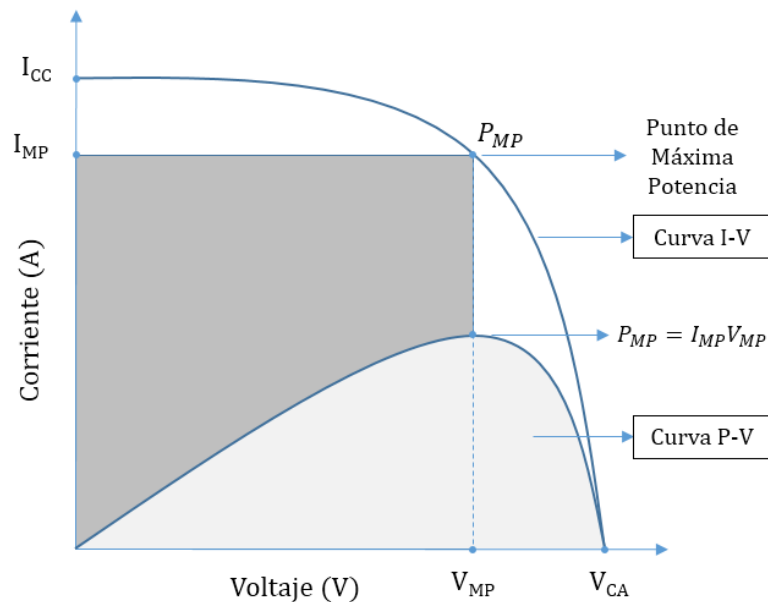
La I_{CC} está en función de la Irradiancia G y es directamente proporcional a la intensidad de la radiación solar por un factor constante α . En otras palabras, la corriente varía con la intensidad de la luz solar.

$$I_{CC} = \alpha G$$

- Voltaje de Máxima Potencia (V_{MP}): es el voltaje que genera la celda cuando está funcionando al máximo de su rendimiento.
- Corriente de Máxima Potencia (I_{MP}): es la corriente que genera la celda cuando esta funcionando al máximo de su rendimiento.
- Punto de Máxima Potencia (P_{MP}) o Potencia Pico: es el punto de trabajo de la celda condiciones de voltaje y corriente a máxima potencia: $P_{MP} = V_{MP} * I_{MP}$

Las valores correspondientes a estas dos variables, se representan en pares ordenados de Voltaje y Corriente, en donde cada punto en la curva IV representa un valor de voltaje y un valor de corriente en una carga particular, y definen un rectángulo de área máxima que se puede inscribir en la curva I-V.

Figura 31. Parámetros Eléctricos de una celda solar.



Otro parámetro de gran relevancia es la Eficiencia de Conversión η , es la relación entre la potencia que suministra la celda por unidad de superficie y la Irradiancia a condiciones estándares. El parámetro de eficiencia es de gran importancia, ya que solo una parte de la radiación solar incidente es convertida a electricidad. La razón entre la energía eléctrica de salida y el ingreso de la radiación solar se define como el valor de eficiencia y depende del tipo de celda. Igualmente, para determinar el valor de la eficiencia en un módulo, la potencia de salida es dividida por el total de radiación

incidente en el módulo, siendo proporcionalmente menor a la celda debido a que el área completa del módulo no está cubierta completamente con celdas solares.

$$\eta = \frac{P_{MP}}{G \cdot S} \quad (9)$$

Donde $G = 1000W/m^2$ y S es la superficie de la celda expuesta a la radiación.

El Factor de Forma FF o factor de llenado, establece la relación entre la corriente y voltaje en máxima potencia y los puntos de circuito abierto y corto circuito.

$$FF = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{CA} I_{CC}} \quad (10)$$

2.5.3. Rendimiento Térmico por efecto de la temperatura

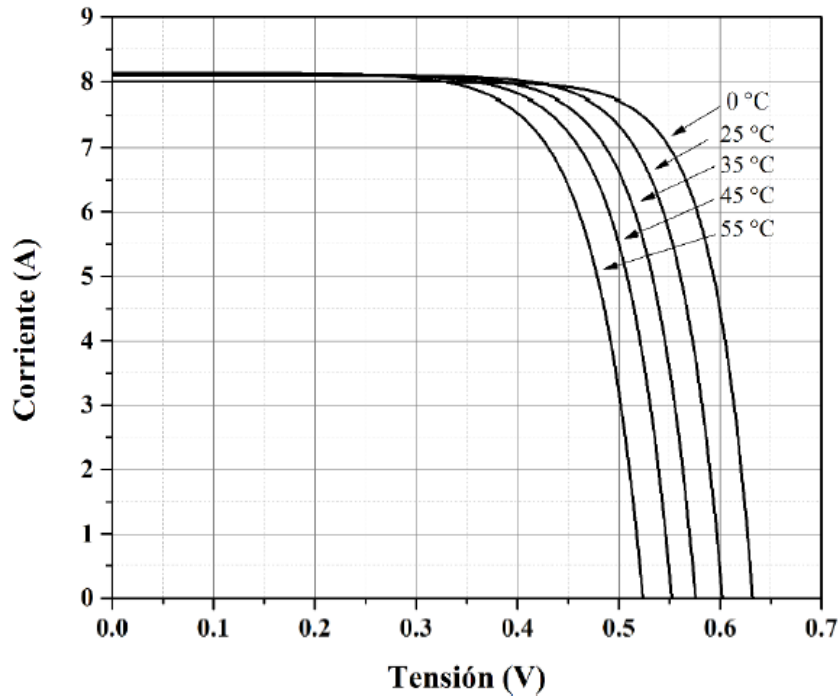
Las celdas solares al ser un dispositivo con una unión P-N, son afectadas por la temperatura de operación intrínseca del elemento. Esta generalmente se presenta en los dispositivos eléctricos en donde hay corriente fluyendo a través de los elementos conductores, y la resistencia interna se opone al paso de la corriente presentando caídas de voltaje y generando pérdidas por efecto Joule debido al calentamiento del dispositivo. Debido a esto se deben mantener a temperaturas de operación óptima que no degraden el funcionamiento de las celdas.

Cualquier dispositivo que esté sometido a radiación solar, aumentará su temperatura en rangos entre 80 a 90°C. Para el correcto funcionamiento de los dispositivos eléctricos se debe disipar su ganancia de calor a través de los fenómenos de transferencia de calor (conducción, radiación o convección).

Los rangos típicos de operación de una celda solar pueden oscilar entre 50 a 70°C (e.g. México); 45 a 50°C (e.g. USA) debido a una temperatura ambiente más fría, sin embargo, en zonas desérticas en donde la temperatura ambiente es superior se pueden llegar a tener temperaturas muy altas de operación.

El efecto de la temperatura se ve reflejado directamente en el Voltaje. Cuando la temperatura de la celda T_C es superior a los 25°C se presentan pérdidas en V_{CA} , V_{MP} , P_{MP} , η . Igualmente se obtiene una ligera ganancia en I_{CC} , I_{MP} pero no son comparables con las pérdidas (Figura 32). La proporción de pérdidas y ganancias en estos elementos dependerá de la fabricación del módulo y de la capacidad del material para disipar el calor.

Figura 32. Efecto de la Temperatura en los parámetros eléctricos.



Fuente: (Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar., 2017, pág. 130)

Tabla 18. Tabla de Coeficientes por Temperatura.

Coeficiente de Temperatura en	Símbolo	Característica	Definición	Valores Típicos Si-P [%/°C] (ver Anexos)
Corriente de Corto Circuito	$\alpha = \frac{\partial}{\partial T} I_{CC}$	Positivo (+)	La I_{CC} se incrementa ligeramente con el aumento en T	0.05
Voltaje a Circuito Abierto	$\beta = \frac{\partial}{\partial T} V_{CA}$	Negativo (-)	El V_{CA} se reduce con el aumento en T.	-0.33
Punto de Máxima Potencia	$\gamma = \frac{\partial}{\partial T} P_{MP}$	Negativo (-)	El P_{MP} se reduce con el incremento en la T.	-0.43

A niveles más altos de temperatura, es deseable proporcionar enfriamiento a las celdas. Esto se debe al hecho que, a niveles más altos de iluminación, la potencia de salida de la celda disminuye con el aumento de la temperatura. (Kaushika, Mishra, & Rai, 2018)

2.5.4. Dimensionamiento

Para dimensionar un sistema fotovoltaico se parte de la ecuación de balance de energía. Para obtener la energía generada por un sistema fotovoltaico se sigue la siguiente secuencia de pasos:

$$E_G = E_{TC} \quad (11)$$

Donde E_G corresponde a la energía a generada por el SFV y E_{TC} pertenece a la Energía Total Consumida por las cargas eléctricas.

$$E_{TC} = \frac{E_{CL}}{\eta_{ET}} \quad (12)$$

Donde E_{CL} corresponde a la Energía consumida por las Cargas Eléctricas (promedio diario anual) y representa la suma de todos los consumos mensuales en 365 días, dividido entre la Eficiencia Eléctrica Total del sistema η_{ET} .

$$E_{CL} = \frac{\sum \text{Energía Mensual}}{365} \quad (13)$$

La η_{ET} se mide a partir de las eficiencias de los componentes fotovoltaicos instalados como la eficiencia del inversor η_{inv} , y una eficiencia η_w correspondiente a la transferencia de la electricidad en los conductores eléctricos.

$$\eta_{ET} = \eta_w \eta_{inv} \quad (14)$$

La Energía Generada por el SFV se mide como:

$$E_G = P_p R_S R_T R_G \quad (15)$$

Donde R_S representa el recurso solar promedio diario, R_T se define como el Rendimiento Térmico promedio, P_p representa la Potencia Pico del SFV y R_G el rendimiento global asociado a las pérdidas debido a orientación, suciedad en los módulos, envejecimiento, etc.

El R_T se determina a partir de las Pérdidas en Potencia P_{POT} y es lo que se pierde por superar los 25°C de temperatura en la operación.

$$R_T = 1 - |P_{POT}| \quad (16)$$

Las P_{POT} se determinan a partir del coeficiente de pérdidas de potencia por temperatura γ (siendo intrínsecamente negativo y con unidades [%/°C]) y la Diferencia de Temperatura ΔT entre la celda y la temperatura a (STC⁴⁵) Condiciones Estándares de Prueba T_{STC} generalmente con valor de 25°C.

⁴⁵ STC: Standard Test Conditions

$$P_{POT} = \gamma \Delta T \quad (17)$$

$$\Delta T = T_c - T_{STC} \quad (18)$$

La Temperatura de la Celda T_c se determina a partir de la temperatura ambiente y un valor constante c_1 indicado por los fabricantes de MFV y con $G = 1000W/m^2$.

$$T_c = T_a + c_1 G \quad (19)$$

La constante c_1 se puede determinar a partir de las condiciones $NOCT^{46}$ suministradas por el fabricante de MFV.

$$c_1 = \frac{T_{NOCT} - T_{STC}}{G_{NOCT}} \quad (20)$$

Donde T_{NOCT} oscila entre valores de $[40 - 45]^\circ C$ dependiendo del fabricante, $G_{NOCT} = 800 W/m^2$ y $T_{STC} = 25^\circ C$.

Por lo tanto, la Potencia Máxima a una Temperatura de la Celda se define como:

$$P_M(TC) = P_{P@STC} \left(1 + \frac{\gamma \Delta T}{100} \right) \quad (21)$$

Donde $P_{P@STC}$ es la Potencia Pico del módulo o arreglo fotovoltaico bajo condiciones estándares de prueba, básicamente el valor nominal de la potencia entregado por el fabricante.

⁴⁶ *NOCT: Nominal Operating Cell Temperature*

Capítulo 3

3. Elementos Económicos

Los aspectos económicos se abordan desde dos enfoques: el primer aspecto a evaluar es el costo de la energía cuando se toma de la red basado en el esquema tarifario al que pertenece, el segundo es el precio al que se va a vender la energía suministrada a la red eléctrica, basado en el esquema de contraprestación al que se va a suscribir y a los precios marginales locales PMLs dependiendo de la ubicación geográfica. Para evaluar ambas condiciones, se toman en cuenta elementos de la economía de la energía y la ingeniería económica como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Periodo de Recuperación (*Payback*), Relación Beneficio / Costo (B/C), Costo Nivelado de la Energía (LCOE).

3.1. Valor Presente Neto (Net Present Value - VPN)

El VPN permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión; “simplemente significa traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente. En términos formales de evaluación económica, cuando se trasladan cantidades del presente al futuro se dice que se utiliza una **tasa de interés**, pero cuando se expresan cantidades del futuro en el presente, como en el cálculo del VPN, se dice que se utiliza una **tasa de descuento**”. (Baca, 2015, p. 71)

La expresión que permite el cálculo del VPN se establece por:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (22)$$

I_0 : Inversión inicial en el año cero.

C_t : Flujo Neto de Efectivo. (Corresponde a la ganancia neta después de impuestos)

i : (Tasa de Interés o Tasa de Descuento) tasa de referencia que corresponde a la TMAR.

n : Numero de periodos a ser considerado

t : Periodo de evaluación.

La interpretación de este indicador es el siguiente:

- Si $VPN > 0$, el proyecto es factible. El costo de la energía generada por el SFV produce un ahorro en comparación con el sistema actual conectado a la red eléctrica de CFE.
- Si $VPN = 0$, el proyecto no genera ni pérdidas ni ganancias.
- Si $VPN < 0$, el proyecto no es factible. El costo de la energía generada por el SFV no genera un ahorro en comparación con el sistema actual conectado a la red eléctrica de CFE.

3.2. Tasa Interna de Rendimiento (TIR)

Se puede definir como la tasa de rendimiento o ganancia a la cual se va recuperando la inversión en un determinado periodo de tiempo, generalmente se expresa de forma anual. Según (Baca, 2015) se manejan 3 definiciones: *i*) La TIR es la tasa de descuento que hace que el VPN sea cero, lo que hace que la inversión inicial sea igual al costo calculado, *ii*) es la tasa de descuento que hace que la suma de los flujos descontados sea igual a la inversión inicial, *iii*) es la tasa de interés que iguala el valor futuro de la inversión con la suma de los valores futuros equivalente a las ganancias, comparando el dinero al final del periodo de análisis.

$$VPN = 0 = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t} \quad (23)$$

La interpretación de este indicador es el siguiente:

- Si $TIR > i$, el proyecto es económicamente viable.
- Si $TIR = i$, el proyecto puede ser viable o no.
- Si $TIR < i$, el proyecto no se debería ejecutar.

3.3. Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento (TMAR)

La TMAR es un valor fijado por el inversionista a la cual se va a recuperar la inversión. Cuando el $VPN = 0$ se debe aceptar el proyecto, ya que se ganaría exactamente la TMAR, por lo cual se le llama tasa mínima aceptable y es el mínimo beneficio que se espera por el desembolso que va a realizar.

La interpretación de este indicador es el siguiente:

- Si $TIR \geq TMAR$, es recomendable aceptar la inversión
- Si $TIR < TMAR$, es preciso rechazar la inversión.

Si el rendimiento que genera el proyecto por sí mismo es mayor, o al menos igual que la tasa de ganancia que solicita el inversionista, se debe invertir; en caso contrario, es decir, cuando el proyecto no genera ni siquiera el mínimo de ganancia que se desea, se debe rechazar la inversión. (Baca, 2015, p. 74)

3.4. Periodo de Recuperación (*Payback*)

Número de años que necesita un proyecto para recuperar el capital que se invirtió en él. En otras palabras, es el tiempo que se requiere para recuperar los flujos netos de efectivo invertidos. El *Payback* será aquel año en que el flujo acumulado de efectivo sea positivo y en ese momento se puede decir que el proyecto recuperó su inversión inicial.

La interpretación de este indicador es el siguiente:

- Si $Payback \leq 5$ años, el proyecto es aceptable.
- Si $5 < Payback \leq 10$ años, el proyecto puede o no ejecutarse.
- Si $Payback > 10$ Años, el proyecto no es viable.

3.5. Relación Beneficio - Costo

Es una relación que indica la fracción de ganancia obtenida en proporción a la inversión realizada, permitiendo a su vez comparar los resultados obtenidos con el VPN. El método de beneficio – costo, se describe como un método tradicional para tomar decisiones en el sector público, en donde el enfoque a analizar es que los beneficios sean mayores que los costos. El concepto de los costos calculados debe compararse a su valor equivalente en el tiempo (VPN) tanto los beneficios como los costos:

$$\frac{B}{C} = \frac{VPN[total\ ingresos]}{VPN[total\ egresos]} \quad (24)$$

La relación beneficio / costo se puede considerar de la siguiente manera de acuerdo con (NREL, 1995, pág. 60):

- Si $B/C > 1$, los beneficios son mayores a los costos, la inversión es favorable.
- Si $B/C < 1$, los beneficios son menores a los costos, la inversión no es favorable.

3.6. Costo Nivelado de Energía (LCOE)

Se define como la relación entre el costo de producción de energía y la energía producida por esa misma tecnología (fósil o renovable) en un determinado tiempo. El concepto de LCOE es útil para comparar los costos unitarios de diferentes tecnologías a lo largo de su vida económica, ya que refleja todos los costos necesarios para la construcción y operación de una planta de energía sobre la electricidad neta total generada. El LCOE permite comparar tecnologías alternativas cuando existen diferentes escalas de operación, diferentes períodos de inversión y de operación, o ambos. (NREL, 1995, p. 47)

Se puede representar en la siguiente expresión:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+i)^n}}{\sum_{t=0}^T \frac{E_t}{(1+i)^n}} \quad (25)$$

Donde C_t representa el costo total de la vida económica del proyecto, e incluye todos los costos asociados como, la inversión inicial, costos de operación, mantenimiento, incentivos, etc. A su vez, E_t representa la energía eléctrica generada en el año t descontada a la misma tasa del horizonte económico.

3.7. Otros elementos Económicos

Las ventajas fiscales a que pueden acogerse los generadores de energía a partir de recursos renovables están establecidas en dos instrumentos jurídicos: en la Ley de los Impuestos Generales de Importación y de Exportación, y en la Ley del Impuesto sobre la Renta que se describirán en los temas de Depreciación y Aranceles.

3.7.1. Depreciación

Según la Ley de Impuesto sobre la Renta⁴⁷, la inversión realizada en maquinaria y equipos destinados a la producción de energía limpia a través de fuentes renovables o de sistemas de cogeneración de electricidad eficiente, tendrán el beneficio fiscal de depreciar (deducción de impuestos sobre las inversiones en general) el 100% de su valor en un periodo de 5 años, tiempo mínimo en el cual los equipos deberán permanecer operativos y en funcionamiento para aplicar al beneficio, caso contrario se deberá cubrir el impuesto correspondiente. Este instrumento se encuentra consignado en la Ley de Impuesto sobre la Renta, artículo 34 sección XIII.

⁴⁷ Última reforma publicada DOF 30-11-2016.

3.7.2. Aranceles

Los aranceles son definidos como el costo o tributo económico que se aplica a todos los bienes que son objeto de importación. En el caso de los equipos de generación limpia, se establece lo siguiente: “quedan exentos de pagos los equipos anticontaminantes y sus partes, cuando las empresas se ajusten a los lineamientos establecidos por las Secretarías de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y de Economía”⁴⁸.

En el caso de los módulos fotovoltaicos, y luego de una reclasificación en la Tarifa de la Ley General de Impuestos de Importación y Exportación, quedando grabados en la fracción 85414001 como “dispositivos semiconductores fotosensibles” sin arancel para exportación e importación, únicamente aplicando un IVA del 16% para efectos de importación.

3.7.3. Inflación y Tasas de Descuento

La inflación es un incremento en la cantidad de dinero necesaria para obtener la misma cantidad de bienes o servicios antes del precio inflado. El poder adquisitivo, o poder de compra, mide el valor de una moneda en términos de la cantidad y calidad de los bienes o servicios que una unidad monetaria puede comprar. La inflación disminuye el poder del dinero en el sentido en que se compran menos bienes o servicios por la misma unidad monetaria. (Blank & Tarquin, 2012, pág. 367)

La tasa de descuento se aplica para determinar el valor actual de un pago futuro. A diferencia de la tasa de interés que se aplica a una cantidad inicial para aumentar el valor (o añadir intereses) en el dinero presente, que sumado a ella resulta la cantidad final; la tasa de descuento resta valor de una cantidad esperada en el futuro para obtener una cantidad en el presente.

La TDR y la Tasa de Interés Real⁴⁹, tienen en cuenta entonces el efecto de la inflación y puede ser expresada a través de la *Igualdad de Fisher*:

$$(1 + i) = (1 + r)(1 + f) \quad (26)$$

Donde i : tasa de interés nominal, r : tasa de interés real, f : inflación esperada.

La fórmula de valor presente neto VPN vista anteriormente, pero ajustada por inflación queda de la siguiente forma:

⁴⁸ Artículo 1°. Sección XII Operaciones Especiales, Capítulo 98 Operaciones Especiales, código 9806.00.02.

⁴⁹ Todas las magnitudes económicas pueden ser expresadas en términos reales o nominales. Cuando se habla en términos reales, se refiere a precios del año base, es decir se toman los precios de un año fijo determinado como referencia. De esta forma se excluye en los estudios el efecto de la inflación. Al hablar en términos nominales, por el contrario, el valor de los productos es en precios actuales, es decir, teniendo en cuenta los precios que hay en el momento del estudio en el mercado, por lo que incluimos la inflación o pérdida de capacidad de compra de la moneda. Extracto de: <https://economipedia.com/definiciones/nominal-y-real.html>

$$P = \frac{F}{(1+f)^n} \frac{1}{(1+i)^n} = F \frac{1}{(1+i+f+if)^n} \quad (27)$$

Si el término

$$i_f = i + f + if \quad (28)$$

la ecuación se convierte en:

$$P = F \frac{1}{(1+i_f)^n} = F(P/F, i_f, n) \quad (29)$$

Donde i_f : es la **tasa ajustada por inflación** también conocida como **tasa de interés a valor de mercado**, i : tasa de interés real, f : tasa de inflación. (Blank & Tarquin, 2012, pág. 370).

Para la presente investigación se toman los datos de inflación de 2000 a 2017 del banco mundial para México y se determina un promedio de 4.62% de inflación promedio anual.

3.7.4. Fomento y Financiamiento

En México existen diferentes entidades públicas y privadas, así como de instrumentos para el otorgamiento de créditos y financiamiento para la promoción de proyectos relacionados a la generación de energía limpia. Igualmente, otros organismos brindan capacitación en la parte técnica para el desarrollo del capital humano. Algunas entidades y organismos relacionados se listan a continuación:

- CONUEE - Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía: es un órgano administrativo descentralizado de la Secretaría de Energía, cuyo objetivo central es promover la eficiencia energética y servir como órgano técnico en materia de aprovechamiento sustentable de la energía a través de programas para los diferentes sectores de la economía.
- FOTEASE - Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía: Instrumento de política pública de la Secretaría de Energía cuyo objetivo es instrumentar acciones que sirvan para contribuir al cumplimiento de la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, promoviendo la utilización, el desarrollo y la inversión de las energías renovables y la eficiencia energética.
- FSE - Fondo de Sustentabilidad Energética: creado por el Gobierno de México, en diciembre de 2008, para apoyar el desarrollo del sector energético nacional en cuatro líneas: eficiencia energética, fuentes renovables, uso de tecnologías limpias y diversificación de fuentes primarias de energía.
- FIDE - Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica: es un organismo privado de participación mixta que busca desarrollar e implementar acciones que propicien el uso

eficiente de la energía eléctrica y la generación con renovables para contribuir al desarrollo económico, social y a la preservación del medio ambiente.

Entre los programas internacionales existen diferentes figuras para la promoción y producción de energías limpias, de los que caben mencionar los Mecanismos de Desarrollo Limpio, los Mmemorándum de entendimiento (MOU). las Acciones Nacionales Apropriadas de Mitigación (NAMA), los Bonos de Carbono, el Fondo Verde para el Clima (GCF). Igualmente, México cuenta también con el apoyo de organismos internacionales como el Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE), la oficina de la Misión Mexicana de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) así como la Agencia de Cooperación Internacional Alemana (GIZ - *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*)

Para obtener más información sobre los esquemas de financiamiento y programas se puede consultar la Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables de SEMARNAT.

Existen diversos mecanismos de fomento y financiamiento para las fuentes renovables, en el caso de la generación distribuida están implícitas dentro de los esquemas de contraprestación y se definen como productos asociados. (ver apartado Generación Distribuida).

Para el financiamiento, se manejan de forma específica los siguientes programas, tomando como base el programa *Financiamiento CSolar* de NAFIN específico para Generación Distribuida con carga menor a 0.5MW.

Tabla 19. Esquemas específicos de financiamiento para SFV a 2019.

Entidad	Programa	Monto Máximo	Interés	Plazo Máximo
NAFIN (Nacional Financiera)	Eco Crédito Individual	15M MXN 787252.50 USD	14.5% Fija Anual	8 años
FIDE	Eco Crédito Empresarial	21k USD	12% e.a.	5 años
NAFIN (Nacional Financiera)	Financiamiento CSolar: (BanRegio, Banorte, BanBajío, Citibanamex, HSBC) ⁵⁰	15M MXN 787252.50 USD	14.5% Fija Anual	7 años

3.7.5. Impuesto sobre la renta (ISR)

Dentro de los beneficios fiscales a las energías renovables también se encuentra el estímulo a proyectos de investigación y desarrollo tecnológico, consistente en aplicar un crédito fiscal equivalente al 30% de los gastos e inversiones realizados en el ejercicio en investigación o desarrollo

⁵⁰ <https://www.nafin.com/portalfn/content/financiamiento/csolar.html>

de tecnología, contra el impuesto sobre la renta (no acumulable) causado en el ejercicio en que se determine dicho crédito.⁵¹

En algunas ciudades es posible obtener un beneficio adicional en el uso de energías limpias en la reducción del impuesto predial: “en varias ciudades es posible recibir un descuento en este impuesto por la instalación de un sistema solar, como en el caso de la Ciudad de México y la Ciudad de Mérida donde se aplica un 25% y 15% de descuento, respectivamente”. (ABM & CLIMA, 2017, pág. 30)

⁵¹ Capítulo IX del estímulo fiscal a la investigación y desarrollo de tecnología. Artículo 202. Ley de Impuesto Sobre la Renta. LISR

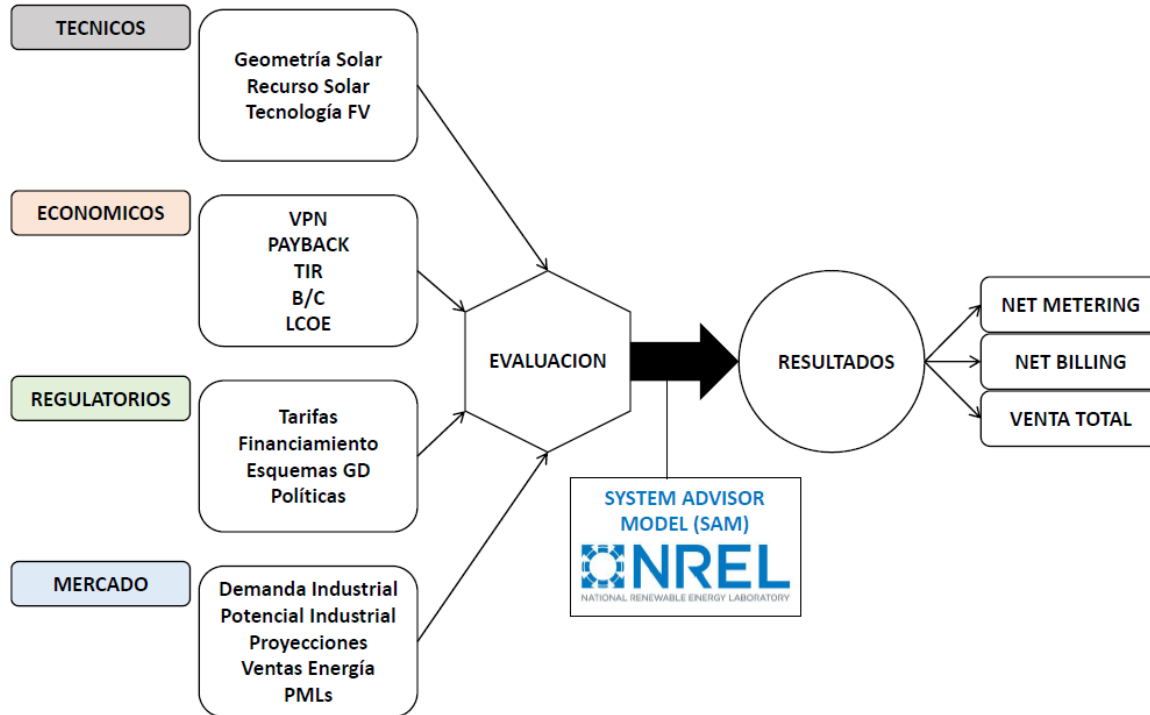
Capítulo 4

4. Metodología

El proceso metodológico se realiza de forma secuencial. Se estructura en 3 bloques basados en información Técnica, Económica y Regulatoria, cada uno con diferentes variables como se muestra en la Figura 33. La investigación obedece a un enfoque cuantitativo. El problema planteado consiste en establecer la viabilidad desde la parte técnica y económica de la integración de los sistemas fotovoltaicos al sector industrial bajo los esquemas de generación distribuida.

