



Universidad Autónoma de Querétaro
Facultad de Contaduría y Administración
Doctorado en Gestión Tecnológica e Innovación

La reforma energética: Análisis de las subastas de largo plazo como impulso a las energías renovables

Tesis

Que como parte de los requisitos para obtener el Grado de
Doctorado en Gestión Tecnológica e Innovación

Presenta:

Emilia Vega Cabrera

Dirigido por:

Dr. Juan José Méndez Palacios

Dr. Juan José Méndez Palacios

Presidente

Dr. Ricardo Ríos Zalapa

Secretario

Dra. Josefina Morgan Beltrán

Vocal

Dr. Michael Demmler

Suplente

Dr. Humberto Banda Ortiz

Suplente

Centro Universitario, Querétaro, Qro.

Marzo, 2020.

México

RESUMEN

En la tesis se diseña un plan tecnológico basado en un modelo de subastas, con un enfoque de medición orientado hacia la diversificación energética, organización de costos y acceso a la electrificación, con el propósito de verificar si el cambio de un cuasi-monopolio eléctrico a un mercado abierto permite una mejor generación y distribución de energía eléctrica a un menor costo para el país y el usuario. Analiza también el esquema de subastas para determinar si es funcional para el mercado mexicano en cuanto a oferta y demanda, así como incentivar a la instalación de proyectos de energía renovable. Se plantea que el modelo matemático de optimización propuesto permite determinar un paquete competitivo para participar en la subasta de largo plazo de 2018 y comprobar que el precio obtenido en cada subasta es menor y que se incrementa el porcentaje de energía renovable dentro de la matriz energética. En el desarrollo del trabajo se analizan los antecedentes de la reforma eléctrica de 2013, se revisa su estructura conceptual, los cambios en la gestión tecnológica de la matriz energética y el mecanismo de subastas de largo plazo, tanto en lo internacional, como su uso en México. En el siguiente apartado se desarrolla el modelo matemático de optimización propuesto, sus índices, conjuntos, parámetros y variables. En la última parte se analizan e interpretan los resultados, planteando la posibilidad de desarrollar un proyecto solar en San Luis Potosí. Los resultados obtenidos permiten ofrecer un precio de 38,000 US\$/MW-año para potencia y de 22 US\$/(MWh+CEL) para energía y CEL, como aspecto diferenciador el ofertar potencia, verificando así las hipótesis, ya que el modelo matemático de optimización proyectó un paquete competitivo para participar en la subasta, con un precio menor en cada una y un incremento de energía renovable dentro de la matriz energética. El modelo matemático diseñado podría ayudar a las autoridades y a los participantes en el mercado eléctrico, a investigar bajo qué condiciones resulta beneficioso implementar el esquema de subastas en el mercado mayorista competitivo y analizar algunas estrategias.

(Palabras clave: mercado eléctrico, subastas de largo plazo, reforma eléctrica, energía renovable, certificados de energía limpia)

ABSTRACT

In the thesis, a technological plan based on an auction model is designed, with a measurement approach oriented towards energy diversification, cost organization, and access to electrification, with the purpose of verifying whether the change from an electric quasi-monopoly to an open market allows to a better generation and distribution of electricity at a lower cost for the country, and for the final user. It also analyzes the auction scheme to determine if it is functional for the Mexican market in terms of supply and demand, as well as encourages the installation of renewable energy projects. It is proposed that the projected mathematical optimization model allows to determine a competitive package to participate in the long-term auction of 2018, also to verify that the price obtained in each auction is lower than the previous one, and that the percentage of renewable energy within the energy matrix is increased. The background of the electricity reform of 2013 is analyzed, also its conceptual structure, the changes in the technological management of the energy matrix, similarly the long-term auction mechanism is reviewed, both internationally and its use in Mexico. Furthermore, the proposed mathematical optimization model, its indexes, sets, parameters and variables are developed. Moreover, the results are analyzed and interpreted, raising the possibility of developing a solar project in San Luis Potosí. The results obtained allow us to offer a price of US \$ 38,000 / MW-year for power and US \$ 22 / (MWh + CEL) for energy and CEL, as a differentiating aspect of offering power, thus verifying the hypotheses, since the mathematical optimization model projected a competitive package to participate in the auction, with a lower price in each and an increase in renewable energy within the energy matrix. The designed mathematical model could help authorities and participants in the electricity market to investigate under which conditions it is beneficial to implement the auction scheme in the competitive wholesale market and analyze some strategies.

(Keywords: electricity market, long-term auctions, electricity reform, renewable energy, clean energy certificates)

A mi mamá, por su amor, educación, trabajo y sacrificio en todos estos años, por su apoyo moral y económico, por convertirse en el principal motor para afrontar las dificultades en mi camino. Es un orgullo y privilegio ser tu hija.

A Ricky, por haber llegado a mi vida y ser el impulsor de mis sueños y decisiones. Tu pequeña presencia ha resignificado mi existencia.

AGRADECIMIENTOS

Para la realización de esta investigación conté con el apoyo de muchas personas, a las que debo mi gratitud. En primer lugar, al director de tesis, el Dr. Juan José Méndez Palacios, por su orientación y guía para concretar la terminación del trabajo. Al codirector del trabajo, al Dr. Ricardo Ríos Zalapa, por hacerme comprender el potencial del tema aquí tratado, al margen de su asesoría en el desarrollo del trabajo le agradezco su paciencia, colaboración y, sobre todo, su amistad. A los miembros del sínodo agradezco sus valiosas aportaciones en el proceso de revisión de la tesis.

Agradezco a la Universidad Autónoma de Querétaro la oportunidad de aprender y de formar parte de su comunidad, quiero agradecer a todos mis maestros, particularmente al Dr. Ovidio González Gómez, al Dr. Luis Rodrigo Valencia Pérez y al Dr. Ignacio Almaraz Rodríguez, por su confianza para impulsarme a escribir y publicar textos, a mis compañeros agradezco su solidaridad y a la Lic. Claudia Nieto Román por su paciencia y amabilidad durante el doctorado.

Contenido

Resumen	ii
Abstract	iii
Lista de Acrónimos	ix
Índice de Tablas	xi
Índice de Figuras	xiv
1. Introducción	1
1.1 Planteamiento del problema	1
1.2 Objetivos	3
1.2.1 Objetivo general	3
1.2.2 Objetivos específicos	3
1.3 Preguntas de investigación	4
1.4 Justificación	5
1.4.1 Validez	5
1.4.2 Congruencia	6
1.5 Delimitación	8
1.5.1 Delimitación espacial	8
1.5.2 Delimitación temporal	12
1.6 Hipótesis	13
1.6.1 Nula	13
1.6.2 Alternativa	13

2.	La Reforma Eléctrica: Antecedentes, Conceptualización y Subastas	16
2.1	La reforma eléctrica: una propuesta basada en la racionalidad neoliberal	16
2.1.1	Antecedentes	16
2.1.2	Análisis conceptual	19
2.1.3	La reforma eléctrica en México	33
2.2	El sistema eléctrico mexicano: antecedentes, gestión tecnológica y configuración	39
2.2.1	Antecedentes	39
2.2.2	Gestión tecnológica	47
2.2.3	Configuración del sistema eléctrico mexicano a partir de la reforma de 2013	50
2.3	Subastas, supuestos y uso en los sistemas eléctricos	52
2.3.1	Subastas	52
2.3.2	La utilización de las subastas en los mercados eléctricos	55
2.3.3	Experiencia internacional para aumentar el uso de energía renovable	59
2.3.4	Experiencia internacional en subastas de largo plazo	61
2.3.5	Aplicación de las subastas en el mercado eléctrico mexicano	63
2.3.6	Experiencia de las subastas eléctricas en México	70
2.3.7	Ventajas y desventajas del uso de subastas en los mercados eléctricos	98
3.	Metodología	100
3.1	Índices	103
3.2	Conjuntos	104
3.3	Parámetros	106
3.4	Variables	109

3.5	Función objetivo del modelo	110
3.6	Descripción del desarrollo del modelo	115
4.	Presentación e Interpretación de Resultados	118
4.1	Desarrollo del modelo	118
4.2	Cantidades: energía, certificados de energía limpia y potencia	122
4.2.1	Energía y certificados	123
4.2.2	Potencia	125
4.3	Precios: energía, certificados de energía limpia y potencia	132
4.3.1	Precio de la energía	132
4.3.2	Tarifa de transmisión	143
4.3.3	Precio de la potencia	146
4.3.4	Precios obtenidos en las subastas anteriores	148
4.3.5	Análisis de precios	155
4.3.6	Escenarios de precios	166
4.4	Estrategia del oferente	170
4.5	Interpretación de Resultados	184
	Conclusiones	187
	Consideraciones Finales	190
	Referencias	192
	Apéndice	201

LISTA DE ACRONIMOS

BCA	Sistema Interconectado Baja California
BCS	Sistema Interconectado Baja California Sur
CEL	Certificados de energías limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EEA	Energía eléctrica acumulable
ERC	Entidades responsables de carga
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOBAPROA	Fondo Bancario de Protección al Ahorro
GATT	Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT, del inglés General Agreement on Tariffs and Trade)
IMSS	Instituto Mexicano del Seguro Social
IRENA	International Renewable Energy Agency
kwh	Kilovatio hora
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LyFC	Luz y Fuerza del Centro
MBP	Mercado de balance de potencia
MDA	Mercado del Día en Adelanto
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista

MMBTu	Millón British Thermal Unit
MTR	Mercado de Tiempo Real
MW	Megavatio
MWh	Megavatio hora
NRG	Nivel de Reservas de Generación
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
PIE	Productor independiente de energía
PML	Precios marginales locales
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
RSP	Portafolios obligatorios de energía renovable (RSP, del inglés renewable portfolio standards)
SEN	Sistema eléctrico nacional
SENER	Secretaría de energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SLP	Subastas de Largo Plazo
SSB	Suministrador de servicios básicos
TLCAN	Tratado de libre comercio de América del Norte
UDI	Unidad de inversión
USD	Dólares americanos

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla	Página
2.1 Permisarios de autoabastecimiento y cogeneración 2006	44
2.2 Productores independientes de energía en México	44
2.3 Explicación de ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes	67
2.4 Precios de ventaja por localización. Primera subasta de largo plazo	73
2.5 Precios de ventaja por localización. Segunda subasta de largo plazo	76
2.6 Licitantes ganadores de la primera subasta	78
2.7 Las cantidades ofertadas de licitantes ganadores en 2015	79
2.8 Precios nocionales de licitantes ganadores en SLP2015	80
2.9 Descripción de licitantes ganadores SLP 2016	81
2.10 Cantidades ofertadas de licitantes ganadores SLP2016	83
2.11 Precios nocionales de licitantes ganadores SLP2016	85
2.12 Descripción de Licitantes Ganadores SLP2017	86
2.13 Cantidades Ofertadas de Licitantes Ganadores SLP2017	87
2.14 Precios Nocionales de Licitantes Ganadores SLP2017	88
2.15 Resultados de las SLP en México	93
3.1 Ejemplos de tipos de paquetes de ofertas de venta	115
4.1 Generación de EEA y CELs: año 1	123
4.2 Porcentaje de ocurrencia de las horas críticas: por mes	127
4.3 Porcentaje de ocurrencia de las horas críticas: por día	127
4.4 Porcentaje de ocurrencia de las horas críticas: por hora	127
4.5 Potencia anual acreditada (PAA): año 1	129

4.6	Capacidades del proyecto (100 %): año 1	131
4.7	Precios de energía: MDA y MTR 2016	133
4.8	Precios de energía: MDA 2017	135
4.9	Precios de energía: MTR 2017	135
4.10	Precios de energía: MDA 2018	137
4.11	Precios de energía: MTR 2018	137
4.12	Diferencia porcentual por mes: MTR menos MDA	141
4.13	Valores históricos: tarifa de transmisión generadores (<220 kV)	143
4.14	Valores históricos: tarifa de operación CENACE generadores	145
4.15	Resultados MBP: año de producción 2016 y 2017	147
4.16	Precios Ganadores: Potencia (\$/MW-año)	152
4.17	Precios Ganadores: EEA (\$/MWh)	153
4.18	Precios ganadores CEL (\$/CEL)	154
4.19	Volúmenes asignados	155
4.20	Precios Máximos Ofertados por CFE SLP-1/2018	155
4.21	Precios Ganadores (tecnología fotovoltaica): Potencia (\$/MW-año)	162
4.22	Precios Ganadores (tecnología fotovoltaica): Energía (\$/MWh)	162
4.23	Precios Ganadores (tecnología fotovoltaica): CEL (\$/CEL)	162
4.24	Precios de Licitantes Ganadores SLP-1/2016 Potencia	163
4.25	Precios de Licitantes Ganadores SLP-1/2016 Energía	163
4.26	Precios de Licitantes Ganadores SLP-1/2016 CEL	164
4.27	Precios Ganadores (tecnologías fotovoltaica): EEA + CEL (\$/MWh)	165
4.28	Análisis de escenarios de potencia para subasta 2018	167

4.29	Análisis de escenarios de energía para subasta 2018	168
4.30	Análisis de escenarios de CELs para subasta 2018	169
4.31	Factores de localización. Subasta de largo plazo 2017	171
4.32	Licitantes de la SLP 2018	173
4.33	Cantidades propuestas a ofertar	184
4.34	Resultado de precios obtenidos en las subastas anteriores	185

Dirección General de Bibliotecas UAQ

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura	Página
1.1. Red troncal de Transmisión PRODESEN 2018-2032	9
1.2. Potencial eólico en México.	10
1.3. Potencial solar en México.	11
2.1. Precio del gas natural. EIA	17
2.2. Punto de equilibrio que se busca en las subastas	54
2.3. Precios promedio resultantes de subastas entre 2010-2016.	56
2.4. Capacidad subastada en cada ejercicio en los diversos países	57
2.5. Capacidad subastada en cada ejercicio en los diversos países (MW)	58
2.6. Ejemplo de Ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes	66
2.7. Ofertas mutuamente excluyentes y condicionadas	68
2.8. Variaciones del factor de localización por regiones de transmisión	77
2.9. Capacidad ofrecida por estado entre la primera y segunda subasta.	78
2.10. Resumen del proceso y participación en las SLP de México.	89
2.11. Cantidades demandadas por compradores y asignadas por generadores	91
2.12. Precios promedio asignados en las SLP.	92
2.13. Precios mínimos asignados en subastas de energía limpia	93
2.14. Proyectos ganadores de la primera subasta de largo plazo en México	94
2.15. Proyectos ganadores de la segunda subasta de largo plazo en México	95
2.16. Proyectos ganadores de la tercera subasta de largo plazo en México.	96
3.1. Metodología utilizada para el desarrollo del modelo	101
3.2. Metodología utilizada para el desarrollo del modelo de manera gráfica	102

4.1	Grado de irradiación en México.	119
4.2	Potencial de energía solar en México.	120
4.3	Estado del Sistema Eléctrico Nacional.	121
4.4	Comportamiento de un panel solar con sistema de seguimiento.	122
4.5	Generación mensual año 1 EEA y CELs.	124
4.6	Generación anual EEA y CELs a un horizonte de 30 años.	125
4.7	Potencia anual acreditada: año 1.	129
4.8	Potencia anual acreditada a un horizonte de 30 años.	130
4.9	Precio zonal mensual 2016: San Luis Potosí.	134
4.10	Precio zonal mensual 2017: San Luis Potosí.	136
4.11	Precio zonal mensual 2018: San Luis Potosí.	138
4.12	Variación mensual del precio zonal: MDA.	139
4.13	Variación mensual del precio zonal: MTR.	139
4.14	Promedio mensual histórico del precio de la electricidad en San Luis	140
4.15	Diferencia porcentual por mes: MTR menos MDA.	141
4.16	Mapa de precio zonal del MDA y componente de congestión	142
4.17	Tarifa histórica de transmisión: Generadores <220 kV.	144
4.18	Tarifa histórica de costos de operación CENACE: Generadores.	145
4.19	Precio neto de Potencia: año 2016 y 2017.	147
4.20	Precios Ganadores: Potencia.	152
4.21	Precios Ganadores: EEA.	153
4.22	Precios ganadores CEL.	154
4.23	Precios Ganadores EEA: SLP-1/2015.	157

4.24	Precios Ganadores CEL: SLP-1/2015.	157
4.25	Precios Ganadores Potencia: SLP-1/2016	158
4.26	Precios Ganadores Energía: SLP-1/2016.	159
4.27	Precios Ganadores CEL: SLP-1/2016.	159
4.28	Precios Ganadores Potencia: SLP-1/2017.	160
4.29	Precios Ganadores EEA: SLP-1/2017.	160
4.30	Precios Ganadores CEL: SLP-1/2017.	161
4.31	Precios Ganadores EEA + CEL.	166
4.32	Gráfica de factores de localización. Subasta de largo plazo 2017	172
0.1.	Ejemplos de oferta de venta (Apéndice) ¡Error! Marcador no definido.	
0.2.	Ejemplos de las curvas de demanda (Apéndice)	202
0.3.	Solución del lado de la demanda (Apéndice)	203
0.4.	Solución del lado de la demanda (Apéndice)	204

1. Introducción

1.1 Planteamiento del problema

El sector eléctrico es de gran importancia para la economía de México, es uno de los insumos vitales para la industria y toda actividad económica, la electricidad constituye un bien del que difícilmente se puede prescindir y en parte la calidad de vida depende del acceso a este bien. La supuesta preocupación por su manejo eficiente ha llevado recientemente a numerosos países, entre ellos México, a organizar esta actividad en torno a mercados competitivos.

En la mayoría de los países la organización del sector eléctrico ha contado tradicionalmente con elevada participación estatal, su reorganización en términos generales introduce, por una parte, la competencia y, por la otra, la separación de las actividades que integran la cadena del suministro eléctrico: generación, transmisión, distribución y venta.

El sector eléctrico mexicano se ha caracterizado por un alto grado de concentración, el modelo monopolístico de integración vertical¹ implementado a partir de la década de los 30 por el Estado Mexicano generó logros importantes, pero también un conjunto de retos que impulsaron su reorganización. Dentro de los logros más importantes destacan los avances significativos en la electrificación de zonas pobres y rurales del país: de 1970 a 1990 el acceso a la electricidad se duplicó. Sin embargo, los logros no han sido uniformes, aún hay estados con rezagos como Chiapas, Oaxaca y San Luis Potosí (Carreón, 2010).

¹ Estaba constituido por Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Luz y Fuerza del Centro hasta su extinción decretada por el presidente Felipe Calderón Hinojosa en el Diario Oficial de la Federación (DOF) 11/10/2009

Asimismo, la estructura verticalmente integrada fue incapaz de enfrentar los retos planteados por el crecimiento de la demanda, la estructura financiera tanto de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro (LyFC) hasta antes de su extinción, no permitió la expansión requerida del sistema.²

Desde 1992 debido a las reformas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), el sector privado puede participar en proyectos de electricidad. La participación de la CFE en la creación de nueva capacidad ha ido disminuyendo, su crecimiento ha estado más bien asociado a la participación con asociaciones o empresas privadas. A pesar de ello, tampoco los esquemas de participación privada han podido satisfacer el crecimiento de la demanda.

Pese a las modificaciones antes referidas, la política estatal de tarifas eléctricas sigue fijando el precio por debajo de su costo. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, el subsidio eléctrico para 2018 fue de \$50,000 millones de pesos, 16% más que en 2017 (Energía hoy, 2018).

Las modificaciones de los mercados eléctricos han generado la necesidad de buscar nuevos esquemas conceptuales que ayuden a comprender el proceso de incorporación de distintos participantes en un mercado y su significado en la lógica del modelo de desarrollo de nuestro país. Constituye uno de los propósitos de este trabajo analizar conceptualmente la reforma eléctrica de México.

² Según la Secretaría de Energía 2002, para el período 2008-2017 las proyecciones de la inversión requerida eran por un total de \$619,000 millones de pesos.