El alcance de la investigación se define desde varios enfoques: *i)* la tarifa industrial en media tensión GDMTH Gran Demanda Media Tensión Horaria , *ii)* el subsector industrial a trabajar es indiferente a su tipo de actividad pero estará orientado industrias dentro de la tarifa especificada, *iii)* se trabajarán los 3 esquemas de contraprestación de la GD, *iv)* los tipos de interconexión son los enumerados como 2, 5 y 8, *v)* los sistemas fotovoltaicos son de tipo (*rooftop PV system*) sistema fotovoltaico en el techo por lo que no se tiene en cuenta el costo de la tierra a pesar del tamaño en que pueda resultar el SFV, *vi)* el estudio está planteado para las 32 ciudades más representativas a nivel industrial y que se encuentran en su correspondiente división tarifaria, *vii)* no se tienen en cuenta sistemas autónomos con baterías, *viii)* se manejan dos supuestos para el modelamiento de los sistemas: con incentivo fiscal de reducción de la inversión inicial en el impuesto sobre la renta ISR del 30% y sin este incentivo.

Figura 33. Esquema metodológico de la investigación.



En cada caso se realiza una búsqueda y adquisición de datos. En la parte técnica se determina el recurso solar de la zona de estudio basado en la ubicación geográfica (latitud y longitud) para determinar las horas solares pico (hsp). Los datos de radiación se obtuvieron del portal <https://eosweb.larc.nasa.gov/> y se muestra en el Anexo A. Los datos de temperatura se obtuvieron para un promedio de los últimos 22 años hasta 2016 (Temperatura promedio anual, mínima, máxima, promedio) desde reportes de CONAGUA y el SMN. Con las temperaturas máximas promedios mensuales se determinaron los rendimientos térmicos para diferentes tecnologías fotovoltaicas, así como de los costos de los elementos que componen la instalación y puesta en marcha de un sistema fotovoltaico.

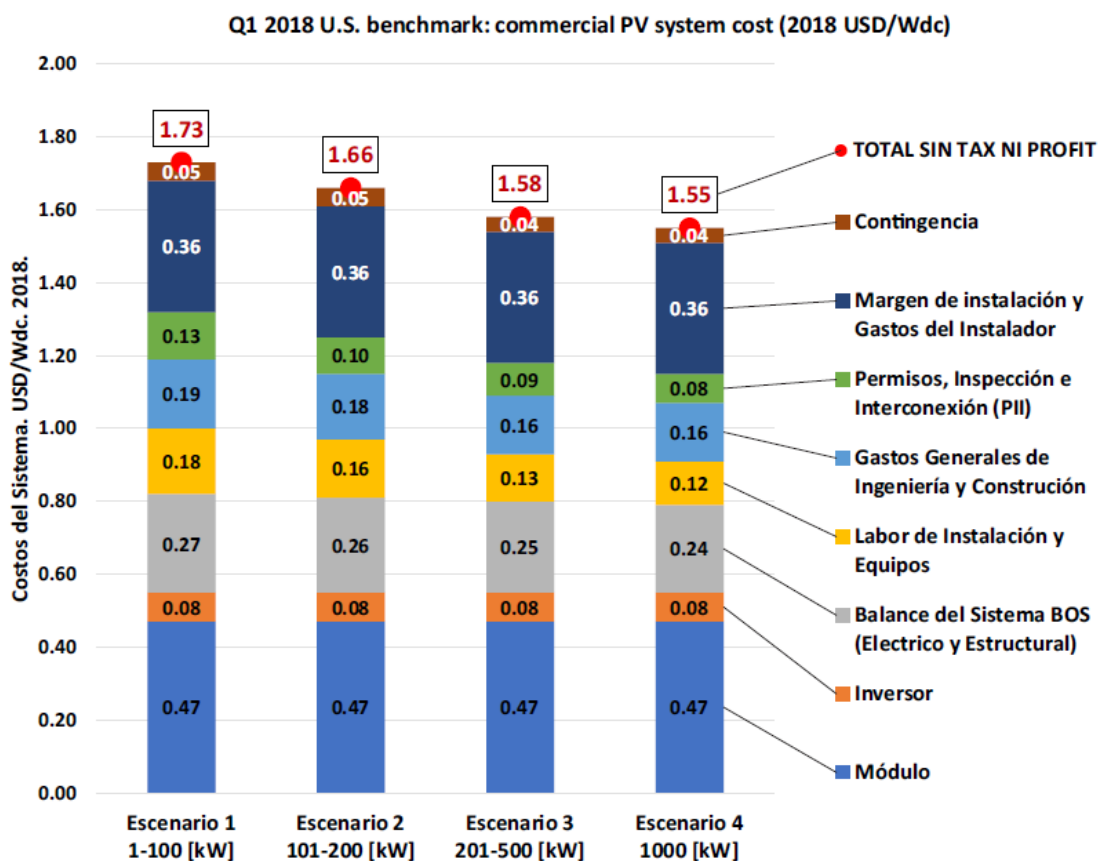
Se determina la tasa de incremento anual de las tarifas del sector Industrial para media tensión, que corresponden a las tarifas nuevas GDMTH (HM y HMC) debido a su componente horaria que permite representar la generación de un sistema fotovoltaico en horas de sol.

La venta de energía se calcula a través de los PMLs de cada división tarifaria tomando en cuenta datos desde 2016 a la fecha, con el fin de proyectarlos a 20 años, tiempo estimado de la duración de un proyecto fotovoltaico típico, aunque en algunos casos se manejan tiempos de vida útil de hasta 30 años.

Los costos de los sistemas se determinan a partir de los estudios de (NREL, 2018) y (ABM & CLIMA, 2017). Por ejemplo, para sistemas entre 10 y 100kW se utiliza una proporción de 1.73 USD/W instalado, para sistemas entre 100 y 200kW un costo por energía de 1.66 USD/W y para sistemas entre 200 a 500kW una proporción de 1.58 USD/W. (Figura 34)

Los escenarios manejados se definen a partir de la capacidad instalada y de los costos estimados en los estudios, ya que es evidente que el costo por watt instalado disminuye a medida que la capacidad de la planta aumenta. Igualmente la TFV maneja costos globales en cuanto a equipos, por lo que se presume poca diferencia entre sí además de la cercanía con Estados Unidos. Las variables que se adaptan al contexto nacional son la mano de obra y los impuestos sobre las ventas.

Figura 34. Proporción de costos estimados para SFV instalados (llave en mano) para 2018.



Fuente: Modificado de (NREL, 2018, pág. 26) sin Tax ni Profit.

Con el fin de calcular el potencial de los esquemas de Generación Distribuida en el software SAM para las distintas capitales de la república mexicana, se requiere determinar las variables involucradas en el uso de un sistema fotovoltaico típico con valores conocidos; por lo que se definen variables económicas, técnicas y regulatorias y se presentan a continuación:

4.1. Datos de entrada para el modelo del SFV⁵²

DATOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO				
Elemento	Símbolo	Valor	Unidad	Descripción
Capacidad Instalada SFV	Pp	305	kWp	Capacidad del SFV para GD con capacidad menor a 500kW. Se define ese valor como la carga pico para un SFV instalado en el Instituto de Energías Renovables basado en el consumo promedio diario anual. $EG_{dia} = P_p * RS * RT * EE$
Recurso Solar Promedio diario	RS	5.94	h	Recurso solar en horas solares pico dependiente de la ciudad de estudio.
Rendimiento Térmico Promedio p-Si.				Rendimiento térmico promedio calculado para módulos de Silicio Policristalino de diferentes fabricantes. El RT está calculado con la temperatura ambiente máxima promedio anual de cada ciudad de estudio. El RT es el valor de perdida de Potencia del módulo por superar los 25°C de temperatura ambiente estándar.
<p>Nota: El coeficiente de temperatura en máxima potencia (γ) y (T_{NOCT}) son calculados con un promedio de 22mil módulos de la base de datos de GoSolarCalifornia. Consulta realizada 2019/May.</p> <p>$T_{STC} = 25^{\circ}C$ $\gamma = -0.454 \%/^{\circ}C$ $G_{NOCT} = 800W/m^2$ $T_{NOCT} = 46.44^{\circ}C$</p>	RT	84.53%	%	$RT = \left(1 + \frac{\gamma \Delta T}{100}\right)$ $\Delta T = T_c - T_{STC}$ $T_c = T_{amb} + c_1 G$ $c_1 = \frac{T_{NOCT} - 20}{G_{NOCT}}$
Eficiencia Eléctrica Total	EE	92%	%	Resultado de la estimación de eficiencia del Cableado: 97% e Inversor: 95%.
Degradación del SFV	DS	0.5%	%/año	Tasa media de la perdida de potencia del sistema.
Costo de Inversión	I	1.83	USD/kWp	Costo por cada kW_p instalado del sistema listo para operación (llave en mano). Precio promedio de mercado




⁵² Parte del análisis tomado de los cursos de Maestría en el Instituto de Energías Renovables de la UNAM. (Islas & Escalante, 2018) (Manzini, 2018) (Gamboa, 2018) (Sanchez A. , 2017) (Martinez, 2017)

				para 2018 (1.37 USD/W) para un sistema residencial menor a 10kW. Dato de (ABM & CLIMA, 2017). Con TMCA de (-11.2%) y tasa de cambio a 2018 (19.24 MXN/USD) Sistema de Información Económica.
Operación y Mantenimiento respecto de la capacidad instalada	%O&M	12	USD/kWh	Visita anual: Limpieza de módulos, revisión de cableado, resellado de juntas, cambio de fusibles, control de la vegetación, etc. Los costos de referencia actuales sin reemplazo del inversor son 11.5 US/kW/año (residencial), 12.0 US/kW/año (comercial), 9.1 US/kW/año (escala de utilidad, fijo) y 10.4 US/kW/año (escala de utilidad, seguimiento). (NREL, 2018)
Incremento de la O&M	Inc.O&M	1	%/año	Incremento estimado de la operación y mantenimiento anual que debe ser sumada a la inflación.
Costo de Sustitución de Inversores con 10 años de uso.	Inv	0.08	USD/W	En SAM se fija ingresa como Fixed Annual Cost en el año 10.
CONSUMOS				
Elemento	Símbolo	Valor	Unidad	Descripción
Energía Consumida Promedio Mes	QMes	43,146.8	kWh	Corresponde al Total de Consumo de Energía Activa: $Q_{mes} = kWh_{base} + kWh_{intermedia} + kWh_{punta}$ Se obtiene del promedio de Consumo Mensual en el histórico de la facturación
Energía Consumida al año	QAño	517,761	kWh	Corresponde al Total de Consumo de Energía Activa al año. Corresponde a la suma de los 12 últimos meses en el histórico de la facturación.
Costo Promedio Mes Energía (Subtotal)	CostEn	101,935.9	\$MXN	Subtotal del costo de la facturación teniendo en cuenta todos los cargos de la energía incluyendo bonificaciones o penalizaciones.
Costo de Energía Anual	CostAño	1,223.231.1	\$MXN	Suma de los Subtotales en la facturación de los últimos 12 meses anteriores al periodo calculado.
Precio Medio de la Energía Anual	PmedEn	2.372	\$/kWh	Precio promedio de la Energía en el histórico de la facturación de los últimos 12 meses anteriores al periodo calculado.

Incremento de Consumo	%Q@año	5%	%/año	Porcentaje estimado en el incremento de Consumo de energía por año.
Incremento Anual de Tarifa	%T@año	7.37%	%/año	Tasa media de crecimiento para la tarifa en Base, Intermedia y Punta.
DATOS ECONÓMICOS				
Elemento	Símbolo	Valor	Unidad	Descripción
Inflación Promedio de 2000 a 2017	f	4.62	%	Dato de Banco Mundial para México
Ciclo de vida del proyecto	n	20	años	Estimado según el estándar de duración del ciclo de vida de un proyecto fotovoltaico.
Deducción del ISR	ISR	30	%	Incentivo de deducción de Impuesto Sobre la Renta para proyectos con generación de energía limpia. Corresponde al <i>Investment Tax Credit</i> en SAM
Tasa de Descuento Nominal	TDN	10	%	Tasa mínima en la rentabilidad de la inversión.
Tasa de Descuento Real	TDR	5.14	%	Valor de la tasa de descuento teniendo en cuenta la inflación.
Costo de 1 CELs Promedio @2017	CEL	242.80	\$MXN	Costo de compra venta de 1 CEL promedio a 2017. Dato de (ABM & CLIMA, 2017, pág. 31). El precio de 1 CEL de SFV osciló entre 6.79 y 17.49 USD.
Tasa de Cambio	UVR	20.00	\$MXN	Valor estimado en los últimos años para efectos de cálculo. Valor exacto 19.08 MXN entre 2017/18 según Banco de México.

SELECCIÓN DE LOS INPUTS EN SAM

Categoría	Elemento		Selección	Descripción y Criterio
Location and Resource	Solar Library	Resource	Cada una de las 32 capitales de los estados.	Los datos son descargados de la plataforma de NREL según latitud y longitud del lugar con valores desde 2001. Las variables son: Radiación Directa, Normal, Difusa, Punto de Rocío, Temperatura, Presión, Velocidad de Viento con datos de cada hora.

Module	CEC Database	Module	JinkoSolar Eagle 305W 60 Cell Mono PERC 1000V	<p>JinkoSolar Eagle 305W 60 Cell Mono PERC 1000V</p> <p>Mfr. Part #: JKM305M-60BL CS Part #: cs-303081 Rating (W): 305</p> <p>MIN QTY: 840 BUNDLE SIZE: 30 UNIT PRICE: \$178.93 EXT PRICE: \$150,301.20 \$/W: \$0.587</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;">   </div>	<p>Jinko Solar Co. JKM305M-60BL $P_{mp} = 305W$.</p> <p>El \$/W es de referencia y no se usa en el modelo, al igual que el costo del inversor.</p> <p>Fuente: https://www.civicsolar.com Consultado el 5/28/2019.</p>
Inverter	CEC Database	Inverter	SMA Sunny Tripower CORE1 50kW 480 / 277VAC TL Inverter, STP50-US-41	<p>SMA Sunny Tripower CORE1 50kW 480 / 277VAC</p> <p>Mfr. Part #: STP50-US-41 CS Part #: cs-303248 Rating (W): 50000</p> <p>MIN QTY: 1 BUNDLE SIZE: 1 UNIT PRICE: \$7,380.00 EXT PRICE: \$7,380.00 \$/W: \$0.148</p> <div style="text-align: center;">  </div>	<p>La selección del Inversor se basa en el criterio de potencia nominal. La Potencia Nominal del Inversor P_N^{inv} debe ser equiparable a la Potencia Pico del Arreglo Fotovoltaico P_P^{AFV} en $[W_P]$</p> $P_N^{inv} \approx P_P^{AFV}$ <p>La P_P^{AFV} se establece a partir del consumo promedio diario anual del usuario E_C^{user} calculado en el histórico de consumo en la factura a lo largo del año en $[kWh]$. La P_P^{AFV} se determina a partir del balance de energía:</p> $E_C^{user} = P_P^{AFV} \cdot R_S \cdot R_T \cdot \eta_{ET}$ <p>Para el caso de estudio se tiene:</p> $E_C^{user} = 1418.5 [kWh]_{@dia}$ $R_S = 5.94h_{@dia} (\text{Cuernavaca} - \text{Morelos})$ $R_T = 0.84$ $\eta_{ET} = 0.92$

$$P_P^{AFV} = \frac{1418.5 [kWh]}{5.94h(0.84)(0.92)}$$

$$P_P^{AFV} \approx 305kW$$

Fuente: <https://www.civicsolar.com/product>
Consultado el 5/28/2019.

System Design	Desired Array Size	305 kW_{dc}	Tamaño del Sistema Fotovoltaico deseado.
	Desired DC to AC Ratio	$\frac{DC}{AC} = 1.2$	Razón DC/AC: Relación entre la capacidad total de Corriente Directa del inversor y la capacidad total de Corriente Alterna. Una alta relación DC/AC puede permitir menor potencia del inversor.
Losses	Irradiance Losses	5%	Perdidas de irradiancia por suciedad:
	DC Losses	4.44%	Pérdidas eléctricas en el circuito de Corriente Directa del sistema, como por ejemplo las pérdidas eléctricas en el cableado DC que interconecta los módulos.
	AC Losses	1%	Pérdidas eléctricas en el circuito de Corriente Alterna, por ejemplo las pérdidas eléctricas en el cableado de AC entre el inversor y el punto de conexión a la red.
Lifetime	System Performance Degradation	0.5% @ año	Reducción anual en la generación de energía como porcentaje de la producción anual total en AC del sistema.

System Costs (Costos del Sistema)		SAM (System Costs) Costos 2018 USD/Wdc	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
Capacidad del Sistema		Desired array size	1-100 kW	101-200 kW	201-500 kW
DIRECTOS	Módulo	Module	0.47	0.47	0.47
	Inversor	Inverter	0.08	0.08	0.08
	Balance del Sistema BOS (Electrical BOS + Structural BOS)	Balance of system equipment	0.27	0.26	0.25
	Labor de Instalación y Equipo (Install Labor & Equipment)	Installation labor	0.18	0.16	0.13
	Gastos Generales de Ingeniería, Procura y Construcción. (Engineering, Procurement, and Construction EPC Overhead)	Engineering and developer overhead	0.19	0.18	0.16

INDIRECTOS	Permisos, Inspección e Interconexión (Permitting, Inspection, and Interconnection PII)		Permitting and environmental studies + Grid interconnection	0.13	0.10	0.09
	Impuesto a las Ventas		Sales Tax Rate	0.06	0.05	0.05
	Sobrecarga, Margen de instalación, Gastos del Instalador (Developer Overhead)		Installer margin and overhead	0.36	0.36	0.36
	Contingencia		Contingency	0.05	0.05	0.04
	Beneficio Neto del Instalador. (EPC/Developer Net Profit)			0.13	0.12	0.11
			TOTAL	1.73	1.66	1.58
O&M	Operación y Mantenimiento (USD/kWdc-yr)		Fixed Cost by Capacity	11.5	12	12
Financial Parameters	Project Debt Term	Plazo de la deuda del proyecto	Porcentaje de la Deuda (%)			50%
			Plazo del Préstamo (años)			8años
			Tasa del Préstamo (%/año)			14.5%
	Analysis Parameters	Parámetros de Análisis	Tasa de Inflación:			4.62% _{@año}
			Tasa de Descuento Real:			5.14% _{@año}
	Project Tax and Insurance Rates	Tasa de Impuestos y Seguros	Tasa Federal de Impuestos (%/año)			0%
			Tasa del Impuesto sobre la Renta del Estado (%/año)			0%
			Impuesto de Venta (% del costo directo total)			0%
			Tasa de Seguro (% del costo instalado)			1%
	Net Savage Value	Valor de Salvamento	Valor de Salvamento (% del Costo Total Instalado)			5%
Depreciation	Depreciación Federal	Sistema Modificado de Recuperación de Costos Acelerados (MACRS) ⁵³ .			N/A	
		Depreciación del Estado	5yr (MACRS). Depreciación Acelerada.		5 años	
Incentives	Tax Credits	Investment Tax Credit Crédito Fiscal a la Inversión (ITC)	Reduce la obligación tributaria anual del proyecto en el primer año del flujo de efectivo a partir del primer año en operación. Se aplica al Costo Total Instalado o Inversión Inicial.			30%
Electricity Rates	Metering and Billing. (Medición y Facturación)	Net energy Metering (Medición Neta de Energía)	Sell rate for kWh credits remaining at end of year (Tasa de venta de kWh restantes al final del año)			$PML_{annual}^{prom} = 0.093$ Para 2018, region Centro Sur.

⁵³ Modified Accelerated Cost Recovery System (MACRS).

	Fixed Charge	Cargo Fijo Mensual	Cargo Fijo Mensual en USD Promedio para la división centro Sur @2018.	35.28 USD
	Annual Escalation	Electricity Bill Escalation Rate	Tasa de crecimiento de la tarifa plena. No corresponde con la Tarifa Base, Intermedia y Punta.	3.92% _{@año}
	Energy Charges	Rates for Energy Charges (Tarifas por cargos de Energía en USD/kWh)	12 periodos agrupados para todo el año con las 24 horas del día para cada división tarifaria teniendo en cuenta la Tarifa Base, Intermedia y Punta. Valores agrupados cada 3 meses por limitaciones del software. Se tiene en cuenta el cargo y el horario para días entre semana incluyendo el sábado, y el fin de semana solo para el Domingo, según las disposiciones horarias de CFE para la Tarifa GDMTH.	Tarifas (B, I, P) promedio mensual para cada división.
	Demand Charges	Demand rates by month with optional tiers. (Tasas de demanda por mes con niveles opcionales).	Tarifas por cargos de Demanda en USD/kW. Cargos aplicados en la componente de capacidad en USD/kW.	Variable para los 12 meses del año y no dependen del horario.
Electric Load	Electric Load Data	Energy Usage (kW)	Datos de la carga eléctrica demandada a los largo del año en horas (8760h). Para un cálculo exacto se debiera tener la carga en kW de la subestación para cada hora del año; el software normaliza los datos respecto del perfil de carga suministrada en los datos mensuales de consumo de energía. (Figura 58)	Variable para los 12 meses (Demanda Máxima en kW)
		Monthly Energy Usage (kWh)	Energía consumida al Mes en kWh. Suma de las energía en Base, Intermedia y Punta. Consumo Mensual.	Variable para los 12 meses (Consumo Total en kWh)
		Load growth rate	Tasa de crecimiento de la carga	5% _{@año}

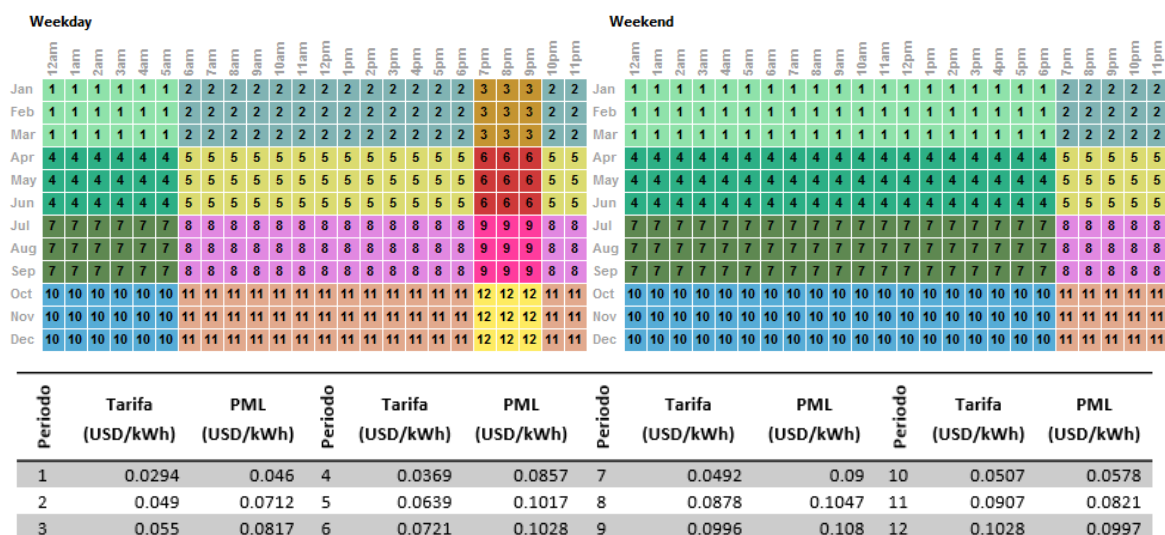
4.2. Ingreso de la Tarifa GDMTH al sistema

La ecuación que rige la tarifa en GDMTH es una suma algebraica de componentes de energía con algunos condicionamientos dependientes de la eficiencia energética del usuario y de datos históricos del consumo de los meses anteriores al mes de facturación. El modelamiento de la tarifa horaria en el sistema es limitado en cuanto al ingreso de las variaciones mensuales y horarias en la componente de generación, por lo que se agrupan en datos promedio por cada tres meses. El costo de la energía incluyendo penalizaciones y bonificaciones por potencia, antes de impuestos y antes del cobro por alumbrado público se presenta a continuación: (para más información sobre sus componentes y forma de cálculo remítase al análisis de la facturación en la Sección 1.9 de los elementos regulatorios).

$$\begin{aligned}
 \text{CostoEnergía}[\$] = & \text{CargoFijo} + \text{CargoDistribucion} * \text{mi n} \left\{ D_{\text{maxmensual}}, \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * FC} \right] \right\} + \\
 & \text{CargoCapacidad} * \text{mi n} \left\{ D_{\text{maxpunta}}, \left[\frac{Q_{\text{mensual}}}{24 * d * FC} \right] \right\} + \text{CargoTransmision} * Q_{\text{mensual}} + \\
 & \text{CargoCenace} * Q_{\text{mensual}} + \text{CargoScnMEM} * Q_{\text{mensual}} + \text{CargoBase} * \text{ConsumoBase} + \\
 & \text{CargoIntermedia} * \text{ConsumoIntermedia} + \text{CargoPunta} * \text{ConsumoPunta}
 \end{aligned}$$

El ingreso de la tarifa al sistema se realiza a través de 12 periodos correspondiente al número máximo de entradas permitidas a lo largo del año. La tarifa de generación de componente horaria y el PML correspondiente, se agrupa cada tres meses, y se desagrupa teniendo en cuenta los periodos base, intermedio y punta, para días hábiles y fines de semana. Los cargos por demanda que incluyen capacidad y distribución no manejan una tarifa horaria pero su variación es mensual. El esquema horario dentro del sistema según la región tarifaria de estudio se presenta a continuación:

Figura 35. Ingreso de la tarifa de energía y PML horario en el sistema



Capítulo 5

5. Resultados

5.1. Caracterización del sector Industrial.

La participación de la industria en México en el PIB nacional⁵⁴, presentó un descenso sostenido desde 2012 a 2016 pasando de 33.7% a 29.4%. En 2017 aportó un 30% (China 40%), llegando a su nivel más bajo en 2016 en los últimos 15 años, con una participación máxima en 2008 con 34.7%.

El sector industrial mexicano es el segundo mayor consumidor de energía (1.680.79 PJ - 31.7%) después del sector transporte (2.484.95 PJ - 46.8%), mostrando un 4.9% de incremento respecto a 2015. Igualmente, del total de consumo (5.305.57 PJ) la electricidad es el segundo energético que más se consume, (17.6%) después de las gasolinas (30.5%).

Para determinar una clasificación adecuada en cuanto al tamaño de una empresa o unidad productiva, se usan datos del *Sistema de Información Empresarial Mexicano (SIEM)* administrado por la *Secretaría de Economía (SE)*. Este cuenta con datos de establecimientos empresariales e industriales que permiten realizar una clasificación de las unidades productivas. En México existen 4.2 millones de unidades productivas., esta distribución permite caracterizar las unidades empresariales desde la ubicación geográfica hasta el número de trabajadores, permitiendo categorizar el tamaño de la empresa por región.

⁵⁴ Datos de Banco Mundial. Indicadores de Desarrollo Mundial.

Tabla 20. Clasificación de las empresas según tamaño

Tipo	Trabajadores [personas]	Ventas/año [M\$ MXN/año]	Total de Empresas [%]	Empleo [%]	Aporte al PIB Nacional [%]
Microempresas	T<10	V<4	95	40	15
Pequeñas Empresas	11<T<30	4<V< 100	3	15	14
Medianas Empresas	31<T<100	100<V<250	1	17	22
Grandes Empresas	101<T<250	V>250	1	21*	<49

Los datos proceden de 665.024 registros de empresas en el SIEM.

<https://datos.gob.mx/busca/dataset/sistema-de-informacion-empresarial-mexicano-siem>

Fuente: Elaboración propia con datos de la SE.

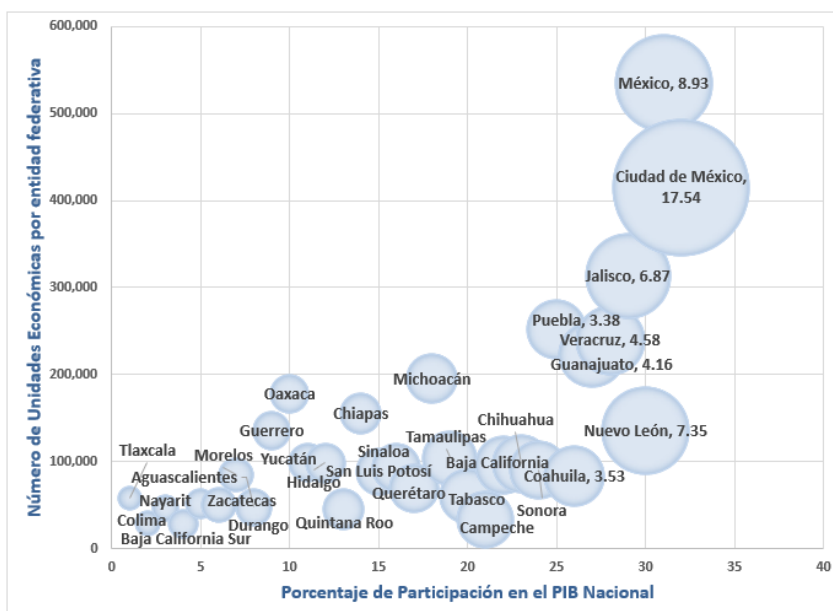
Según la SE, el desarrollo empresarial es de gran importancia para el país, y el costo de la energía juega un papel fundamental para la competitividad. A partir de estos criterios, la SE clasifica las empresas en 7 categorías: *i*) microempresas: son un motor de crecimiento en la economía nacional, ocupan e 95% del total de las empresas, *ii*) pequeña empresa: representan el 15% del empleo en el país, su objetivo es la producción, transformación y prestación de servicios, *iii*) mediana empresa: son unidades económicas con la oportunidad de desarrollar competitividad y mejorar las habilidades empresariales, *iv*) grandes empresas: negocios dedicados a los servicios, en ella participan hasta 251 trabajadores y tienen ventas superiores a los 250 millones de pesos anuales.⁵⁵ Las características fundamentales de esta clasificación se presentan en la (Tabla 20).