El presente documento tiene como objetivo diseñar un plan tecnológico basado en el esquema de subastas eléctricas, con la finalidad de comprobar que exista una diversificación de la matriz energética, que sea incluyente y asequible para los mexicanos y que la electricidad consumida sea generada mediante fuentes más limpias.

Para tal efecto se desarrollará una propuesta metodológica basada en un modelo matemático de optimización aplicado al esquema de subastas de largo plazo, con la finalidad de analizar la estrategia óptima de oferta para que el participante siga dentro de la subasta, es decir, diseñar qué estrategia debe seguir el jugador interesado en participar dentro de las subastas de largo plazo tomando en cuenta restricciones de sistema como son: la localización de los proyectos y el costo de la propia instalación del proyecto antes de proponer el precio final de la subasta. Esto con la finalidad de conseguir precios de electricidad bajos y un sistema confiable en el país.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

- Diseñar un plan tecnológico basado en un modelo de subastas, usando una métrica en cuanto a diversificación energética, estructura de costos y acceso a electrificación.

1.2.2 Objetivos específicos

- Contextualizar la problemática del mercado eléctrico mexicano, tanto en su diversificación energética actual, como en su estructura monopólica.

- Analizar si existen los elementos necesarios para crear un modelo práctico que permita encontrar la viabilidad y relacionamiento entre la generación de electricidad mediante fuentes renovables y la incorporación a la red de interconexión.
- Desarrollar un modelo de gestión para medir el negocio subyacente en la producción de energía eléctrica limpia a partir de subastas de largo plazo.
- Crear un plan tecnológico que incorpore fuentes de generación eléctrica de punta, sustentables y económicamente viables.

1.3 Preguntas de investigación

1. ¿El paso de un cuasi monopolio eléctrico hacia un mercado abierto conlleva a una mejor generación y distribución de energía eléctrica a un menor costo para el país y para el usuario?

2. ¿El esquema de subastas en sí mismo tendrá la respuesta esperada para el mercado mexicano en cuanto a oferta y demanda, así como a la incentivación para la instalación de proyectos de energía renovable?

A través del desarrollo del trabajo se revisará si la reforma eléctrica tras la liberación del mercado permitió que el sector funcione bajo el esquema de competencia, o si continúa como un mercado altamente concentrado, determinado la eficiencia social de esta transformación, tanto en la ampliación del servicio, como en los precios que paga el usuario final.

Con la finalidad de determinar si el esquema de subastas es el mecanismo adecuado para implementar la competencia e incentivar el incremento en la oferta en la instalación de proyectos de energía renovable, se desarrollará un modelo matemático utilizando estrategias

de teoría de juegos, ya que permite evaluar el comportamiento de los agentes en un mercado de competencia.

1.4 Justificación

1.4.1 Validez. La consulta de la tesis permitirá al lector interesado conocer cómo fue el cambio de estructura económica en el sistema eléctrico mexicano pasando de un monopolio hacia un mercado competitivo; también, será posible adentrarse en un modelo matemático que permita optimizar la oferta mediante subastas de productos energéticos considerando la tecnología renovable disponible en el país, no sólo por sus costos, sino también por el recurso disponible en el territorio mexicano.

El trabajo de investigación será de mucha ayuda para los participantes de las subastas porque les permitirá comprender las opciones que tienen para participar en ellas, con un análisis de riesgos de acuerdo a la información disponible. El modelo de subasta será decisivo para entender las consecuencias de las ofertas y el análisis de los resultados.

El Mercado Eléctrico Mayorista entró en operación el 1° de enero del año 2016, la presentación de esta tesis será de suma relevancia, porque lamentablemente a nivel nacional el mercado es aún muy joven y no hay información suficiente. Es un documento innovador ya que el acceso a fuentes de información es limitado y el lector tendrá la posibilidad de acercarse a las fuentes más fidedignas a nivel nacional y, sobre todo, a los tomadores de decisiones.

1.4.2 Congruencia. El tema de investigación de la presente tesis está delimitado por la línea de investigación Decisiones Estratégicas en Tecnología, ya que una implicación del tema de tesis es el análisis de lo propuesto en el término del Trilema Energético, que se refiere a los complicados objetivos que afrontan los gobiernos de asegurar el suministro energético competitivo, proporcionando a su vez el acceso universal a la energía y promoviendo la protección ambiental.³

Las aportaciones para el conocimiento que esta investigación hace son:

- La tesis planteada propone un modelo matemático para contrastarlo con el que usa el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) al correr las subastas y obtener los resultados, es decir los ganadores; el cual será un componente innovador para el conocimiento ya que el objetivo será demostrar que el modelo utilizado puede ser perfectible. En la primera subasta de largo plazo llevada a cabo en el mercado mexicano hubo un error en el algoritmo y se tuvo que volver a correr el modelo en la madrugada⁴, esto ocasionó dudas en la transparencia del propio mecanismo.
- Asimismo, la investigación pondrá en tela de juicio si las subastas eléctricas de largo plazo serán un mecanismo apropiado para incrementar el uso e instalación de proyectos de energía renovable en el país; de no ser así, la política pública elegida requerirá un ajuste para fomentar el uso de energías cada vez menos contaminantes, será una prueba en general para el conocimiento en temas de sustentabilidad.

³ Fuente: www.lacomunidadpetrolera.com

⁴ Fuente: <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/modifican-resultados-de-subasta-electrica.html>

- Se analiza una tecnología disruptiva en el mercado eléctrico de México: usuarios de energía eléctrica tendrán un servicio nunca visto, en primera instancia dejarán de ser usuarios y pasarán a ser clientes, tendrán la posibilidad de obtener un catálogo de servicios más allá de la simple recepción de electricidad, posiblemente pagando menos y con menos emisión de gases de efecto invernadero.
- Este proyecto pone a prueba los aportes de la economía neoclásica en que se fundamenta la reforma eléctrica para promover la eficiencia y evitar el desperdicio, particularmente algunas variantes de la Teoría del Equilibrio General, como los teoremas del bienestar, es decir, que la acción de la competencia genera una situación de equilibrio y que la situación de equilibrio es óptima. En este sentido la tesis será un ejercicio sobre la validez teórica de los supuestos en que se sustenta la reforma eléctrica.

La aportación social que se pretende concretar está expuesta en los siguientes puntos:

- La reflexión que se hace en esta tesis de investigación abre la discusión sobre las bases y algunos de los efectos de la reforma energética en el sector eléctrico en nuestro País, reforma central en el proyecto transformador de los últimos años.
- Las investigaciones sobre los resultados de las reformas efectuadas en México son hasta ahora un asunto pendiente; el texto aporta una propuesta metodológica para analizar el cumplimiento de los objetivos de la reforma eléctrica, resaltando algunos de los elementos teóricos en que se sustenta, permitiendo, al mismo tiempo, validar los elementos de política pública derivados de ella en cuanto a eficiencia y sostenibilidad económica y social.

1.5 Delimitación

1.5.1 Delimitación espacial. La ubicación territorial es de suma importancia para el desarrollo de la presente tesis ya que la Secretaría de Energía hará estimaciones de diferencia en precios de la energía eléctrica en el país, esto significa que el costo de generación de un lugar a otro no es el mismo, por ejemplo, la península de Baja California es un sistema eléctrico aislado en el que el principal combustible es el diésel, debido a sus altos costos el generador que tenga una planta eléctrica en esa región obtendrá mejores pagos por la venta de energía; sin embargo, conectarse en la península no es fácil, ya que las redes de transmisión para evacuar la electricidad son limitadas.

Así, los precios marginales locales para generar electricidad en diversas zonas serán definidos antes de iniciar una subasta, el planteamiento del problema deberá tomar en cuenta las restricciones de transmisión.

Las redes de transmisión se consideran como una restricción del sistema, y por ende del modelo. Otro ejemplo es la península de Yucatán en donde hay demanda de energía, pero no generación, se espera que el precio a pagar en la subasta en esa zona sea mayor que en sistema interconectado nacional. No es el caso de Oaxaca en donde la generación es abundante y las líneas de transmisión escasas.

En la Figura 1.1 se observa el mapa de la red troncal de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) publicado en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032 por la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2018).

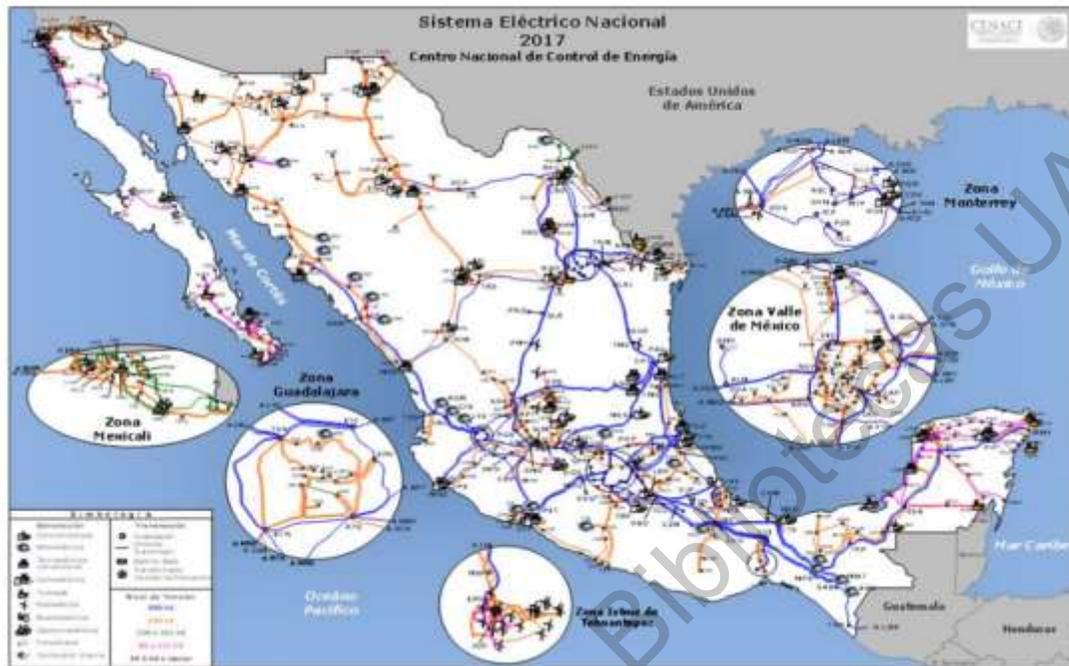


Figura 1.1. Red troncal de Transmisión PRODESEN 2018-2032

Fuente: Programa de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del mercado eléctrico mayorista 2017-2031. CENACE

En cuestión espacial también es relevante mencionar la disponibilidad del recurso para considerar en la propuesta del modelo, no es lo mismo la velocidad del viento en Oaxaca, que en el Bajío; o el caso del recurso solar en Sonora que en la Ciudad de México.

Por ejemplo, en la Figura 1.2 se muestra el mapa publicado por la Agencia Internacional de Energía Renovable, IRENA por sus siglas en inglés, en color morado las regiones con un potencial eólico mayor.

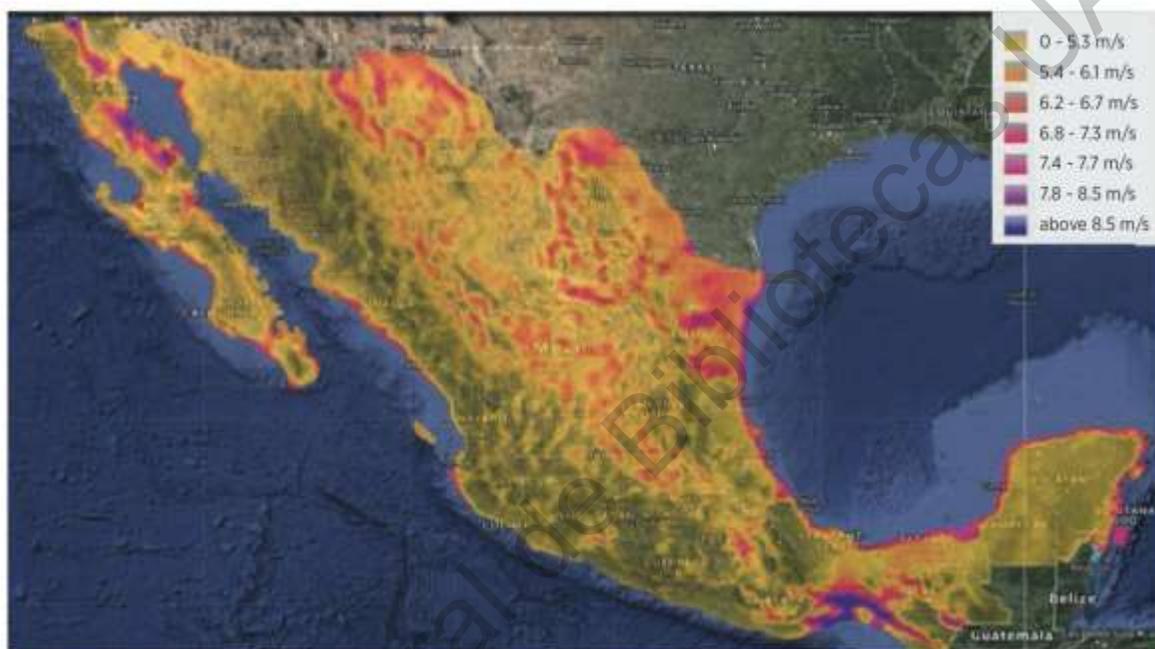


Figura 1.2. Potencial eólico en México.

Fuente: IRENA 2005 (en línea).

Y en la Figura 1.3, también publicado por IRENA, se observa que en general el territorio mexicano cuenta con un gran potencial solar, presentado en tono café.

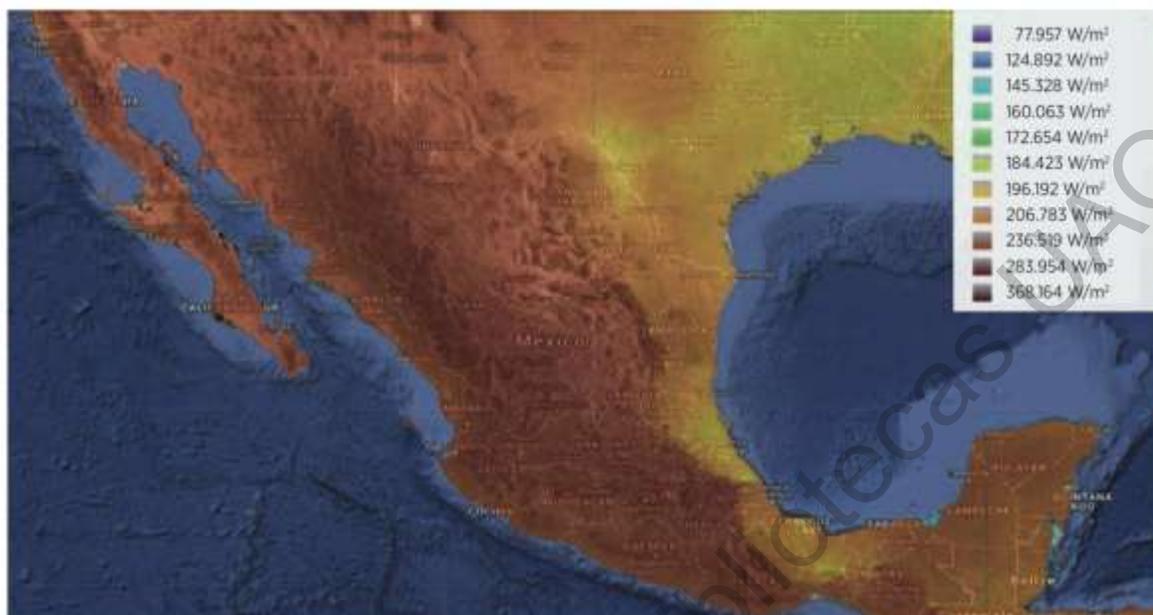


Figura 1.3. Potencial solar en México.

Fuente: IRENA, 2005 (en línea)

Independientemente de la ubicación territorial, el presente trabajo abarca una delimitación espacial nacional ya que el esquema de subastas a licitar por la Secretaría de Energía y el CENACE determinará la zona de potencia y zonas de generación en todo el país.

Regularmente, una de las funciones del CENACE es dar a conocer la diferencia esperada entre el precio marginal local en distintas zonas de generación, denominadas “zona de precios”, se explica más adelante en el presente documento, y el promedio de los precios marginales locales del SEN, y esas diferencias serán tomadas en cuenta al comparar las ofertas de venta que sean recibidas en la subasta a fin de considerar el valor de la energía

eléctrica ofrecida según la zona de precios en la que será entregada (Secretaría de Energía, 2013).

Por ello, se deberá hacer un análisis nacional para estimar la mejor locación para ofertar los productos considerados en las subastas.

1.5.2 Delimitación temporal. Con el surgimiento múltiple de proyectos de energía renovable en el mundo y el pago de subsidios en diversos países, se propagó su instalación en países desarrollados. Sin embargo, en países como España o Alemania la rápida incorporación llevó a que los subsidios no alcanzaran para todos los proyectos, generando una crisis.

En el caso específico de España, para abril de 2013, del total de energía generada, el 54% provenía de fuentes renovables (Pentland, 2013). Se llegó a un déficit tarifario, que consistió en una enorme deuda que acumuló durante la última década porque el costo del funcionamiento del sistema eléctrico superó por mucho la venta de energía. Este déficit fue originado principalmente por el subsidio tan generoso que otorgó el estado a la instalación de proyectos renovables.

Lo descrito en los párrafos anteriores detonó un problema en referencia a los proyectos de generación eléctrica mediante fuentes renovables en el mundo. La experiencia obtenida por esos desarrolladores hizo que buscaran nuevos mercados como el mexicano en el que se tiene el recurso renovable disponible (eólico, solar, geotérmico, hidráulico y bioenergético), aunado a las altas tarifas eléctricas.

En ese momento no había un mercado eléctrico, ya que el único jugador que podía vender electricidad era la CFE. A partir de la publicación de la Ley de Industria Eléctrica

(LIE) y las Bases del Mercado Eléctrico, se detona el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), el cual entró en vigor en el año 2016, en 2015 se llevó a cabo la primera subasta eléctrica de largo plazo, un año después la segunda, y en 2017 la tercera.

Así la delimitación temporal son los datos arrojados desde la publicación de la reforma constitucional en diciembre de 2013, hasta los datos recopilados en 2018.

1.6 Hipótesis

1.6.1 Nula

- El modelo matemático de optimización permitirá determinar un paquete competitivo para participar en la subasta de largo plazo 2018, que incluya cantidades y precios
- Se podrá comprobar que el precio obtenido en cada subasta será menor
- Un porcentaje mayor de electricidad renovable formará parte la matriz energética

1.6.2 Alternativa

- El modelo matemático de optimización no permitirá determinar un paquete competitivo para participar en la subasta de largo plazo 2018, que incluya cantidades y precios
- Se podrá comprobar que el precio obtenido en cada subasta será mayor
- Un porcentaje menor de electricidad renovable formará parte la matriz energética

Para el desarrollo del trabajo en el capítulo dos se identifican las modificaciones en la estructura del mercado y su relación intrínseca con la incorporación de más actores en el sector eléctrico. Con la finalidad de comprender la armazón conceptual de la propuesta de reforma eléctrica y sus fundamentos, se revisa la categoría de neoliberalismo. En el apartado siguiente se establecen los antecedentes de la industria eléctrica en México para explicar el proceso de transformación previo a la reforma y los propósitos de la misma para incentivar la competencia en el mercado. Dentro del mismo capítulo se introduce el concepto de reforma eléctrica en los términos del proyecto neoliberal y cómo los acuerdos permean entre los diversos partidos políticos, propiciando cambios constitucionales en diversos ámbitos del país; uno de ellos dio origen a la reforma energética y a la transformación de la propia estructura del sector eléctrico, teniendo como fundamento la racionalidad neoliberal.