El aporte de las unidades económicas (UE)⁵⁶ al PIB nacional, muestra que 6 de los 32 estados federativos (Ciudad de México, Estado de México, Nuevo León, Jalisco, Veracruz, Guanajuato) aportan el 50% del PIB nacional. El estado de México cuenta con el mayor número de establecimientos productivos con 534.838, seguido de ciudad de México (415,481) y Jalisco (313,013).

⁵⁵ Fuente: <http://www.2006-2012.economia.gob.mx/mexico-emprende/empresas> La clasificación también incluye: emprendedores: constituyen la base de la pirámide empresarial y están en proceso de crear o desarrollar una empresa a partir de una idea; incubadoras: ofrecen consultoría en la generación del plan de negocios con el objetivo de incrementar el porcentaje de éxito de las empresas; empresas sociales: la SE a través de FONAES promueve y fomenta beneficiarios de las empresas sociales para que potencien su capital social.

⁵⁶ Las unidades económicas según INEGI corresponden a establecimientos y empresas: El establecimiento se define como la unidad económica que en una sola ubicación física, asentada en un lugar de manera permanente y delimitada por construcciones e instalaciones fijas, combina acciones y recursos bajo el control de una sola entidad propietaria o controladora para realizar alguna actividad económica sea con fines de lucro o no. A esta unidad de observación se refiere la información de las actividades realizadas en la industria manufacturera, el comercio, los servicios privados no financieros y los servicios financieros y de seguros. La empresa corresponde a una organización, propiedad de una sola entidad jurídica, que realiza una o más actividades económicas, con autonomía en la toma de decisiones de mercadeo, financiamiento e inversión, al contar con la autoridad y responsabilidad de distribuir recursos de acuerdo con un plan o estrategia de producción de bienes y servicios, pudiendo estar ubicada u operar en varios domicilios. Consultado de: <http://www3.inegi.org.mx/rnm/index.php/catalog/341>

Figura 36. Concentración del número de UE por entidad federativa y su participación en el PIB



Fuente: Creación propia con datos de INEGI. Censos Económicos 2014.

La distribución geográfica de las unidades económicas se muestra en la Figura 37, y se observa que la mayoría de establecimientos y empresas se encuentran en la zona centro y hacia las costas este y oeste del país con una fuerte concentración en el Estado de México (12.6%), que junto la ciudad de México (9.8%), Jalisco (7.4%), Puebla (5.9%), Veracruz (5.7%), Guanajuato (5.3%) y Michoacán (4.6%), concentran más de la mitad de las unidades productivas del país.

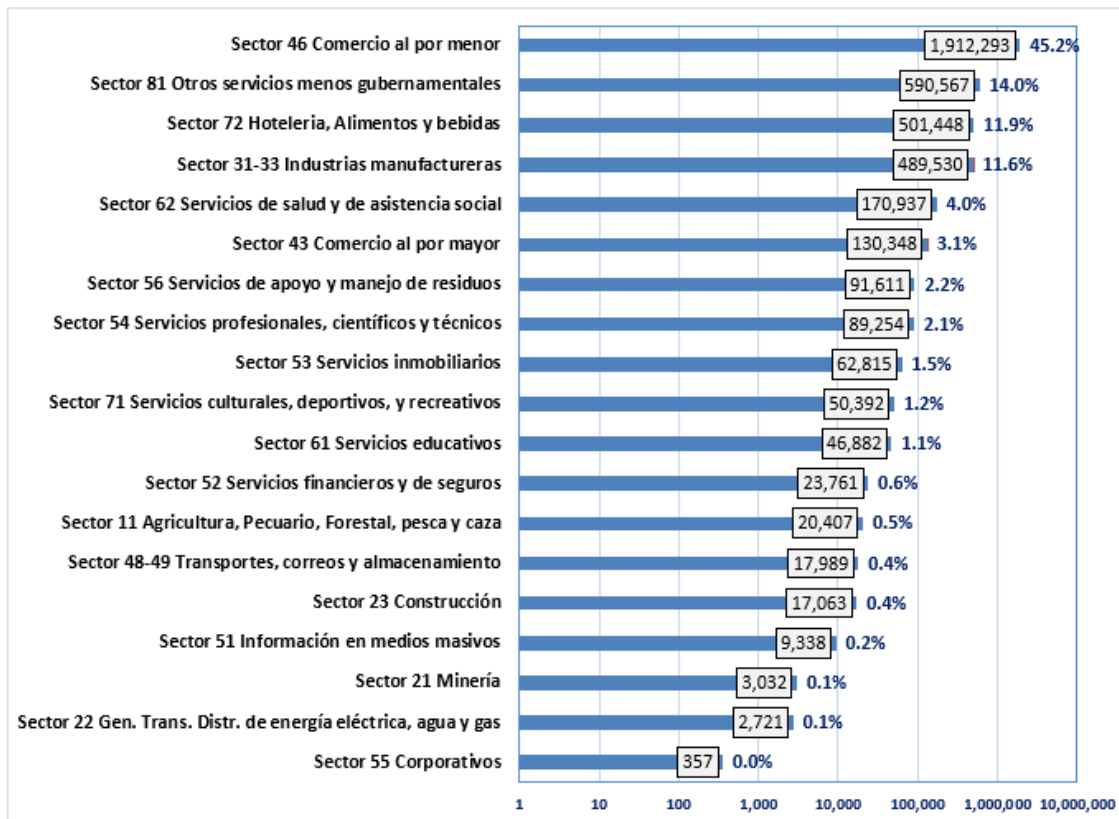
Figura 37. Concentración de las unidades económicas en México.



Fuente: Creación propia con datos de INEGI. Censos Económicos 2014. Consultados en 08/02/2019. <https://www.inegi.org.mx/programas/ce/2014/>

Los sectores de producción a nivel nacional que corresponden con el *Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN)*, y que presentan una mayor participación son: el Comercio al por menor, con un total de 1'912.239 establecimientos ocupando el 45% de todos los sectores, que junto con el sector Servicios (menos gubernamentales), Hotelería, Alimentos y Bebidas, y la Industria manufacturera, abarcan el 82% del total de las unidades productivas de todo el territorio nacional.

Figura 38. Numero de UE por actividad y participación del total nacional.

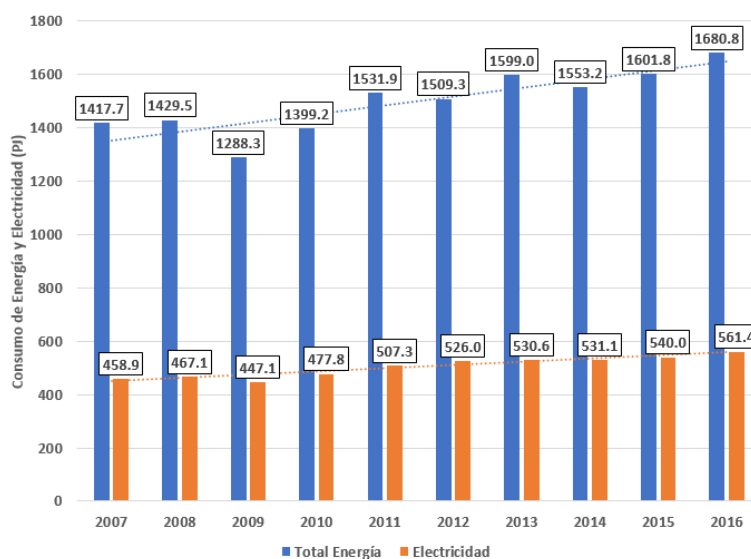


Fuente: Creación propia con datos de INEGI. Censos Económicos 2014.

5.2. Consumo de Energía y Electricidad Industrial.

El consumo de energía en el sector industrial en los últimos 10 años ha presentado un crecimiento constante anual de 1.7% a pesar que en 2009, 2012 y 2014 se presentaron disminuciones en los consumos con respecto a los años anteriores. No obstante, el consumo eléctrico, solo presentó disminución en los datos de 2009 y para los años restantes su crecimiento ha sido constante con una tasa media anual de 2.03% (Figura 39).

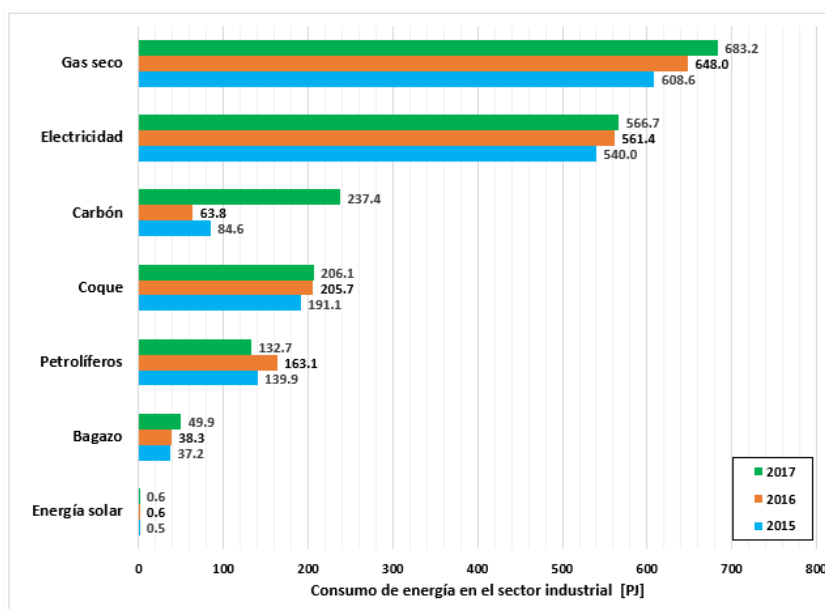
Figura 39. Variación anual del consumo de Energía y Electricidad en la Industria (PJ).



Fuente: Creación propia. Balance Nacional de Energía: Indicadores económicos y energéticos.
 Datos disponibles en <http://sie.energia.gob.mx>

En el sector industrial el Gas seco es el energético de mayor consumo (38.6%), seguido de la Electricidad con una participación del (33%) que correspondería a 566.7 PJ (157,416 GWh), y en menor medida otros combustibles y derivados fósiles. A nivel energético la solar sigue siendo la de menor consumo en el sector industrial, adicional al incremento en el uso de carbón en 2017 (Figura 40). Para efectos de comparación en el sector residencial la electricidad es el energético de mayor consumo (34.4%) pero corresponde a 316.6 PJ, muy por debajo del consumo eléctrico.

Figura 40. Consumo de energía en el sector industrial.

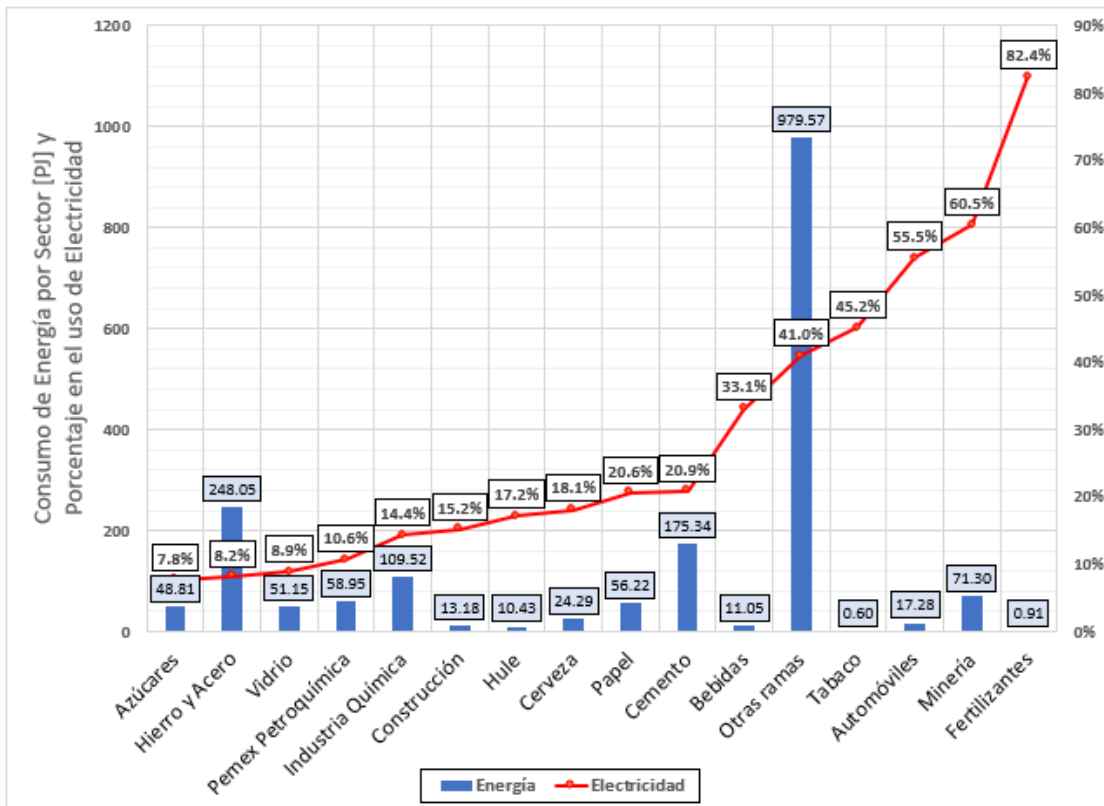


Fuente: Elaboración propia. Datos de SIE.

La evolución del consumo de electricidad por sector según los datos de SIE y el *Balance Nacional de Energía 2017*, muestra al sector industrial dividido en 16 subsectores (Figura 41), en donde la industria de los fertilizantes es el mayor consumidor de electricidad dentro de las categorías reportadas con 82.4% del consumo total de energía, seguido de la industria minera con 60.5%, automotriz 55.5%, industria del tabaco 45.2%, entre otras. El sector industrial con mayor consumo de energía en general es la industria del hierro y el acero con 248.05 PJ, seguido de la industria cementera con 175.34 PJ, y la industria química con 109.52 PJ todas para 2017. La categoría “Otras ramas” muestra la mayor parte de consumo de energía y son industrias que no se encuentran categorizadas dentro del SIE, que representan por mucho, la mayor parte de energía consumida a nivel industrial; entre ellas se pueden encontrar pequeñas industrias (calzado, marroquinería, servicios, comercio, industria artesanal, trabajadores independientes etc.).

Esto permite pensar, que estos subsectores de la industria son potencialmente atractivos para la instalación de sistemas fotovoltaicos, ya que un gran porcentaje de su consumo energético proviene del insumo de la electricidad. Igualmente, a medida que las industrias son más grandes en número de trabajadores, proporcionalmente abarcan grandes volúmenes de espacio y sus techos generalmente son subutilizados, por lo que ya se contaría con un espacio adecuado para la instalación de un sistema fotovoltaico.

Figura 41. Consumo de Energía por Industria y Porcentaje de uso de Electricidad.

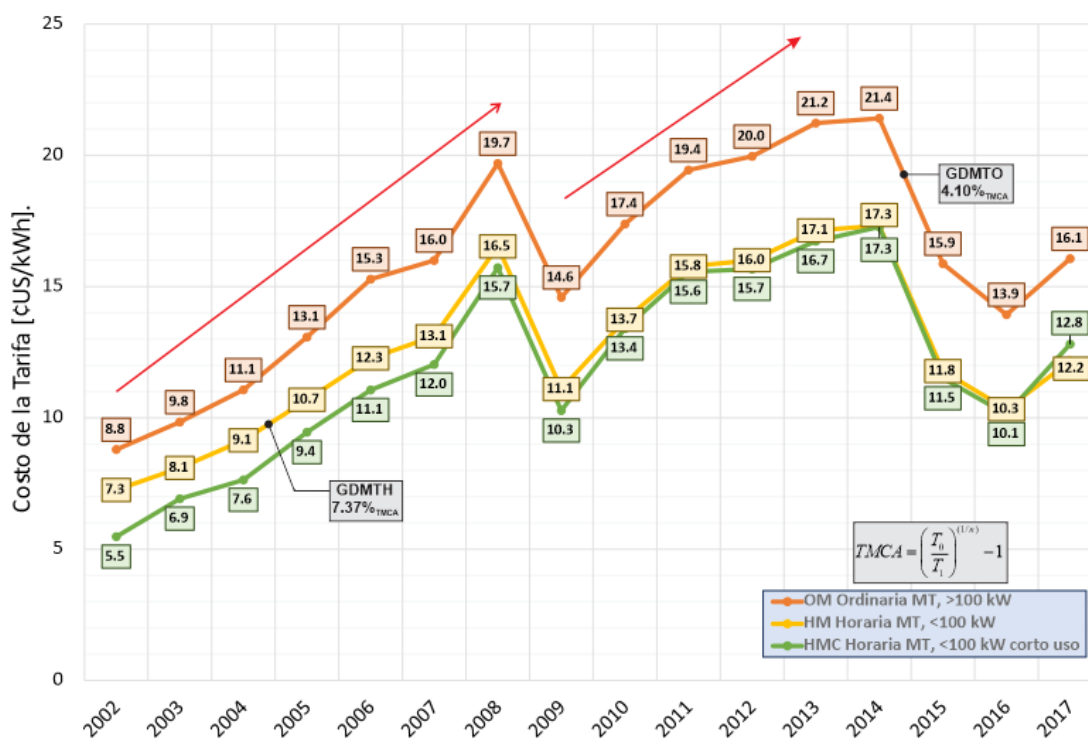


Fuente: Elaboración propia. Datos de SIE. BNE: Consumo de energía en el sector industrial en 2017.

5.3. Potencial de las Tarifas Industriales.

Según datos de SIE, las anteriores tarifas OM, HM y HMC, lo que en el actual esquema tarifario se denominan GDMTH (Gran Demanda Media Tensión Horaria) y GDMTO (Gran Demanda en Media Tensión Ordinaria) han presentado un aumento sostenido en los últimos 16 años a excepción de 2009 y en el periodo comprendido entre 2014 y 2016. La TMCA es de 4.10% en GDMTH y 7.37% en GDMTO. La diferencia entre las dos tarifas es su manejo horario y el nivel de demanda en el que se presta el servicio: $GDMTO < 100\text{kWh} \leq GDMTH$.

Figura 42. Precios Medios de las tarifas industriales en media tensión de 2002 a 2017.

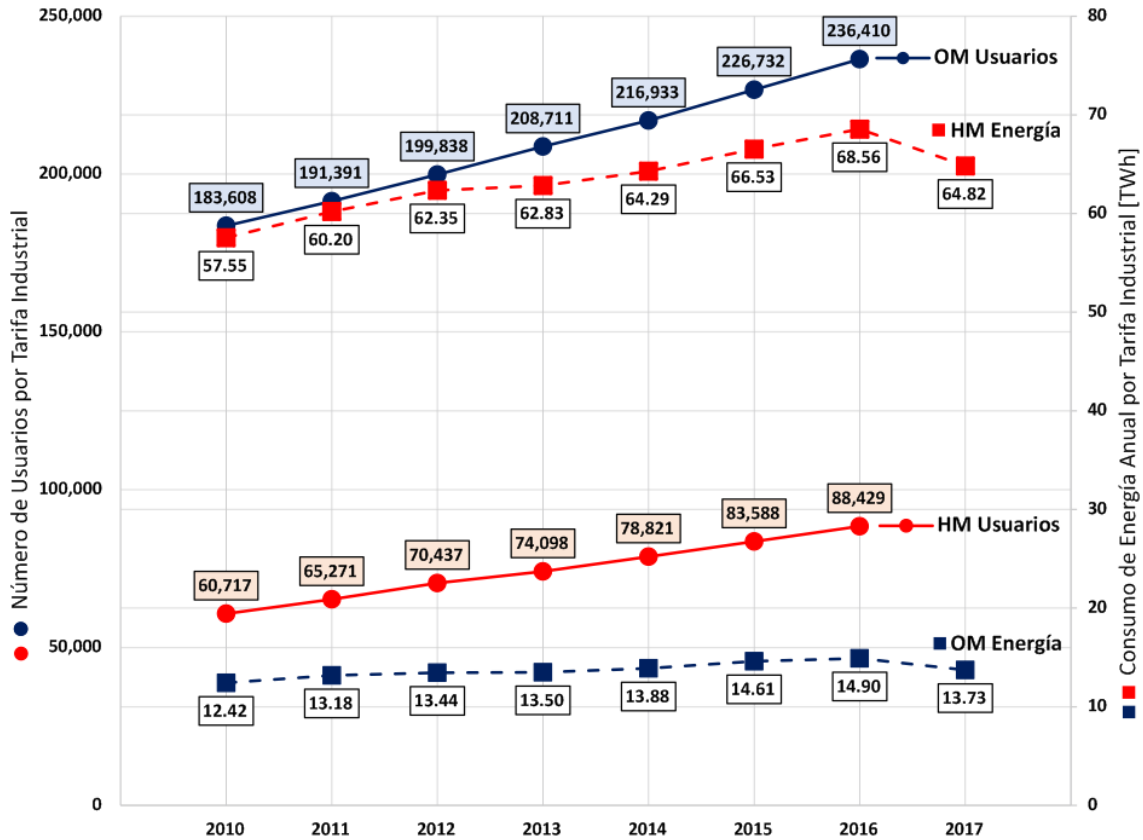


Datos de SIE. Precios medios de energía eléctrica por tarifa. Los valores se calculan en ¢US/kWh a precios constantes @2000.

El número de usuarios de las tarifas industriales en media tensión paso de 183mil a 236mil usuarios en apenas 6 años, de 2010 a 2016 en lo que corresponde a la tarifa OM, hoy denominada GDMTO. Esta tarifa representa a los usuarios con consumos menores a los 100kWh; si un usuario supera este valor durante 3 meses consecutivos será automáticamente reclasificado a la tarifa GDMTH, que son usuarios con consumos mayores a los 100kWh en media tensión. El potencial energético de esta tarifa para el total de usuarios representó para 2017 un consumo de 13.73 TWh.

Por su parte la tarifa HM, hoy en día conocida como GDMTH reporta 88,429 usuarios registrados para 2017, casi 4 veces menor que la tarifa GDMTO, pero con un consumo anual de 64.82 TWh para el mismo año muy por encima de lo reportado para la tarifa OM (Figura 43).

Figura 43. Número de usuarios y Consumo de Energía en las Tarifas HM y OM.



Igualmente, estas tarifas registraron ventas anuales por 110 mil millones de pesos para la HM, y 31 mil millones para la OM según datos de 2017, manteniendo una proporción similar al comportamiento de la curva de consumo de energía. Las ventas reportadas para ambas tarifas han presentado un crecimiento sostenido desde 2010 y se evidencia un nicho de oportunidad debido al volumen de los ingresos en los dos casos.

Con el nuevo esquema tarifario, el número de usuarios por Estado o Entidad Federativa se muestra en la Figura 56 de los Anexos, en donde Nuevo León ubicado dentro de la división Golfo Norte tiene la mayoría de los usuarios en las tarifas GDMTO y GDMTH con 13% del total nacional, seguido por Jalisco (7.5%), Guanajuato (5.2%), Estado de México (5.1%). En estos 4 estados se concentra el 30% de los usuarios y en solo 8 estados el 50% del total nacional para estas tarifas.

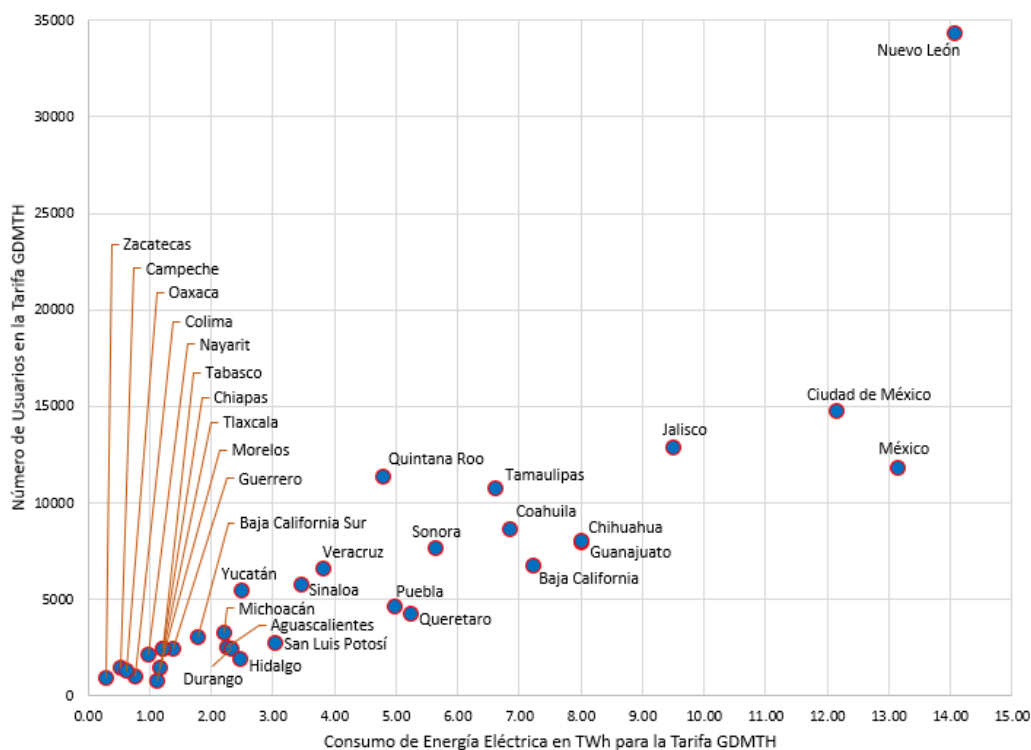
El número de usuarios y el consumo en la tarifa GDMTH para 2018 se muestra en la Figura 44, en donde se puede notar que el estado de Nuevo León es el de mayor potencial en ambas variables. Con casi 35mil usuarios este estado consume 14.06 TWh al año de energía, seguido por el estado de México, que con mucho menos de la mitad de los usuarios de Nuevo León (11,828) consume 13.13 TWh siendo mucho más intensivo en consumo de energía. La ciudad de México cuenta con 14.736 usuarios y su consumo anual registra 12.15 TWh.

Los estados con mayor uso de energía en proporción al número de usuarios son Tlaxcala (1.41 GWh/usuario), Hidalgo (1.27 GWh/usuario), Querétaro (1.22 GWh/usuario), Estado de México (1.11 GWh/usuario) y se muestran en la Tabla 21.

Tabla 21. Consumo, Usuarios e Intensidad en la tarifa GDMTH por estado.

Estado	Consumo año [TWh]	Usuarios [und]	Intensidad [GWh/und]	Estado	Consumo año [TWh]	Usuarios [und]	Intensidad [GWh/und]
Nuevo León	14.06	34362	0.41	Yucatan	2.49	5468	0.46
Mexico	13.13	11828	1.11	Hidalgo	2.46	1938	1.27
Ciudad de Mexico	12.15	14736	0.82	Durango	2.33	2432	0.96
Jalisco	9.50	12892	0.74	Aguascalientes	2.26	2552	0.89
Guanajuato	8.00	8016	1.00	Michoacán	2.22	3270	0.68
Chihuahua	8.00	7994	1.00	Baja California Sur	1.78	3054	0.58
Baja California	7.22	6754	1.07	Guerrero	1.38	2422	0.57
Coahuila	6.85	8678	0.79	Tabasco	1.22	2470	0.49
Tamaulipas	6.62	10728	0.62	Chiapas	1.21	2470	0.49
Sonora	5.64	7698	0.73	Morelos	1.17	1446	0.81
Queretaro	5.25	4284	1.23	Tlaxcala	1.13	806	1.41
Puebla	4.98	4646	1.07	Nayarit	0.98	2110	0.46
Quintana Roo	4.80	11378	0.42	Colima	0.77	1014	0.76
Veracruz	3.83	6590	0.58	Oaxaca	0.62	1308	0.48
Sinaloa	3.46	5786	0.60	Campeche	0.54	1446	0.37
San Luis Potosi	3.03	2748	1.10	Zacatecas	0.29	926	0.32

Figura 44. Número de Usuarios y Consumo en TWh por Estado para 2018.



Fuente: Creación propia con datos de CFE. Datos abiertos de México.