En el capítulo dos, apartado dos se revisa el desarrollo del sistema eléctrico mexicano. En la sección 2.1 analiza cómo ha sido la participación de los sectores público y privado en el SEN desde su nacimiento hasta 1992, se revisa también el concepto de servicio público con la finalidad de comprender cómo este ha sido el eje para ampliar o restringir la participación de particulares en las distintas actividades que constituyen el núcleo del quehacer del SEN. En el siguiente apartado se revisa la gestión tecnológica del SEN con la finalidad de comprender las condiciones en las que se producía y distribuía la energía eléctrica, como antecedente de la reforma de 2013, la configuración de ésta se desarrolla en el tercer apartado.

Con el objeto de comprender las modificaciones realizadas en la legislación correspondiente y el funcionamiento del mercado eléctrico mexicano, en el capítulo 2.3 se revisan los principales supuestos del mecanismo de subastas, la experiencia internacional con

el objetivo de incrementar la usanza de energía renovable, su aplicación en el mercado mexicano, así como los resultados obtenidos en las subastas realizadas en el país hasta 2018.

En el capítulo tres con el propósito de poner a prueba las hipótesis, se desarrolla un modelo matemático de optimización sobre subastas de largo plazo que permita ofertar un paquete competitivo de los bienes permitidos para la subasta: energía, potencia y CELs. El desarrollo del modelo se realizará en tres fases: la primera permitirá obtener las cantidades óptimas a ofertar, la segunda fase se enfocará en determinar precios competitivos y la última fase considerará los paquetes y estrategias que deberá tener en cuenta el jugador de la subasta para obtener un resultado positivo, es decir ganador. En cada una de las fases se tomarán en cuenta estrategias teóricas de teoría de juegos.

Dirección General de Bibliotecas UNQ

2. La Reforma Eléctrica: Antecedentes, Conceptualización y Subastas

2.1 La reforma eléctrica: una propuesta basada en la racionalidad neoliberal

2.1.1 Antecedentes. México es un país con innumerables recursos naturales, entre ellos los energéticos, que potencializan su desarrollo económico y social. El país es uno de los mayores productores de petróleo en el mundo, el cuarto productor del continente y un importante importador para Estados Unidos. (U.S. Energy Information Administration, 2015).

Sin embargo, la producción de petróleo ha disminuido desde 2005 como resultado de la declinación del yacimiento Cantarell y cada vez es más difícil la explotación de este recurso (Romo, 2015). La declinación en la producción del petróleo tiene un efecto directo en el crecimiento económico del país. Se requieren más recursos y tecnología para llegar a yacimientos en aguas cada vez más profundas y de manera eficiente.

Actualmente el consumo de energía proviene principalmente del petróleo y de gas natural. El gas natural está reemplazando al petróleo sobre todo en el sector eléctrico. Por desgracia, México es un importador neto de gas natural, que hoy aprovecha los precios bajos del gas, \$2.403 USD/MMBTu⁵, basando su estrategia en aumentar los gasoductos para traer gas de Estados Unidos. En la Figura 2.1 se observa el comportamiento del precio del gas natural por casi 25 años.

⁵ Fuente: <https://www.eia.gov> al 3 de junio de 2019

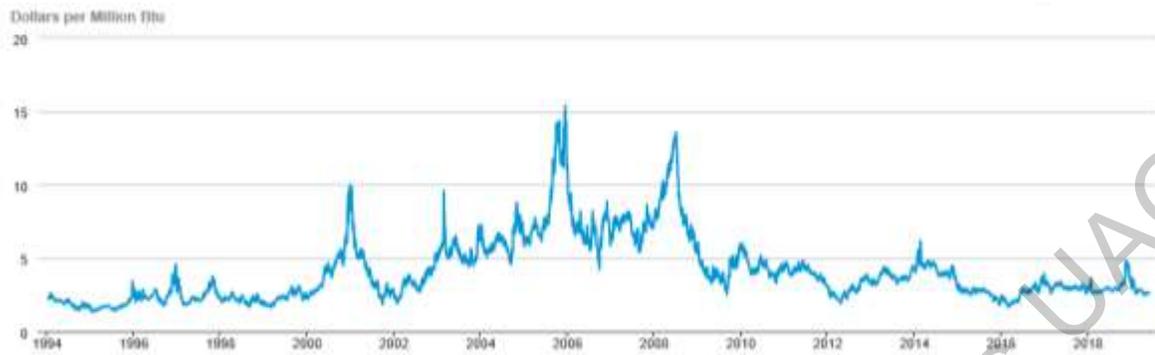


Figura 2.1. Precio del gas natural. EIA.

Fuente: U.S. Energy Information Administration, 2015. (En línea).

En definitiva, desde el punto de vista del régimen encabezado por el presidente Peña Nieto, se requería un cambio para que Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la CFE fueran más eficientes y contaran con una mejor tecnología, como lo demanda el crecimiento del propio país.

En México, la reforma energética se aprobó en diciembre de 2013 y las bases del mercado eléctrico fueron publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015. Las principales promesas del gobierno federal para impulsar dicha reforma fueron que la demanda eléctrica sería abastecida a una tarifa más baja y por medio de fuentes de energía limpias, metas buscadas a nivel internacional a través de los mercados eléctricos (Secretaría de Energía, 2013).

Aparentemente, un ambiente competitivo en el mercado eléctrico representa una oportunidad para el lado de la demanda y para el de la oferta. En el caso específico de la demanda, para los consumidores la oportunidad es lograr una mayor transparencia en su gasto para el abasto eléctrico y reducir sus costos. Por el lado de la oferta, representa una

oportunidad para el desarrollador de proponer y concretar proyectos con un riesgo tecnológico conocido, probablemente escalable y con costos variables constantes, lo que la hace una oferta económica viable en un mercado competitivo.

Incluso en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 se menciona como objetivo el abastecer de energía al país con precios competitivos, eficiencia y calidad a lo largo de toda la cadena productiva. Se determina que el Mercado Eléctrico Mayorista es una zona donde todos los participantes (generadores, comercializadores, suministradores o usuarios calificados) podrán realizar operaciones de compra y venta de energía en un ambiente de transparencia y competencia, lo que resultará en una reducción de costos. En este gran mercado de electricidad operan varios submercados: mercado de energía de corto plazo, mercado de balance de potencia, subastas de derechos financieros de transmisión y subastas de mediano y largo plazo, siendo estas últimas las de interés de investigación del trabajo (CENACE, 2019).

En la LIE se establecen las subastas como el mecanismo adecuado para incentivar la puesta en marcha de proyectos eléctricos en zonas donde la oferta no es suficiente o donde la capacidad de transmitir la electricidad generada no se ha saturado.

La reforma energética tiene su principal interés en el sector de hidrocarburos; cada vez más mercados son liberalizados introduciendo la competencia entre empresas con experiencia probada a nivel internacional, como: Statoil de Noruega, Petrobras en Brasil y Ecopetrol en Colombia. En lo que se refiere a electricidad, la importancia de la apertura del

mercado eléctrico no es menor, ya que para que un país crezca es necesario que produzca bienes y servicios para lo cual se requiere de electricidad.

En general, las reformas eléctricas de manera discursiva se dan a conocer bajo el objetivo de desarrollar negociaciones que otorguen beneficios en el largo plazo a la sociedad y asegurar la distribución de estos beneficios entre los clientes mediante precios que reflejen un costo económico eficiente. (Joskow, 2008). Es decir, una disminución de las tarifas que pagan los consumidores finales.

La experiencia internacional muestra que la introducción de mercados eléctricos puede traer reducciones de tarifas de entre 18.6 y 33.7% (para usuarios domésticos e industriales respectivamente) seis años después de haberse instrumentado. En Argentina, por ejemplo, en sólo dos años las tarifas se redujeron entre 8.8 y 59.58%, y las industriales entre 12.75 y 27.97%; o en Reino Unido, en un periodo de tres años la reducción de las tarifas industriales fue de 12.07% para industriales medios y de 9.96 para los grandes (Hernández, 2018, pág. 18).

2.1.2 Análisis conceptual. A partir de la década de los 90, distintos países iniciaron procesos de desregulación y privatización del sector eléctrico, teniendo como modelo la instauración de un mercado de competencia, cuyo objetivo retórico es la búsqueda de la eficiencia económica y la ampliación de la capacidad de decisión del consumidor.

A nivel mundial se promovió la privatización como el mecanismo adecuado para dar respuesta a los requerimientos de las nuevas estructuras de la globalización económica, lo que significó una función diferente del rol que había venido desempeñando el Estado en la economía.

Hanke (1989) define la privatización como la transferencia de los bienes y prestación de servicios del sector público al privado, abarcando actividades como la venta de empresas públicas y la subcontratación de servicios públicos a particulares. Por su parte Rodríguez (1991), la define a partir de las siguientes características: prestación de servicios públicos sin la intervención del sector público y regulación del servicio sin control del gobierno, en su opinión, la mayoría de los servicios privatizados conserva cierta subvención pública y son regulados por organismos independientes financiados por el Estado.

Algunos autores (Cointreau, 1986), hablan de olas de privatización con diferente impacto, la primera abarcó bancos, hoteles y distintas propiedades del Estado; la segunda estuvo referida a telecomunicaciones, energía y transporte, entre otros; en tanto que la tercera incluye fondos de pensiones, salud y educación. De manera explícita los objetivos de las políticas de privatización suponen fuentes alternativas de financiamiento que permitan reducir el déficit público, así como la búsqueda de eficiencia económica, beneficiando con ello a los consumidores.

En realidad, las reformas estructurales basadas en la privatización de distintas áreas del sector público que pusieron en práctica los gobiernos latinoamericanos, entre ellos México, desde la década de los 80, suponen la transformación de las funciones que el Estado de bienestar había venido desempeñando.

Según Briggs (2006) el Estado de bienestar es “un Estado en el cual el poder organizado se utiliza deliberadamente (mediante la administración y la política) en un esfuerzo por modificar el juego de las fuerzas del mercado” (p.18). Por su parte, Fernández (2012), asocia el Estado de bienestar al concepto de ciudadanía expresado en 1949 por el sociólogo Marshall en Cambridge; según Fernández, las tesis planteadas por Marshall aluden

a un proceso que pasa por tres fases históricas: la primera corresponde a los derechos civiles en el siglo XVIII; la segunda a la de los derechos de participación política en el siglo XIX y la tercera a la de los derechos sociales en el siglo XX.

Afirma Fernández (2012) que los inicios de lo que se conoce como el Estado de bienestar se remontan a 1942 en Inglaterra con el informe *El Pleno Empleo en una Sociedad Libre*, entregado al Primer Ministro y cuyo objetivo era crear un sistema de protección social.

En efecto, el estado de bienestar se desarrolla en los años posteriores a la segunda guerra mundial, en el contexto de un nuevo modelo de regulación del ciclo económico, con una función activa del estado como gestor de la economía, cumpliendo así tanto funciones económicas como políticas.

Este nuevo modelo de organización, cuyo orden lógico fue desarrollado por Keynes estableció una correspondencia entre el orden social y el desarrollo económico, el estado del bienestar constituye uno de los aspectos centrales de esta racionalidad. Keynes (1977) postula la insuficiencia de la lógica del mercado como mecanismo regulador del ciclo económico que permita la plena utilización de todos los factores de la economía. En su principal obra cuestiona las premisas básicas de la economía clásica, ya que no permiten explicar los múltiples desajustes que se producen en el corto plazo: desempleo, caída de precios, etcétera. Para Keynes los factores de equilibrio son todos aquellos que determinan el crecimiento de la inversión, por ello el instrumento privilegiado de la práctica macroeconómica es la intervención sobre los factores que influyen en el aumento del consumo, es decir: elevación de salarios, redistribución de la renta y creación de empleo, que son al mismo tiempo los elementos que las leyes del mercado no producen. En este sentido Keynes señala: “el Estado

tendrá que ejercer una influencia orientadora sobre la propensión a consumir a través de su sistema de impuestos, fijando la tasa de interés y quizás por otros medios” (p. 331).

Los países de Europa Occidental adaptaron a sus condiciones el modelo del Estado de bienestar, teniendo como rasgo común la intervención económica del Estado. La generalización del Estado de bienestar en el mundo occidental data a partir del término de la segunda guerra mundial, cuyo auge y consolidación duró prácticamente tres décadas.

A partir de la década de los ochenta la argumentación keynesiana es sustituida por otra, en la que el mercado ocupa el centro de todas las relaciones sociales, ésta contrapone nuevamente los planos de la política y economía y establece una conexión entre mercado y eficacia económica (Bilbao, 1990)

Las consecuencias de las crisis económicas de las décadas 70 y 80 modificaron las expectativas de crecimiento, pusieron en evidencia la erosión del consenso ideológico en torno al Estado de bienestar. La ofensiva ideológica neoliberal desarrollada a partir de la década de los 80 cuestionó los principios sobre los que se construyó el Estado de bienestar, ofensiva que se vio reforzada con el discurso conservador acerca del agotamiento del keynesianismo como paradigma económico dominante. Dicho discurso se articuló sobre los efectos generados por el proceso de globalización económica y tecnológica y las transformaciones que éste provocó en los mercados de trabajo de distintos países.

Así, la crisis fiscal y la pérdida del consenso ideológico facilitaron la transformación del Estado de bienestar, propiciaron una profunda remodelación del capitalismo, basado en la libre circulación de bienes y capitales, generaron la necesidad de modificar las condiciones institucionales para desarrollar la “libertad económica global” bajo el esquema neoliberal.

Para Anderson (2003) el neoliberalismo nació después de la segunda guerra mundial como una reacción teórica y política contra el Estado de bienestar. El cuestionamiento a cualquier limitación de los mecanismos del mercado por parte del Estado, como amenaza a la libertad económica y política, tuvo en Friedrich Hayek a su principal exponente. Anderson señala que fue en 1947, mientras se expandía el Estado de bienestar, cuando Hayek convocó a sus seguidores a una reunión en Suiza, entre quienes se encontraban: Milton Friedman, Karl Popper, Ludwig Von Mises, Walter Lippman y Salvador de Madariaga (Pág. 25-26).

Mientras la etapa de crecimiento del capitalismo avanzado se prolongó, no tuvo eco la advertencia neoliberal en contra de la regulación del mercado por parte del Estado. Sin embargo, con el agotamiento del modelo económico basado en el Estado de bienestar, significado por la crisis de 1973 y por la recesión, las tesis neoliberales empezaron a avanzar.

Anderson (2003) señala que para Hayek las raíces de la crisis radicaban en el excesivo poder de los sindicatos, que socavaron la acumulación privada por sus constantes presiones para el incremento del gasto social, lo cual provocó la disminución en los niveles de beneficio y desencadenó un proceso inflacionario, originando una crisis generalizada en todos los países del mundo occidental. La solución propuesta consistía en limitar el gasto social y disminuir la intervención del Estado, a fin de lograr la estabilidad monetaria, meta que todo gobierno se debía proponer; además, resultaba necesario llevar a cabo reformas fiscales para incentivar a los agentes económicos, es decir, reducir impuestos sobre las ganancias y las rentas.

Afirma Anderson (op.cit), que la hegemonía de este modelo se consolidó a finales de la década de los 70, con la elección en 1979 del Gobierno de Margaret Thatcher en Inglaterra;

posteriormente, en 1980, fue electo Reagan como Presidente de Estados Unidos y en 1982 Kohl en Alemania, en casi todos los países del norte de Europa se dio un giro a la derecha.

Durante la década de los 80 se fortaleció, tanto en Europa como en América del Norte, el predominio político del programa económico neoliberal, cuyo contenido principal incluyó la contracción de la emisión de moneda, aumento de las tasas de interés, disminución de impuestos a los ingresos más altos, eliminación de los controles de flujos financieros, disminución del gasto social y modificaciones a la legislación laboral, además de un amplio programa de privatizaciones, afectando a industrias básicas como el petróleo, acero, electricidad y agua.

Siguiendo a Anderson (op.cit), la hegemonía ideológica lograda por el neoliberalismo no solo alcanzó a los gobiernos provenientes de la derecha, sino que también lo siguieron gobiernos que se autoproclamaban de izquierda. En la evaluación que hace este autor respecto a los resultados obtenidos en torno a los principales supuestos del programa neoliberal, destacan: la disminución de las tasas de inflación en la década de los 80, siguiendo una tendencia a la baja en las siguientes décadas; incremento en la tasa de ganancias, contención de los salarios y retracción del movimiento sindical, así como un aumento significativo del grado de desigualdad. Sin embargo, lo que no se logró fue la reanimación del crecimiento del sistema capitalista mundial, las tasas medias de crecimiento se han mantenido sin cambios significativos desde la década de los 80, con algunas disminuciones producto de las reiteradas crisis y con lentas recuperaciones.

En la opinión de Anderson (op.cit), la explicación de lo anterior radica en que la tasa de inversión no creció pese a la creación de condiciones institucionales favorables al capital.

Señala que:

La recuperación de las ganancias no condujo a la recuperación de la inversión, debido a que la desregulación financiera creó condiciones más propicias para la inversión especulativa que para la productiva, de tal manera que las operaciones puramente monetarias afectaron de forma sustancial al comercio internacional de mercancías (p. 31).

Afirma Anderson (op.cit), que pese al fracaso económico del neoliberalismo evidenciado por la profunda recesión de la década de los 90, éste se fortaleció generando una nueva ola de privatizaciones, en su opinión la agenda política sigue dictada por los principios del neoliberalismo.

Aunque el neoliberalismo fracasó en términos económicos, lo relevante es que se constituyó en un movimiento ideológico a escala mundial. Anderson (op.cit.), señala: “Se trata de un cuerpo de doctrina coherente, autoconsistente, militante, lúcidamente decidido a transformar el mundo a su imagen, en su ambición estructural y en su extensión internacional” (p. 37), cuyo éxito deriva de la difusión de la idea de que no hay alternativas para sus principios, todos, incluso sus oponentes, tienen que adaptarse a sus normas.

En este sentido, la reforma eléctrica no es solo un proceso de privatización, ni significa únicamente el retiro del Estado Mexicano de la economía en sectores claves, por el contrario, la crisis ha llevado al reforzamiento del neoliberalismo en “ forma de planes de austeridad instaurada por Estados cada vez más activos en la promoción de la lógica de la competencia de los mercados financieros” (Laval, 2013, p. 11).

Laval (2013) define al neoliberalismo como norma de vida en las sociedades occidentales, lo que significa vivir en un universo de competencia generalizada, que impone a todos entrar en una lucha económica, sujeta las relaciones sociales al modelo de mercado

y transforma al individuo al concebirse y conducirse como una empresa. Desde hace más de 30 años, afirma que esta norma de existencia preside las políticas públicas, rige las relaciones económicas mundiales y modela la subjetividad.

En este sentido, Laval (op. cit.) concibe al neoliberalismo como una nueva razón del mundo que no se limita sólo a la esfera económica, sino que tiende a totalizar abarcando todas las dimensiones de la existencia humana. Es decir, constituye “una racionalidad que tiende a estructurar y a organizar, no solo la acción de los gobernantes, sino también la conducta de los propios gobernados.” (p. 15). Señala el autor que la racionalidad neoliberal “tiene como característica principal la generalización de la competencia como norma de conducta y de la empresa como modelo de subjetivación” (p. 15); el neoliberalismo, afirma, se puede definir como el conjunto de los discursos, de las prácticas, de los dispositivos que determinan un nuevo modo de gobierno de los hombres según el principio de la competencia. La intervención del Estado en este orden de ideas, no sería la de regular el mercado, sino la de reproducir las condiciones para el desarrollo de la competencia.

Así, la originalidad del neoliberalismo radica, según Laval, (op. cit.). en la “valorización de la competencia y de la empresa como forma general de la sociedad” (p. 134). Es decir, se constituye como una teoría coherente de la acción humana basada en la competencia, cuyo actor es el emprendedor, animado por un espíritu empresarial que está presente de alguna manera en todos los individuos.