<https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-a-partir-de-2018>

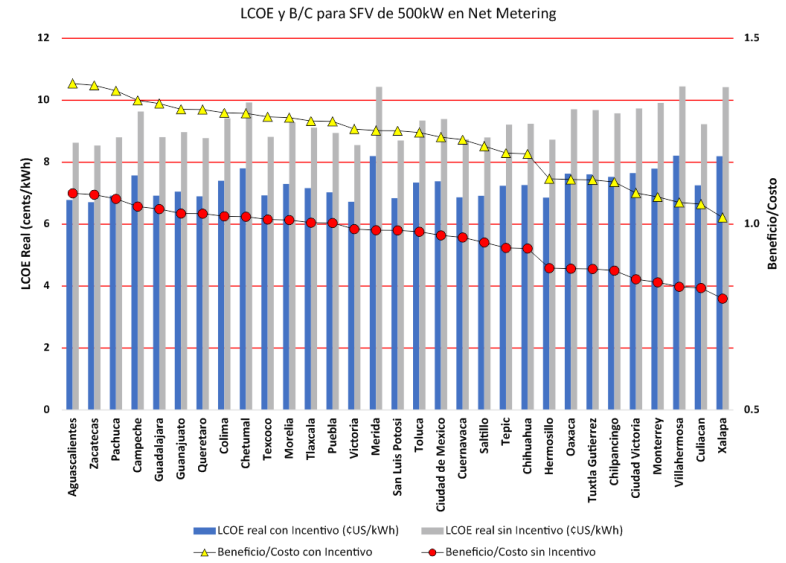
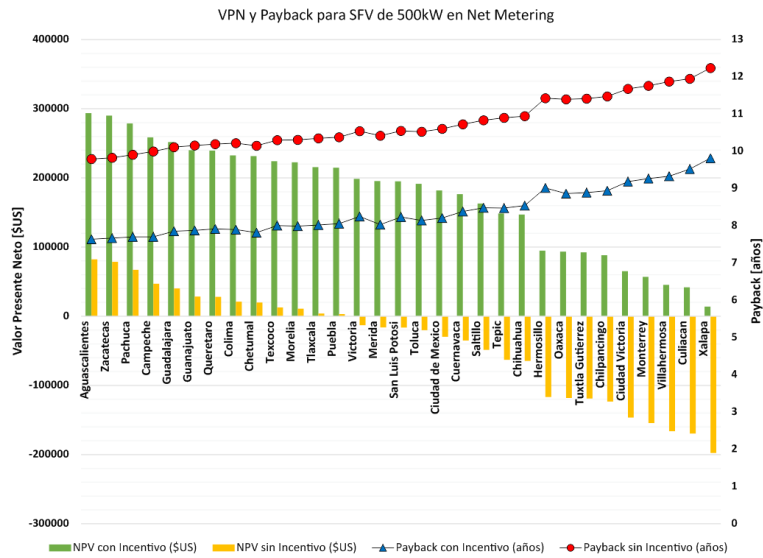
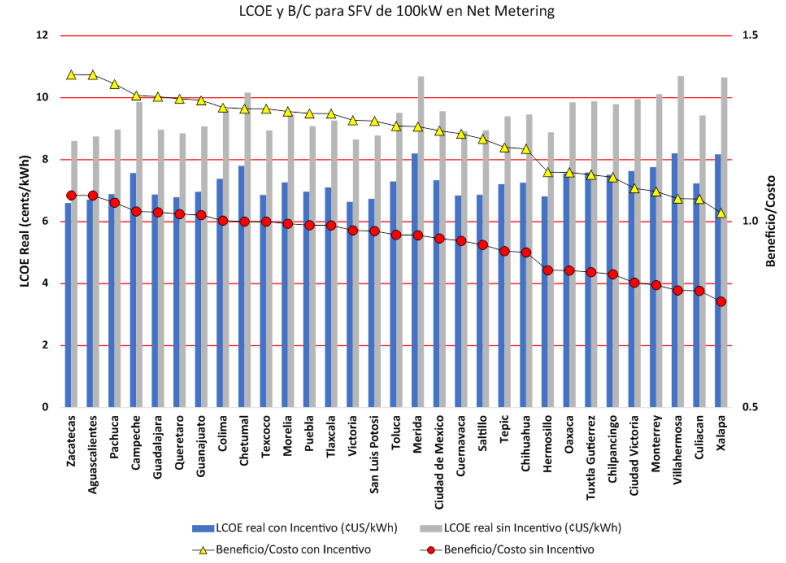
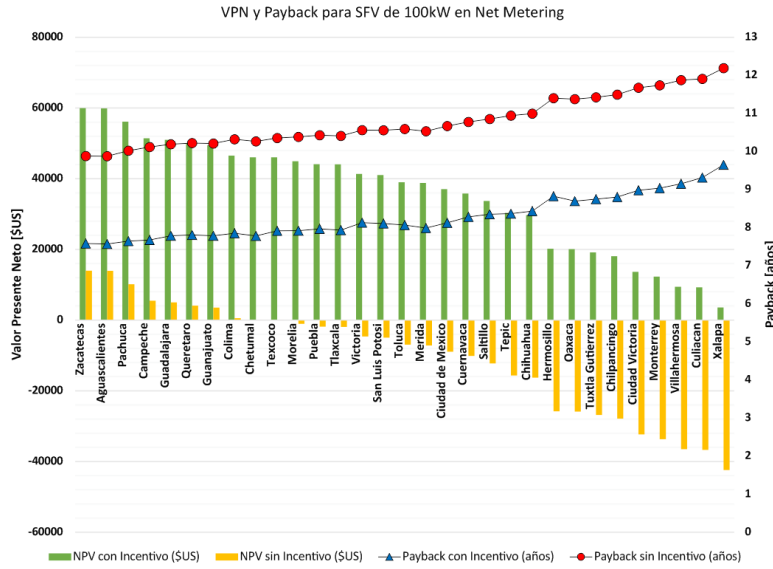
5.4. Resultados de los modelos en Generación Distribuida

Para definir el potencial económico de los SFV en GD bajo los esquemas actuales legales de contraprestación, se analizan 32 ciudades (30 de ellas capitales) de los estados de la república mexicana con sus correspondientes divisiones tarifarias, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

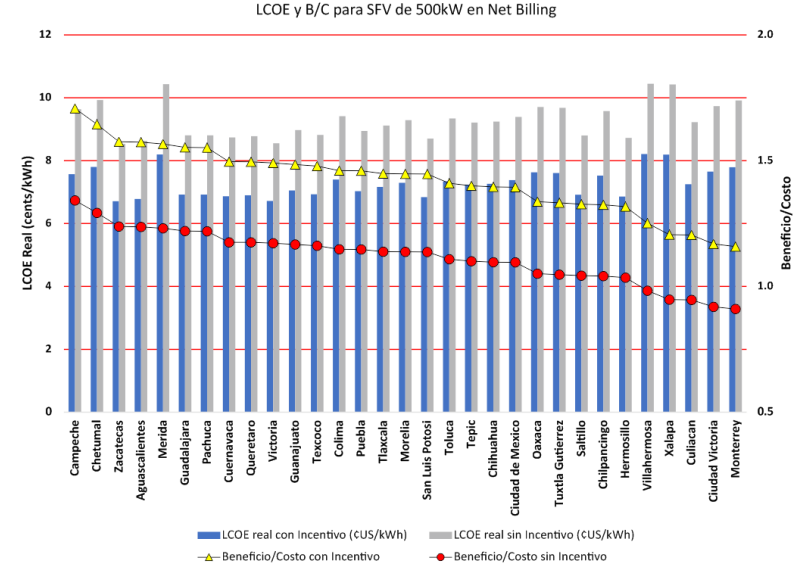
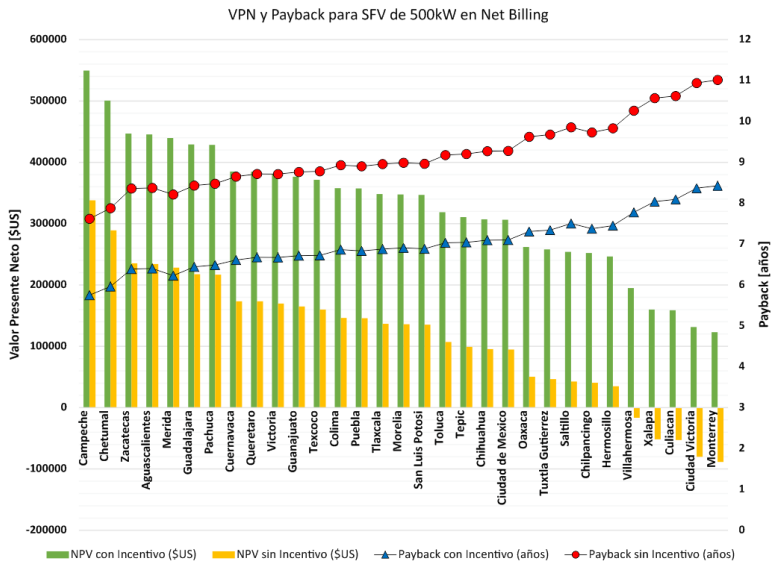
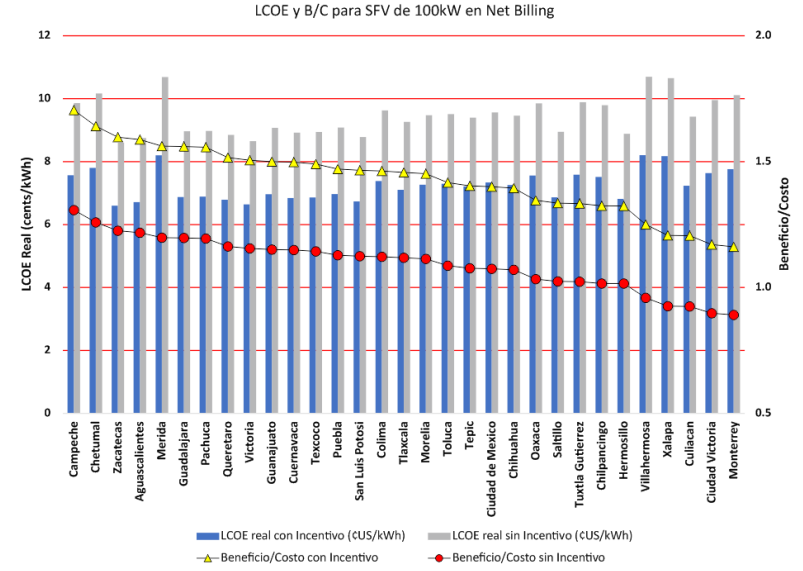
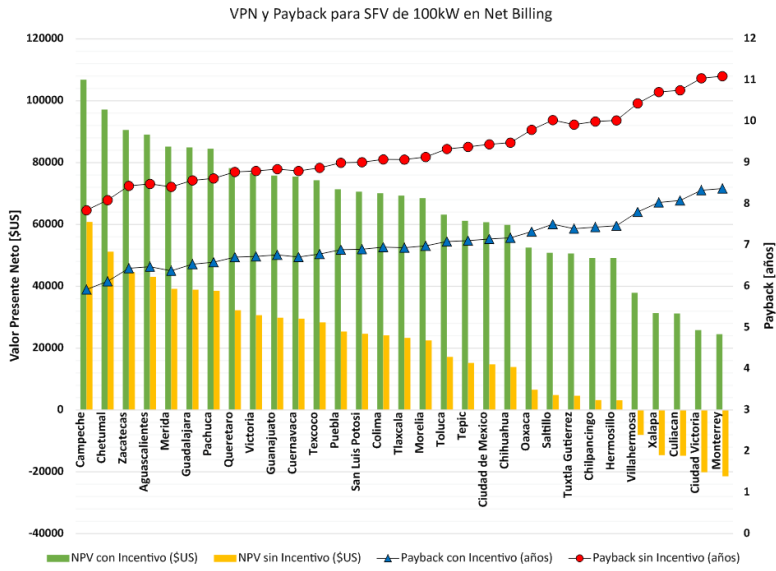
- Tres (3) SFV con diferente capacidad instalada de 100, 300 y 500 kW, que corresponden con los límites de la GD según las disposiciones administrativas (500kW) y mínimo de la tarifa en GDMTH (100kW).
- Datos meteorológicos correspondientes para cada capital tomados de las bases de datos del *National Solar Radiation Database* (NSRDB) de SAM.
- El Consumo en (kWh) se toma según el histórico de la facturación del IER y se escala a los diferentes sistemas.
- La Demanda medida en (kW) se toma de la subestación del IER y se extrapolan los datos a los meses faltantes. La demanda y el consumo se escalan según la Potencia Instalada del SFV, por lo tanto los únicos datos reales son los del sistema de 300kW.
- Tarifas horarias en GDMTH para cada división tarifaria correspondiente.
- PMLs solares promedio para cada división correspondiente.
- Costos de instalación del SFV bajo diferentes capacidades, tomando en cuenta los estudios de mercado de NREL para USA y asociados al contexto nacional.
- Todos los modelos utilizan el mismo módulo fotovoltaico e inversor.
- No se consideran costos de la tierra ni almacenamiento por baterías.
- El software considera: pérdidas por cableado, sombreado, orientación, temperatura y configuración para 1 subarreglo.
- El análisis económico se realiza bajo dos escenarios: *i)* con el incentivo de la deducción del impuesto sobre la renta ISR deducido al primer año del proyecto y, *ii)* sin el incentivo.

Los resultados que se presentan a continuación corresponden a los indicadores económicos de Valor Presente Neto *VPN* en dólares [\$US], el tiempo de recuperación de la inversión *Payback* en años, el Costo Nivelado de la Energía *LCOE* en centavos de dólar por kilovatio – hora [c\$US/kWh], y la relación Beneficio/Costo en valor presente. Todos los indicadores se muestran para 32 ciudades, de las cuales 30 son capitales de los estados de la República Mexicana exceptuando Baja California y Baja California Sur y adicionando las divisiones de Valle de México que no corresponden a una capital pero representan a la región tarifaria que lleva su nombre; las Tablas con los resultados se presentan en los anexos:

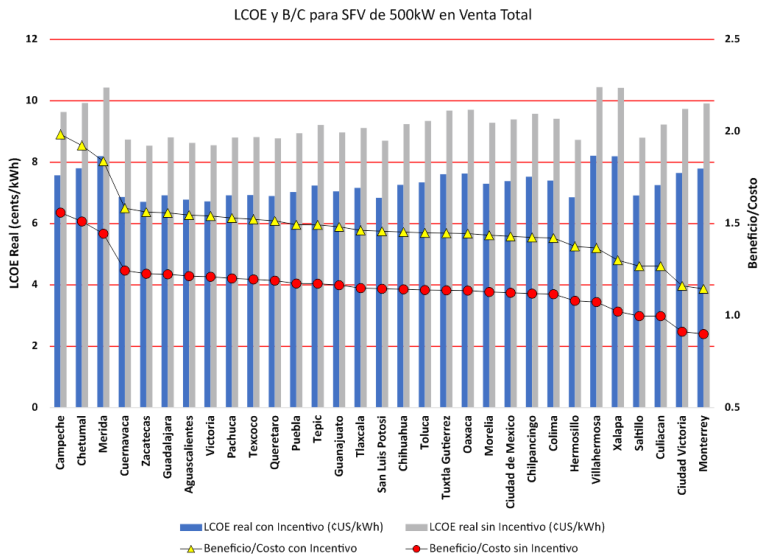
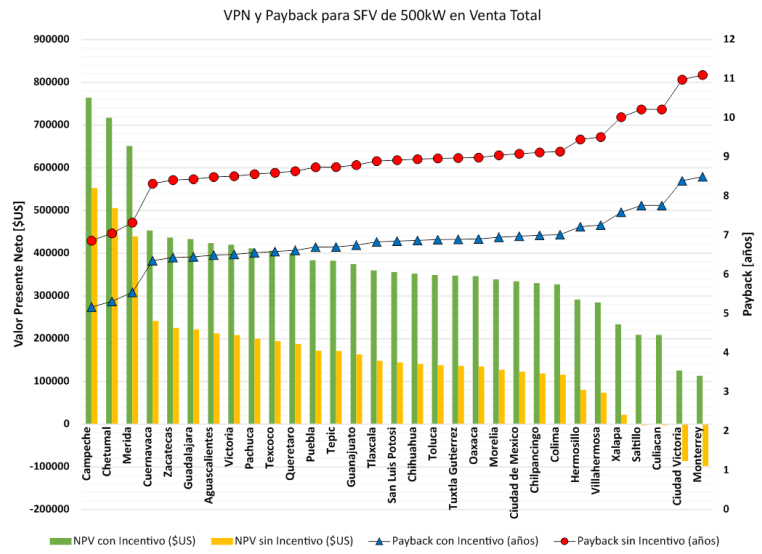
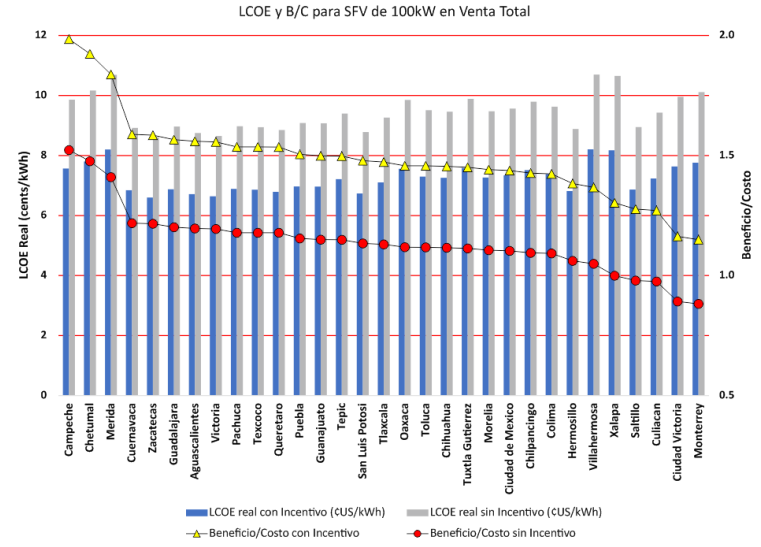
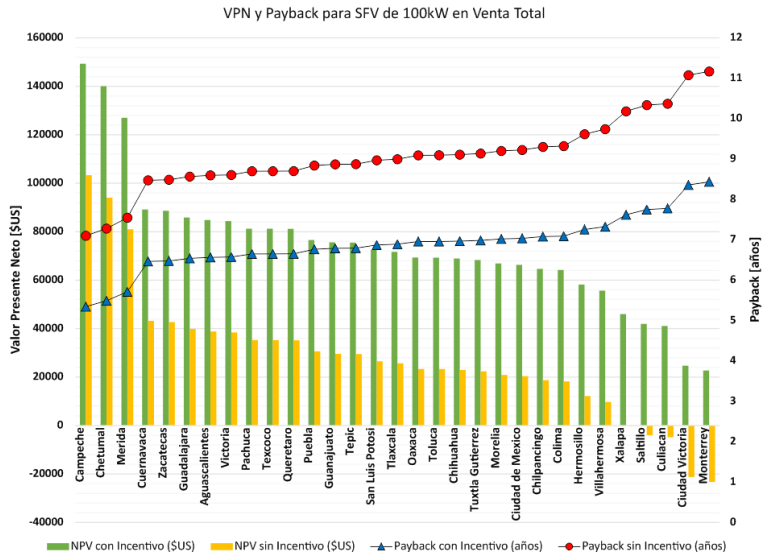
Resultados en Net Metering.



Resultados en Net Billing



Resultados en Venta Total



Para los sistemas instalados bajo el esquema de *Net Metering* con incentivo, se observa que en la mayoría de las ciudades el VPN es positivo en cualquiera de las capacidades instaladas a excepción de Xalapa para los sistemas de 300kW. El periodo de recuperación en cualquiera de los sistemas instalados con incentivo no supera los 10 años de retorno a excepción de la misma ciudad. El panorama para los SFV sin incentivo en capacidades de 100kW solo es factible en 8 ciudades, solo en 3 ciudades para los sistemas de 300kW y en 13 ciudades para capacidades de 500kW. Los periodos de recuperación para los sistemas sin incentivo se encuentran por encima de los 10 años pero no más de 13 en cualquier capacidad instalada quedando descartados de cualquier viabilidad. El Costo/Beneficio para estos sistemas indica viabilidad cuando la relación es superior a 1, y los resultados muestran que para todas las ciudades es viable con incentivo a excepción de Xalapa (división Oriente) y Culiacán (división Noroeste) en SFV de 300kW. El LCOE para los SFV con incentivo se encuentra en la banda entre 6 y 8 ¢US/kWh que es un dato consistente con lo que se maneja a nivel mundial en los sistemas fotovoltaicos.

Para los sistemas que se encuentren en el esquema de *Net Billing*, los PMLs juegan un papel fundamental. En este esquema todas las ciudades tienen potencial económico cuando se cuenta con incentivo en cualquier capacidad de generación distribuida. Cuando los SFV no cuentan con el incentivo fiscal solo 5 ciudades no son viables para este esquema: Villahermosa (división Sureste), Xalapa (división Oriente), Culiacán (división Noroeste) y Monterrey (división Golfo Norte) en cualquier capacidad instalada, adicionando Hermosillo (división Noroeste) y Chilpancingo (división Centro Sur) en capacidades de 300kW. Esto se debe a que en regiones como Golfo Norte y Noroeste, el PML no es tan elevado como en otras regiones, a pesar de contar con un recurso solar muy apropiado. El periodo de recuperación cuando se encuentra con el incentivo fiscal esta entre los 6 y 8 años para todas las ciudades en cualquier capacidad, a excepción de Campeche y Chetumal (división Peninsular) en capacidades de 500kW quienes reportan recuperación de inversión por debajo de los 6 años. Los VPN para estas dos últimas ciudades fueron los más altos de todo el estudio bajo este esquema con y sin incentivo.

En el esquema de Venta Total, se evidencia un comportamiento similar al *Net Billing*. Para sistemas de 100kW las ciudades con mayor potencial son Campeche, Chetumal y Mérida, todas ubicadas en la división tarifaria Peninsular quienes reportan periodos de recuperación inferiores a los 6 años con incentivo e inferior a los 8 sin incentivo. Las relaciones B/C para estas ciudades son las más altas bajo este esquema y se encuentran muy cercanas a 2, lo que indica que los beneficios son aproximadamente el doble de los costos. Para todas las capacidades el potencial de las ciudades es muy similar, en donde para Xalapa (división Oriente), Saltillo y Monterrey (división Golfo Norte), Culiacán (división Noroeste), Ciudad Victoria (división Golfo Centro), no presentan viabilidad cuando no se cuenta con incentivo. A pesar de eso, todas las ciudades bajo el esquema de generación distribuida con incentivo son potencialmente viables para la instalación de SFV menores a 500kW con periodos de recuperación menores a 9 años en todos los casos.

5.5. Análisis de Sensibilidad

Se toman los datos obtenidos del IER calculados para 2018, como sistema de referencia para analizar diferentes rangos de variables que pueden sensibilizar el modelo. Se toman en cuenta los siguientes elementos de entrada:

- Datos meteorológicos de Temixco – Morelos obtenidos en el sistema NSRDB de SAM.
- Tarifa horaria en GDMTH de la división tarifaria Centro Sur.
- PMLs solares promedio para la división Centro Sur.
- Los datos de Demanda medida en (kW) se toman de la subestación para los meses de Junio 2018 y Diciembre de 2017 y se extrapolan a los meses faltantes.
- Se toma el incentivo de 30% sobre el ISR.

Los resultados generados en el sistema de referencia para los 3 esquemas de contraprestación se presentan en la Tabla 22, en donde se asume un dimensionamiento del SFV con (305kW_p) calculado para carga total y que corresponde al consumo promedio diario anual del IER.

Tabla 22. Inputs y Resultados de los esquemas de contraprestación para el IER.

Resumen de Resultados de SAM		<i>Net Metering</i>	<i>Net Billing</i>	Venta Total
Item	Unidad	Valor	Valor	Valor
Costo Total Instalado	USD		482,329.0	
Deuda	USD		241,165.0	
Energía Anual en AC	kWh		573,938.0	
Costo de Electricidad sin SFV (año 1)	USD/año		63,243.8	
Costo de Electricidad con SFV (año 1)	USD/año	31,415.1	16,385.6	15,111.5
Ahorro en la factura de electricidad con SFV	USD/año	31,828.7	46,697.5	47,971.6
Periodo de recuperación	años	8.7	6.9	6.7
Valor Presente Neto	USD	81,358.0	206,922.0	240,065.0
LCOE Real	¢USD/kWh	7.3	7.3	7.3

Como se vio anteriormente, el incentivo fiscal del 30% del impuesto sobre la renta es un parámetro muy importante en la viabilidad del proyecto. Para hacer rentable un proyecto de generación distribuida en *Net Metering* se debe tener por lo menos un margen mínimo de ISR de 13% como se muestra en la Figura 46. La inversión inicial en este caso corresponde a \$US482.329 con el objetivo de ser rentable en este esquema, pero se está por fuera del rango aceptado de 10 años como indica el Payback. Para *Net Billing*, se puede lograr un VPN positivo en el primer año sin necesidad de un incentivo fiscal de \$US 75,339, y de \$US 208.529 en caso de ingresar al esquema de Venta Total.

Figura 45. Resultados de GD para el SFV de referencia del IER.

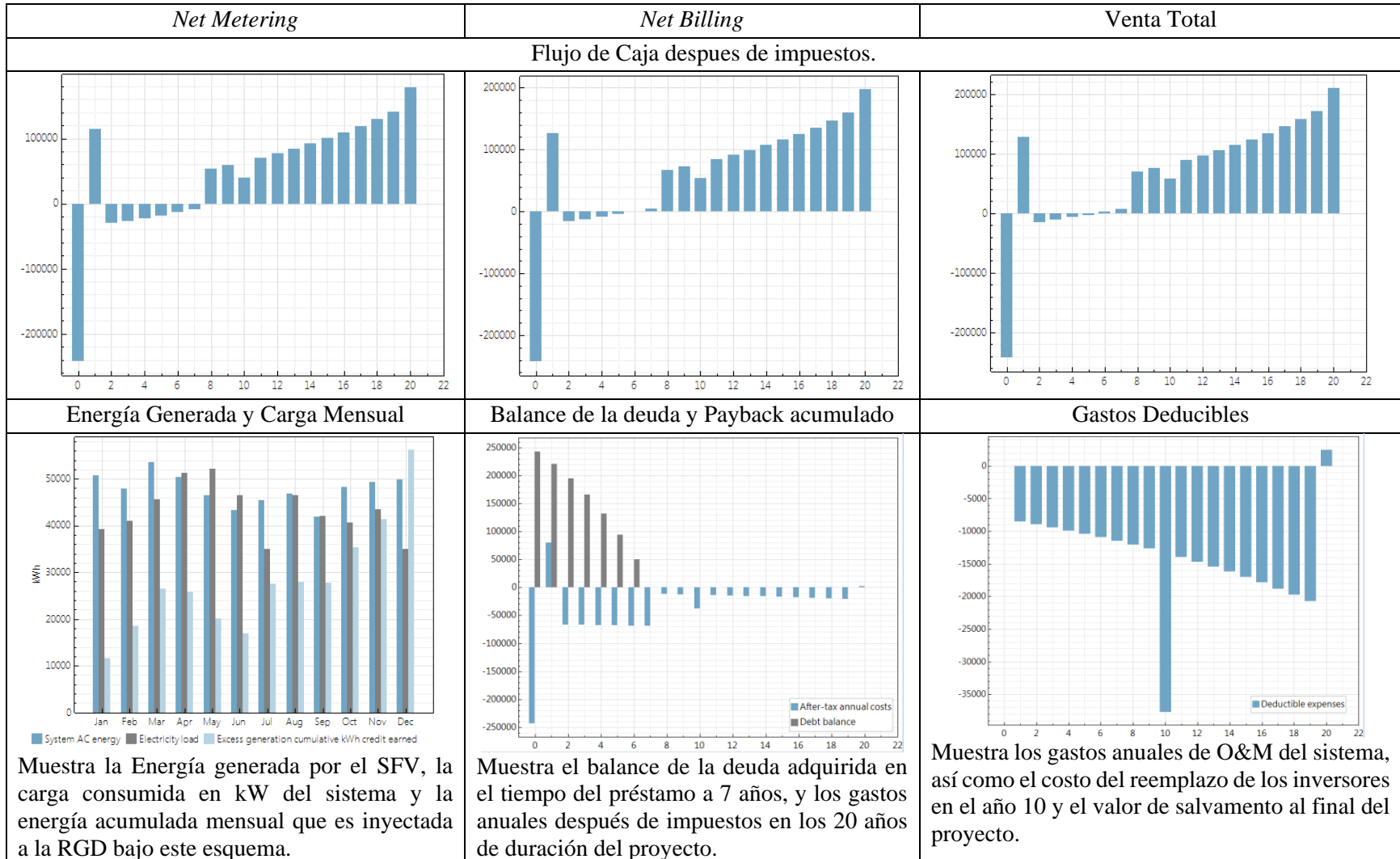
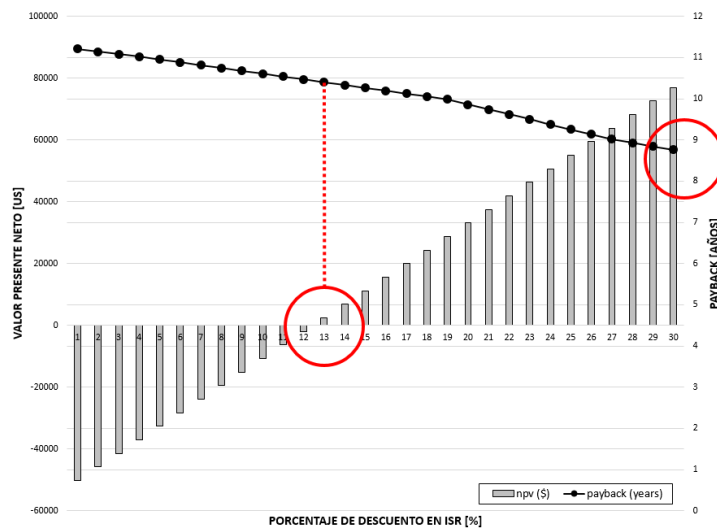
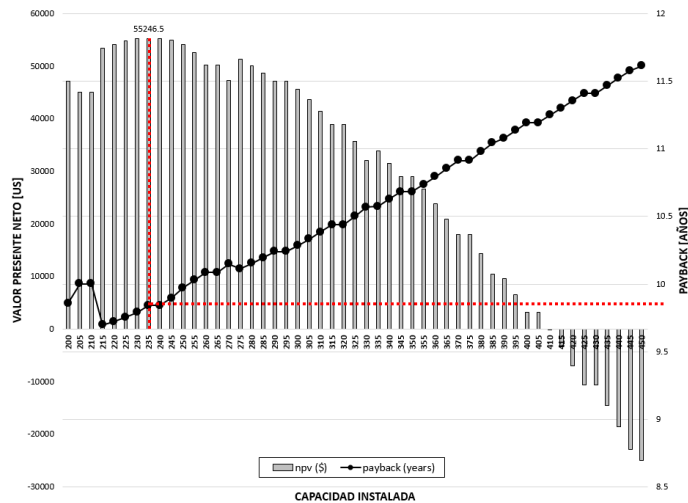


Figura 46. Análisis de Sensibilidad del incentivo fiscal para *Net Metering*

Con el fin de determinar la capacidad máxima y mínima de un SFV bajo los costos de un sistema de 300kW, se puede operar el modelo económico en un rango entre 200 – 400 kW, con el fin de encontrar la capacidad óptima de un SFV de acuerdo con los elementos económicos evaluados. Los resultados muestran que manejando costos de sistemas de 300kW, el máximo VPN permisible (\$US 52,5246) se encuentra para un SFV de 235 kW, obteniendo un periodo de recuperación de 9.8 años. Estos resultados se obtienen para un SFV en *Net Metering*, aceptando un crédito estatal de 13% sin recurrir al incentivo para la inversión inicial.

Figura 47. Análisis de sensibilidad para la capacidad instalada.



Basados en los resultados anteriores en el esquema de *Net Billing*, en donde se venden los excedentes de energía al PML correspondiente, se puede inferir que un usuario al instalar un SFV para cubrir su consumo puede apostar por un SFV de mayor capacidad con el fin de vender los excedentes; es decir, el usuario instala un SFV de acuerdo con su demanda pero adicionalmente puede instalar un sistema

de mayor capacidad para vender más excedentes dentro del mismo esquema. En ese sentido los usuarios con consumos de 100kW-año, tienen la capacidad de instalar sistemas entre 100 y 500kW; un usuario con 200kW de consumo al año tiene la capacidad de instalar un sistema entre 200 y 500kW, y así respectivamente.

Los supuestos se resumen a continuación:

Tabla 23. Capacidades adicionales para Venta de excedentes en *Net Billing*.

	Capacidad instalada adicional en [kW]					
	100	200	300	400	500	
Rango de Consumo del Usuario en [kW]	100	x	100	200	300	400
	200		x	100	200	300
	300			x	100	200
	400				x	100
	500					x



Corresponde a la capacidad instalada pero el usuario no tiene excedentes para vender.

Indica la posible potencia pico a instalar sin sobrepasar la capacidad de 500kW de GD

Los resultados muestran que, manejando la condición de no tener un incentivo del gobierno, se presume que las ventas de los excedentes de energía para el esquema de *Net Billing* pueden ser suficientes para su autofinanciamiento.

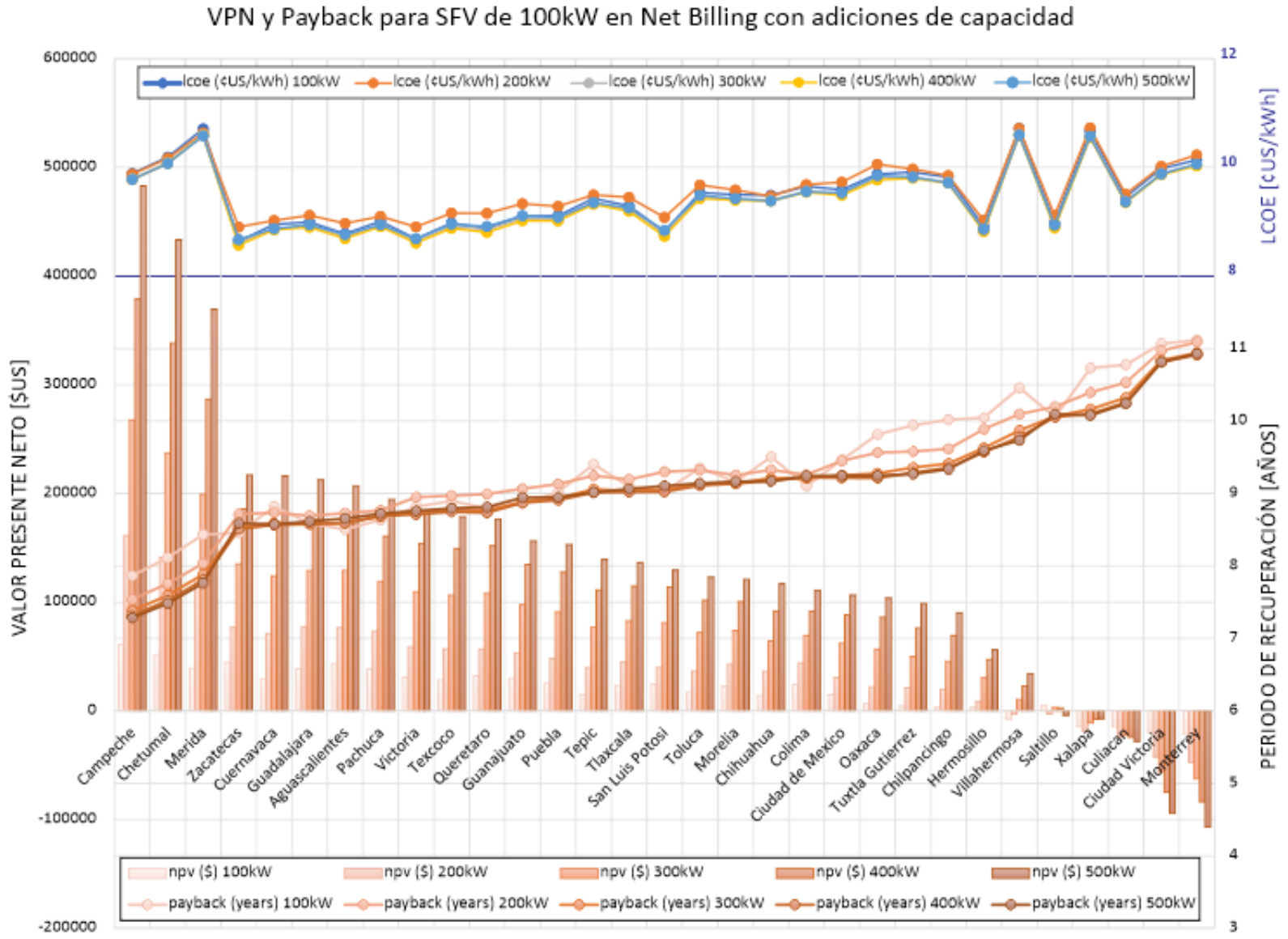
Para un SFV con capacidad instalada de 100kW, se manejan 4 posibles adiciones de 100, 200, 300, 400, y 500kW. Los resultados para todas las ciudades arrojan un VPN positivo en casi todos los casos a excepción de Xalapa, Culiacán, Victoria y Monterrey. (

Figura 48). La ciudad de Villahermosa en el estado de Tabasco muestra valores negativos cuando su capacidad adicional es de 100 y 200kW, pero positivos en los restantes. La ciudad de Saltillo presenta VPN de casi cero en todos los casos.

Las ciudades con mayor VPN siguen siendo las ubicadas en la división Peninsular, caso de Mérida, Chetumal y Campeche que encabeza la lista y presenta rendimientos muy altos con los menores periodos de recuperación de 7.2 años cuando la instalación es de 500kW. Esto se debe a que los PML en esta división son los más altos del país, y los valores máximos se presentan en las horas pico de demanda. Aun así, la mayoría de las ciudades se encuentran en el umbral menor a los 10 años en donde el criterio de decisión es que pueda realizarse o no el proyecto. En ese sentido resulta bastante favorable adicionar capacidad en cualquiera de los rangos establecidos para GD, sin duda a mayor capacidad mayor VPN con periodos de recuperación más cortos.

El LCOE para la mayoría de los casos se encuentra en el rango de 8 y 10 ¢US/kWh. Los puntos más bajos de costo por electricidad generada se encuentran en las ciudades de Zacatecas, Victoria de Durango y Aguascalientes, cuando se adicionan sistemas de 300 y 400kW, los 10 valores más bajos se encuentran en esas ciudades alrededor de 8.5 ¢US/kWh. La Tabla de resultados se muestra en los Anexos.

Figura 48. Resultados de adiciones de capacidad para *Net Billing*. SFV de 100kW.



Capítulo 6

6. Conclusiones y Recomendaciones

El sector industrial es el segundo mayor consumidor de energía en México después del transporte, y su competitividad es producto de tener costos bajos en los consumos. Dentro del sector, las industrias con mayor potencial de ahorro son aquellas que son intensivas en electricidad en su proceso productivo, creando un nicho de oportunidad para los SFV. La industria de los fertilizantes, automotriz y minera, cuentan con porcentajes de consumo de electricidad superiores al 55% del total de su consumo energético. El aporte al PIB nacional muestra que 6 de los 32 estados federativos (Ciudad de México, Estado de México, Nuevo León, Jalisco, Veracruz, Guanajuato) aportan el 50% del PIB nacional. El estado de México cuenta con el mayor número de unidades económicas productivas con 534.838, seguido de ciudad de México (415,481) y Jalisco (313,013).

El consumo de electricidad en México fue de 260.052 GWh para 2016 con un aumento de 4% respecto de 2015, y ha presentado un incremento sostenido en los últimos 10 años de 2.53%_{TMCA} llegando a un consumo de 2100kWh por habitante en 2016. Por su parte el consumo de energía en el sector industrial ha presentado un crecimiento de 1.7%_{TMCA} lo que supone un aumento en la capacidad instalada.

Las tarifas industriales en media tensión presentan un incremento anual de 7.37%_{TMCA} en horaria y 4.10%_{TMCA} en ordinaria, lo que presume un incremento en los gastos para las industrias intensivas en el consumo de electricidad dejando un nicho de oportunidad para los SFV. Con el nuevo esquema tarifario, el número de usuarios por estado muestra que Nuevo León ubicado dentro de la división Golfo Norte tiene la mayoría de los usuarios en las tarifas GDMTO y GDMTH con 13% del total nacional, seguido por Jalisco (7.5%), Guanajuato (5.2%), Estado de México (5.1%). En estos 4 estados se concentra el 30% de los usuarios en estas tarifas y en solo 8 estados el 50% del total nacional.

Los incrementos en los componentes de la tarifa en GDMTH fueron muy altos en 2018 con valores de incremento de 12% mensual debido a la transición tarifaria del anterior esquema, pero se han mantenido estables en 2019 aunque igualmente altas para el histórico; en el primer cuatrimestre de 2019 las componentes correspondientes a los horarios base, intermedia y punta han presentado valores promedio de 0.96 \$/kWh, 1.58 \$/kWh y 1.84 \$/kWh respectivamente.

A nivel Nacional, el PML se ha estado incrementando a una tasa muy alta, 53% entre 2016 y 2017 y 86% entre 2017 y 2018. Para el primer trimestre de 2019 su crecimiento va en aumento 10.3% siendo la tendencia en los últimos años para ese periodo de tiempo. La región con el mayor PML promedio anual es la Peninsular con 2.42 \$/kWh para 2018 y la menor es la división Noroeste con 1.40 \$/kWh para el mismo año. Tanto la tarifa como el PML definen completamente el potencial de los SFV en generación distribuida ya que de ellos dependen los cálculos de beneficio y costo.

Los resultados en los esquemas de GD varían de acuerdo con la región en donde se ubique el sistema FV, principalmente por 3 variables importantes: el recurso solar, la tarifa y el PML siendo muy influyentes en los resultados de análisis económico.

En el estado de Nuevo León perteneciente a la división Golfo Norte en donde se ubican la mayoría de los usuarios de la tarifa GDMTH, no resultan propicios estos esquemas sin incentivo, debido a los desfavorables indicadores económicos calculados para Monterrey en ciertas capacidades como se muestra en los resultados. Esto se confirma con el análisis de los PMLs que son los más bajos de todas las regiones tarifarias.

Aunque definir el tamaño de un SFV se realiza de acuerdo con el consumo, el esquema de *Net Billing* resulta ser el más complejo e interesante. Por una parte se puede cubrir el consumo, pero también se puede calcular un único SFV para vender los excedentes muy por encima de la demanda. El *Net Billing* se considera el esquema de mayor potencial ya que en la mayoría de las ciudades los sistemas son completamente rentables sin incentivos del gobierno; esto ocurre cuando se venden los excedentes de energía, incluso partiendo sistemas pequeños como 100kW donde el costo de instalación por watt es más alto.

Se presume que los costos de instalación de los sistemas fotovoltaicos seguirán disminuyendo en la medida de las mejoras tecnológicas de todos los componentes. Se encuentran en el mercado módulos cada vez más eficientes con menos degradación y un tiempo de vida útil más amplio, así como mejoras en la potencia de los módulos bajo condiciones desfavorables como el sombreado.

El nuevo modelo energético que incluye el cambio en las tarifas de energía derivada de una recuperación de costos, y el modelo de generación distribuida que parte de una intención por ser más eficientes al disminuir las pérdidas por distribución, producen cambios sustanciales en un versátil esquema eléctrico para el cual se debe estar preparado. Actualmente se maneja el concepto de generación distribuida colectiva que pretende vender energía sin necesidad de un distribuidor, por lo cual el modelo económico se debe actualizar para producir resultados que sirvan a los usuarios, gobierno, fabricantes e instaladores para la toma de decisiones.

Bibliografía

- ABM, & CLIMA. (2017). *Mercado de la energía fotovoltaica a baja escala. Generación Distribuida*. CDMX: Asociación de Bancos de México. Iniciativa Climática de México.
- Arancibia, C., & Riveros, D. (2017). *Notas de Curso. Introducción a la Energía Solar Térmica*.
- Baca, G. (2015). *Ingeniería Económica*. Ciudad de México: Mc Graw Hill. doi:ISBN: 978-607-15-1244-4
- Blank, L., & Tarquin, A. (2012). *Ingeniería Económica (7 ed.)*. (J. E. Brito, Trad.) McGraw Hill.
- CEMDA. (2017). *Marco jurídico de las energías renovables en México*. Centro Mexicano de Derecho Ambiental.
- CFE. (2018). *Sesión informativa con CFE. Tarifas Finales de Suministro Básico en Media Tensión. Industriales MX*. Comisión Federal de Electricidad.
- Chen, C. (2011). *Physics of Solar Energy*. New Jersey: Wiley. doi:ISBN 978-0-470-64780-6
- CIEP. (2017). *Energía solar en México: Potencial y Aprovechamiento*. Centro de Investigación Económica y Presupuestaria.
- Congreso de México. (2014/Ago/11). *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*. Ciudad de México: Diario Oficial de la Federación.
- CONUEE. (2009). *Medición y registro de la energía en las pequeñas y medianas empresas*. Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía.
- CRE. (2017). *Acuerdo A/058/2017. Metodología para determinar el cálculo de Tarifas Finales*. Ciudad de México: Comisión Reguladora de Energía.
- CRE. (11 de Diciembre de 2017). *Comisión Reguladora de Energía - Prensa*. Obtenido de <https://www.gob.mx/cre/prensa/la-cre-publica-las-tarifas-finales-del-suministro-basico-que-aplicara-cfe-suministro-basico-durante-diciembre-de-2017>

- CRE. (4 de Abril de 2017). *Comisión Reguladora de Energía Blog*. Obtenido de Preguntas frecuentes sobre Generación Distribuida: <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-generacion-distribuida?idiom=es>
- CRE. (07 de Marzo de 2017). RES/142/2017. *Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de GD y GLD*. Diario Oficial de la Federación.
- CRE. (2017b). *Certificados de Energía Limpia CELs*. Comisión Reguladora de Energía.
- CRE. (18 de Agosto de 2018). *Blog de la Comisión Reguladora de Energía*. Obtenido de Preguntas Frecuentes sobre los CEL: <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias>
- CRE. (2018). *Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos*.
- CRE. (2018a). *Tarifas Finales de Suministro Básico*. Comisión Reguladora de Energía, Jesús Berumen Glinz.
- CRE. (2018b). *Tarifas Eléctricas*. *Comisión Reguladora de Energía*. CDMX: Jesús Berumen Glinz.
- CRE. (2018c). *Recursos Distribuidos, Redes Inteligentes y Nuevas Tecnologías*. Cuernavaca, Morelos.: Marcelino Madrigal. Comisionado de la CRE.
- Duffie, J., & Beckman, W. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes*. University of Wisconsin-Madison. WILEY.
- ESTA, & IPN. (2017). *Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2016*. Monitor Independiente del Mercado . ESTA International LLC , Instituto Politecnico Nacional.
- Fthenakis, V., & Lynn, P. (2018). *Electricity from sunlight. photovoltaic-systems integration and sustainability* (2 ed., Vol. ISBN 9781118963784). Wiley.
- Gamboa, S. (2018). *Curso de Elementos de Eficiencia Energética*. Temixco - Morelos: Programa de Maestría en Energía - Instituto de Energías Renovables UNAM.
- Gobierno de México. (2014). *Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018*. GOB.MX.
- Gobierno de México. (4 de Abril de 2017). *Blog - Comisión Reguladora de Energía*. Obtenido de Preguntas frecuentes sobre Generación Distribuida: <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-generacion-distribuida?idiom=es>
- Goetzberger, A., & Hoffmann, V. (2005). *Photovoltaic Solar Energy Generation*. Germany: Springer - Verlag Berlin Heidelberg.

- IEA. (2014). *Technology Roadmap. Solar Photovoltaic Energy*. . International Energy Agency.
- IEA. (2016). *Mexico Energy Outlook*.
- IEA. (2017). *Renewables 2017. Analisis and forecasts to 2022*. International Energy Agency.
- IEA. (2018). *Renewables 2018, Analysis and Forecast to 2023*. International Energy Agency.
- IEA. (2018b). *Renewables Information. Statistics*. International Energy Agency.
- IMCO. (2015). *Hacia la transformación del mercado eléctrico Mexicano. Generación Distribuida*. Instituto Mexicano para la Competitividad A.C.
- IRENA - SENER. (2015). *Renewable Energy Prospects: Mexico*.
- IRENA. (1 de May de 2018). *International Renewable Energy Agency*. Obtenido de <http://www.irena.org/>
- Islas, J., & Escalante, M. (2018). *Curso de Economía de la Energía y Mitigación del Cambio Climático*. Temixco - Morelos: Programa de Maestría en Energía - Instituto de Energías Renovables UNAM.
- Kaushika, N. D., Mishra, A., & Rai, A. K. (2018). *Solar Photovoltaics. Technology, System Design, Reliability and Viability*. Springer.
- Manzini, F. (2018). *Curso de Energía y Ambiente*. Temixco - Morelos: Programa de Maestría en Energía - Instituto de Energías Renovables UNAM.
- Martinez, M. (2017). *Curso de Evaluación de Proyectos Energéticos*. Temixco - Morelos: Instituto de Energías Renovables UNAM.
- Messenger, R., & Abtani, A. (2017). *Protovoltaic Systems Engineering* (Fourth Edition ed.). Taylor & Francis Group.
- NREL. (1995). *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Golden, Colorado 80401-3393: National Renewable Energy Laboratory.
- NREL. (2018). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark. Q1:2018*. National Renewable Energy Laboratory.
- Percino, J. (2016). *Análisis económico de sistemas fotovoltaicos Interconectados a la red a Media Escala*. CDMX: UNAM.
- Pfaffenberger, W. (2015). *Distributed Generation and its Implications for the Utility Industry* (Vol. 6). Elsevier.

- PROMEXICO, GIZ, IER. (2017). *La industria Solar Fotovoltaica y Fotoérmica en México*. Ciudad de México: Secretaria de Economía.
- PSERC. (2012). *Centralized and Distributed Generated Power Systems - A Comparison Approach*. Power Systems Engineering Research Center.
- Richter, C., Lincot, D., & Gueymard, C. (2013). *Solar Energy. Solar Radiation for Energy Utilization*. Springer.
- Sanchez, A. (2017). *Curso de Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red*. Temixco - Morelos: Programa de Maestría en Energía - Instituto de Energías Renovables UNAM.
- Sanchez, A., Martinez, D., Santos, R. d., Ortega, J., & Sanchez, P. (2017). *Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar*. Ciudad de México.
- SEMARNAT. (2015). *Guía de Programas de Fomento a la Generación de Energía con Recursos Renovables*. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.
- SENER. (2012). *Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026*. México: Secretaria de Energía.
- SENER. (2016). *Balance Nacional de Energía*.
- SENER. (2016b). *ACUERDO por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW*. Diario Oficial de la Federación. 15/12/2016.
- SENER. (2016c). *Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles mas limpios*. Secretaría de Energía.
- SENER. (2017). *Simplificación e Impulso a la Generación Distribuida*. Secretaria de Energía. Subsecretaría de Electricidad .
- SENER. (2018). *Programa de Desarrollo del Sistema Electrico Nacional (PRODESEN)*. Secretaria de Energía.
- SENER, CONUEE. (2015). *Generación Distribuida, una alternativa eficiente y confiable para satisfacer la demanda de energía*. Seminario en línea.
- WEC. (2013). *World Energy Resources: Solar*. World Energy Council.
- WEC. (2016). *World Energy Resources: Solar*. World Energy Council.

Anexos

Anexo A. Tablas.

Tabla 24. Recurso Solar y Temperatura media anual por Capital.

CAPITAL	Latitud	Longitud	Recurso solar promedio diario anual [kWh/m ²]			Temperatura promedio anual [°C]		
			Min.	Max.	Prom.	Min.	Max.	Prom.
Aguascalientes	22.02	-102.35	4.61	7.20	5.91	10.1	26.7	18.4
Campeche	19.84	-90.52	4.24	6.92	5.85	22.2	33.9	28.1
Chetumal	18.30	-88.18	3.86	6.04	4.98	22.2	32.6	27.4
Chihuahua	28.63	-106.08	3.74	7.44	5.59	10.6	27.7	19.1
Chilpancingo	17.00	-99.00	4.89	6.83	5.68	19.0	32.5	25.8
Ciudad de México	19.41	-99.14	4.49	6.55	5.46	11.6	24.1	17.9
Ciudad Victoria	23.73	-99.13	3.85	6.31	5.28	19.0	31.1	25.1
Colima	19.09	-103.96	4.61	7.18	5.61	20.9	33.7	27.3
Cuernavaca	18.50	-99.11	4.90	7.06	5.94	15.0	29.5	22.2
Culiacán	24.48	-107.23	3.99	7.91	5.98	18.2	33.9	26.1
Guadalajara	20.66	-103.33	4.60	7.24	5.81	13.3	29.6	21.5
Guanajuato	21.01	-101.15	4.57	6.89	5.79	10.9	27.4	19.2
Hermosillo	29.05	-110.57	3.54	7.72	5.73	22.5	32.0	23.1
La Paz	24.08	-110.18	3.54	7.36	5.59	17.7	31.0	24.3
Mérida	20.96	-89.61	3.98	6.35	5.30	21.0	33.3	27.2
Mexicali	32.66	-115.46	2.91	7.54	5.27	14.2	28.6	21.6
Monterrey	25.71	-99.27	3.27	6.37	4.94	15.8	30.1	23.0
Morelia	19.70	-101.18	4.68	7.06	5.58	12.7	28.9	20.8
Oaxaca	17.30	-96.43	4.53	6.38	5.26	18.6	31.2	24.9
Pachuca	20.07	-98.44	4.00	6.26	5.16	11.3	26.1	18.7
Puebla	19.02	-98.11	4.49	6.21	5.40	11.0	25.7	18.3
Saltillo	28.70	-100.42	3.64	6.27	5.16	15.1	29.2	22.1
San Luis Potosí	22.36	-100.25	4.07	6.66	5.49	15.9	29.8	22.9
Querétaro	20.35	-100.23	4.58	7.04	5.86	12.8	27.1	19.9

CAPITAL	Latitud	Longitud	Recurso solar promedio diario anual [kWh/m2]			Temperatura promedio anual [°C]		
			Min.	Max.	Prom.	Min.	Max.	Prom.
Tepic	21.50	-104.91	4.40	7.66	5.88	19.4	32.8	26.1
Tlaxcala	19.31	-98.23	4.49	6.21	5.40	8.0	23.5	15.8
Toluca	19.29	-99.65	4.49	6.55	5.46	7.2	22.4	14.8
Tuxtla Gutiérrez	16.75	-93.11	4.28	6.15	5.15	19.4	31.6	25.5
Victoria de Durango	24.01	-104.39	4.28	6.15	5.15	9.7	27.6	18.7
Villahermosa	17.59	-92.55	3.61	5.99	4.94	22.5	31.9	27.2
Xalapa	17.96	-94.98	3.55	5.46	4.60	18.1	28.9	23.5
Zacatecas	22.77	-102.57	4.41	7.00	5.76	8.9	25.9	17.4

Fuente: Elaboración propia. Datos de Temperatura: <http://smn.cna.gob.mx/es/>. Datos de Radiación: <https://eosweb.larc.nasa.gov/>

Tabla 25. Rendimiento Térmico para diferentes tecnologías FV.