La revisión que del neoliberalismo hacen los autores, plantea una nueva concepción del mercado, considerándolo como un proceso subjetivo, esto es, el mercado ya no es, como en la teoría neoclásica, el espacio natural por el que circulan las mercancías sin obstáculos, regulado por el principio natural del equilibrio, sino un proceso regulado que pone en acción

mecanismos psicológicos y competencias específicos, que no requiere de mecanismos de regulación externa debido a que tiene su propia dinámica. De esta manera, se concibe al mercado como “un proceso de autoformación del proceso económico, como un proceso subjetivo auto-educador y auto disciplinario, mediante el cual el sujeto aprende a conducirse.” (p. 140).

Así, el problema de la economía ya no es el del equilibrio general, sino el de saber cómo los individuos aprovechan mejor la información parcial de la que disponen, constituyendo al mercado como un proceso de formación individual, que afecta a todas las relaciones humanas; es decir, la dimensión empresarial aparece como constitutiva de lo humano.

Esta valorización del emprendimiento y de su formación exclusiva en un medio mercantil, forma parte de la redefinición del sujeto realizada por la racionalidad neoliberal. Para Laval (op. cit.), este principio es básico para comprender la concepción de la “sociedad del emprendimiento”, que se caracteriza por su adaptabilidad y cambio perpetuo como norma de funcionamiento. La concepción de individuo como un emprendedor tendrá consecuencias en la función social de todas las instituciones formadoras, principalmente en la escuela y los medios de comunicación.

Laval (op. cit.) establece que la década de los 80 se caracterizó por el triunfo de una política conservadora y neoliberal, asociada a los gobiernos de Reagan y Thatcher, implementada como respuesta a la crisis económica y social del modelo de desarrollo fordista de acumulación de capital, para los cuales la inflación se había convertido en el problema prioritario. Sin embargo, la permanencia de estas políticas, así como su implementación tanto por la “nueva derecha” como por la “izquierda moderna”, no se explica sólo por la coyuntura

histórica de los 80, sino porque las nuevas formas políticas asociadas a neoliberalismo modifican radicalmente el modo de ejercicio del poder gubernamental, en el contexto de un cambio de reglas de funcionamiento del capitalismo.

Para Laval (op. cit.), el giro decisivo fue posible debido a la instauración de una nueva lógica normativa capaz de integrar y reorientar en forma duradera políticas y comportamientos en una nueva dirección, poniendo de manifiesto una subordinación a cierto tipo de racionalidad política y social, articulada con la mundialización y la financiarización del capitalismo.

Así, las políticas implementadas no constituyen una retirada del Estado, sino un nuevo compromiso político, sobre nuevas bases, con nuevos métodos y objetivos, acorde con una nueva racionalidad global que le asigna el papel de controlador de las reglas de la competencia, cuyo objetivo es crear situaciones de mercado y formar individuos adaptados a la lógica del mercado.

Para Laval (op. cit.) la estrategia neoliberal constituye el “conjunto de los discursos, las prácticas, los dispositivos de poder destinados a instaurar nuevas condiciones políticas, a modificar las reglas de funcionamiento económico, a transformar las relaciones sociales de manera que se impongan los principales objetivos.” (p. 191). En su opinión, el giro de los 70-80 hizo posible movilizar un conjunto de medios que lograron alcanzar en corto plazo los objetivos de desmantelamiento del Estado social, con todo lo que ello implica. Rechaza, sin embargo, la posibilidad de que la competencia generalizada formara parte de dichos objetivos, afirma, por el contrario, que el objetivo de una nueva regulación por la competencia no preexistió a la lucha contra el Estado de bienestar, concibiendo en términos

de Foucault, la estrategia sin derivarla de la voluntad de un estratega, ni de la intención de un sujeto.

De esta manera, la competencia se constituyó mediante un conjunto de prácticas que ponen en funcionamiento técnicas de poder, cuya multiplicación y generalización le imprimen una dirección global, como nueva norma mundial a partir de ciertas relaciones entre los actores sociales y ciertas condiciones económicas.

De acuerdo con Laval (op. cit.) la instauración de la norma mundial de la competencia fue posible gracias a la imbricación de un proyecto político, con una dinámica endógena, tecnológica, comercial y productiva. Desde su punto de vista, el programa político de Thatcher y Reagan adoptado por organizaciones internacionales como el Banco Mundial, el Fondo Monetario Internacional (FMI) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), así como por muchos gobiernos económicamente dependientes, se presentó como un conjunto de respuestas a una situación considerada de crisis, difícil de administrar. Se trataba de poner límites a las reivindicaciones producto del modelo de desarrollo dominante, que empieza a mostrar su fin a finales de los 60: descenso de las tasas de beneficio, fuerte inflación amplificadas por las crisis petroleras de 1973 y 1979; la desregulación del sistema internacional instaurado después de la segunda guerra mundial conjuntamente con la flotación general de las monedas, constituyen un factor suplementario de crisis y abren la vía para una mayor influencia de los mercados sobre las políticas económicas, en un contexto de apertura creciente de las economías.

La nueva política monetaria trata de dar respuesta a la estanflación y a la presión ejercida por las organizaciones de los trabajadores. Los ejes principales de la política económica fueron la lucha contra la inflación y la restauración de las tasas de beneficio a

finales de los 70. El gran aumento de las tasas de interés hizo posible recortar el gasto social, disminuir impuestos, favorecer la desregulación, al mismo tiempo que se limitaba el poder sindical.

Esta política monetaria desembocó en la crisis de la deuda en los países latinoamericanos, especialmente en México en 1982, lo cual hizo posible la imposición por parte del FMI, de planes de ajuste estructural que suponían profundas reformas. Esta disciplina monetaria y presupuestaria se convierte en la nueva norma de las políticas antiinflacionarias en el conjunto de países pertenecientes a la OCDE y en los que dependen de los créditos del Banco Mundial y del apoyo del FMI.

Así, para Laval (op. cit.), una nueva orientación fue tomando cuerpo progresivamente en dispositivos y mecanismos económicos que modificaron de fondo las reglas del juego entre los países capitalistas y entre las clases sociales de cada país, siendo los más conocidos la gran ola de privatizaciones de las empresas públicas y la desregulación de la economía, a fin de propiciar mayor eficacia en la búsqueda del interés personal, consolidando así a la competencia como la regla suprema y universal de gobierno a finales de los 80⁶.

A nivel mundial, la norma neoliberal encuentra en la liberalización financiera y en la mundialización de la tecnología, un vehículo muy apropiado para su difusión, cuyas manifestaciones más significativas son la liberalización completa de los cambios, la privatización del sector bancario y la liberalización de los mercados financieros.

⁶ (Laval, 2013) menciona además de las ya señaladas, la disciplina presupuestaria y fiscal, la liberalización comercial con supresión de barreras aduanales y fijación de tasas de cambio competitivas, apertura a capitales extranjeros, privatización de la economía, desregulación e instauración de mercados de libre competencia y protección de los derechos de propiedad.

Las consecuencias de este cambio radical no se limitan a lo económico, sino que impactan los ámbitos social y político, así como también la relación del sujeto consigo mismo. Cada uno de los individuos se ha visto obligado a comportarse en todas las dimensiones de su existencia, como portador de un capital que debe revalorizar. Lo anterior significa que la competencia generalizada se instaura también como regla en el ámbito de la subjetividad.

Así, el capitalismo financiero no constituye sólo una forma de desregulación, sino un nuevo ordenamiento de las actividades económicas, de las relaciones sociales, de los comportamientos y de las subjetividades. Es decir, el nuevo capitalismo está ligado a la construcción política de un mundo financiero global regido por el principio de la competencia generalizada. De lo que se trata es de crear el mayor número posible de situaciones de mercado: escuelas, hospitales, servicios públicos, de tal manera que la situación de mercado aparezca como la única “regla del juego”, la cual estará asociada a sistemas de recompensas y punitivos, a las que se acceden mediante sistemas de control y evaluación de la conducta, como forma de magnificar el propio interés.

En opinión Laval (op. cit.), esta privatización de la vida social no se refiere sólo al consumo privado, incluye el espacio público que se construye cada vez más siguiendo este modelo, la educación constituye un claro ejemplo. De esta manera, el giro neoliberal no se refiere solo a la retirada del Estado, sino a la transformación de sus modalidades de intervención en nombre de la “racionalización” y “modernización” de las empresas y las administraciones, es decir, en palabras de los autores, las políticas neoliberales no han sido instauradas en nombre del mercado, sino por imperativos técnicos de gestión y de la eficacia,

contando con el apoyo de las élites políticas, reconvertidas a la racionalización de las políticas públicas.

En este orden de ideas, el neoliberalismo no busca solo la retirada del Estado, sino además la transformación de la acción pública, haciendo del Estado un ámbito regido también por reglas de competencia y sometido a exigencias de eficiencia, instaurándose como un Estado evaluador y regulador que moviliza nuevos instrumentos de poder, estructurando con ellos nuevas relaciones entre el gobierno y los actores sociales. Lo cual no significa que el Estado se retire, sino que ejerce su poder de forma más indirecta, orientando las actividades de actores privados, al mismo tiempo que integra los códigos, estándares y normas definidos por agentes privados; por ello el desplazamiento de la categoría de soberanía por el de gobernanza⁷.

En su nueva faceta, el Estado asume una responsabilidad fundamentalmente en materia de apoyo logístico y de infraestructura a los oligopolios, ya no es el Estado árbitro, es el Estado socio de los oligopolios, cuya función ya no es la integración de los diferentes actores de la vida colectiva, sino generar las condiciones sociales acordes a las exigencias de la competencia mundial y las finanzas globales.

En consecuencia, de lo que se trata en la gestión del Estado es de configurar la acción pública acorde a la lógica de la competencia. Ésta se encuentra en el origen de la liberalización de las industrias de redes, telecomunicaciones, electricidad, gas, petróleo,

⁷ Para los autores la gobernanza se convierte en la categoría principal empleada por los grandes organismos internacionales encargados de difundir los principios de la disciplina neoliberal a escala mundial, dejando a los Estados bajo el control de la comunidad financiera internacional, de organismos de peritaje y de agencias de calificación, que determinan los objetivos y los medios de la política a desarrollar.

ferrocarriles, etcétera; proceso que revela nuevas formas de intervención pública mediante la creación de mercados en sectores considerados monopolísticos.

Estas nuevas formas de intervención, propuestas tanto por partidos de izquierda como de derecha, constituyen en realidad una profundización de la política iniciada por los gobiernos neoliberales en la década de los 80.

2.1.3 La reforma eléctrica en México. El 2 de diciembre de 2012, un día después de tomar posesión como presidente de México, Enrique Peña Nieto dio a conocer en una ceremonia solemne, la firma del Pacto por México con las principales fuerzas políticas: el Partido Acción Nacional, el Partido de la Revolución Democrática y su propio partido, el Revolucionario Institucional. El Pacto por México definió el rumbo de una serie de reformas en los ámbitos económico, político y social (SRE, 2012).

Las reformas constitucionales impulsadas en este marco afectaron principalmente los sectores energético, financiero, educativo y de telecomunicaciones, así como el sistema electoral. La coyuntura política resultado de la correlación de fuerzas favorable al PRI producto del proceso electoral de 2012, permitió al régimen entrante desarrollar como estrategia política, el establecimiento de alianzas entre las élites políticas de los tres principales partidos (Montiel, 2015).

El Pacto por México no fue el primero que se firmó entre las élites políticas, entre 1982 y 2000 en el contexto del desarrollo de las reformas neoliberales en México se firmaron en 1987 y 1988 con Miguel de la Madrid como Presidente, el Pacto por Solidaridad Económica y el Pacto para la Estabilidad y Crecimiento Económico; con Carlos Salinas de Gortari en 1992, el Pacto para la Estabilidad, la Competitividad y el Empleo, y con Ernesto

Zedillo en 1995, los Compromisos para el Acuerdo Político Nacional. Estos acuerdos permitieron generar reformas políticas, económicas y sociales, muchas de las cuales implicaron modificaciones constitucionales que transformaron de fondo el modelo de desarrollo mexicano basado en el desarrollo estabilizador (Ortega, 2006)

En efecto, a partir de 1982 se empezó a aplicar en México el proyecto neoliberal, proceso que se vio favorecido por la coyuntura caracterizada por la crisis económica de los años 70, que repercutió negativamente en el modelo del estado de bienestar.

El creciente déficit público⁸ fue señalado como una de las causas de la crisis, razón por la que se impulsó la disminución del gasto social, la privatización de las empresas públicas, la reducción del aparato productivo, la reorganización del sistema financiero, la apertura de los mercados internos al capital extranjero, la disminución de las barreras arancelarias y la creación de mercados laborales más flexibles. Durante el gobierno de Miguel de la Madrid se inició la reorientación de la política económica, se modificó el artículo 25 constitucional para propiciar la concurrencia en igualdad de circunstancias de los sectores público, privado y social, dando paso con ello al inicio de la reforma del Estado mexicano. En 1982 se firmó la carta de intención con el FMI que estableció fuertes medidas de ajuste y en 1986 se firmó el ingreso al Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio (GATT por sus siglas en inglés) (Salazar, 2004).

Con Carlos Salinas de Gortari se avanza de manera importante en la reforma del Estado a través de la venta de las grandes empresas estatales, se modificaron los artículos

⁸ Entre 1972 y 1982 la deuda externa de México pasó de US\$6,800 a US\$58,000 millones de dólares. Fuente: Vázquez, J. The Brady Plan and market-based solutions to debt crises. *The Cato Journal*. 16/2.

constitucionales 3, 27 y 130, teniendo consecuencias en el avance de la privatización a través del artículo 27. En 1994 entró en vigor el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) (Bolivar, 1992).

Con Ernesto Zedillo se privatizó el sistema de pensiones al modificar la ley del Instituto Mexicano del Seguro Social (IMSS), además de comprometer de manera importante las finanzas públicas mediante el Fondo Bancario de Protección al Ahorro (FOBAPROA) para rescatar a los bancos.

Durante estos tres sexenios se propició de manera relevante la intervención de las instituciones de la gobernanza que organizan el sistema capitalista mundial: Banco Mundial, FMI y OCDE.

Así, el Pacto por México permitió hacer cambios a la Constitución para llevar a cabo reformas en el sector energético, incluido el eléctrico, sector en el que se había operado la eliminación de la oposición de los trabajadores, mediante la extinción de la paraestatal Compañía Luz y Fuerza del Centro en 2009.

La reforma energética fue aprobada el 10 de diciembre de 2013 por la Cámara de Senadores y el 11 por la de Diputados. Se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 20 y entró en vigor el 21 de diciembre de 2013. Entre las modificaciones más importantes destacan: se impulsa la competitividad en el sector bajo el criterio de equidad social, productividad y sustentabilidad, manteniendo el gobierno la propiedad y el control sobre las empresas estatales (art. 25 constitucional); se mantiene el dominio de la nación sobre los recursos naturales, pero la explotación, uso y aprovechamiento por particulares o sociedades, se realizará por concesiones; en el caso del sistema eléctrico no habrá concesiones, lo que no impedirá al Estado celebrar contratos con particulares (art. 27); no se consideran monopolios

las funciones que el Estado ejerza de manera exclusiva en áreas estratégicas y se crean nuevos organismos y agencias de regulación (art. 28). Así, después de 20 años de vigencia del TLCAN, los cambios constitucionales y las modificaciones realizadas a 21 leyes secundarias transforman de fondo la estructura del sector energético en México, que había quedado excluido del mismo. Destacan en las reformas, el cambio en la estructura de la competencia, en las formas de regulación y la incorporación de otros actores que participan tanto en la cadena de valor, como en la regulación del sector y en el nuevo papel que juegan, como la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) (Vargas, 2014).

En cuanto al sector eléctrico se refiere, la transformación de su estructura comenzó antes de las reformas del 2013, las modalidades de su privatización se encuentran en el anexo correspondiente al sector energético del TLCAN, en el cual se establecen las modalidades de la inversión dominantes en la generación de electricidad: autogeneración, cogeneración, pequeña producción y productores independientes, cuya finalidad fue introducir la competencia.

En 2006 el Instituto Mexicano para la Competitividad propone una serie de reorientaciones tendientes a separar la generación de la electricidad de la transmisión y la distribución, así como regular para permitir mayor participación privada en la transmisión.

La desaparición de la compañía de Luz y Fuerza del Centro operó a favor de este proceso, ya que la CFE contrató con particulares para la atención de las responsabilidades que aquélla tenía.

Debido a esta situación el CENACE despachó permanentemente 50% de energía privada generando capacidades ociosas en la CFE, ya que dos terceras partes de su parque de

generación se mantiene sin producción, pese a que sus plantas se mantienen en buenas condiciones (Vargas, 2010).

Previo a las reformas constitucionales de 2013, se había avanzado bastante en la instauración de un modelo empresarial basado en la competencia en el sector eléctrico, la Reforma Eléctrica en realidad legaliza en el artículo 27 constitucional el proceso que ya se venía dando amparado en la modificación de leyes secundarias, estableciendo las reglas del juego a las que han de sujetarse los participantes. Es decir, no constituye un proceso de retirada del Estado, sino que éste queda sujeto a las reglas de la competencia como un actor más, bajo el esquema de la lógica empresarial: de un bien público, la energía eléctrica mediante la reforma se convierte en una mercancía, como ha sucedido con la salud, la educación y el conjunto de bienes públicos.

La creación de mercados y el mecanismo de subastas ponen en evidencia lo que se ha venido desarrollado a lo largo de este documento, la legislación en materia de electricidad establece que los suministradores de servicios básicos⁹ celebrarán contratos a través de subastas que llevará a cabo el CENACE, para el suministro de energía eléctrica de fuentes limpias y Certificados de Energías Limpias, en las que la CFE participa como un jugador más.

Tanto la explicación que hace Anderson (2003) del neoliberalismo, como el concepto de racionalidad neoliberal planteado por Laval (2013), permiten entender el complejo

⁹ Son suministradores que llevan el servicio eléctrico a todos los usuarios que no participan en el Mercado Eléctrico Mayorista. Fuente: <http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>

entramado global en el que se inserta la reforma eléctrica y en general el conjunto de reformas planteadas en el Pacto por México.

Su contenido apunta con claridad a difundir y profundizar la racionalidad neoliberal, reúne los rasgos que caracterizan a ésta: el mercado no aparece como algo natural, sino como una realidad construida que requiere la intervención activa del Estado; la esencia del orden del mercado reside en la competencia; el Estado está sometido como cualquier actor, a la norma de la competencia; y la universalización de la competencia excede las fronteras del Estado, alcanzando a los individuos en la relación que mantienen consigo mismos.

Como se desprende del análisis realizado, la reforma eléctrica se articula sobre el eje de que la competencia es fuente de eficiencia, ya que los mercados competitivos orientan a todos los actores participantes; se introduce la competencia en todas las fases de la cadena de valor: generación, transmisión, distribución y comercialización; se producen cambios importantes en el carácter y funciones de los órganos reguladores. Su objetivo es generar un mercado más proclive a la competencia, la revisión realizada permitió identificar cómo se ha desarrollado el proceso de construcción del mercado, teniendo como sustento a la competencia como norma tanto de su constitución, como de la actividad de los agentes económicos participantes y de la propia participación del Estado y de su acción, dando un paso más en la instauración de la racionalidad mercantil en el proceso de desarrollo de nuestro país.

No es el objetivo de este trabajo desentrañar la racionalidad neoliberal en tanto razón-mundo, sino enfatizar los cambios que la reforma eléctrica suponen en el papel del Estado como regulador, cuya función principal es diseñar los marcos que permitan favorecer la inversión privada y una operación eficiente en el mercado de competencia por parte de las

empresas, como señala (Stiglitz, 2003), los fracasos de las denominadas reformas orientadas al mercado no implican que se pueda volver al pasado.

2.2 El sistema eléctrico mexicano: antecedentes, gestión tecnológica y configuración a partir de la reforma de 2013

2.2.1 Antecedentes. La reforma eléctrica de 2013 impulsada por el presidente Peña Nieto se propuso básicamente modificar el alcance del concepto de servicio público, la desintegración vertical y horizontal de la cadena de suministro e introducir la competencia en la generación y comercialización, conservando para el Estado la operación de las líneas de transmisión y distribución, así como el despacho eléctrico y la operación del mercado mayorista (Vargas, 2015).

El proceso de liberalización y desregulación no empezó con la reforma de 2013, por el contrario, el desarrollo de la industria eléctrica en México refleja un proceso inicial de inversión privada, posteriormente un proceso de nacionalización y nuevamente un proceso de desregulación y apertura a la participación de la iniciativa privada. Casi la totalidad de las industrias eléctricas nacionales que se desarrollaron como monopolios estatales, han modificado su estructura bajo conceptos de desregulación, apertura, privatización y segmentación de las actividades de la industria: generación, transmisión y distribución, constituyendo distintos modelos de reestructuración. Entre algunos de los países que han modificado la estructura de su industria eléctrica están: Reino Unido, Estados Unidos de América (California), Guatemala, Bolivia, Argentina, Australia (Victoria), Noruega, Nueva Zelanda, Canadá (Alberta), Colombia, España y Perú.

En México el desarrollo de la industria eléctrica se remonta a finales del siglo XIX, en su primera etapa los abastecedores eran básicamente “mineros, cerveceros, molineros e hilanderos que vendían el excedente de su energía en áreas circunvecinas para usos comerciales y residenciales” (p.7). Señala Breceda (1998) que el capital mexicano jugó un papel importante en los albores de la industria eléctrica, ya que de 1890 a 1905 casi todas las empresas comercializadoras de energía eléctrica eran propiedad de mexicanos, más de 100 compañías ubicadas en su mayoría en el centro del país.

Es a partir de 1910 que inicia el proceso de inversión extranjera, proveniente fundamentalmente de Canadá, Inglaterra, Estados Unidos y Alemania, desplazando paulatinamente al capital nacional. Señala el autor que para 1934-1935 las inversiones anglocanadienses representaban más de 50% del capital invertido, seguidas por inversiones estadounidenses. Ya en esta década el mercado estaba dominado por dos grandes compañías: Mexican Light and Power Company (de capital anglocanadiense) e Impulsora de Empresas Eléctricas (de capital estadounidense) (Breceda, op. cit.).

Distintos factores, como la huelga de 1936 en contra de Impulsora, el nacimiento del corporativismo y la necesidad del Gobierno Mexicano para expandir los servicios de energía eléctrica a zonas rurales y regular la fijación de tarifas, influyeron para la creación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en 1937, durante la presidencia del general Lázaro Cárdenas. El propósito de la creación de CFE fue incrementar la electrificación del País, convirtiéndose en el instrumento institucional del gobierno Federal para promover la paulatina nacionalización de la industria eléctrica (Hernández C. , 2006). Efectivamente, para 1942 CFE generaba 10% de electricidad en el País, representando un gran impulso para el crecimiento del mercado eléctrico mexicano, de tal manera que para 1960, fecha en que el

gobierno Federal decretó la nacionalización de la industria eléctrica, CFE ya generaba más del 50% de la industria eléctrica (Breceda, op. cit.).

A diferencia de la nacionalización de la industria petrolera mediante decreto de expropiación, en el caso de la industria eléctrica la nacionalización se realizó a través de la compra de acciones. En efecto, en 1960 el gobierno Federal adquirió 95% de las acciones comunes y 74% de las acciones preferentes de Mexican Light and Power Company y el total de las acciones de American and Foreign Power, las dos compañías que aún operaban en el mercado eléctrico mexicano. El proceso de compra de acciones precedió a la modificación del texto correspondiente en el artículo 27 constitucional, publicado en el Diario Oficial de la Federación del 29 de diciembre de 1960, cuyo contenido señalaba de acuerdo a Ovalle, (2007):

Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines (p.174).

En opinión de Breceda (op. cit.), a partir de 1960 la industria eléctrica se desenvuelve en un proceso de nacionalización e integración técnica que culmina en 1972, sin descuidar la inversión que de 1960 a 1969 creció a un ritmo de 16% anual.

En las tres últimas décadas del siglo XX la cobertura del servicio eléctrico creció hasta alcanzar a casi todo el País, con una capacidad instalada a 1998 de 32,256 MW. Breceda, (op. cit.). señala que desde una perspectiva económica, el desarrollo de la industria eléctrica puede dividirse en cuatro fases: la primera desde sus inicios a finales del siglo XIX

hasta 1910, en la cual prevaleció el impulso del capital mexicano sobre el capital extranjero; la segunda de 1910 a 1940, en la cual desaparece prácticamente el capital mexicano, con un claro predominio del capital extranjero, de origen básicamente anglocanadiense y estadounidense; la tercera de 1940 a 1972, caracterizada por la creciente participación del capital nacional, básicamente público y por la integración horizontal y vertical de la empresa pública eléctrica en México; en tanto que la cuarta se caracteriza por la consolidación de CFE, llevada a cabo tanto por modificaciones legislativas como por una política de expansión de gasto e inversión. Es dable pensar, aunque no lo señala el autor, que la quinta etapa se inicia en 1992 con la apertura a la participación de la inversión privada a través del esquema de los productores independientes de energía (PIEs).

Hasta la primera década del siglo XXI el sistema eléctrico nacional estaba dominado por las dos empresas eléctricas propiedad del Estado Mexicano: Comisión Federal de Electricidad y Compañía Luz y Fuerza del Centro. La primera dedicada a la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, con una planta de trabajadores cercana a los 80,000 en 2006 y una generación del 87.7% de la producción nacional (223,923 gigavatios-hora anuales), y monopolizaba la distribución y comercialización de electricidad en casi todo el País, a excepción de la zona centro operada por Luz y fuerza del Centro hasta su liquidación en 2009. En opinión de Hernández la historia de Luz y Fuerza del Centro, refleja los altibajos experimentados por la industria eléctrica a lo largo del siglo XX: después de varias décadas como la principal empresa eléctrica privada del País, en 1960 pasa a manos del sector público, a partir de 1974 la empresa entró en proceso de liquidación, que se mantuvo hasta 1994, año en que fue rescatada por el presidente Salinas de Gortari, convirtiéndola en organismo descentralizado, pese al rescate el

desempeño de la empresa mostraba poca solvencia, para 2006 empleaba más de 40,000 trabajadores, con escasamente 0.8% de la producción nacional (Hernández, 2006).

Ambas empresas a partir de la segunda mitad de la década de los 90 resintieron fuertes problemas financieros, producto de la limitación de recursos públicos derivada de la crisis fiscal del Estado Mexicano, haciendo evidentes sus elevados costos y sus bajos niveles de eficiencia. Previo a la reforma eléctrica de 2013, hubo diversos intentos de reforma enviados a las cámaras legislativas por los presidentes Zedillo en 1999 y Fox en 2002, ninguna pudo obtener los votos necesarios para su aprobación.

A pesar del fracaso de las iniciativas presentadas, las modificaciones realizadas a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992, permitieron la participación de empresas privadas en la generación de electricidad para autoconsumo o para comercializarla con grandes usuarios. Pese a las limitaciones que muchos autores señalan a la apertura del sector eléctrico de 1992, la participación privada no es insignificante, está constituida por algunas de las empresas mexicanas más grandes como Peñoles, Bimbo, Cemex y Liverpool, así como por grandes empresas internacionales del sector como: Iberdrola, Unión Fenosa, EDF, Mitsubishi, Mitsui, Intergen, Transalta y AES, cuya producción junto con Pemex, sin considerar a los PIEs, representaba para 2006 11.45% de la generación eléctrica nacional. Por su parte los PIEs para el mismo año, generaban 39.2% de la producción de CFE.

En la Tabla 2.1 se muestran las características del grupo más representativo de permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración con datos a octubre de 2006.

Tabla 2.1. Permisarios de autoabastecimiento y cogeneración 2006

Grupo Empresarial	Nacionalidad	No. De permisos	Inversión. Millones de dólares
Pemex	Mexicana	47	1,779
Peñoles	Mexicana	1	360
Cemex	Mexicana	1	350
Ingenios/Azucareras	Mex/Extranjera	25	273
Papeleras	Mex/Extranjera	13	137
Telmex	Mexicana	126	107
Walt Mart	Extranjera	18	19
Bimbo	Mexicana	21	27
Liverpool	Mexicana	13	17

Fuente: Hernández (2006).

Dentro de este grupo de empresas que generan su propia electricidad están algunas de las más grandes empresas mexicanas, en tanto que, dentro del grupo de permisionarios PIE, la inversión extranjera es dominante, como se expresa en la Tabla 2.2:

Tabla 2.2. Productores independientes de energía en México.

Empresa	País de origen	Participación %
Iberdrola	España	36
Electricite de Francia	Francia	18
Unión Fenosa	España	13
Intergen	Estados Unidos	11
Mitsubishi	Japón	9
Transalta	Canadá	5
Mitsui	Japón	4
AES	Estados Unidos	4

Fuente: Hernández (2006)

Pese a su relevancia el tipo de participación privada producto de las modificaciones normativas de 1992 no modificó sustancialmente la configuración y funcionamiento del sector eléctrico, en la modalidad PIE no hay competencia, era CFE quien decidía cuántos proyectos de energía se desarrollaban, así como el inicio de su operación, establecía las condiciones de participación privada y mediante adjudicación otorgaba los permisos

correspondientes. El PIE es en realidad un contratista, como lo señala la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, los productores independientes de energía son permisionarios autorizados a generar energía eléctrica para su venta a la Comisión Federal de Electricidad. Así pese a no modificar el funcionamiento centralizado y monopólico del sector eléctrico, los PIEs contribuyeron a mejorar la eficiencia del sistema eléctrico en México a través de la construcción de importantes plantas generadoras como Altamira III, IV y V, Chihuahua III, La Laguna II, Rio Bravo III y IV, entre otras, en las cuales se incorporaron tecnologías más modernas.

Hernández (2006) señala que los PIEs representaron una respuesta a la falta de recursos para invertir y los altos costos de CFE. Para el autor constituyeron una alternativa política e institucionalmente viable para impulsar el desarrollo del sector eléctrico en México a través de la participación de la iniciativa privada. Sin embargo, este modelo de participación privada de comprador único, usado también en países como Filipinas, Indonesia y Malasia, presenta serios riesgos en casos de devaluaciones, como fue en la crisis del sudeste asiático, ya que este tipo de inversión en palabras de Newbery (2013), es deuda externa cara, además de no modificar el funcionamiento del sector ni incidir en las tarifas que paga el consumidor final, aunque si constituye el inicio de un incipiente mercado eléctrico en México, con problemas y limitaciones en la regulación de su operación.

El eje de los cambios legislativos para la definición de la participación privada en el sector eléctrico ha sido la modificación del concepto de servicio público, la ampliación o restricción de éste la ha permitido, limitado o impedido. La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de 1992 señalaba en su artículo 1º (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2014):

Corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público en los términos del artículo 27 constitucional. En esta manera no se otorgarán concesiones a los particulares. La Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines (p.1).

Así, sin cambiar los artículos constitucionales 27 y 28, el concepto de servicio público se restringe a la exclusividad para atender al usuario, abriendo la posibilidad de que algunas actividades no sean consideradas servicio público y puedan ser desarrolladas por particulares. Así se señaló con claridad en el artículo 3°. De la mencionada ley:

Artículo 3°. No se considerarán servicio público:

I.- La generación de Energía para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción;

II.- La generación de Energía Eléctrica que realicen los productores para su venta a la Comisión Federal de Electricidad;

III.- La Generación eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción;

IV.- la importación de energía eléctrica por parte de personas físicas o morales, destinada exclusivamente al abastecimiento para usos propios; y

V.- La generación de energía eléctrica destinada a uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público de energía eléctrica. (p. 1)

Como es evidente, la ley de 1992 excluyó la generación del concepto de servicio público, pero conservó las actividades de transmisión y distribución como exclusivas de la participación estatal.

2.2.2 Gestión tecnológica. Aquino (2015) afirma que el transporte y distribución de la energía eléctrica empezaron a ser necesarios poco después de que surgió el foco en 1879; en 1880, Edison junto con otros socios fundaron General Electric, usando máquinas de corriente continua para la generación y distribución de la energía eléctrica. Pocos años después, en 1886, se fundó en Pittsburgh, la Westin House Electric Manufacturing Company, convirtiéndose en una fuerte competidora que usaba la corriente alterna para la generación de energía eléctrica. La instalación de líneas de transmisión, usando corriente alterna para trasladar la energía a lugares distante, hizo posible la creación de centrales de gran capacidad de generación, principalmente hidráulicas, constituyendo el sistema eléctrico de potencia que comprende la interconexión de las centrales de generación con la transmisión, la distribución, la comercialización y el consumo.

En nuestro país, en 1899 la capacidad instalada para generar energía eléctrica era de 31,039 KW, básicamente en industrias textiles y mineras, todas de inversión privada, para 1911 se habían organizado más de 100 empresas eléctricas con distintas tecnologías y diversas frecuencias de generación y voltaje, en corriente alterna y directa (Ramos, 2012).

Con la creación de CFE en 1937 se dio un impulso importante al crecimiento de la potencia instalada, para 1943 ya era de 680 MW, de 720 MW en 1945 y de 1,400 MW en 1951. Asimismo, con la modificación en 1960 del artículo 27 Constitucional, que confirió a la Nación la facultad de generar, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica para la

prestación del servicio público, se propició un cambio en la construcción de proyectos hidroeléctricos: de plantas relativamente pequeñas que aprovechaban principalmente los escurrimientos de las partes altas de las cuencas hidrográficas, se pasó a la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos localizados en las partes más bajas de las cuencas, tendencia que fue acompañada por la construcción de centrales termoeléctricas, debido a la explotación de grandes yacimientos petroleros. Ramos (op. cit.), señala que pese a la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos como Infiernillo que empezó operaciones en 1965, en nuestro País hubo un crecimiento mayor de las centrales termoeléctricas, particularmente de las que usaban combustóleo o gas natural, incrementando su participación en la generación de energía eléctrica de 48% en 1960 hasta 85% en 1987.

Sin embargo, tanto la crisis petrolera de 1973 como el agotamiento de las economías de escala de las tecnologías tradicionales de generación: carbón, combustóleo, hidráulicas y nucleares, como el surgimiento de nuevas tecnologías (ciclos combinados de gas) modificaron la distribución del parque eléctrico nacional, permitiendo la expansión del sistema eléctrico mediante la inversión privada en la construcción de nuevas centrales. Aquino (2015), menciona que la construcción de las grandes centrales hidroeléctricas podía tardar hasta diez años, en tanto que las de ciclo combinado no superaban los tres. Así, la disminución del ciclo de retorno en la inversión favoreció la inversión privada en plantas modulares de turbinas de ciclo combinado basadas en gas natural, articulándose la desregulación con la disponibilidad tecnológica de plantas térmicas más eficientes y cuyo tamaño dependía de la cantidad de unidades de generación requerida.

A partir de la década de los 90, el incremento de la capacidad instalada fue de manera dominante en generación térmica de ciclo combinado de gas natural, ya que las plantas

basadas en esta tecnología se convirtieron en la mejor opción técnica y económica de generación. Breceda (1998) señala que las plantas térmicas convencionales trabajan con eficiencias de 35 a 40%, en tanto que las de ciclo combinado operan con eficiencias del 50 al 80%, teniendo menores costos de inversión y operación. Menciona el autor que, a nivel mundial, las centrales de ciclo combinado se constituyeron como la mejor opción en zonas con disponibilidad de gas a partir de los 90.

Para 2011, las fuentes de generación se interconectaban mediante una red de líneas de transmisión de alta tensión que se extiende por todo el País, Ramos (2012) señala que la energía eléctrica producida en México se conduce por más de 752,000 kilómetros de líneas de transmisión y distribución; señalan también que el parque eléctrico nacional estaba compuesto por 197 centrales generadoras, cuya distribución por tecnología es: termoeléctricas 78.1%, hidroeléctricas 21.9%, carboeléctricas 5.1%, nucleoeeléctricas 2.7%, geotermoeléctricas 1.7% y eoloeléctricas 0.2%.

En síntesis, la generación en nuestro País se obtenía básicamente de la utilización de recursos no renovables: 81.24 % termoeléctrica, incluyendo hidrocarburos y carboeléctricas, y 3.5% nucleoeeléctricas; en tanto que de recursos renovables se obtiene el 15:18%, 12.84 de hidroeléctricas, 2.30 de geotermoeléctricas y sólo el 0.04 de eoloeléctricas.

Esta situación seguramente se mantendrá, aunque en una proporción menor, ya que en el corto plazo la generación seguirá obteniéndose fundamentalmente de recursos no renovables, como es en el mundo en general: 68% proviene de centrales térmicas a través de la combustión de gas natural, 18% del uso de recursos renovables, 13% de centrales nucleares y sólo 1% de otras fuentes, principalmente biomasa y basura (Ramos, 2012).

Lo cual plantea la necesidad de incentivar el uso masivo de tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica, ya que la sustitución de las grandes centrales hidroeléctricas por centrales termoeléctricas de ciclo combinado ha resultado más eficiente en términos económicos, pero no más sostenible en términos medioambientales.

2.2.3 Configuración del sistema eléctrico mexicano a partir de la reforma de 2013. Mediante la reforma de 2013, México adoptó el modelo de industria eléctrica horizontal, quedando los servicios de generación y comercialización dentro del régimen de libre competencia, en tanto que las redes de transmisión y distribución estarán a cargo del Estado mediante CFE, pudiendo celebrar asociaciones y contratos a través de la Secretaría de Energía para financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de infraestructura (Hernández, 2016).

La Reforma incluyó modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, permanece el concepto de servicio público, pero restringe de manera considerable su alcance. De conformidad con la Reforma CFE controlará la cadena de actividades referentes a la energía eléctrica, desde la transmisión y distribución, hasta la comercialización. De acuerdo a la Ley y al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, las modalidades de participación de los particulares son: autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente de energía, pequeña producción, exportación e importación.

Este cambio en la participación de los particulares deriva de la modificación al concepto de servicio público en el artículo 27 Constitucional de la LSPPE (Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, 2014), el cual señala:

Corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, mismas que determinarán la forma en que los particulares podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica (pp. 8 – 9).

Esta modificación constituye la base de la creación del mercado eléctrico mayorista, con participación pública y privada tanto en la generación como en la comercialización.

El funcionamiento del sistema eléctrico estará a cargo de tres organismos públicos: El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), organismo público descentralizado que antes formaba parte de la CFE cuya función principal será operar el Mercado Eléctrico Mayorista, en el cual se llevarán a cabo las subastas de diferentes productos asociados (potencia, energía, certificados de energías limpias, derechos financieros de transmisión y servicios conexos); la Secretaría de Energía (SENER), responsable de establecer las políticas y las reglas de la operación del sistema eléctrico nacional, por lo que coordina el desempeño en la operación del mercado eléctrico mayorista y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que tiene como funciones principales emitir las bases del mercado eléctrico mexicano, vigilar su operación y expedir las tarifas para los servicios de transmisión, distribución y operación de servicios básicos, también otorga y regula los permisos de generación.

Hernández (2016) señala que existen tres modelos de mercado eléctrico: de transacciones bilaterales, de intercambio e híbrido. El de intercambio especifica cuanta energía genera cada vendedor y cuanta energía adquiere cada comprador, lo cual se realiza mediante subastas, el operador del sistema recibe las ofertas de compra y venta de energía,

una vez asignadas las ofertas se procede a asignar el precio del mercado. Precisa el autor que las subastas de energía se llevan a cabo con la emisión de ofertas de ambas partes para que el operador del mercado realice la asignación de cantidad de energía y precios a cada participante. La primera subasta de largo plazo en nuestro País se llevó a cabo en marzo de 2016.