Capital	T _{noct} =	45.00	Monocristal	Policristal	Amorfo	Amorfo/Monocristal Silicio	Teluro de Cadmio	Cobre/Indio/ Galio/Selenio	Cobre Indio Selenio
Aguascalientes									
Mexicali	57.95	32.95	85.9	85.7	89.0	91.5	91.6	92.4	88.0
La Paz	59.85	34.85	85.1	84.9	88.4	91.0	91.1	92.0	87.3
S.F. de Campeche	62.25	37.25	84.1	83.9	87.6	90.4	90.5	91.4	86.4
Tuxtla Gutiérrez	65.15	40.15	82.9	82.6	86.6	89.6	89.7	90.8	85.4
Chihuahua	62.85	37.85	83.8	83.6	87.4	90.2	90.3	91.3	86.2
CDMX	58.95	33.95	85.5	85.3	88.7	91.2	91.3	92.2	87.6
Salttillo	55.35	30.35	87.0	86.9	89.9	92.2	92.2	93.0	88.9
Colima	60.45	35.45	84.9	84.7	88.2	90.9	90.9	91.8	87.1
Victoria de Durango	64.95	39.95	82.9	82.7	86.7	89.7	89.8	90.8	85.4
Guanajuato	58.85	33.85	85.5	85.3	88.7	91.3	91.4	92.2	87.7
Chilpancingo	58.65	33.65	85.6	85.4	88.8	91.3	91.4	92.3	87.7
Pachuca de Soto	63.75	38.75	83.4	83.2	87.1	90.0	90.1	91.1	85.9
Guadalajara	57.35	32.35	86.2	86.0	89.2	91.7	91.7	92.6	88.2
Toluca	60.85	35.85	84.7	84.5	88.1	90.8	90.8	91.8	86.9
Morelia	53.65	28.65	87.8	87.6	90.5	92.6	92.7	93.4	89.6
Cuernavaca	60.15	35.15	85.0	84.8	88.3	90.9	91.0	91.9	87.2
Tepic	60.75	35.75	84.7	84.5	88.1	90.8	90.9	91.8	87.0
Monterrey	64.05	39.05	83.3	83.1	87.0	89.9	90.0	91.0	85.8
Oaxaca de Juárez	61.35	36.35	84.5	84.3	87.9	90.6	90.7	91.6	86.8
	62.45	37.45	84.0	83.8	87.5	90.3	90.4	91.4	86.4

Puebla de Zaragoza	56.95	31.95	86.4	86.2	89.4	91.8	91.8	92.7	88.4
Santiago de Querétaro	58.35	33.35	85.8	85.6	88.9	91.4	91.5	92.3	87.9
Chetumal	63.85	38.85	83.4	83.2	87.1	90.0	90.1	91.1	85.8
San Luis Potosí	61.05	36.05	84.6	84.4	88.0	90.7	90.8	91.7	86.9
Culiacán	65.15	40.15	82.9	82.6	86.6	89.6	89.7	90.8	85.4
Hermosillo	63.25	38.25	83.7	83.4	87.3	90.1	90.2	91.2	86.1
Villahermosa	63.15	38.15	83.7	83.5	87.3	90.2	90.3	91.2	86.1
Ciudad Victoria	62.35	37.35	84.0	83.8	87.6	90.4	90.5	91.4	86.4
Tlaxcala	54.75	29.75	87.3	87.1	90.1	92.3	92.4	93.2	89.2
Xalapa	60.15	35.15	85.0	84.8	88.3	90.9	91.0	91.9	87.2
Mérida	64.55	39.55	83.1	82.9	86.8	89.8	89.9	90.9	85.6
Zacatecas	57.15	32.15	86.3	86.1	89.3	91.7	91.8	92.6	88.3

Tabla 26. Zonas de Carga por División Tarifaria

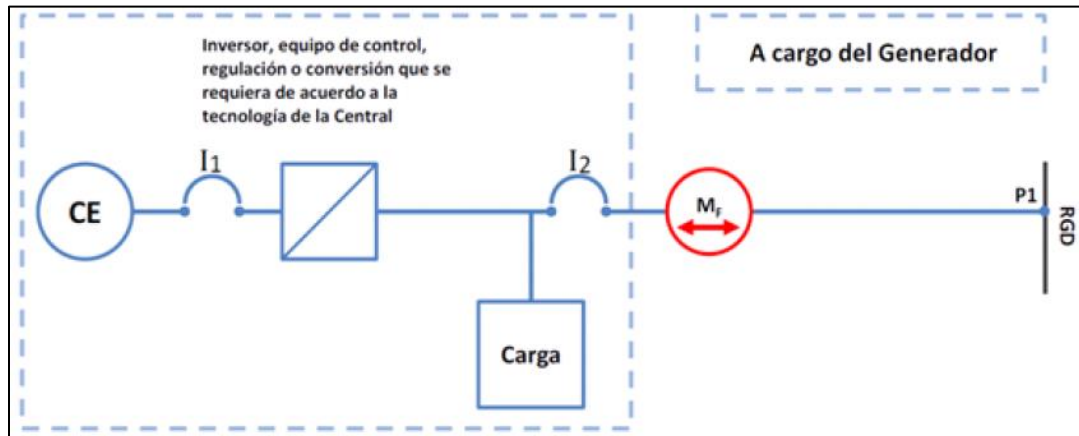
División Tarifaria	Zona de Carga
Baja California	Ensenada, Mexicali, San Luis, Tijuana
Baja California Sur	Constitución, La Paz, Los Cabos
Bajío	Aguascalientes, Celaya, Fresnillo, Irapuato, Ixmiquilpan, León, Querétaro, Salvatierra, San Juan del Río, Zacatecas.
Centro Occidente	Apatzingán, Colima, Jiquilpan, Lázaro Cárdenas, Manzanillo, Morelia, Uruapan, Zacapu, Zamora, Lázaro Cárdenas
Centro Oriente	Centro Oriente, Izucar, Puebla, San Martín, Tecamachalco, Tehuacán, Tlaxcala.
Centro Sur	Acapulco, Centro Sur, Chilpancingo, Cuautla, Cuernavaca, Iguala, Morelos, Zihuatanejo
Golfo Centro	Huasteca, Huejutla, Matehuala, San Luis Potosí, Tampico, Victoria.
Golfo Norte	Matamoros, Monclova, Morelos, Monterrey, Nuevo Ladero, Piedras Negras, Reynosa, Sabinas, Saltillo
Jalisco	Ciénega, Guadalajara, Los Altos, Minas, Tepic Vallarta, Zapotlán
Noroeste	Caborca, Culiacán, Guasave, Guaymas, Hermosillo, Los Mochis, Mazatlán, Navojoa, Nogales, Obregón
Norte	Camargo, Casas Grandes, Chihuahua, Cuauhtémoc, Durango, Juárez, Laguna
Oriente	Coatzacoalcos, Córdoba, Los Tuxtlas, Orizaba, Poza Rica, Teziutlán, Veracruz, Xalapa.
Peninsular	Campeche, Cancún, Carmen, Chetumal, Mérida, Motul Tizimin, Rivera Maya, Ticul
Sureste	Chontalpa, Huajuapán, Huatulco, Los Ríos, Oaxaca, San Cristóbal, Tapachula, Tehuantepec, Tuxtla, Villahermosa
Valle de México Centro	Valle de México Centro
Valle de México Norte	Valle de México Norte
Valle de México Sur	Valle de México Sur

Fuente: (CRE, 2017, pág. 41)

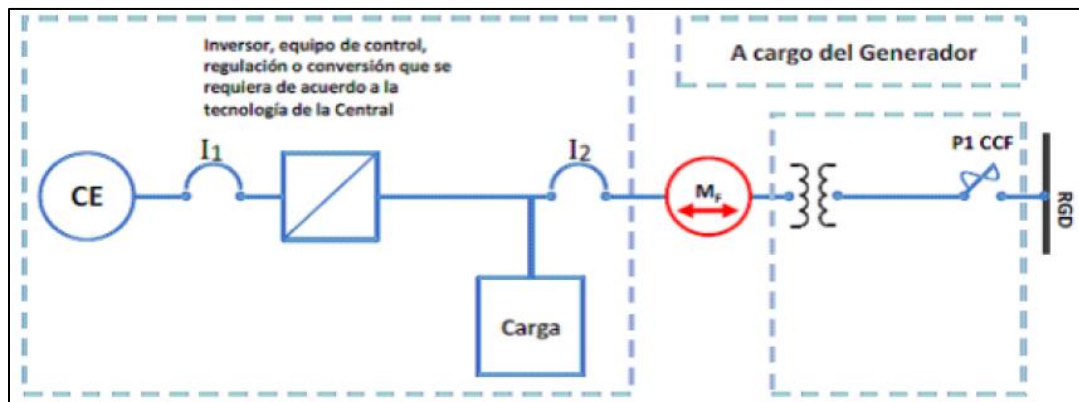
Anexo B. Modelos de Conexión con CC. *Net Metering*.

Figura 49. Modelos de conexión para *Net Metering*.

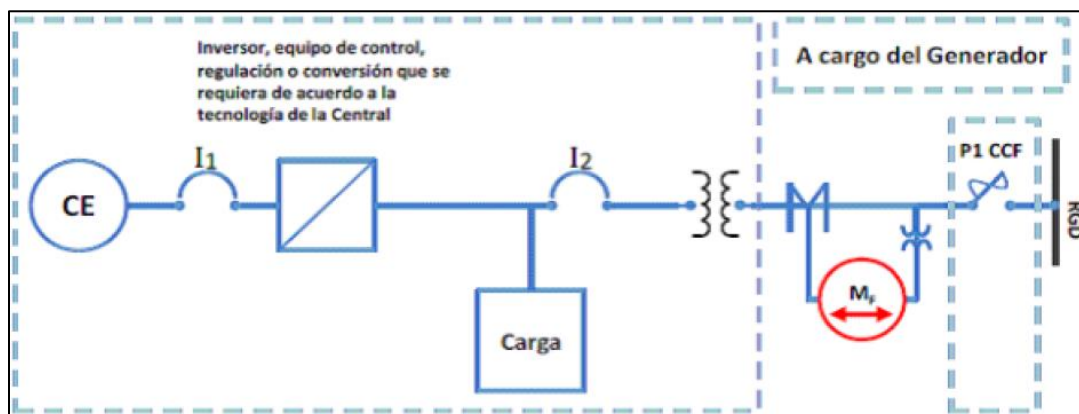
Modelo 1: *Baja Tensión*. $BT \leq 1kV$. Capacidad de la CE: $P_p \leq 50kW$



Modelo 2: *Media Tensión*. $1kV \leq MT1 \leq 35kV$. Capacidad de la CE: $P_p \leq 250kW$



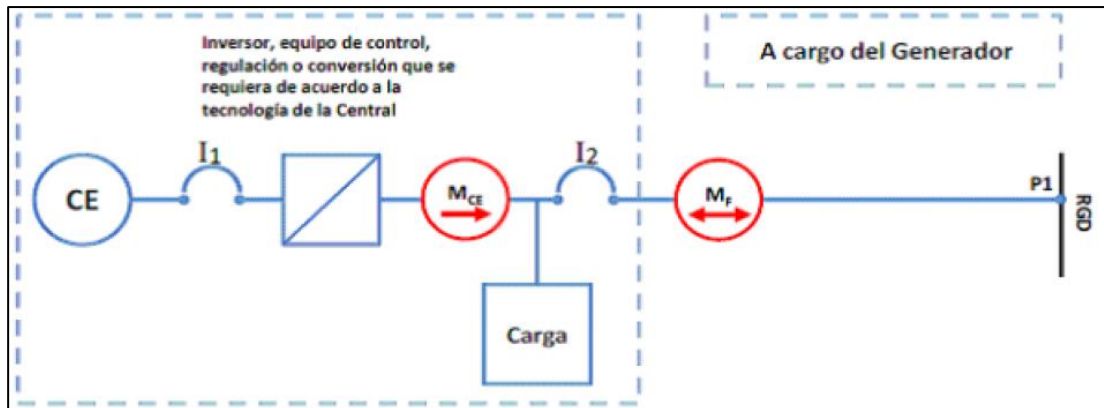
Modelo 3: *Media Tensión*. $1kV \leq MT2 \leq 35kV$. Capacidad de la CE: $250kW < P_p \leq 500kW$



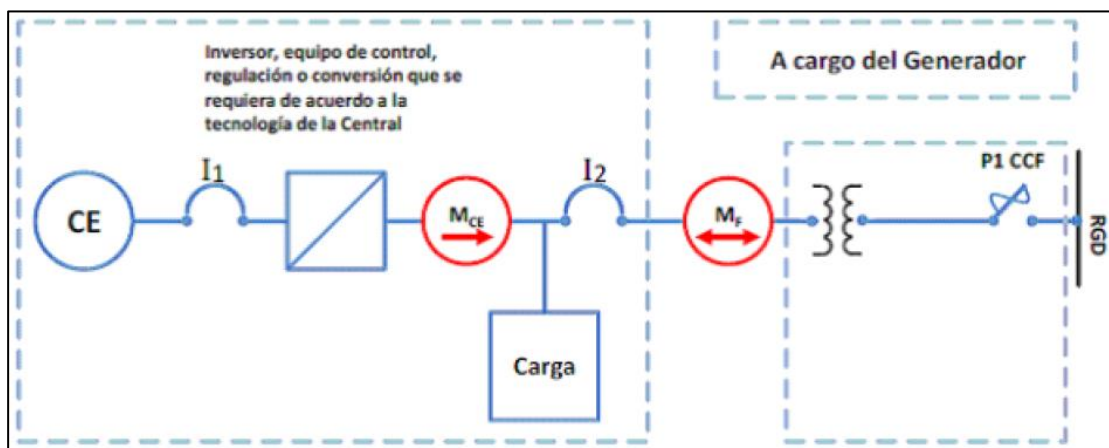
Anexo C. Modelos de Conexión con CC. *Net Billing*.

Figura 50. Modelos de Conexión para *Net Billing*.

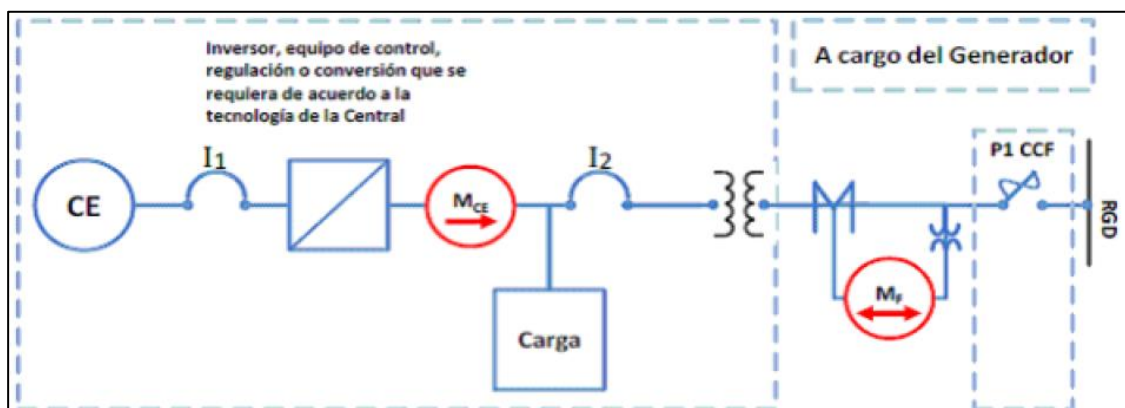
Modelo 4. *Baja Tensión*. $BT \leq 1kV$. Capacidad de la CE: $P_p \leq 50kW$



Modelo 5. *Media Tensión*. $1kV \leq MT1 \leq 35kV$. Capacidad de la CE: $P_p \leq 250kW$



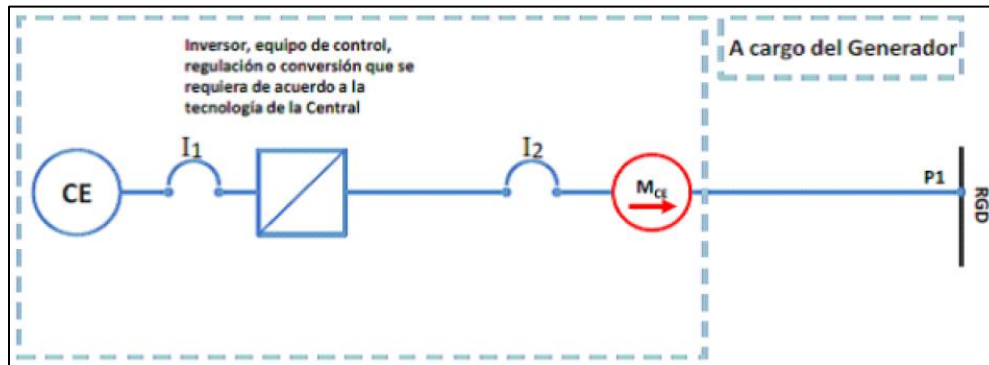
Modelo 6. *Media Tensión*. $1kV \leq MT2 \leq 35kV$. Capacidad de la CE: $250kW < P_p \leq 500kW$



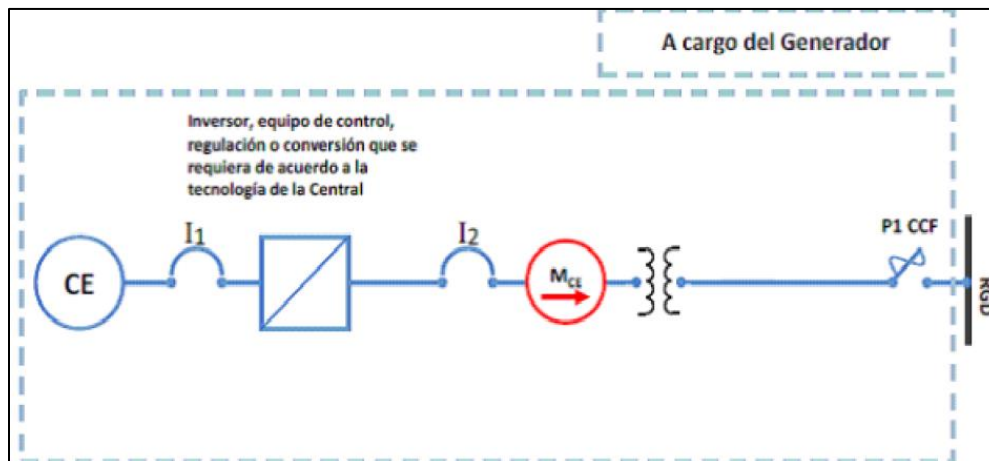
Anexo D. Modelos de Conexión sin CC. Venta Total.

Figura 51. Modelo de Conexión para Venta Total.

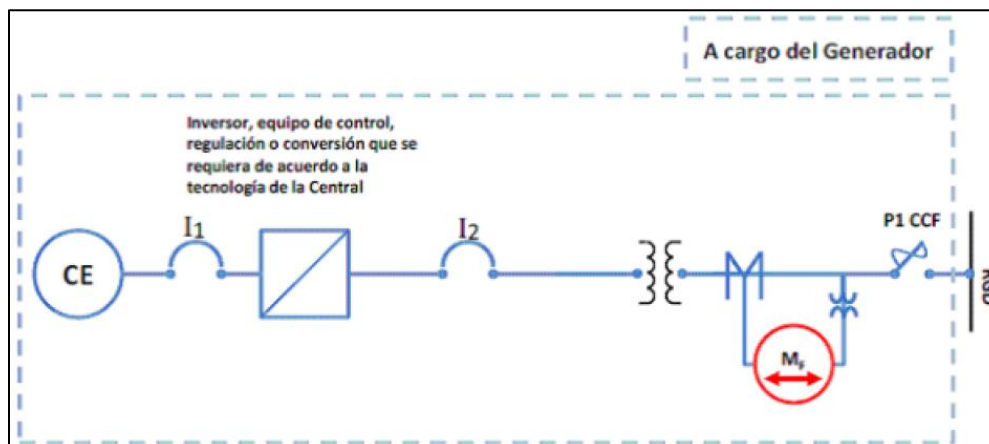
Modelo 7. *Baja Tensión. $BT \leq 1kV$. Capacidad de la CE: $P_p \leq 50kW$*



Modelo 8. *Media Tensión. $1kV \leq MT1 \leq 35kV$. Capacidad de la CE: $P_p \leq 250kW$*



Modelo 9. *Media Tensión. $1kV \leq MT2 \leq 35kV$. Capacidad de la CE: $250kW < P_p \leq 500kW$*



Anexo E. Información solar por capitales

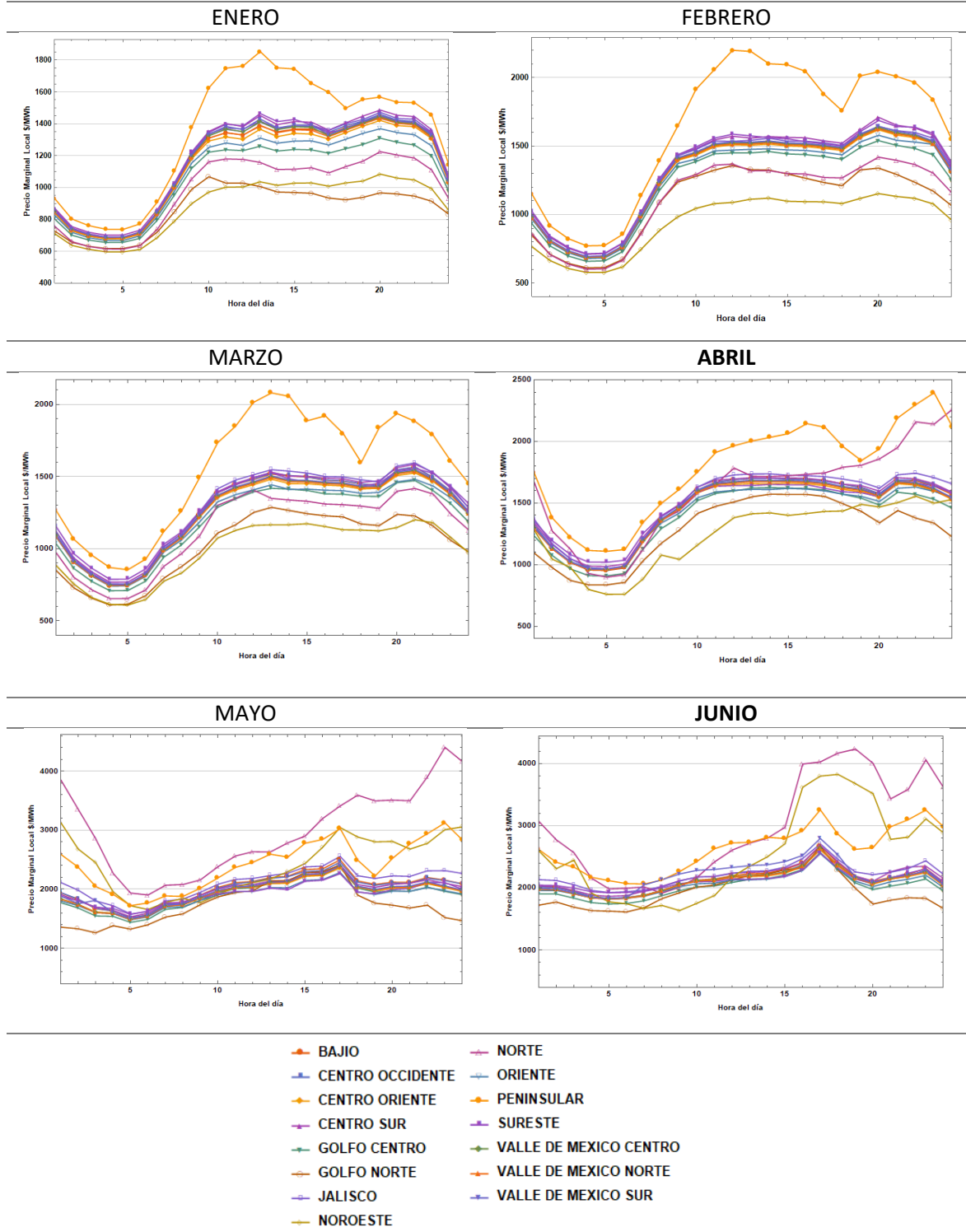
Tabla 27. Número de horas de sol promedio diario mensual por capital.

				DECLINACIÓN PROMEDIO MENSUAL [°]												
				JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC	
				Longitud W [°]	-20.9	-13.0	-2.4	9.4	18.8	23.1	21.2	13.5	2.2	-9.6	-18.9	-23.0
Capital	Latitud [°]	Local	Std	NUMERO DE HORAS DE SOL PROMEDIO DIARIO MENSUAL												
Aguascalientes	22.02	102.35	90	10.8	11.3	11.9	12.5	13.1	13.3	13.2	12.7	12.1	11.5	10.9	10.7	
Campeche	19.84	90.52	90	10.9	11.4	11.9	12.5	12.9	13.2	13.1	12.7	12.1	11.5	11.1	10.8	
Chetumal	18.30	88.18	75	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.1	13.0	12.6	12.1	11.6	11.1	10.9	
Chihuahua	28.63	106.08	105	10.4	11.0	11.8	12.7	13.4	13.8	13.6	13.0	12.2	11.3	10.6	10.2	
Chilpancingo	17.36	99.46	90	11.1	11.4	11.9	12.4	12.8	13.0	12.9	12.6	12.1	11.6	11.2	11.0	
Ciudad de México	19.41	99.14	90	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.2	13.0	12.6	12.1	11.5	11.1	10.9	
Ciudad Victoria	23.73	99.13	90	10.7	11.2	11.9	12.6	13.1	13.4	13.3	12.8	12.1	11.4	10.8	10.6	
Colima	19.09	103.96	90	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.1	13.0	12.6	12.1	11.6	11.1	10.9	
Cuernavaca	18.50	99.11	90	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.1	13.0	12.6	12.1	11.6	11.1	10.9	
Culiacan	24.48	107.23	105	10.7	11.2	11.9	12.6	13.2	13.5	13.4	12.8	12.1	11.4	10.8	10.5	
Guadalajara	20.66	103.33	90	10.9	11.3	11.9	12.5	13.0	13.2	13.1	12.7	12.1	11.5	11.0	10.8	
Guanajuato	21.01	101.15	90	10.9	11.3	11.9	12.5	13.0	13.3	13.1	12.7	12.1	11.5	11.0	10.7	
Hermosillo	29.05	110.57	105	10.4	11.0	11.8	12.7	13.5	13.8	13.7	13.0	12.2	11.3	10.5	10.2	
La Paz	24.08	110.18	105	10.7	11.2	11.9	12.6	13.2	13.5	13.3	12.8	12.1	11.4	10.8	10.5	
Mérida	20.96	89.61	90	10.9	11.3	11.9	12.5	13.0	13.3	13.1	12.7	12.1	11.5	11.0	10.8	
Mexicali	32.66	115.46	115	10.1	10.9	11.8	12.8	13.7	14.1	13.9	13.2	12.2	11.2	10.3	9.9	
Monterrey	25.71	100.31	90	10.6	11.1	11.8	12.6	13.3	13.6	13.4	12.9	12.1	11.4	10.7	10.4	
Morelia	19.70	101.18	90	11.0	11.4	11.9	12.5	12.9	13.2	13.1	12.7	12.1	11.5	11.1	10.8	
Oaxaca	17.30	96.43	90	11.1	11.5	11.9	12.4	12.8	13.0	12.9	12.6	12.1	11.6	11.2	11.0	
Pachuca	20.77	103.47	90	10.9	11.3	11.9	12.5	13.0	13.2	13.1	12.7	12.1	11.5	11.0	10.8	
Puebla	19.02	98.11	90	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.1	13.0	12.6	12.1	11.6	11.1	10.9	
Querétaro	20.35	100.23	90	10.9	11.3	11.9	12.5	13.0	13.2	13.1	12.7	12.1	11.5	11.0	10.8	

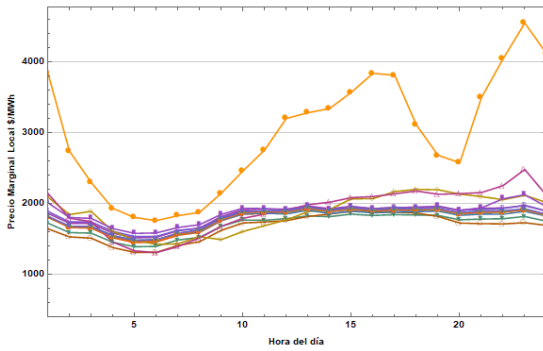
Saltillo	25.23	103.18	90	10.6	11.2	11.8	12.6	13.2	13.5	13.4	12.9	12.1	11.4	10.8	10.5
San Luis Potosí	22.36	101.23	90	10.8	11.3	11.9	12.5	13.1	13.3	13.2	12.8	12.1	11.5	10.9	10.7
Tepic	21.50	104.91	105	10.8	11.3	11.9	12.5	13.0	13.3	13.2	12.7	12.1	11.5	11.0	10.7
Tlaxcala	19.31	98.23	90	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.1	13.0	12.6	12.1	11.5	11.1	10.9
Toluca	19.29	99.65	90	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.1	13.0	12.6	12.1	11.5	11.1	10.9
Tuxtla Gutiérrez	16.75	93.11	90	11.1	11.5	11.9	12.4	12.8	13.0	12.9	12.6	12.1	11.6	11.2	11.0
Victoria	24.01	104.39	90	10.7	11.2	11.9	12.6	13.2	13.5	13.3	12.8	12.1	11.4	10.8	10.5
Villahermosa	17.59	92.55	90	11.1	11.4	11.9	12.4	12.8	13.0	12.9	12.6	12.1	11.6	11.2	11.0
Jalapa	19.57	96.83	90	11.0	11.4	11.9	12.4	12.9	13.2	13.1	12.7	12.1	11.5	11.1	10.8
Zacatecas	22.77	102.57	90	10.8	11.3	11.9	12.5	13.1	13.4	13.2	12.8	12.1	11.5	10.9	10.6

Anexo F. Gráficas mensuales de PML's.

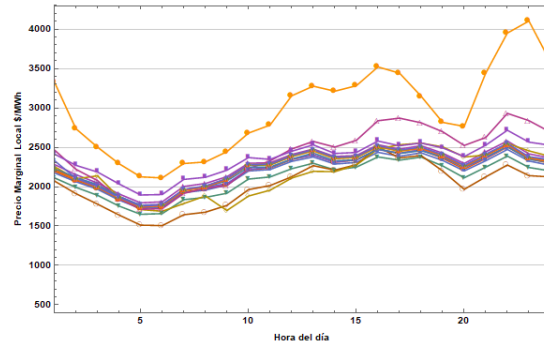
Figura 52. PML's promedio horario mensual para 2018 por división tarifaria.