Asimismo, los cambios realizados al artículo 27 Constitucional incorporan el concepto de sustentabilidad, quedando a cargo de la SENER la elaboración del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, con la finalidad de estimular el uso de tecnologías y combustibles más limpios.

2.3 Subastas, supuestos y uso en los sistemas eléctricos.

2.3.1 Subastas. Una subasta es una institución de mercado que cuenta con un conjunto explícito de reglas que determinan la asignación de recursos y los precios basándose en las pujas presentadas por los participantes. El diseño de subasta supone crear un mecanismo de mercado para la asignación en condiciones de competencia de un determinado bien (McAfee, 1982).

Las subastas son utilizadas en una multitud de campos, como puede ser en mercados que se abren a la competencia (como es el caso de los mercados eléctricos al mayoreo) o al análisis de una posición dominante que existe en algún mercado (Saenz, 2015).

De acuerdo con Saenz (op. cit.) los tipos básicos de subastas son los siguientes:

1. Subasta de un solo bien. Vickrey dividía las subastas de un solo bien

en:

a. Subasta inglesa: o subasta ascendente porque el precio del bien se va incrementando a medida que los compradores aumentan el valor de sus pujas, hasta que un comprador adquiere el bien con una puja final.

b. Subasta holandesa: es una subasta contraria a la inglesa ya que su precio es descendente, se usa por ejemplo para la venta de deuda por parte del estado.

c. Subasta con sobre cerrado al primer precio: los posibles compradores entregan sus ofertas en un sobre cerrado, se adjudica el bien al mejor postor y paga la cantidad que pujó. Los diversos competidores desconocen la puja de los demás jugadores y sólo se realiza un ejercicio.

d. Subasta con sobre cerrado al segundo precio: es muy similar a la subasta anterior, con la única diferencia de que el ganador paga la segunda puja más alta, no la que entregó en su sobre.

2. Subastas de múltiples bienes. También se pueden subastar varios bienes en la misma subasta, pero se considera que los bienes son homogéneos, es decir iguales o similares, y así al pujar el jugador puede obtener uno, dos o n bienes. Saenz (op. cit.) explica que el funcionamiento de las subastas de bienes homogéneos en sobre cerrado es el siguiente: a cada puja se le atribuye una función de demanda con pendiente inversa, la cual representa el precio que está dispuesto a pagar el comprador; pueden hacerse tantas pujas como se quiera hasta la fecha límite; una vez llegada la fecha límite, el subastador abre los sobres y busca el equilibrio de oferta de bienes con demanda de bienes recibidas, como se ve en la siguiente Figura 2.2.

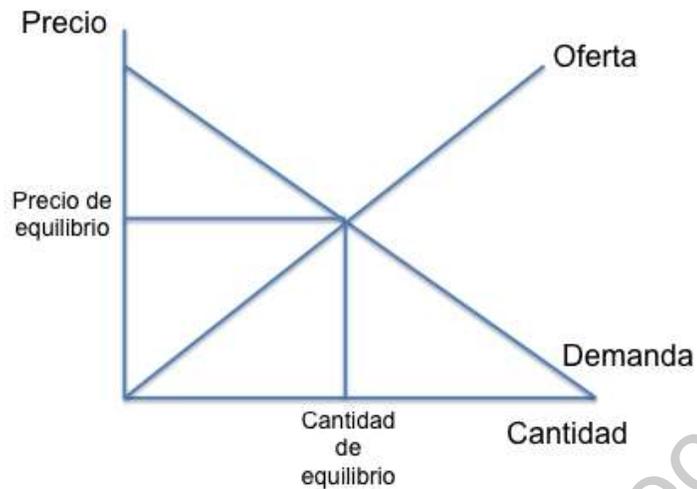


Figura 2.2. Punto de equilibrio que se busca en las subastas

Fuente: Elaboración propia

Los tipos de subastas de múltiples bienes son (Saenz, 2015):

- a. Subasta discriminatoria: también conocida como “pay as you bid” o paga a medida que se oferta, los participantes presentan sus pujas en sobres cerrados y el subastador calcula un precio de equilibrio con todos los sobres recolectados, así el comprador obtendrá la cantidad que pujó al precio de equilibrio, pero pagando el precio que entregó en su sobre.
- b. Subasta de precio uniforme: o subasta no discriminatoria, al igual que la subasta anterior, los participantes entregan sus ofertas en sobres cerrados y obtendrán los bienes por los que hayan pujado al precio de equilibrio, pero en este tipo de subasta el comprador paga el precio de equilibrio.

c. Subasta de Vickrey de múltiples unidades: al igual que las dos subastas anteriores, el participante presenta su oferta en sobre cerrado y lograrán obtener los bienes que hayan pujado al precio de equilibrio. En este caso, el participante pagará por los bienes adquiridos el costo de oportunidad de cada unidad de bien que haya conseguido.

2.3.2 La utilización de las subastas en los mercados eléctricos. El instrumento de subastas eléctricas ha sido mundialmente utilizado para la incorporación de energías renovables en las matrices energéticas de diversos países, es una práctica cada vez más común por la madurez o bajo riesgo que representan al firmar contratos de largo plazo para estas nuevas inversiones, es decir, se generan compromisos para vender el producto a precio contractual durante una parte importante de la vida útil de la planta. A este proceso se le conoce como hacer “bancable” el proyecto de inversión pues permite conseguir el ingreso necesario para la construcción de la central eléctrica (Hernández, 2018).

Sin embargo, también se ha observado a nivel mundial un decremento en los costos de tecnologías de energía renovable. En la Figura 2.3 se observa el decremento en precios que se han obtenido en subastas en todo el mundo de las tecnologías renovables más maduras que son solar fotovoltaica y eólica (International Renewable Energy Agency, 2017).

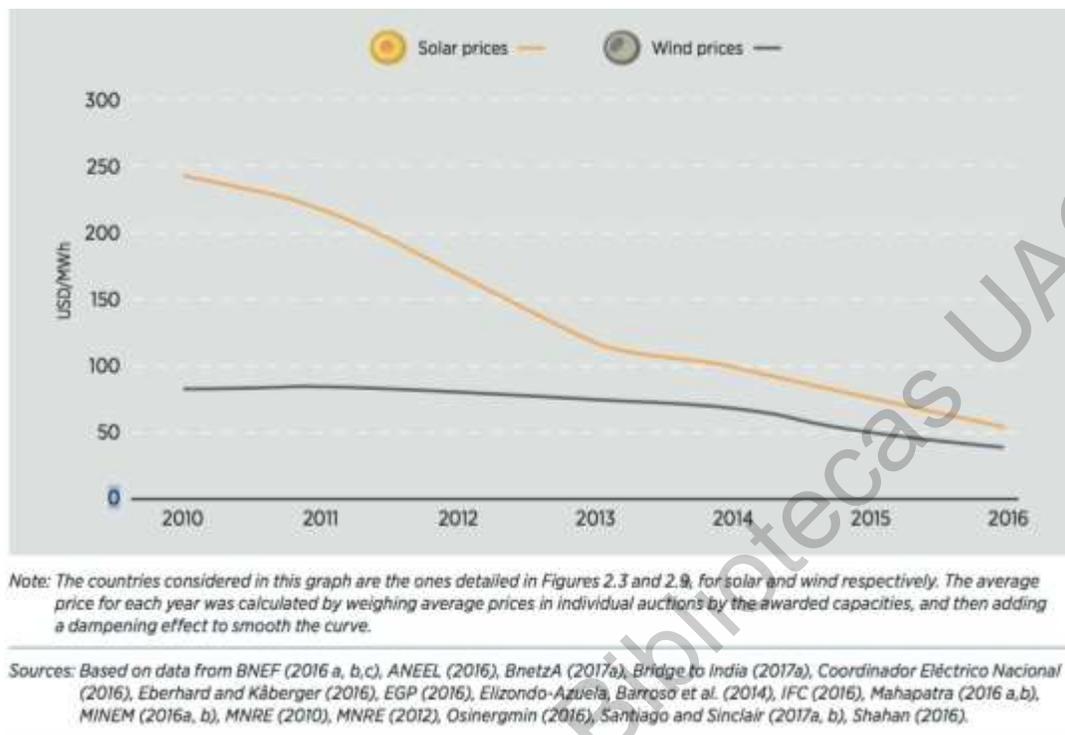


Figura 2.3. Precios promedio resultantes de subastas entre 2010-2016.

Fuente: BNEF 2017.

De acuerdo a la gráfica anterior, en 2010, el precio por energía solar de las subastas era en promedio de \$250 USD/MWh, comparado con \$50 USD/MWh en 2016. En el caso de la energía eólica también se ha visto una disminución de precios menos radical que pasó de \$80 USD/MWh en 2010 a \$40 USD/MWh en 2016.

El número de países que ha adoptado las subastas para incrementar energía renovable como política pública ha aumentado de 6 en 2005 a 67 en 2016. (International Renewable Energy Agency, 2017)

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía Renovable, IRENA por sus siglas en inglés, en las figuras 2.4 y 2.5 se observa a los países que llevaron a cabo subastas de

energía renovable en el 2016, en los mapas se ilustra la tecnología renovable, la cantidad de MW y el precio (International Renewable Energy Agency, 2017):

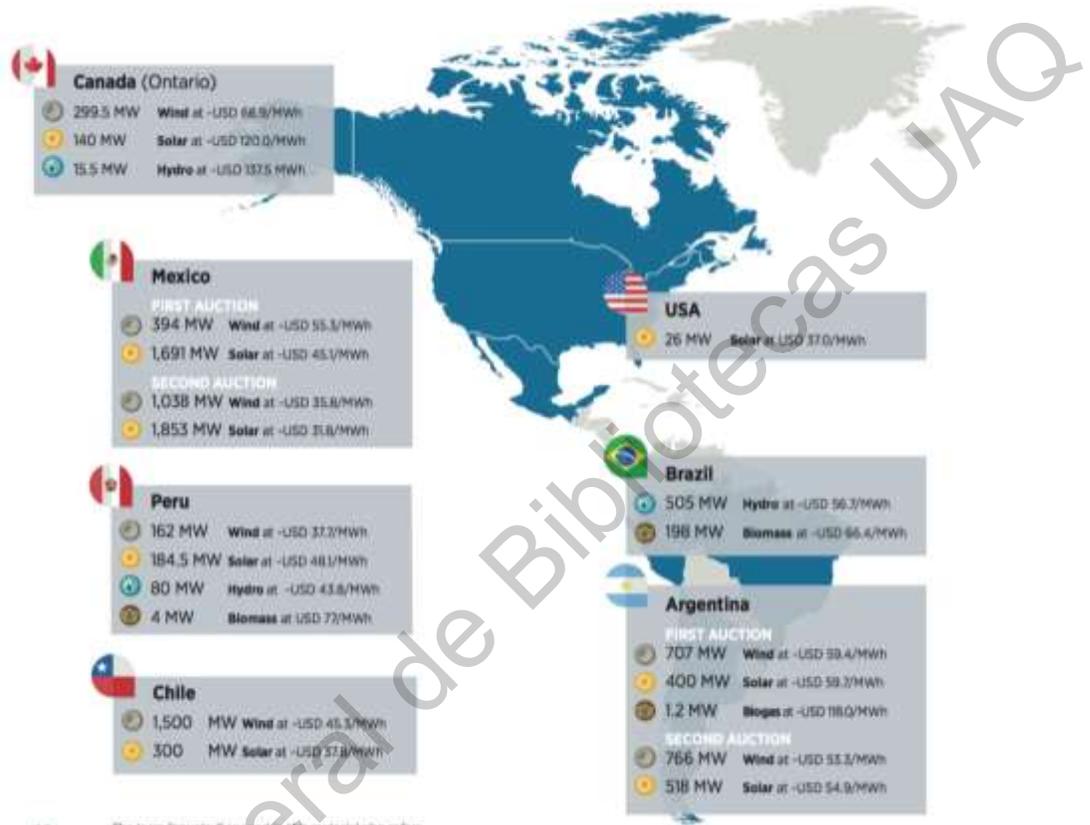


Figura 2.4. Capacidad subastada en cada ejercicio en los diversos países (MW) y precio promedio resultante de cada subasta (I)



Figura 2.5. Capacidad subastada en cada ejercicio en los diversos países (MW) y precio promedio resultante de cada subasta (II)

Fuente: IRENA, *Renewable energy auctions, Analysing 2016*

De los mapas anteriores se destaca que países como México y Chile arrojaron precios en tecnología solar fotovoltaica que son competitivos con aquellas tecnologías convencionales. También se señala el uso de las subastas en tecnologías menos maduras como son la energía eólica en altamar en países como Dinamarca, Alemania u Holanda, así como bioenergía en Perú y Argentina.

2.3.3 Experiencia internacional para aumentar el uso de energía renovable. Los países con mayor experiencia en la instalación de plantas eléctricas de generación renovable han optado por estrategias que aumenten la diversificación del portafolio energético, así como incrementar la competencia entre los integrantes del mercado eléctrico y, finalmente, buscar los mecanismos adecuados para tener un costo de generación de energía renovable que sea competitivo. (Jordan-Korte, 2011).

La experiencia internacional muestra que los países más avanzados se han decantado básicamente por dos mecanismos para incentivar la puesta en marcha de proyectos renovables: a) portafolios obligatorios de energía renovable (renewable portfolio standards, RSP, o también conocidos como sistemas de certificados de energía limpia) en el que se establecen objetivos respecto a cantidades específicas, o b) tarifas de alimentación (feed-in tariffs) en el que los objetivos son fijados en base a precios (Hernández, 2018):

a) RSP: es un sistema de cuota en el que las empresas eléctricas están obligadas a vender una cantidad fija de electricidad al mercado proveniente de fuentes renovables por un periodo de tiempo específico. Las empresas eléctricas pueden generar ellas mismas esta electricidad o pueden comprarla a un generador privado. El sistema de RSP permite a las empresas eléctricas comprar certificados de energía renovable, que son obtenidos por los generadores de electricidad mediante fuentes renovables y pueden venderlos a un precio de mercado. Por ello, en este mecanismo el objetivo es fijado en cantidad o cuota de electricidad renovable y el precio lo establece la oferta y la demanda del mercado (Jordan-Korte, 2011).

En este sistema de cuotas se tienen en realidad dos mercados, uno en el que se vende la generación de energía renovable y otro en el que se crea un intercambio de certificados de energía renovable.

b) Feed in tariffs: la característica principal consiste en fijar un precio mínimo (kWh) y la obligación de los operadores de la red o empresas eléctricas de comprar energía proveniente de fuentes renovables a ese mínimo precio establecido por un periodo específico de tiempo. Así, la tarifa es establecida con anterioridad y la cantidad la determina el mercado.

En cierto sentido, el instrumento funciona de la misma manera que un subsidio a pesar de que el pago no lo hacen los gobiernos, sino las empresas eléctricas o los operadores de la red, pero el consumidor final es quien paga estas tarifas ya que tanto las empresas eléctricas u operadores de red, pasarán estos costos adicionales a las facturas de consumo de electricidad.

Este esquema de tarifas de alimentación es considerado de bajo riesgo para los inversionistas por quien asume el rol de pagador, además de que son proyectos a largo plazo (Jordan-Korte, 2011).

Ambos sistemas han probado ser efectivos al intentar aumentar la instalación de proyectos de generación renovable en el ámbito internacional; sin embargo, el gobierno de Peña Nieto escogió los certificados de energía renovable, RSP, como el instrumento más conveniente ya que consideraron que éstos promovían más competencia entre tecnologías y que era menos costoso que las tarifas de alimentación, feed in tariffs. Países como España y Alemania, que habían adoptado el esquema de feed in tariffs, presenciaron costos adicionales

al precio de la electricidad de 18 y 22% respectivamente, mientras que el costo adicional en países como Suecia y Noruega que adoptaron RSP fue de 1.4 y 1.5% (Hernández, 2018)

Respecto al instrumento de Subastas de largo plazo en el que se establecen contratos para potencia, energía y certificados de energía limpia, los países que destacan con las mejores prácticas son: Chile, Brasil, Argentina, Sudáfrica, Australia y Reino Unido (Hernández, op.cit.).

2.3.4 Experiencia internacional en subastas de largo plazo

Perú. Perú inició con el esquema de subastas en 2010, su proceso está abierto a la inversión extranjera, y en cada subasta la tecnología renovable requerida es especificada en base a la demanda, se fija un precio tope que no se puede superar.

Los ganadores son aquellos con menores precios hasta que la demanda requerida de diferentes tecnologías es satisfecha y la remuneración es determinada utilizando un mecanismo de pago por oferta, o *pay as bid*, en donde cada ganador recibe un precio en base a su oferta financiera. (International Renewable Energy Agency, 2017).

Brasil. El esquema de subastas en Brasil inició desde 2004 con dos tipos de instrumentos:

- Subastas de energía nueva: este tipo de mecanismo es para todo tipo de tecnología, es decir, no sólo renovables; sin embargo, el gobierno puede poner límites de participación a ciertas tecnologías.
- Subastas de energía de reserva: se han utilizado para que el gobierno contrate energía suplementaria para aumentar el margen de reserva del sistema. Se han realizado desde 2008 solamente subastas para energía renovable.

Las condiciones económicas del país han hecho que el mecanismo de subastas haya ido evolucionando, desde el año 2000 Brasil experimentó un boom en su economía que originó una mayor demanda por electricidad, pero entre 2014-2016 el clima de inversión fue totalmente diferente. En 2016 se tuvo que cancelar la subasta eléctrica de reserva por el excedente de electricidad que se tenía y por la falta de confianza de los inversionistas.

El diseño de las subastas en Brasil, tanto para energía nueva, como de reserva, ha adoptado un sistema híbrido en dos fases. La primera se le conoce como subasta de reloj descendente y la segunda es por pago de oferta (*pay as bid*) en sobre cerrado. Antes de cada subasta se da a conocer el precio techo. (International Renewable Energy Agency, 2017).

Chile. Las subastas en el mercado chileno comenzaron en 2006 con la finalidad de satisfacer la demanda de las empresas de distribución eléctrica y, en general, de dar seguridad a la oferta del mercado regulado. Las subastas son para todo tipo de tecnologías.

La selección del ganador es basada en oferta de mínimo precio y el pago de remuneración es por pago de oferta (*pay as bid*). En Chile se permite a los vendedores ofertar combinaciones o paquetes de los productos que se requieran, por ejemplo, potencia o energía. El objetivo del subastador es pagar lo menos posible por paquetes. (International Renewable Energy Agency, 2017)

2.3.5 Aplicación de las subastas en el mercado eléctrico mexicano. Las subastas mexicanas de largo plazo se consideran un esquema novedoso porque combina la compra simultánea de energía limpia y capacidad firme, la competencia entre diversos tipos de tecnología y el uso de factores de ajuste que toma en cuenta la localización del proyecto (Hernández, 2018).

Las subastas de largo plazo son organizadas por el CENACE, están dirigidas a los interesados en participar en la asignación de contratos de largo plazo de cobertura eléctrica para la compraventa de los siguientes productos: potencia, energía eléctrica acumulable y certificados de energías limpias (CEL) de los Suministradores de Servicios Básicos.

- Potencia: “Compromiso de mantener capacidad instalada de generación durante un periodo de 15 años”
- Energía eléctrica acumulable: “es la energía eléctrica entregada en el mercado de tiempo real durante un año, el periodo de contrato es de 15 años y es energía producida por centrales eléctricas limpias”
- CEL: “títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias; es el compromiso de transferir al comprador la cantidad de CELs ofertados anualmente por un periodo de 20 años” (CENACE, 2017).

En el proceso de subastas se publican los precios máximos establecidos por la CRE para los productos que forman parte de la oferta de compra. En una primera instancia el CENACE recibe las ofertas de compra y unos días después publica la oferta de compra aceptada. Así después el CENACE empieza a recibir las ofertas de venta.