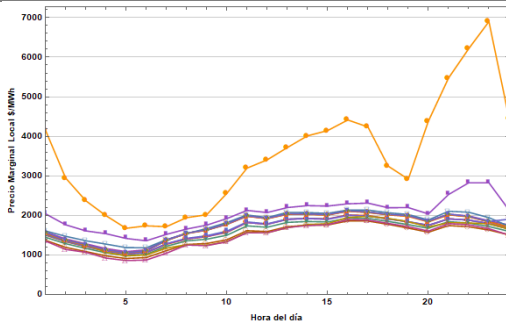
JULIO



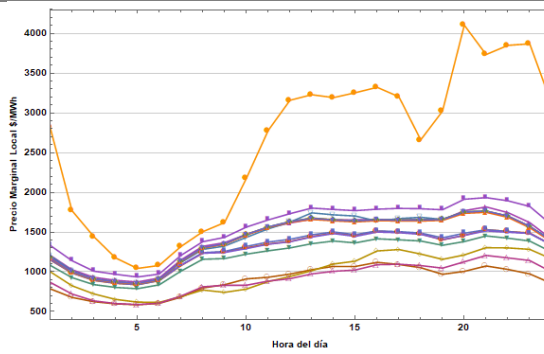
AGOSTO



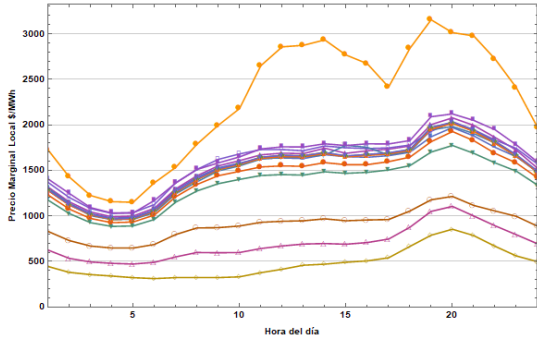
SEPTIEMBRE



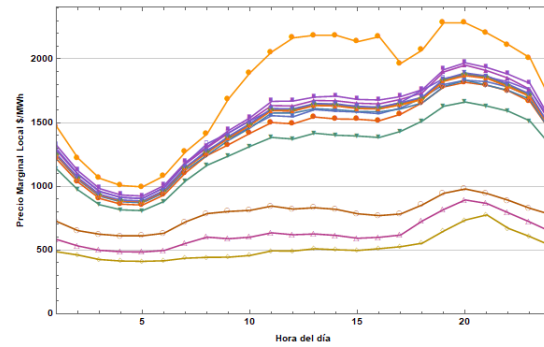
OCTUBRE



NOVIEMBRE



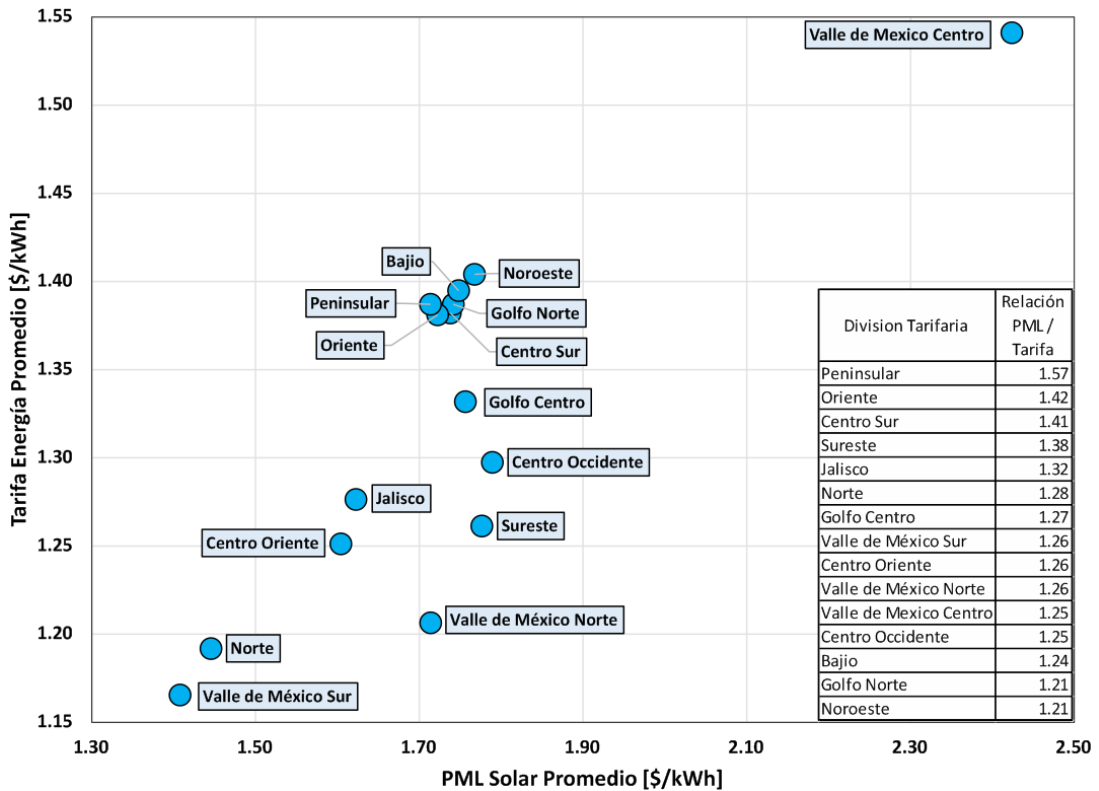
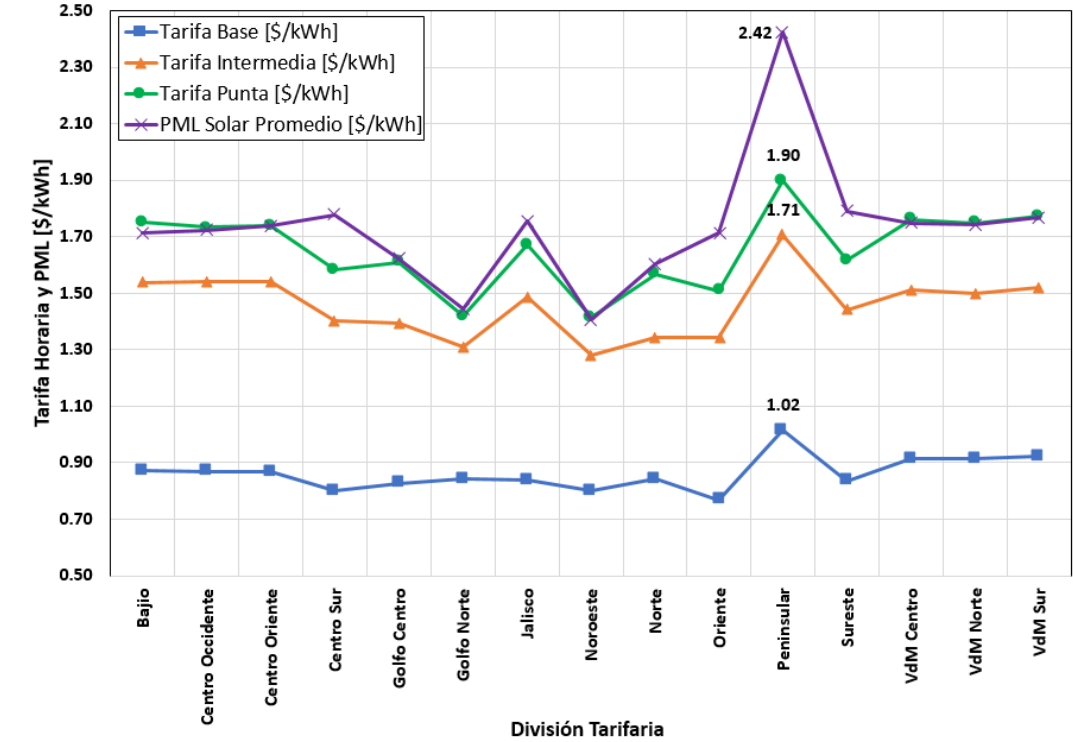
DICIEMBRE



- ◆ BAJIO
 - ◆ CENTRO OCCIDENTE
 - ◆ CENTRO ORIENTE
 - ◆ CENTRO SUR
 - ◆ GOLFO CENTRO
 - ◆ GOLFO NORTE
 - ◆ JALISCO
 - ◆ NOROESTE
- ◆ NORTE
 - ◆ ORIENTE
 - ◆ PENINSULAR
 - ◆ SURESTE
 - ◆ VALLE DE MEXICO CENTRO
 - ◆ VALLE DE MEXICO NORTE
 - ◆ VALLE DE MEXICO SUR

Anexo G. Comparativa de PML y Tarifa Horaria por División Tarifaria

Figura 53. PML Solar promedio vs Tarifa Horaria. Promedio 2018. [\$/kWh]



Anexo H. Tablas de PML's.

Tabla 28. Precios Marginales promedio mensuales para 2017 y 2018 por división tarifaria.

Precio Marginal Local - 2017 - \$/MWh												
PML SOLAR MAXIMO	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
MES												
BAJIO	2297.0	2221.3	3023.7	6469.6	5304.8	7115.6	2813.0	4488.6	2633.1	2194.7	3560.2	1953.6
CENTRO OCCIDENTE	2240.1	2358.5	3156.7	6227.2	5216.4	7107.2	2529.5	3749.8	2148.0	1834.2	3378.6	1949.7
CENTRO ORIENTE	2062.0	2232.9	2835.7	5650.3	4942.2	4991.7	2389.4	3679.9	2143.0	1876.0	3447.2	1896.8
CENTRO SUR	2268.1	2583.0	3091.8	6290.6	5487.9	5445.4	2550.9	3854.8	2237.3	1902.9	3487.6	2011.0
GOLFO CENTRO	2033.0	2169.3	2800.3	5735.9	4812.0	7115.6	2515.1	3817.7	2261.9	2043.6	3477.7	1884.8
GOLFO NORTE	2406.6	2131.2	2940.4	5394.9	4519.6	7115.6	2546.6	5155.8	2237.0	1802.2	3065.0	1895.4
JALISCO	2096.4	2157.9	2860.5	5771.3	4743.2	7107.2	2506.5	3662.9	2107.8	1824.2	3322.1	1951.3
NOROESTE	2007.3	1913.1	2765.4	6944.1	5446.2	7115.6	3107.6	4032.2	4060.0	2261.5	3244.4	1645.9
NORTE	2307.3	2093.3	3114.9	6467.3	6920.8	7115.6	3702.3	5742.4	5978.2	2572.4	3489.7	1832.6
ORIENTE	2053.8	2185.4	2775.2	5496.8	4910.8	4812.2	2340.7	3593.8	2651.1	1970.3	3224.2	1935.0
PENINSULAR	6538.0	3383.3	4589.3	7743.3	6989.7	6865.2	4685.9	6605.3	5639.3	3291.7	3732.3	4617.3
SURESTE	2462.0	2813.0	3136.5	6341.8	5570.0	5456.2	2588.8	3992.6	2298.2	2067.1	4062.3	3405.3
V.D. MEXICO CENTRO	1973.2	2137.5	2720.4	5395.9	4672.5	4792.0	2305.8	3472.2	2037.7	1788.1	3207.8	1791.4
V.D. MEXICO NORTE	1961.5	2122.2	2712.2	5361.5	4640.8	4778.2	2292.4	3449.8	2026.6	1775.3	3185.9	1781.3
V.D. MEXICO SUR	1995.7	2143.7	2727.8	5408.6	4690.5	4849.1	2313.5	3483.1	2042.6	2454.9	3241.6	1817.2

Precio Marginal Local - 2017 - \$/MWh												
PML SOLAR PROMEDIO	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
MES												
BAJIO	1151.8	1099.3	1194.8	1395.3	1608.0	2135.4	1141.2	1630.7	1121.7	1278.1	1528.5	993.0
CENTRO OCCIDENTE	1147.8	1105.5	1198.0	1386.4	1594.9	2102.1	1126.2	1590.8	1099.8	1259.7	1528.3	999.3
CENTRO ORIENTE	1132.2	1102.1	1166.0	1369.6	1618.8	2064.1	1109.4	1619.8	1128.4	1295.2	1537.9	985.6
CENTRO SUR	1163.3	1133.1	1199.5	1404.5	1659.9	2108.5	1122.7	1611.1	1110.2	1286.7	1568.7	1016.8
GOLFO CENTRO	1066.9	1033.5	1123.4	1329.1	1512.3	2044.1	1098.6	1566.6	1071.7	1224.7	1452.7	931.9
GOLFO NORTE	670.9	786.0	926.3	1252.9	1383.6	2198.5	1133.5	1574.8	1020.9	1106.6	1308.8	724.1
JALISCO	1161.1	1115.6	1215.6	1405.9	1604.4	2156.6	1177.9	1644.8	1143.8	1294.5	1552.0	1014.6
NOROESTE	889.8	880.8	957.6	1191.9	1245.1	1949.8	1277.0	1592.9	1226.6	1162.7	1124.9	806.9
NORTE	873.9	902.5	1002.1	1296.8	1535.6	2430.0	1277.3	1754.4	1343.7	1163.4	1250.5	835.4
ORIENTE	1115.7	1084.3	1147.5	1351.0	1600.0	2023.4	1093.5	1612.0	1124.4	1291.2	1519.9	972.8
PENINSULAR	1355.4	1302.0	1498.0	2011.4	2373.7	2339.2	1498.5	2006.0	1390.1	1470.3	1738.9	1232.1
SURESTE	1190.4	1144.5	1203.1	1402.0	1668.6	2088.0	1136.8	1692.0	1183.8	1352.6	1568.2	1046.4
V.D. MEXICO CENTRO	1137.4	1105.8	1173.4	1375.8	1624.4	2080.1	1115.3	1617.0	1127.3	1295.5	1547.0	992.7
V.D. MEXICO NORTE	1133.4	1097.9	1168.3	1372.3	1614.8	2069.3	1111.8	1609.0	1120.9	1288.8	1539.2	988.5
V.D. MEXICO SUR	1140.5	1108.0	1177.2	1378.3	1629.5	2084.6	1119.3	1619.7	1128.7	1301.4	1552.8	997.4

Precio Marginal Local - 2017 - \$/MWh												
PML SOLAR MINIMO	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
MES												
BAJIO	502.3	426.1	421.9	513.2	609.4	751.8	544.0	591.3	524.5	444.4	511.9	424.8
CENTRO OCCIDENTE	513.0	434.1	430.2	528.0	620.4	757.2	551.9	602.1	530.0	525.6	533.4	425.4
CENTRO ORIENTE	525.4	438.6	442.7	539.7	636.6	784.8	566.2	612.5	543.7	555.0	553.8	434.5
CENTRO SUR	530.8	452.4	445.9	547.3	641.3	785.9	566.3	610.4	514.0	522.9	552.2	436.3
GOLFO CENTRO	499.2	418.9	414.7	291.1	472.2	506.2	527.7	572.2	420.2	524.4	503.0	348.1
GOLFO NORTE	442.2	390.7	388.0	459.8	427.8	590.7	442.1	350.0	313.4	374.5	455.6	121.6
JALISCO	508.3	428.9	421.4	524.2	638.7	762.2	553.2	607.0	530.1	538.5	530.4	441.7
NOROESTE	414.7	290.6	364.1	265.2	314.7	304.8	516.8	510.8	438.2	340.2	266.0	403.9
NORTE	415.3	384.3	359.0	466.7	519.1	626.9	520.0	503.1	487.8	400.7	353.8	406.3
ORIENTE	502.9	420.6	423.0	488.5	613.4	757.4	554.9	597.3	493.9	466.9	375.0	417.1
PENINSULAR	468.1	453.5	449.1	572.7	668.0	868.8	643.9	681.0	581.5	632.5	589.5	460.8
SURESTE	488.5	435.8	409.2	538.3	623.8	824.9	570.0	600.3	548.2	559.2	525.5	404.3
V.D. MEXICO CENTRO	535.8	452.1	450.7	551.4	645.5	794.5	580.8	623.6	558.0	572.6	563.8	447.4
V.D. MEXICO NORTE	533.5	449.8	447.8	548.1	641.8	790.0	577.5	620.6	554.5	569.8	561.1	446.5
V.D. MEXICO SUR	484.9	431.4	429.0	527.8	633.9	780.3	570.1	626.2	560.2	484.9	539.4	436.6

Precio Marginal Local - 2017 - \$/MWh												
DESVIACION ESTANDAR PML SOLAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
MES												
BAJIO	397.0	376.4	491.5	777.9	609.0	1061.8	282.9	567.2	285.8	270.0	507.9	294.8
CENTRO OCCIDENTE	391.4	371.3	487.4	758.8	600.6	1036.4	269.5	540.0	267.8	258.3	500.6	292.2
CENTRO ORIENTE	385.3	375.5	494.0	771.5	633.6	959.0	256.5	552.8	284.1	272.5	503.8	288.6
CENTRO SUR	394.4	379.5	494.7	784.0	647.0	987.7	256.7	537.7	275.8	268.2	513.9	295.7
GOLFO CENTRO	368.7	356.0	471.9	756.0	594.8	1014.7	269.7	543.7	279.7	260.5	490.2	275.4
GOLFO NORTE	232.4	297.0	450.6	731.8	603.7	1240.0	308.9	606.1	316.3	284.2	491.6	266.9
JALISCO	397.3	377.1	497.5	777.6	592.6	1081.1	287.9	558.4	278.2	260.9	508.4	300.7
NOROESTE	310.0	343.5	456.3	653.5	561.5	1220.7	379.0	658.8	434.7	388.9	539.4	259.8
NORTE	337.7	325.9	463.1	733.9	704.4	1431.6	409.6	702.7	560.8	346.6	489.4	271.2
ORIENTE	385.5	372.0	489.8	759.2	621.0	928.1	250.6	548.4	286.6	273.4	495.2	287.9
PENINSULAR	550.7	522.1	647.3	1570.2	1356.6	1097.7	711.8	859.3	469.7	348.0	555.9	475.3
SURESTE	422.4	399.3	523.3	780.7	645.8	938.0	258.7	575.4	295.9	285.6	507.1	355.4
V.D. MEXICO CENTRO	384.5	371.9	492.5	772.8	635.7	972.5	258.3	551.0	281.7	271.7	508.0	291.5
V.D. MEXICO NORTE	382.4	367.8	489.0	771.1	631.3	968.2	256.9	547.5	279.7	269.9	505.1	287.4
V.D. MEXICO SUR	385.3	371.2	490.9	771.9	635.1	975.6	258.5	550.8	281.2	275.2	509.4	290.4

Precio Marginal Local - 2018 - \$/MWh												
PML SOLAR MAXIMO	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
BAJIO	3018.1	2379.9	3275.1	6127.5	9935.0	9091.4	4480.9	6426.5	5618.6	2879.1	2560.5	3119.3
CENTRO OCCIDENTE	3137.1	2358.1	3184.0	5924.0	9052.7	8513.8	4117.1	5678.7	5654.0	2650.1	2800.4	3015.6
CENTRO ORIENTE	2949.2	2396.7	2914.8	5376.6	8138.2	7658.3	4518.4	5577.2	5582.8	3326.3	2616.2	2883.7
CENTRO SUR	3129.0	2454.3	3143.2	5638.9	8810.8	8184.8	4739.6	5941.5	5843.3	3340.7	3682.0	3123.8
GOLFO CENTRO	2811.3	2284.7	4259.6	5617.0	8560.4	8035.3	4405.8	5662.2	5491.0	2421.8	2474.0	2791.1
GOLFO NORTE	2888.5	2344.0	2730.3	5143.4	9521.6	8418.1	3844.8	5712.6	4917.3	2580.7	1876.8	1849.9
JALISCO	2923.8	2226.5	2992.2	5575.4	8393.8	7928.0	4119.6	5546.8	5450.0	2514.4	3196.3	2945.4
NOROESTE	3523.8	2199.7	2977.8	5598.5	11740.5	12720.0	4467.8	6158.4	5299.9	2765.7	1911.8	1528.3
NORTE	2923.7	2438.0	5382.8	6101.9	11925.0	12720.0	5815.4	7731.2	5673.1	2604.2	1989.6	2310.6
ORIENTE	2731.8	2174.1	2742.8	4895.5	7652.8	7220.7	4572.8	5294.5	5669.4	15900.0	16691.4	2865.4
PENINSULAR	4090.3	6480.4	5693.3	5943.1	7901.0	7340.8	13511.3	7735.2	15105.0	14977.6	16695.0	17490.0
SURESTE	3124.3	3862.8	3353.7	5705.5	8925.5	8305.6	4823.4	6035.8	5934.7	3380.1	3329.9	3148.6
V.D. MEXICO CENTRO	2886.8	2168.5	2747.3	5029.5	7665.3	7272.4	4303.7	5306.9	5308.0	3124.2	2514.5	2747.5
V.D. MEXICO NORTE	2732.4	2152.3	2737.0	5023.8	7645.8	7254.2	4274.5	8489.8	5285.9	2897.7	2506.8	2737.3
V.D. MEXICO SUR	2813.7	2204.4	2779.1	5097.3	7744.1	12720.0	4329.6	5388.8	5391.2	3124.4	2553.1	2789.4

Precio Marginal Local - 2018 - \$/MWh												
PML SOLAR PROMEDIO	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
BAJIO	1305.6	1468.1	1413.2	1629.0	2153.6	2245.5	1852.5	2292.3	1788.9	1399.8	1533.0	1483.3
CENTRO OCCIDENTE	1322.0	1473.9	1416.1	1628.6	2134.6	2220.6	1847.8	2268.1	1795.1	1413.0	1614.7	1534.8
CENTRO ORIENTE	1282.2	1456.6	1379.7	1596.7	2055.1	2211.0	1859.1	2331.8	1931.7	1568.6	1625.0	1558.0
CENTRO SUR	1348.2	1509.8	1424.3	1640.8	2106.8	2279.3	1896.6	2361.2	1921.0	1568.2	1662.9	1596.9
GOLFO CENTRO	1199.4	1401.7	1324.2	1548.9	2055.6	2147.1	1771.0	2189.6	1715.9	1311.0	1442.2	1364.9
GOLFO NORTE	975.9	1267.6	1162.5	1469.7	2025.8	2174.5	1768.4	2142.6	1621.6	987.3	939.5	810.0
JALISCO	1331.6	1492.6	1441.0	1660.0	2206.6	2293.9	1885.0	2297.4	1785.5	1392.9	1706.4	1582.6
NOROESTE	983.3	1061.5	1095.3	1313.8	2292.8	2542.5	1850.0	2159.7	1641.0	1013.0	445.8	493.4
NORTE	1109.7	1284.8	1276.4	1658.7	2758.2	2891.3	1927.0	2474.8	1608.9	957.8	683.0	620.2
ORIENTE	1243.2	1427.7	1347.0	1556.0	1995.3	2164.1	1834.5	2306.9	1954.6	1577.4	1628.4	1533.1
PENINSULAR	1610.6	1934.6	1791.1	1914.3	2472.3	2686.0	3031.7	3024.3	3352.5	2732.7	2542.8	1993.4
SURESTE	1343.8	1506.7	1410.8	1595.6	1996.9	2185.9	1900.4	2412.9	2089.9	1680.5	1724.4	1623.3
V.D. MEXICO CENTRO	1316.0	1470.6	1393.5	1613.3	2075.4	2222.0	1865.6	2338.3	1922.2	1567.2	1626.2	1566.0
V.D. MEXICO NORTE	1301.8	1464.7	1388.6	1607.3	2070.1	2216.1	1861.0	2341.1	1914.9	1557.2	1618.5	1556.3
V.D. MEXICO SUR	1326.8	1478.3	1399.4	1619.1	2081.9	2387.5	1873.4	2345.5	1927.5	1567.4	1630.3	1571.3

Precio Marginal Local - 2018 - \$/MWh												
PML SOLAR MINIMO	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
BAJIO	429.0	500.8	480.8	469.5	612.0	690.1	383.9	518.7	446.1	265.3	205.9	180.8
CENTRO OCCIDENTE	426.7	510.2	489.4	488.8	630.7	977.3	557.5	588.5	488.9	519.1	694.3	521.2
CENTRO ORIENTE	439.2	528.5	497.0	509.6	636.4	966.9	566.9	606.0	567.4	485.6	709.4	526.3
CENTRO SUR	441.5	543.8	499.8	508.1	640.5	979.2	562.0	608.7	548.8	562.0	706.3	516.6
GOLFO CENTRO	422.1	491.0	469.3	463.3	588.7	327.5	530.7	559.3	485.9	349.6	582.6	466.4
GOLFO NORTE	398.2	455.0	440.8	419.9	32.4	-794.8	506.6	399.6	433.9	-2.7	413.2	342.0
JALISCO	446.8	530.0	498.3	495.5	643.4	987.0	560.9	582.4	391.5	478.1	702.5	521.4
NOROESTE	332.4	305.1	232.4	268.8	-98.3	220.5	141.4	315.6	295.6	203.6	-232.5	30.6
NORTE	422.3	391.8	327.4	351.0	473.3	0.6	336.6	415.0	308.7	155.1	119.4	134.0
ORIENTE	201.5	521.0	401.9	111.2	507.5	933.9	373.1	380.5	157.8	-1027.9	-802.7	514.5
PENINSULAR	470.2	600.1	527.7	538.8	704.0	1060.6	629.5	692.9	636.7	656.3	814.7	560.7
SURESTE	407.4	523.9	451.6	473.0	608.8	1002.3	551.9	649.4	557.3	520.2	717.1	487.3
V.D. MEXICO CENTRO	397.3	547.9	503.0	513.5	646.8	987.1	579.1	619.6	575.9	588.8	729.0	542.7
V.D. MEXICO NORTE	450.9	544.9	501.0	512.0	642.2	981.6	575.1	615.6	572.6	585.8	724.5	540.0
V.D. MEXICO SUR	453.6	548.5	491.9	502.0	641.6	263.3	567.3	573.5	531.6	546.6	674.8	500.7

Precio Marginal Local - 2018 - \$/MWh												
DESVIACION ESTANDAR PML SOLAR	JAN	FEB	MAR	APR	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
BAJIO	466.9	390.6	559.6	802.1	959.9	804.1	782.0	615.3	745.8	406.8	341.9	493.1
CENTRO OCCIDENTE	470.5	388.8	553.7	791.3	929.8	779.9	764.8	590.2	728.5	383.6	334.6	469.5
CENTRO ORIENTE	450.9	376.8	532.5	774.4	898.0	779.9	791.1	611.0	745.1	410.5	348.6	473.7
CENTRO SUR	473.3	392.7	551.0	795.8	919.9	830.2	813.8	610.1	739.5	401.8	370.4	479.7
GOLFO CENTRO	408.4	372.3	535.9	770.8	926.9	776.4	742.2	594.8	708.8	340.2	305.2	428.0
GOLFO NORTE	362.2	368.5	519.7	790.1	1067.2	865.9	790.5	717.7	698.7	348.8	281.5	286.6
JALISCO	468.3	395.2	563.4	801.5	949.3	797.6	765.0	589.0	740.0	394.1	371.5	487.0
NOROESTE	430.4	487.6	577.2	861.4	1329.3	1702.6	884.3	747.6	806.3	551.7	252.5	212.3
NORTE	389.9	404.8	597.4	833.8	1738.7	2140.2	912.4	931.3	742.7	393.3	244.2	261.7
ORIENTE	432.1	364.7	513.9	748.2	867.9	761.5	785.8	608.2	769.1	559.6	582.9	470.1
PENINSULAR	575.2	754.6	782.6	881.2	903.7	981.3	1701.1	1005.4	2142.0	1506.7	1682.0	1004.2
SURESTE	470.7	401.8	543.4	754.7	849.8	767.5	820.8	612.7	800.4	455.2	382.7	504.0
V.D. MEXICO CENTRO	461.1	380.6	539.5	784.7	907.1	785.4	791.1	610.7	736.9	401.5	344.1	470.8
V.D. MEXICO NORTE	454.8	379.0	537.7	783.3	906.1	783.9	788.6	651.9	732.2	390.5	341.6	467.1
V.D. MEXICO SUR	465.3	382.6	541.1	786.5	909.1	1505.5	795.2	613.0	739.7	398.6	345.0	472.0

Anexo I. Factura de Energía CFE en GDMTH.

Figura 54. Factura de Energía Eléctrica en GDMTH.



Anexo J. Resultados de la geometría solar.

Figura 55. Horas de amanecer y atardecer basados en Geometría Solar.