Los compradores potenciales de la subasta son las entidades responsables de carga (ERC):

- Suministrador de servicio básico: son aquellos que llevan el servicio eléctrico a los usuarios que no participan en el mercado eléctrico mayorista, por ejemplo, nuestras casas (CRE, 2015)
- Suministrador de servicio calificado: es un proveedor de servicios de comercialización de energía eléctrica que compra electricidad en el mercado eléctrico mayorista con el fin de dar servicio a usuarios calificados (usuarios que consumen más de 1 MW), como los industriales. (CRE, 2015)
- Suministrador de último recurso: “Permisionario que ofrece el Suministro de Último Recurso a los Usuarios Calificados y representa en el Mercado Eléctrico Mayorista a los Generadores Exentos que lo requieran”. (SENER, 2014)
- Usuario calificado: Usuario final que cuenta con grandes centros de carga, más de 1 MW, (CRE, 2015)

Los productos ofrecidos en venta se pueden “empaquetar”, es decir, incluir uno o varios y pueden ser independientes¹⁰, mutuamente excluyentes¹¹ y/o condicionados¹².

Ejemplo de Ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes (CENACE, 2016):

Un desarrollador está considerando tres sitios alternativos para un único proyecto, y en cada uno de los tres sitios se tienen opciones de tamaño (mínimo, intermedio y máximo):

El desarrollador realizará nueve ofertas de venta con los siguientes paquetes:

Sitio A: paquete 1 (mínimo), paquete 2(intermedio), paquete 3 (máximo)

Sitio B: paquete 4 (mínimo), paquete 5(intermedio), paquete 6 (máximo)

Sitio C: paquete 7 (mínimo), paquete 8(intermedio), paquete 9 (máximo)

¹⁰ Eventos independientes: Cuando se presentan dos eventos, el resultado del primero no tiene efecto en el resultado del segundo, esto indica que los eventos son independientes. La presentación del primer evento no tiene efecto sobre la probabilidad de presentación del otro. (Levin, 2004)

¹¹ Eventos mutuamente excluyentes: Si se tienen dos eventos A y B, y estos no tienen resultados en común, se dice que tales eventos son mutuamente excluyentes (o disyuntivos). Por ejemplo, si lanzamos un dado, los eventos A representarían obtener número par y los B número impar, son mutuamente excluyentes (Llina, 2015).

¹² Probabilidad condicionada: Cuando $P(A) > 0$, la probabilidad de B condicionada a A viene dada por $P(B/A) = \frac{P(AyB)}{P(A)}$, la probabilidad condicional no tiene sentido si el suceso A no puede ocurrir nunca; es decir, es necesario que ocurra A para calcular $P(B/A)$ (Moore, 2005).

En la Figura 2.6 se ilustra el ejemplo de las ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes:

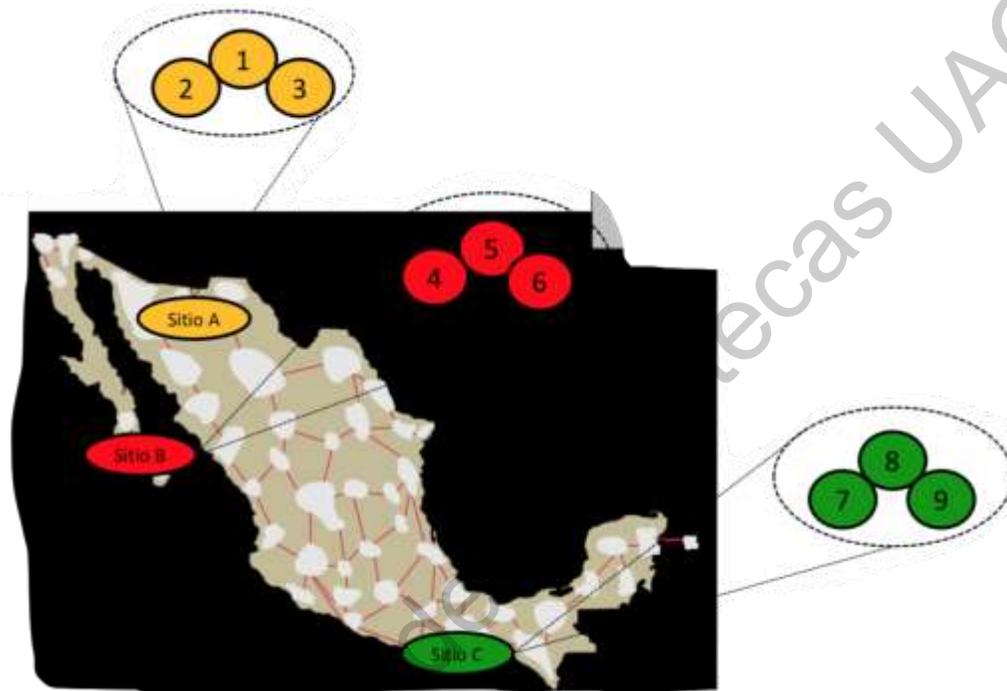


Figura 2.6. Ejemplo de Ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes

Fuente: CENACE 2016.

En la Tabla 2.3 que se muestra a continuación, se explica a detalle el concepto de ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes. En la Figura 2.7 se muestra el ejemplo de manera esquemática.

Tabla 2.3. Explicación de ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes

<p>Tres de las Ofertas de Venta serán mutuamente excluyentes (ome) (las que correspondan a los paquetes 1, 4 y 7):</p> $\text{ome}_1 = \{1(\text{mínimo Sitio A}), 4(\text{mínimo Sitio B}), 7(\text{mínimo Sitio C})\}$ <p>En la Subasta solo se podrá seleccionar la Oferta del paquete mínimo para uno solo de los Sitios (1, 4 o 7)</p> <p>Seis de las Ofertas de Venta serán condicionadas (oc) (las que correspondan a los paquetes 2, 3, 5, 6, 8 y 9):</p> $\text{oc}_1 = \{1(\text{mínimo}), 2(\text{intermedio}), 3(\text{máximo})\}$ <p>La selección del paquete 2 estará condicionada a la selección del paquete 1, y a su vez, la selección del paquete 3 estará condicionada a la selección del paquete 2.</p> $\text{oc}_2 = \{4(\text{mínimo}), 5(\text{intermedio}), 6(\text{máximo})\}$ <p>La selección del paquete 5 estará condicionada a la selección del paquete 4, y a su vez, la selección del paquete 6 estará condicionada a la selección del paquete 5.</p> $\text{oc}_3 = \{7(\text{mínimo}), 8(\text{intermedio}), 9(\text{máximo})\}$ <p>La selección del paquete 8 estará condicionada a la selección del paquete 7, y a su vez, la selección del paquete 9 estará condicionada a la selección del paquete 8.</p>

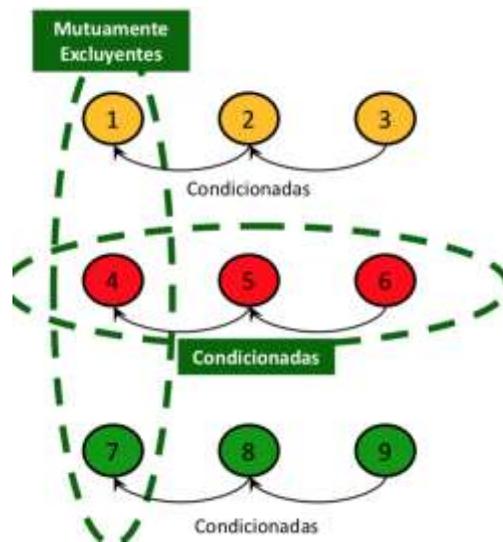


Figura 2.7. Ofertas mutuamente excluyentes y condicionadas

Fuente: (CENACE, 2016).

Al ser seleccionado un subastador, después de participar en el mecanismo de subasta, se establecen contratos de cobertura eléctrica por el bien que se ofertó, si el bien fue energía o potencia los contratos son por 15 años y si fue CEL el contrato es por 20 años.

De los diversos tipos de subasta que existen en el mercado eléctrico mexicano, la legislación vigente establece como óptimo el de subasta de primer precio, en el que cada uno de los jugadores puede realizar solamente una oferta, que formulan o entregan al mismo tiempo todos los jugadores y sin saber qué ofertó la competencia, por ello se le conoce como sobre cerrado (Vázquez, 2001).

En general, en las subastas de largo plazo del mercado eléctrico mexicano, cada jugador elige de forma simultánea una estrategia, la combinación de las estrategias elegidas por los jugadores determina la ganancia de cada jugador. Todos los jugadores conocen la función de ganancias de cada jugador, esto significa que la información en este caso es

completa. En estas subastas los licitantes no tienen una estrategia dominante, sino que la estrategia depende de lo que oferten los demás.

Las reglas de la subasta son: cada oferente inscribe una sola oferta de precio en un sobre cerrado, a la hora de presentar las pujas los otros jugadores no conocen las pujas de los demás. El oferente que gana la subasta es la persona que hizo la oferta más baja, si la oferta ganadora se hace entre dos personas, la persona ganadora se determinará al azar.

Los jugadores son aquellos que deciden participar en las subastas de largo plazo de energía eléctrica, son los que optan por pagar las bases de licitación, la evaluación de la solicitud de registro y la evaluación de precalificación de oferta de venta, como se analizará posteriormente, y que asciende mínimamente a 105,000 UDIs. Dichos jugadores tienen que crear una estrategia que pueda resultar ganadora. Los jugadores eligen de forma simultánea su estrategia, la combinación de las estrategias determina la ganancia de cada jugador y todos los jugadores conocen la función de ganancias de cada jugador.

La evaluación de las ofertas se realiza a través de un modelo de optimización de programación, que se encuentra descrito con detalle en el Manual de subastas de largo plazo publicado por el CENACE (CENACE, 2015) cuya función objetivo corresponde a maximizar el excedente económico total, es decir, maximizar la cantidad vendida de cada producto multiplicada por el precio máximo de compra ofertada para dicho producto, menos la cantidad de cada paquete de productos comprados multiplicada por el precio de oferta para dicho paquete, y cuyas restricciones dependen del SEN y la información suministrada por compradores y vendedores en sus respectivas ofertas.

2.3.6 Experiencia de las subastas eléctricas en México. De acuerdo a la experiencia internacional, las tres subastas de largo plazo (SLP) llevadas a cabo en México han sido de lo más exitoso del mercado. Las subastas han ido mejorando con el paso del tiempo, corrigiéndose errores en los modelos de contrato, en el algoritmo de la subasta y recientemente se ha solucionado el riesgo al que los generadores estaban expuestos por la diferencia de precios entre el Mercado del Día en Adelanto (MDA) y Mercado de Tiempo Real (MTR).

El proceso de las SLP inicia con una convocatoria que emite el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en su página web, para ejemplificar el tiempo que lleva desde la publicación de las bases hasta el fallo final y puesta en marcha del proyecto, se describirá a continuación la experiencia de la primera SLP:

Las bases de licitación de la primera subasta de largo plazo fueron publicadas en el sitio web del CENACE el 30 de noviembre del 2015, la fecha límite para presentar ofertas por parte de los suministradores de servicios básicos fue el 20 de enero del 2016, la presentación de garantías de seriedad el 17 de marzo, el fallo de la subasta y asignación de contratos el 31 de marzo y la suscripción de contratos el 12 de mayo. Finalmente, la fecha de operación comercial estándar para los contratos de cobertura eléctrica que sean asignados mediante el mecanismo de subasta fue el 28 de marzo del 2018.¹³

¹³ Fuente CENACE:

<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/02%201er.%20Convocatoria%20de%20Subastas%20de%20Largo%20Plazo%20v2015%2011%2019.pdf>

Para participar en el proceso de subasta se deben adquirir las bases de licitación con un costo de 5,000 UDIs para cada interesado, el de la evaluación de solicitud de registro como comprador potencial es de 50,000 UDIs para cada una de las ERC, el de la evaluación de solicitud de precalificación de ofertas de venta de 50,000 UDIs para cada solicitante más 5,000 UDIs por cada oferta de venta que el solicitante contemple presentar en la subasta.

El monto mínimo de la garantía de seriedad es calculado por cada comprador potencial conforme a lo siguiente:

1. 65,000 UDIs por MW de potencia que pretenda ofrecer comprar en la Subasta por año, más
2. 30 UDIs por cada MWh de energía eléctrica acumulable que pretenda ofrecer comprar en la Subasta por año, más
3. 15 UDIs por cada CEL que pretenda ofrecer comprar en la subasta por año.

Mientras que las garantías de seriedad para las ofertas de venta serán calculadas para cada solicitante conforme a lo siguiente:

4. 300,000 UDIs, sin importar el número de ofertas de venta que pretenda presentar, más
5. 65,000 UDIs por MW de potencia que pretenda ofrecer en la subasta por año, más
6. 30 UDIs por cada MWh de energía eléctrica acumulable que pretenda ofrecer en la subasta por año, más

7. 15 UDIs por cada CEL que pretenda ofrecer en la subasta por año.^{14 15}

Los CEL son instrumentos por medio de los cuales las Entidades Responsables de Carga (ERC) deben acreditar ante la CRE un porcentaje de su consumo eléctrico como energía limpia, se derivaron de acuerdo con las metas de generación limpia establecidas en la LIE, se consideran un instrumento para promover nuevas inversiones en energías limpias y permiten transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad, de forma eficaz y al menor costo para el país (Secretaría de Energía, 2015).

El precio del CEL depende de la demanda y de la oferta, para el 2018 los requisitos de CEL fueron del 5% de la demanda anual (Secretaría de Energía, op. cit.).

Dentro de las bases de la licitación de la subasta también se publicaron precios de ventaja por localización (US\$/MWh), se aplicaron factores de diferencias esperadas calculados para cada zona de potencia (ΔPML_{zp}). Estos factores se utilizan para ajustar las ofertas de venta que contengan energía eléctrica acumulable, es decir, el precio de un producto a ofertar podría aumentar su valor (si en la lista publicada por el CENACE aparece con valor negativo), o en caso contrario, puede la oferta decrecer su valor (si en la lista aparece con valor positivo), de acuerdo a la zona de precios.

Los valores de ventaja por localización de la primera SLP se muestran a continuación en la Tabla 2.4 en orden de ventaja (más negativo mejor), por ejemplo: una oferta en la zona

¹⁴ Los valores se muestran en USA dólares a un tipo de cambio de 17.51

de precios de Mérida tiene una ventaja de US\$21.98 por MWh, es decir, si una oferta en Mérida (por CELs y MWh en cantidades iguales) se hace a US\$81.98 (por MWh + CEL), será comparada con el resto de las ofertas a un precio US\$60.00 (81.98 – 21.98), pero en caso de ser seleccionada, el precio del contrato sería de 81.98 y el contrato será por 20 años para CELs y 15 años para energía (MWh).¹⁶

Tabla 2.4. Precios de ventaja por localización. Primera subasta de largo plazo.

NÚME	ZONA	Δ PML
48	CONS	-34.28
49	LA	-34.28
50	LOS	-34.28
41	CANC	-22.42
40	MÉRID	-21.98
42	CHET	-9.88
30	CENT	-6.55
34	ACAP	-4.81
28	LÁZA	-3.87
33	PUEBL	-3.73
39	CAMP	-3.61
35	TEMA	-3.13
32	VERA	-3.07
36	COAT	-2.81
37	TABA	-2.77
38	GRIJA	-2.40
31	POZA	-1.12
29	QUER	-0.47
27	CARA	0.76
25	SALA	1.17
26	MANZ	1.40
22	GUAD	1.43

¹⁶ Los valores se muestran en USA dólares a un tipo de cambio de 17.51 MX\$/US\$ (publicado por el CENACE al hacer pública las bases de licitación).

23	AGUA	2.70
21	TEPIC	3.12
17	SALTI	4.33
11	LAGU	4.46
13	NUEV	4.97
12	RÍO	5.44
16	MONT	5.59
10	DURA	5.69
19	HUAS	6.24
14	REYN	6.38
6	MAZA	6.42
15	MATA	6.58
9	CHIHU	6.65
8	MOCT	6.73
18	VALL	6.80
5	CULIA	7.36
20	TAMA	7.44
7	JUÁRE	7.56
4	LOS	7.99
45	ENSEN	8.28
47	SAN	8.31
46	MEXIC	8.39
1	HERM	8.41
43	E.U.A.	8.45
44	TIJUA	8.45
3	OBRE	8.62
2	NACO	8.68
24	SAN	10.67

Fuente: CENACE¹⁷

¹⁷

<http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/05%20Diferencias%20esperadas%20para%201a%20evaluación%20de%20ofertas%20de%20venta%20que%20contengan%20EEA%20v2015%2011%2030.pdf>

Cabe destacar que, para contar con la ventaja de localización, el área del proyecto debe estar en donde haya red de transmisión disponible, que normalmente coincide con el sistema interconectado y con zonas en donde exista demanda por electricidad, por ello se describió el ejemplo de Mérida.

Sin embargo, para la segunda SLP estos factores de localización se ajustaron en un 95% (International Renewable Energy Agency, 2017), como se observa en la Tabla 2.5:

Dirección General de Bibliotecas UAQ

Tabla 2.5. Precios de ventaja por localización. Segunda subasta de largo plazo.

ID	ZONA DE PRECIOS/REGION DE TRANSMISION	* Δ PML _{2G}
1	HERMOSILLO	-2.4118
2	CANANEA	-1.3301
3	OBREGÓN	-2.8703
4	LOS MOCHIS	-2.9028
5	CULIACÁN	-2.7372
6	MAZATLÁN	-1.4402
7	JUÁREZ	1.0000
8	MOCTEZUMA	0.3927
9	CHIHUAHUA	0.9773
10	DURANGO	-0.5501
11	LAGUNA	0.5529
12	RÍO ESCONDIDO	3.2476
13	NUEVO LAREDO	3.2476
14	REYNOSA	1.8976
15	MATAMOROS	1.8046
16	MONTERREY	1.5956
17	SALTILLO	1.9861
18	VALLES	1.6587
19	HUASTECA	1.6940
20	TAMAZUNCHALE	1.4561
21	GÜEVEZ	1.6702
22	TEPIC	-0.4228
23	GUADALAJARA	0.3340
24	AGUASCALIENTES	0.1196
25	SAN LUIS POTOSÍ	0.9394
26	SALAMANCA	-0.0440
27	MANZANILLO	0.6320
28	CARAPAN	0.3000
29	LÁZARO CÁRDENAS	3.5828
30	QUERÉTARO	-0.0208
31	CENTRAL	-0.8107
32	POZARICA	0.4258
33	VERACRUZ	0.8888
34	PUEBLA	-3.5817
35	ACAPULCO	0.3886
36	TEMASCAL	0.2931
37	COATZACOALCOS	0.2187
38	TABASCO	0.7865
39	GRIJALVA	0.7151
40	IXTEPEC	0.8936
41	LÉRMA	0.2265
42	MÉRIDA	-0.5832
43	CANCÚN	-2.1063
44	CHETUMAL	-0.2961
45	COZUMEL	-2.4738
46	TIJUANA	0.7518
47	ENSENADA	1.0816
48	MEXICALI	0.6852
49	SAN LUIS RÍO COLORADO	1.1974
50	CONSTITUCIÓN	-1.7147
51	LA PAZ	-2.2972
52	LOS CABOS	-1.9479
53	MULEGÉ	-2.2972

En la siguiente Figura 2.8 se muestran las variaciones del factor de localización por regiones de transmisión entre la primera y segunda subasta:

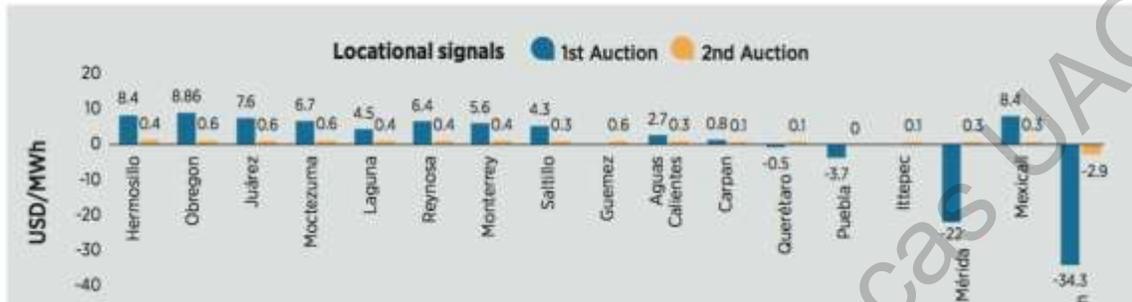


Figura 2.8 Variaciones del factor de localización por regiones de transmisión entre la primera y segunda subasta.