Capital	Estado	Región Tarifaria	Latitud N	LongLocal W	LongStd W	$4(L_{std}-L_{loc})$
			[grados]	[grados]	[grados]	[mins]
Cuernavaca	Morelos	Centro Sur	17.36	99.46	105	22.16

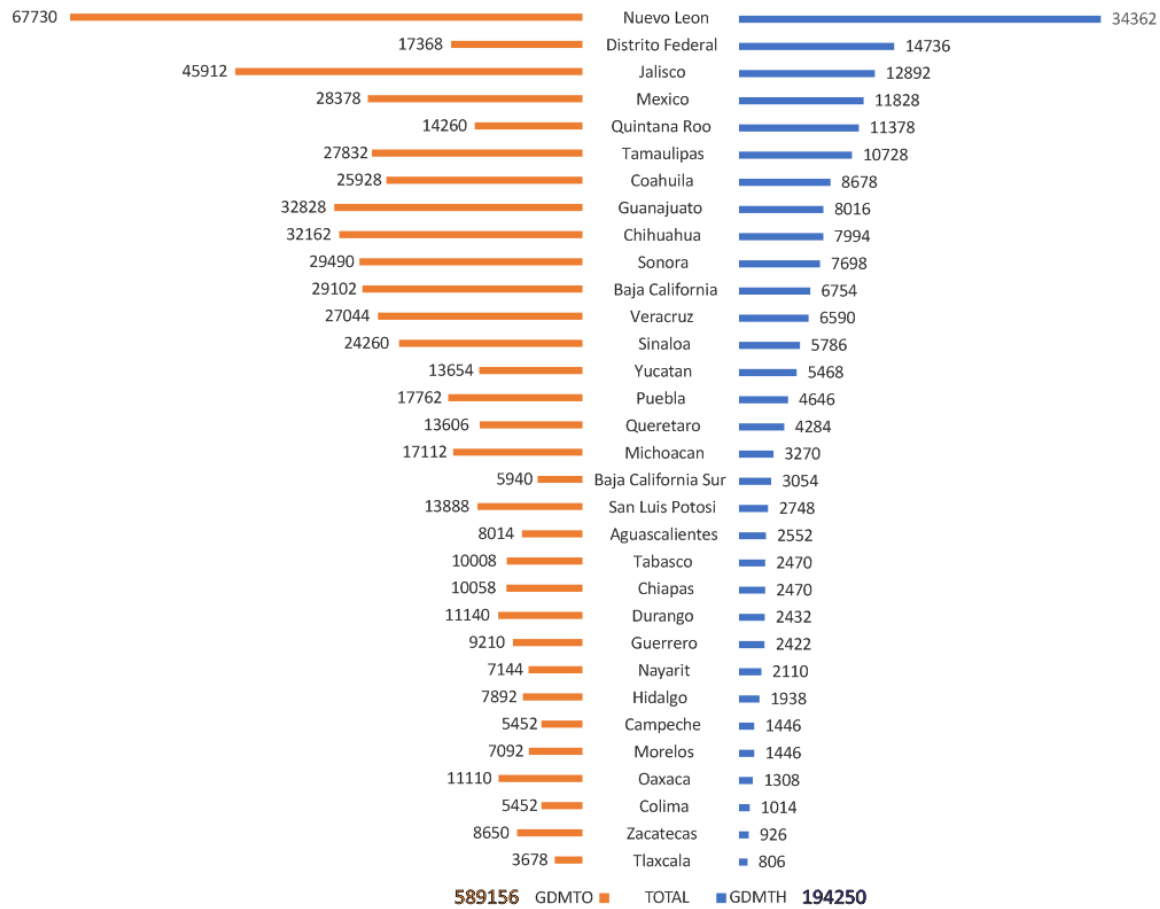
Mes	Día Promedio		Declinación	Angulo Horario (omega)	Hora Solar Amanecer	Hora Solar Atardecer	Horario de Verano	Factor B	Ecuación de Tiempo	Hora Estandar Amanecer	Horas			Hora Estandar Atardecer	Horas			Horas de Sol
	[calendario]	[juliano]									[grados]	[grados]	[mins]		[mins]	[mins]	[radians]	
January	17	17	-20.9	83.14	387.42	1052.58	0	15.78	-9.33	374.59	6	14	35	1039.75	17	19	44	11.09
February	16	47	-13.0	85.86	376.56	1063.44	0	45.37	-14.24	368.64	6	8	38	1055.53	17	35	31	11.45
March	16	75	-2.4	89.25	363.00	1077.00	0	72.99	-9.36	350.20	5	50	11	1064.19	17	44	11	11.90
April	15	105	9.4	92.97	348.13	1091.87	-60	102.58	-0.24	386.21	6	26	12	1129.94	18	49	56	12.40
May	15	135	18.8	96.11	335.56	1104.44	-60	132.16	3.94	369.47	6	9	27	1138.34	18	58	20	12.81
June	11	162	23.1	97.66	329.35	1110.65	-60	158.79	0.81	366.38	6	6	22	1147.68	19	7	41	13.02
July	17	198	21.2	96.96	332.14	1107.86	-60	194.30	-6.01	375.99	6	15	59	1151.71	19	11	42	12.93
August	16	228	13.5	94.30	342.78	1097.22	-60	223.89	-4.69	385.31	6	25	18	1139.75	18	59	44	12.57
September	15	258	2.2	90.69	357.25	1082.75	-60	253.48	4.64	390.45	6	30	26	1115.95	18	35	57	12.09
October	15	288	-9.6	86.97	372.12	1067.88	-60	283.07	14.41	395.55	6	35	33	1091.30	18	11	18	11.60
November	14	318	-18.9	83.86	384.58	1055.42	0	312.66	15.33	347.09	5	47	5	1017.93	16	57	56	11.18
December	10	344	-23.0	82.37	390.50	1049.50	0	338.30	7.14	361.20	6	1	12	1020.20	17	0	11	10.98

Capital	Estado	Región Tarifaria	Latitud N	LongLocal W	LongStd W	$4(L_{std}-L_{loc})$
			[grados]	[grados]	[grados]	[mins]
Monterrey	Nuevo León	Golfo Norte	23.73	99.13	105	23.48

Mes	Día Promedio		Declinación	Angulo Horario (omega)	Hora Solar Amanecer	Hora Solar Atardecer	Horario de Verano	Factor B	Ecuación de Tiempo	Hora Estandar Amanecer	Horas			Hora Estandar Atardecer	Horas			Horas de Sol
	[calendario]	[juliano]									[grados]	[grados]	[mins]		[mins]	[mins]	[radians]	
January	17	17	-20.9	80.34	398.65	1041.35	0	15.78	-9.33	384.50	6	24	30	1027.20	17	7	11	10.71
February	16	47	-13.0	84.18	383.30	1056.70	0	45.37	-14.24	374.06	6	14	3	1047.46	17	27	27	11.22
March	16	75	-2.4	88.94	364.22	1075.78	0	72.99	-9.36	350.10	5	50	5	1061.65	17	41	39	11.86
April	15	105	9.4	94.17	343.31	1096.69	-60	102.58	-0.24	380.06	6	20	3	1133.45	18	53	26	12.56
May	15	135	18.8	98.61	325.57	1114.43	-60	132.16	3.94	358.16	5	58	9	1147.01	19	7	0	13.15
June	11	162	23.1	100.81	316.77	1123.23	-60	158.79	0.81	352.49	5	52	29	1158.94	19	18	56	13.44
July	17	198	21.2	99.82	320.73	1119.27	-60	194.30	-6.01	363.26	6	3	15	1161.80	19	21	47	13.31
August	16	228	13.5	96.06	335.77	1104.23	-60	223.89	-4.69	376.98	6	16	58	1145.44	19	5	26	12.81
September	15	258	2.2	90.97	356.13	1083.87	-60	253.48	4.64	388.01	6	28	0	1115.75	18	35	44	12.13
October	15	288	-9.6	85.74	377.06	1062.94	-60	283.07	14.41	399.16	6	39	9	1085.05	18	5	3	11.43
November	14	318	-18.9	81.34	394.63	1045.37	0	312.66	15.33	355.82	5	55	49	1006.57	16	46	33	10.85
December	10	344	-23.0	79.25	403.02	1036.98	0	338.30	7.14	372.40	6	12	23	1006.36	16	46	21	10.57

Anexo K. Resultados de usuarios y consumos en las tarifas GDMTH y GDMTO.

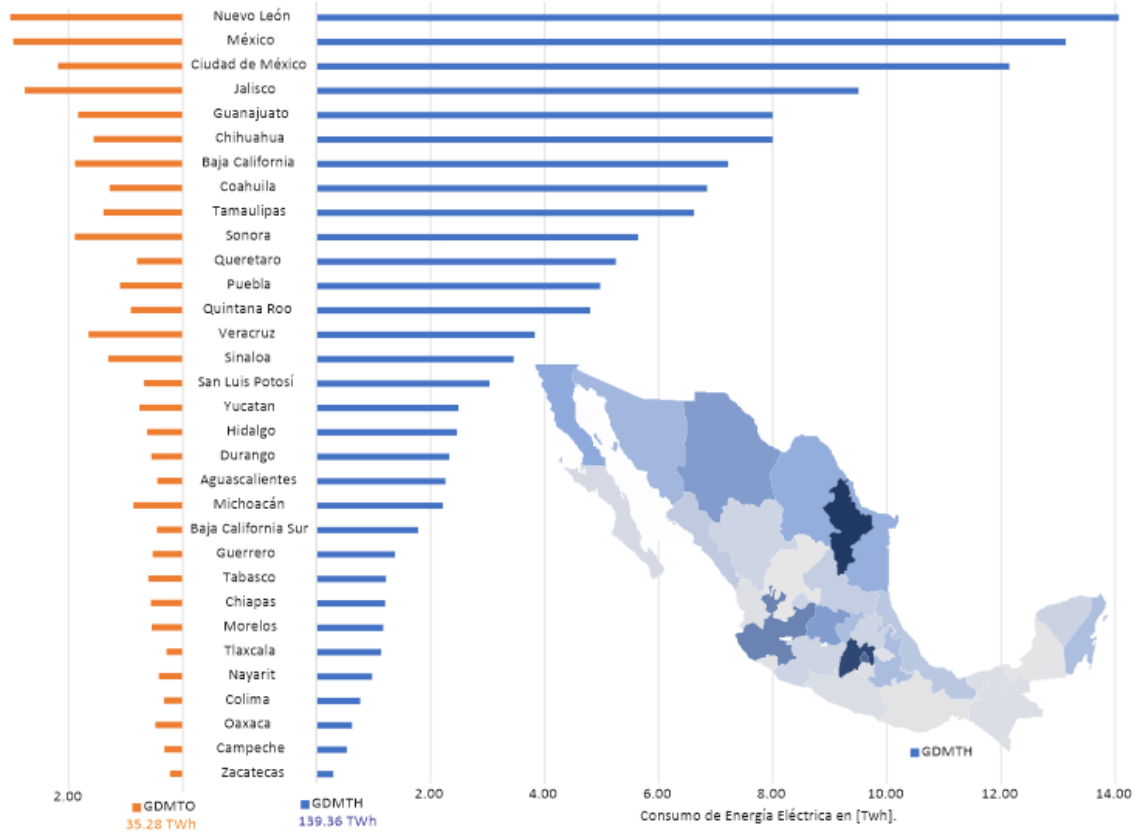
Figura 56. Número de usuarios por estado en las tarifas industriales de media tensión a 2018.



Fuente: Creación propia con datos de CFE. Datos abiertos de México.

<https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-a-partir-de-2018>

Figura 57. Consumo de Electricidad a 2018, por Estado y Tarifa Industrial en [TWh]



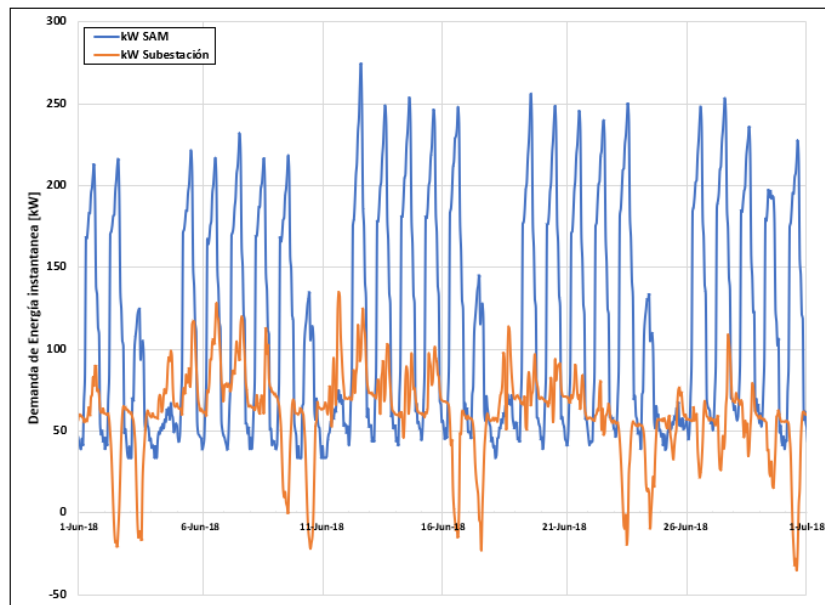
Fuente: Creación propia con datos de CFE. Datos abiertos de México.

<https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-a-partir-de-2018>

Anexo L. Estimación de la Demanda para las variables de control

Debido a que la tarifa GDMTH tiene componentes en Capacidad y Distribución y obedece a operaciones algebraicas que involucran la búsqueda de valores mínimos a lo largo del año, se debe estimar un error en el cálculo de estos mismos. Al final, y basado en el ejemplo tomado de la carga y la facturación anual del IER, se estima un error de 14% para el componente tarifario de Distribución y 14 % para el componente tarifario de Capacidad, permitiendo así llegar a los parámetros de control buscados en el software. El primero de ellos se trata del consumo de energía anual que corresponde a un valor de 517.617kWh-año, y el segundo de ellos es el costo de la facturación sin sistema fotovoltaico correspondiente a 63,345 USD-año.

Figura 58. Demanda medida y estimada en [kW] para Junio 2018.



Fuente: Datos normalizados por SAM cuando se ingresa el perfil de consumo de la factura en [kWh]. Los datos medidos corresponden a la Subestación del IER para Junio 2018, Cortesía del grupo de investigación en sistemas fotovoltaicos IER-UNAM.

Los datos en azul son estimados por SAM y los datos en naranja son medidos de forma instantánea por un analizador de redes instalado directamente en las tres fases de alimentación del tablero de la subestación. Se puede evidenciar el perfil de consumo con 5 picos cada semana correspondiente a los 5 días laborales. Los datos instantáneos negativos son ingresos de energía a la red general de distribución desde los sistemas fotovoltaicos instalados en el instituto y coinciden con los fines de semana cuando la demanda es muy baja.

Los datos medidos de Junio y Diciembre fueron extrapolados para todo el año en el software teniendo en cuenta incluso los periodos vacacionales de Abril y Julio, ajustando los datos manualmente con factores pero teniendo en cuenta los perfiles de consumo mensuales y los datos de la facturación histórica para aproximarse a una curva de carga típica anual.

Anexo M. Tablas de Resultados de Generación Distribuida 100kW

Tabla 29. Resultados de *Net Metering* para SFV de 100kW en GD.

Ciudad	Con Incentivo ISR 30%				sin Incentivo de ISR			
	NPV (\$US)	Payback (años)	LCOE real (¢US/kWh)	B/C -	NPV (\$US)	Payback (años)	LCOE real (¢US/kWh)	B/C -
Zacatecas	59,973.8	7.59	6.60	1.40	13,997.1	9.88	8.61	1.07
Aguascalientes	59,906.4	7.57	6.71	1.40	13,929.7	9.88	8.75	1.07
Pachuca	56,149.4	7.65	6.89	1.37	10,172.7	10.02	8.98	1.05
Campeche	51,459.1	7.68	7.57	1.34	5,482.4	10.12	9.86	1.03
Guadalajara	51,006.3	7.79	6.88	1.34	5,029.7	10.19	8.96	1.03
Querétaro	50,074.4	7.81	6.79	1.33	4,097.7	10.22	8.85	1.02
Guanajuato	49,503.2	7.79	6.96	1.33	3,526.5	10.21	9.08	1.02
Colima	46,538.7	7.85	7.39	1.31	562.0	10.32	9.63	1.00
Chetumal	46,062.2	7.78	7.80	1.30	85.5	10.27	10.17	1.00
Texcoco	46,060.4	7.92	6.86	1.30	83.7	10.36	8.94	1.00
Morelia	44,948.1	7.92	7.27	1.30	-1,028.6	10.39	9.47	0.99
Puebla	44,120.6	7.97	6.97	1.29	-1,856.1	10.43	9.08	0.99
Tlaxcala	44,066.7	7.94	7.11	1.29	-1,910.0	10.41	9.26	0.99
Victoria	41,366.5	8.13	6.64	1.27	-4,610.2	10.56	8.65	0.98
San Luis Potosí	41,047.8	8.11	6.74	1.27	-4,928.9	10.56	8.78	0.97
Toluca	39,021.0	8.07	7.30	1.26	-6,955.7	10.59	9.51	0.96
Mérida	38,809.9	7.99	8.20	1.26	-7,166.8	10.53	10.69	0.96
Ciudad de México	37,061.4	8.13	7.34	1.24	-8,915.3	10.67	9.56	0.95
Cuernavaca	35,842.2	8.28	6.84	1.24	-10,134.4	10.78	8.92	0.95
Saltillo	33,722.1	8.35	6.87	1.22	-12,254.6	10.86	8.95	0.94
Tepic	30,324.6	8.37	7.21	1.20	-15,652.1	10.94	9.40	0.92
Chihuahua	29,708.9	8.44	7.26	1.20	-16,267.8	11.00	9.46	0.92
Hermosillo	20,192.9	8.83	6.82	1.13	-25,783.8	11.40	8.89	0.87
Oaxaca	20,090.4	8.70	7.56	1.13	-25,886.3	11.38	9.85	0.87
Tuxtla Gutiérrez	19,156.0	8.75	7.59	1.13	-26,820.7	11.43	9.89	0.86
Chilpancingo	18,096.6	8.80	7.51	1.12	-27,880.1	11.49	9.79	0.86
Ciudad Victoria	13,644.6	8.98	7.64	1.09	-32,332.1	11.68	9.95	0.84
Monterrey	12,301.3	9.04	7.76	1.08	-33,675.4	11.74	10.12	0.83
Villahermosa	9,445.4	9.15	8.21	1.06	-36,531.3	11.88	10.70	0.81
Culiacán	9,261.8	9.31	7.23	1.06	-36,714.9	11.91	9.43	0.81
Xalapa	3,563.0	9.65	8.17	1.02	-42,413.7	12.19	10.65	0.79

Tabla 30. Resultados de *Net Billing* para SFV de 100kW en GD.

Ciudad	Con Incentivo ISR 30%				sin Incentivo de ISR			
	NPV (\$US)	Payback (años)	LCOE real (¢US/kWh)	B/C -	NPV (\$US)	Payback (años)	LCOE real (¢US/kWh)	B/C -
Campeche	106,808.0	5.92	7.57	1.70	60,831.5	7.84	9.86	1.31
Chetumal	97,160.8	6.12	7.80	1.64	51,184.1	8.09	10.17	1.26
Zacatecas	90,534.9	6.44	6.60	1.60	44,558.2	8.44	8.61	1.23
Aguascalientes	89,042.5	6.47	6.71	1.59	43,065.8	8.48	8.75	1.22
Mérida	85,160.2	6.38	8.20	1.56	39,183.5	8.41	10.69	1.20
Guadalajara	84,891.1	6.54	6.88	1.56	38,914.4	8.57	8.96	1.20
Pachuca	84,498.7	6.58	6.89	1.56	38,522.0	8.62	8.98	1.19
Querétaro	78,227.1	6.71	6.79	1.52	32,250.4	8.77	8.85	1.16
Victoria	76,624.1	6.72	6.64	1.51	30,647.5	8.80	8.65	1.16
Guanajuato	75,795.7	6.76	6.96	1.50	29,819.1	8.84	9.08	1.15
Cuernavaca	75,491.7	6.71	6.84	1.50	29,515.0	8.80	8.92	1.15
Texcoco	74,312.8	6.78	6.86	1.49	28,336.1	8.87	8.94	1.14
Puebla	71,361.2	6.89	6.97	1.47	25,384.5	8.99	9.08	1.13
San Luis Potosí	70,606.8	6.90	6.74	1.47	24,630.1	9.01	8.78	1.12
Colima	70,120.2	6.95	7.39	1.46	24,143.5	9.08	9.63	1.12
Tlaxcala	69,317.5	6.94	7.11	1.46	23,340.8	9.07	9.26	1.12
Morelia	68,496.1	6.98	7.27	1.45	22,519.4	9.14	9.47	1.11
Toluca	63,171.6	7.08	7.30	1.42	17,195.0	9.33	9.51	1.09
Tepic	61,176.4	7.11	7.21	1.40	15,199.8	9.38	9.40	1.08
Ciudad de México	60,735.7	7.15	7.34	1.40	14,759.0	9.44	9.56	1.07
Chihuahua	59,861.9	7.17	7.26	1.39	13,885.2	9.49	9.46	1.07
Oaxaca	52,533.9	7.33	7.56	1.35	6,557.2	9.79	9.85	1.03
Saltillo	50,830.5	7.50	6.87	1.34	4,853.8	10.03	8.95	1.02
Tuxtla Gutiérrez	50,590.7	7.40	7.59	1.33	4,614.0	9.92	9.89	1.02
Chilpancingo	49,161.4	7.43	7.51	1.32	3,184.7	9.99	9.79	1.02
Hermosillo	49,149.0	7.47	6.82	1.32	3,172.3	10.02	8.89	1.02
Villahermosa	37,923.6	7.80	8.21	1.25	-8,053.1	10.44	10.70	0.96
Xalapa	31,363.3	8.03	8.17	1.21	-14,613.3	10.71	10.65	0.93
Culiacán	31,200.7	8.08	7.23	1.21	-14,776.0	10.76	9.43	0.93
Ciudad Victoria	25,854.4	8.33	7.64	1.17	-20,122.3	11.04	9.95	0.90
Monterrey	24,527.8	8.37	7.76	1.16	-21,448.9	11.10	10.12	0.89

Tabla 31. Resultados de Venta Total para SFV de 100kW en GD.

Ciudad	Con Incentivo ISR 30%				sin Incentivo de ISR			
	NPV (\$US)	Payback (años)	LCOE real (¢US/kWh)	B/C -	NPV (\$US)	Payback (años)	LCOE real (¢US/kWh)	B/C -
Campeche	149,305.0	5.34	7.57	1.99	103,328.0	7.10	9.86	1.52
Chetumal	140,042.0	5.49	7.80	1.92	94,064.8	7.28	10.17	1.48
Mérida	127,002.0	5.71	8.20	1.84	81,025.6	7.55	10.69	1.41
Cuernavaca	89,151.2	6.46	6.84	1.59	43,174.6	8.47	8.92	1.22
Zacatecas	88,637.5	6.48	6.60	1.58	42,660.8	8.49	8.61	1.22
Guadalajara	85,831.5	6.54	6.88	1.57	39,854.8	8.57	8.96	1.20
Aguascalientes	84,815.1	6.56	6.71	1.56	38,838.4	8.59	8.75	1.20
Victoria	84,371.5	6.57	6.64	1.56	38,394.8	8.61	8.65	1.19
Pachuca	81,256.3	6.65	6.89	1.54	35,279.6	8.70	8.98	1.18
Texcoco	81,231.5	6.65	6.86	1.54	35,254.8	8.70	8.94	1.18
Querétaro	81,178.2	6.65	6.79	1.54	35,201.5	8.70	8.85	1.18
Puebla	76,575.5	6.77	6.97	1.51	30,598.8	8.84	9.08	1.15
Guanajuato	75,582.0	6.79	6.96	1.50	29,605.3	8.87	9.08	1.15
Tepic	75,463.7	6.79	7.21	1.50	29,487.0	8.87	9.40	1.15
San Luis Potosí	72,505.7	6.87	6.74	1.48	26,529.0	8.97	8.78	1.13
Tlaxcala	71,660.1	6.89	7.11	1.47	25,683.4	8.99	9.26	1.13
Oaxaca	69,311.2	6.96	7.56	1.46	23,334.5	9.09	9.85	1.12
Toluca	69,287.5	6.96	7.30	1.46	23,310.8	9.09	9.51	1.12
Chihuahua	68,920.7	6.97	7.26	1.45	22,944.0	9.11	9.46	1.12
Tuxtla Gutiérrez	68,330.1	6.98	7.59	1.45	22,353.4	9.14	9.89	1.11
Morelia	66,878.1	7.02	7.27	1.44	20,901.4	9.20	9.47	1.11
Ciudad de México	66,338.2	7.03	7.34	1.44	20,361.6	9.22	9.56	1.10
Chilpancingo	64,675.7	7.08	7.51	1.43	18,699.0	9.30	9.79	1.09
Colima	64,205.4	7.09	7.39	1.42	18,228.7	9.32	9.63	1.09
Hermosillo	58,156.0	7.25	6.82	1.38	12,179.3	9.61	8.89	1.06
Villahermosa	55,696.0	7.32	8.21	1.37	9,719.3	9.74	10.70	1.05
Xalapa	45,972.0	7.62	8.17	1.30	-4.7	10.18	10.65	1.00
Saltillo	41,965.4	7.75	6.87	1.28	-4,011.3	10.34	8.95	0.98
Culiacán	41,122.6	7.78	7.23	1.27	-4,854.1	10.37	9.43	0.98
Ciudad Victoria	24,725.1	8.36	7.64	1.16	-21,251.6	11.08	9.95	0.89
Monterrey	22,678.2	8.43	7.76	1.15	-23,298.5	11.17	10.12	0.88

Anexo N. Resultados para adiciones de capacidad en *Net Billing* para SFV de 100kW.

Ciudad	100kW			200kW			300kW			400kW			500kW		
	npv (\$)	payback (years)	lcoe (¢US/kWh)	npv (\$)	payback (years)	lcoe (¢US/kWh)	npv (\$)	payback (years)	lcoe (¢US/kWh)	npv (\$)	payback (years)	lcoe (¢US/kWh)	npv (\$)	payback (years)	lcoe (¢US/kWh)
Campeche	60,832	7.8	9.9	161,145	7.5	9.9	267,640	7.4	9.8	378,929	7.3	9.7	482,992	7.3	9.8
Chetumal	51,184	8.1	10.2	141,363	7.7	10.1	237,289	7.6	10.1	338,317	7.5	10.1	433,436	7.5	10.0
Merida	39,184	8.4	10.7	118,218	8.0	10.6	199,286	7.9	10.6	286,736	7.8	10.6	369,487	7.7	10.6
Zacatecas	44,558	8.4	8.6	76,768	8.7	8.9	135,149	8.5	8.6	185,863	8.5	8.5	217,080	8.6	8.6
Cuernavaca	29,515	8.8	8.9	71,041	8.7	9.0	124,039	8.6	8.8	173,518	8.5	8.8	216,063	8.6	8.8
Guadalajara	38,914	8.6	9.0	77,363	8.7	9.1	129,014	8.6	8.9	175,786	8.6	8.9	212,585	8.6	8.9
Aguascalientes	43,066	8.5	8.7	76,589	8.7	8.9	129,213	8.6	8.7	175,045	8.6	8.7	206,869	8.6	8.7
Pachuca	38,522	8.6	9.0	73,272	8.7	9.1	119,022	8.7	8.9	160,658	8.7	8.9	194,487	8.7	8.9
Victoria	30,648	8.8	8.7	58,723	8.9	8.9	109,612	8.7	8.6	154,054	8.7	8.6	184,007	8.7	8.7
Texcoco	28,336	8.9	8.9	57,027	8.9	9.1	106,461	8.8	8.9	149,325	8.7	8.9	178,515	8.8	8.9
Queretaro	32,250	8.8	8.8	56,745	9.0	9.1	108,266	8.7	8.8	151,912	8.7	8.8	176,446	8.8	8.9
Guanajuato	29,819	8.8	9.1	53,324	9.0	9.3	97,651	8.9	9.0	134,659	8.8	9.0	156,301	8.9	9.1
Puebla	25,385	9.0	9.1	48,082	9.1	9.3	90,924	8.9	9.0	127,660	8.9	9.0	152,987	8.9	9.1
Tepic	15,200	9.4	9.4	39,659	9.2	9.5	76,824	9.0	9.3	111,161	9.0	9.3	139,301	9.0	9.3
Tlaxcala	23,341	9.1	9.3	44,828	9.2	9.4	82,818	9.0	9.2	114,682	9.0	9.2	136,450	9.0	9.2
San Luis Potosi	24,630	9.0	8.8	39,868	9.3	9.1	81,059	9.0	8.7	113,975	9.0	8.7	129,529	9.1	8.8
Toluca	17,195	9.3	9.5	36,596	9.3	9.6	72,134	9.1	9.4	101,793	9.1	9.4	122,998	9.1	9.5
Morelia	22,519	9.1	9.5	42,822	9.2	9.6	73,826	9.1	9.4	100,443	9.1	9.4	121,032	9.1	9.4
Chihuahua	13,885	9.5	9.5	36,336	9.3	9.4	64,255	9.2	9.4	91,850	9.2	9.4	117,133	9.1	9.4
Colima	24,144	9.1	9.6	44,085	9.2	9.7	69,331	9.2	9.5	91,695	9.2	9.5	110,865	9.2	9.5
Ciudad de Mexico	14,759	9.4	9.6	30,544	9.4	9.7	62,226	9.2	9.5	88,388	9.2	9.5	106,649	9.2	9.5
Oaxaca	6,557	9.8	9.9	21,897	9.5	10.0	56,771	9.3	9.8	86,124	9.2	9.7	103,849	9.2	9.8
Tuxtla Gutierrez	4,614	9.9	9.9	21,388	9.6	9.9	49,878	9.3	9.8	76,268	9.3	9.8	98,717	9.2	9.8
Chilpancingo	3,185	10.0	9.8	19,747	9.6	9.8	45,592	9.4	9.7	69,403	9.3	9.7	90,221	9.3	9.7
Hermosillo	3,172	10.0	8.9	8,748	9.9	9.0	30,517	9.6	8.8	47,212	9.6	8.8	56,154	9.6	8.8
Villahermosa	-8,053	10.4	10.7	-3,011	10.1	10.7	10,489	9.8	10.6	22,855	9.8	10.6	34,192	9.7	10.6
Saltillo	4,854	10.0	9.0	-2,788	10.2	9.1	3,019	10.0	8.9	2,590	10.0	8.9	-4,178	10.1	8.9
Xalapa	-14,613	10.7	10.7	-18,684	10.4	10.7	-11,128	10.1	10.5	-7,775	10.1	10.5	-7,302	10.1	10.6
Culiacan	-14,776	10.8	9.4	-24,326	10.5	9.5	-22,467	10.3	9.3	-24,392	10.2	9.3	-28,181	10.2	9.3
Ciudad Victoria	-20,122	11.0	10.0	-42,549	10.9	10.0	-56,395	10.8	9.9	-75,027	10.8	9.8	-94,333	10.8	9.9
Monterrey	-21,449	11.1	10.1	-47,431	11.1	10.2	-62,585	10.9	10.0	-83,744	10.9	10.0	-106,936	10.9	10.0
Maximo	60,832	11.1	10.7	161,145	11.1	10.7	267,640	10.9	10.6	378,929	10.9	10.6	482,992	10.9	10.6
Mínimo	-21,449	7.8	8.6	-47,431	7.5	8.9	-62,585	7.4	8.6	-83,744	7.3	8.5	-106,936	7.3	8.6