Fuente: IRENA 2017

Destaca la región de Constitución ubicada del lado derecho de la gráfica anterior en la que el factor de ajuste era de -34.3 para la primera subasta y en la segunda fue de -2.9.

De la gráfica anterior se analiza que la penalidad de llevar a cabo un proyecto por ejemplo en Hermosillo bajó de sobremanera. Estos ajustes en localización hicieron que la capacidad ofertada aumentara en la segunda subasta, en particular se ve como en Hermosillo no hubo capacidad ofrecida en la subasta número 1, pero si la hubo en la segunda, como se muestra a continuación en la Figura 2.9.



Figura 2.9 Capacidad ofrecida por estado entre la primera y segunda subasta.

Fuente: IRENA 2017

La experiencia de las subastas de energía renovable en México muestra las siguientes características: Hasta diciembre de 2018 se han llevado a cabo tres SLP.

Primera subasta de largo plazo llevada a cabo en 2015. En la primera SLP, 18 ofertas de venta fueron seleccionadas como ganadoras las cuales corresponden a 11 empresas diferentes. Las tecnologías ganadoras fueron la fotovoltaica y eólica, en la Tabla 2.6 se detallan los ganadores y la fecha de entrada de operación de los proyectos:

Tabla 2.6 Licitantes ganadores de la primera subasta.

	Nombre del Licitante	Fecha de Operación	Tecnología
SLP2015010059-31	Enel Green Power México S. de R.L. de C.V.	25/09/2018	Fotovoltaica
SLP2015010059-45	Enel Green Power México S. de R.L. de C.V.	25/09/2018	Fotovoltaica
SLP2015010059-27	Enel Green Power México S. de R.L. de C.V.	25/09/2018	Fotovoltaica
SLP2015010134-03	Energía Renovable de la Península, S.A.P.I. de C.V.	25/03/2018	Eólica
SLP2015010148-01	Recurrent Energy Mexico Development, S. de R.L. de C.V.	20/09/2018	Fotovoltaica
SLP2015010160-01	Aldesa Energías Renovables S.L.O	28/03/2018	Eólica
SLP2015010160-02	Aldesa Energías Renovables S.L.O	28/03/2018	Eólica
SLP2015010319-01	Vega Solar 1, S.A.P.I. de C.V.	01/08/2018	Fotovoltaica
SLP2015010319-02	Vega Solar 1, S.A.P.I. de C.V.	01/08/2018	Fotovoltaica
SLP2015010331-01	Jinkosolar Investment Pte. Ltd.	28/09/2018	Fotovoltaica
SLP2015010331-03	Jinkosolar Investment Pte. Ltd.	28/09/2018	Fotovoltaica
SLP2015010331-06	Jinkosolar Investment Pte. Ltd.	06/06/2018	Fotovoltaica
SLP2015010350-01	Photoemeris Sustentable S.A. de C.V.	01/01/2018	Fotovoltaica
SLP2015010378-03	Energía Sustentable del Istmo II	01/09/2018	Eólica
SLP2015010378-04	Energía Sustentable del Istmo II	01/09/2018	Eólica
SLP2015010445-03	Sol de Insurgentes S. de R.L. de C.V.	30/06/2018	Fotovoltaica
SLP2015010455-02	Consorcio Energía Limpia 2010	27/09/2018	Eólica
SLP2015010018-03	Sunpower Systems México S. de R.L. de C.V.	01/08/2018	Fotovoltaica

En la Tabla 2.7 se puede observar que las cantidades que se asignaron fueron 5,402,880.50 MWh (84.93 % de lo solicitado) de EEA y 5,380,911.00 (84.58 % de lo solicitado) de CEL, en esa primera ocasión no se asignó potencia.

Tabla 2.7 Las cantidades ofertadas de licitantes ganadores en 2015.

	Potencia (MW-año)	EEA (MWh)	CEL (CELS)	Precio Ofertado (\$)
SLP2015010059-31	-	737,998.00	737,998.00	489,680,736.00
SLP2015010059-45	-	539,034.00	539,034.00	421,005,400.00
SLP2015010059-27	-	972,915.00	972,915.00	597,503,346.00
SLP2015010134-03	-	275,502.00	275,502.00	314,423,955.17
SLP2015010148-01	-	140,970.00	140,970.00	116,936,169.19
SLP2015010160-01	-	113,199.00	113,199.00	117,085,925.95
SLP2015010160-02	-	117,689.00	117,689.00	121,730,099.55
SLP2015010319-01	-	493,303.00	483,515.00	478,075,849.00
SLP2015010319-02	-	246,832.00	241,935.00	249,047,032.00
SLP2015010331-01	-	277,490.00	277,490.00	226,975,665.00
SLP2015010331-03	-	176,475.00	176,475.00	178,133,177.00
SLP2015010331-06	-	48,748.00	48,748.00	53,447,999.00
SLP2015010350-01	-	54,974.50	53,477.00	64,307,962.00
SLP2015010378-03	-	585,731.00	-	233,254,957.78
SLP2015010378-04	-	-	585,731.00	201,444,454.56
SLP2015010445-03	-	60,965.00	60,518.00	50,500,753.08
SLP2015010455-02	-	291,900.00	291,900.00	338,331,511.00
SLP2015010018-03	-	269,155.00	263,815.00	204,932,823.00
Totales	-	5,402,880.50	5,380,911.00	\$4,456,817,815.28

Fuente: CENACE

Los precios máximos, promedios y mínimos ganadores de las ofertas de venta por cada producto, son los siguientes:

EEA

- Máximo: 787.00 \$/MWh (45.23 \$USD/MWh)
- Promedio Ponderado: 540.32 \$/MWh (31.05 \$USD/MWh)
- Mínimo: 398.23 \$/MWh (22.88 \$USD/MWh)

CEL

- Máximo: 386.36 \$/CEL (22.20 \$USD/CEL)
- Promedio Ponderado: 284.48 \$/CEL (16.35 \$USD/CEL)
- Mínimo: 204.71 \$/CEL (11.76 \$USD/CEL)

Como se presenta en la siguiente Tabla 2.8:

Tabla 2.8 Precios notacionales de licitantes ganadores en SLP2015.

	Potencia		EEA		CEL	
	(\$/MW-año)	(\$USD/MW-año)	(\$/MWh)	(\$USD/MWh)	(\$/CEL)	(\$USD/CEL)
SLP2015010059-31	-	-	442.35	25.42	221.18	12.71
SLP2015010059-45	-	-	520.69	29.92	260.35	14.96
SLP2015010059-27	-	-	409.42	23.53	204.71	11.76
SLP2015010134-03	-	-	760.85	43.72	380.43	21.86
SLP2015010148-01	-	-	553.01	31.78	276.50	15.89
SLP2015010160-01	-	-	689.56	39.63	344.78	19.81
SLP2015010160-02	-	-	689.56	39.63	344.78	19.81
SLP2015010319-01	-	-	650.39	37.38	318.74	18.32
SLP2015010319-02	-	-	677.13	38.91	331.85	19.07
SLP2015010331-01	-	-	545.31	31.34	272.65	15.67
SLP2015010331-03	-	-	672.93	38.67	336.47	19.34
SLP2015010331-06	-	-	730.94	42.00	365.47	21.00
SLP2015010350-01	-	-	787.00	45.23	382.78	22.00
SLP2015010378-03	-	-	398.23	22.88	-	-
SLP2015010378-04	-	-	-	-	343.92	19.76
SLP2015010445-03	-	-	553.59	31.81	274.77	15.79
SLP2015010455-02	-	-	772.71	44.40	386.36	22.20
SLP2015010018-03	-	-	510.97	29.36	250.42	14.39
Mínimo	-	-	398.23	22.88	204.71	11.76
Promedio	-	-	540.32	31.05	284.48	16.35
Máximo	-	-	787.00	45.23	386.36	22.20

Tipo de cambio: 17.4015 publicado en la fecha de recepción de ofertas de venta

Fuente: CENACE

Segunda subasta de largo plazo llevada a cabo en 2016. En la segunda SLP, 56 ofertas de venta fueron seleccionadas como ganadoras las cuales correspondían a 24 empresas. Las tecnologías ganadoras fueron la fotovoltaica, eólica, geotérmica, ciclo combinado e hidroeléctrica, como se detalla en la Tabla 2.9 que se muestra a continuación.

Tabla 2.9 Descripción de licitantes ganadores SLP 2016.

	Nombre del Licitante	Fecha de Operación	Tecnología
SLP2016010096-07	OPDE	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010096-08	OPDE	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010189-01	Consortio ENGIE Solar Trompezon	20/05/2019	Fotovoltaica
SLP2016010193-05	Consortio SMX	15/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010193-06	Consortio SMX	15/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010193-07	Consortio SMX	15/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010233-02	Alten Energias Renovables Mexico Cuatro SA de CV	30/09/2018	Fotovoltaica
SLP2016010233-03	Alten Energias Renovables Mexico Cuatro SA de CV	30/09/2018	Fotovoltaica
SLP2016010233-04	Alten Energias Renovables Mexico Cuatro SA de CV	30/09/2018	Fotovoltaica
SLP2016010233-06	Alten Energias Renovables Mexico Cuatro SA de CV	30/09/2018	Fotovoltaica
SLP2016010233-07	Alten Energias Renovables Mexico Cuatro SA de CV	30/09/2018	Fotovoltaica
SLP2016010233-08	Alten Energias Renovables Mexico Cuatro SA de CV	30/09/2018	Fotovoltaica
SLP2016010066-02	Comisión Federal de Electricidad	01/07/2018	Ciclo Combinado
SLP2016010066-01	Comisión Federal de Electricidad	01/07/2018	Geotérmica
SLP2016010103-01	Generadora Fenix SAPI de CV	01/01/2019	Hidroeléctrica
SLP2016010103-05	Generadora Fenix SAPI de CV	01/01/2019	Hidroeléctrica
SLP2016010103-06	Generadora Fenix SAPI de CV	01/01/2019	Hidroeléctrica
SLP2016010103-07	Generadora Fenix SAPI de CV	01/01/2019	Hidroeléctrica
SLP2016010103-09	Generadora Fenix SAPI de CV	01/01/2019	Hidroeléctrica
SLP2016010103-12	Generadora Fenix SAPI de CV	01/01/2019	Hidroeléctrica
SLP2016010203-04	Tractebel Energia de Altamira S de RL de CV	31/03/2019	Eólica
SLP2016010030-22	AT Solar	30/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010030-23	AT Solar	30/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010030-24	AT Solar	30/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010124-01	Kamet Energía Mexico SAPI de CV	29/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010124-02	Kamet Energía Mexico SAPI de CV	29/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010045-03	Eolica de Oaxaca SAPI de CV	01/01/2019	Eólica
SLP2016010128-04	X-Elio Energy SL	30/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010096-01	OPDE	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010096-02	OPDE	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010217-05	HQ México Holdings S de RL de CV	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010217-06	HQ México Holdings S de RL de CV	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010217-07	HQ México Holdings S de RL de CV	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010164-04	Energía Renovable de la Península SAPI de CV	15/07/2018	Eólica
SLP2016010164-05	Energía Renovable de la Península SAPI de CV	15/07/2018	Eólica
SLP2016010032-07	Energía Sierra Juárez Holdings de RL de CV	15/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010032-08	Energía Sierra Juárez Holdings de RL de CV	15/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010051-06	Quetzal Energía Mexico SAPI de CV	29/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010051-08	Quetzal Energía Mexico SAPI de CV	29/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010151-10	Parque Eólico El Mezquite SAPI de CV	30/06/2019	Eólica
SLP2016010151-11	Parque Eólico El Mezquite SAPI de CV	30/06/2019	Eólica
SLP2016010151-12	Parque Eólico El Mezquite SAPI de CV	30/06/2019	Eólica
SLP2016010245-01	Bluemex Power 1 SA de CV	01/01/2019	Fotovoltaica
SLP2016010128-07	X-Elio Energy SL	30/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010126-03	Consortio Guanajuato	01/12/2018	Fotovoltaica
SLP2016010255-01	Green Hub S. de R.L. de CV	31/05/2019	Fotovoltaica
SLP2016010040-08	Enel Green Power México S. de R.L. de C.V.	30/06/2019	Eólica
SLP2016010123-01	Parque Eólico Reynosa III SAPI de CV	28/02/2019	Eólica
SLP2016010123-05	Parque Eólico Reynosa III SAPI de CV	28/02/2019	Eólica
SLP2016010175-01	Frontera México Generación S de RL de CV	01/01/2019	Ciclo Combinado
SLP2016010175-02	Frontera México Generación S de RL de CV	01/01/2019	Ciclo Combinado
SLP2016010175-03	Frontera México Generación S de RL de CV	01/01/2019	Ciclo Combinado
SLP2016010175-04	Frontera México Generación S de RL de CV	01/01/2019	Ciclo Combinado
SLP2016010175-05	Frontera México Generación S de RL de CV	01/01/2019	Ciclo Combinado
SLP2016010206-01	Consortio Fotowatio	30/06/2019	Fotovoltaica
SLP2016010206-02	Consortio Fotowatio	30/06/2019	Fotovoltaica

Fuente: CENACE

Las cantidades que se asignaron fueron 1,187.16 MW-año (80.05 % de lo solicitado) de Potencia, 8,909,819.30 MWh (83.81 % de lo solicitado) de EEA y 9,274,534.00 (87.25 % de lo solicitado) de CEL. En esta segunda subasta sí se logró asignar potencia como nuevo elemento a diferencia de la primera. En la siguiente Tabla 2.10 se observan las cantidades asignadas a cada uno de los ganadores.

Dirección General de Bibliotecas UAQ

Tabla 2.10 Cantidades ofertadas de licitantes ganadores SLP2016.

	Potencia (MW-año)	EEA (MWh)	CEL (CELS)	Precio Ofertado (\$)
SLP2016010096-07	-	-	75,853.00	22,771,828.67
SLP2016010096-08	-	75,853.95	-	27,202,652.98
SLP2016010189-01	-	342,629.62	338,851.00	196,006,834.77
SLP2016010193-05	-	278,357.76	-	85,676,345.35
SLP2016010193-06	-	-	285,606.00	75,643,493.71
SLP2016010193-07	10.00	-	-	5,745,600.00
SLP2016010233-02	38.59	-	-	6,653,159.00
SLP2016010233-03	-	373,576.95	-	137,871,951.00
SLP2016010233-04	-	-	420,335.00	147,722,196.00
SLP2016010233-06	-	348,466.84	-	85,825,543.00
SLP2016010233-07	-	-	392,082.00	137,792,984.00
SLP2016010233-08	36.00	-	-	6,206,627.00
SLP2016010066-02	374.87	-	-	371,054,402.00
SLP2016010066-01	25.00	198,764.40	197,764.00	162,891,111.00
SLP2016010103-01	-	-	75,546.00	9,065,548.80
SLP2016010103-05	-	-	33,051.00	4,957,722.00
SLP2016010103-06	-	-	33,051.00	4,627,207.20
SLP2016010103-07	-	-	33,051.00	4,957,722.00
SLP2016010103-09	-	-	75,546.00	12,087,398.40
SLP2016010103-12	-	-	64,386.00	8,370,180.00
SLP2016010203-04	21.62	223,010.76	223,010.00	159,888,545.03
SLP2016010030-22	29.00	-	-	19,439,280.00
SLP2016010030-23	-	478,260.96	-	222,030,010.68
SLP2016010030-24	-	-	478,260.00	111,014,782.50
SLP2016010124-01	-	-	353,466.00	118,411,110.00
SLP2016010124-02	-	353,466.00	-	125,939,936.00
SLP2016010045-03	-	818,264.52	818,264.00	572,609,625.29
SLP2016010128-04	16.00	193,771.20	193,771.00	104,393,412.41
SLP2016010096-01	-	-	213,655.00	64,141,366.27
SLP2016010096-02	-	213,655.15	-	58,411,695.51
SLP2016010217-05	18.30	-	-	3,827,259.07
SLP2016010217-06	-	252,444.87	-	59,565,033.53
SLP2016010217-07	-	-	252,444.00	82,191,727.30
SLP2016010164-04	14.00	-	-	8,886,528.00
SLP2016010164-05	16.00	-	-	8,886,528.00
SLP2016010032-07	-	114,115.90	-	37,528,085.59
SLP2016010032-08	-	-	117,064.00	31,004,705.60
SLP2016010051-06	-	-	393,611.00	131,859,792.00
SLP2016010051-08	-	393,611.32	-	139,535,213.00
SLP2016010151-10	-	820,635.81	-	334,111,197.00
SLP2016010151-11	-	-	774,938.00	267,149,026.37
SLP2016010151-12	76.74	-	-	13,230,460.00
SLP2016010245-01	-	249,982.32	249,982.00	170,219,281.05
SLP2016010128-07	14.00	169,365.84	169,365.00	93,321,092.71
SLP2016010126-03	12.00	146,957.76	146,957.00	96,144,516.27
SLP2016010255-01	10.00	72,919.11	72,919.00	47,107,034.92
SLP2016010040-08	-	399,129.86	399,129.00	244,612,322.00
SLP2016010123-01	-	-	1,613,416.00	540,494,360.00
SLP2016010123-05	-	1,613,416.80	-	542,107,776.00
SLP2016010175-01	119.98	-	-	57,446,424.00
SLP2016010175-02	34.99	-	-	18,763,597.00
SLP2016010175-03	99.99	-	-	38,300,170.00
SLP2016010175-04	99.99	-	-	43,087,691.00
SLP2016010175-05	119.98	-	-	63,191,066.00
SLP2016010206-01	-	779,161.60	-	239,202,427.00
SLP2016010206-02	-	-	779,161.00	163,623,810.00
Totales	1,187.16	8,909,819.30	9,274,534.00	\$ 6,544,807,393.98

Fuente: CENACE

Los precios máximos, promedios y mínimos ganadores de las ofertas de venta por cada producto, son los siguientes:

Potencia

- Máximo: 989,531.18 \$/MW-año (51,904.11 \$USD/MW-año)
- Promedio Ponderado: 623,603.24 \$/MW-año (32,710.01 \$USD/MW-año)
- Mínimo: 172,406.30 \$/MW-año (9,043.27 \$USD/MW-año)

EEA

- Máximo: 477.13 \$/MWh (25.03 \$USD/MWh)
- Promedio Ponderado: 371.27 \$/MWh (19.47 \$USD/MWh)
- Mínimo: 235.95 \$/MWh (12.38 \$USD/MWh)

CEL

- Máximo: 351.44 \$/CEL (18.43 \$USD/CEL)
- Promedio Ponderado: 258.77 \$/CEL (13.57 \$USD/CEL)
- Mínimo: 120.00 \$/CEL (6.29 \$USD/CEL)

En la Tabla 2.11 se detallan los precios ofertados por los licitantes ganadores.

Tabla 2.11 Precios nacionales de licitantes ganadores SLP2016.

	Potencia		EEA		CEL	
	(\$/MW-año)	(\$USD/MW-año)	(\$/MWh)	(\$USD/MWh)	(\$/CEL)	(\$USD/CEL)
SLP2016010096-07	-	-	-	-	300.21	15.75
SLP2016010096-08	-	-	358.62	18.81	-	-
SLP2016010189-01	-	-	382.78	20.08	191.39	10.04
SLP2016010193-05	-	-	307.79	16.14	-	-
SLP2016010193-06	-	-	-	-	264.85	13.89
SLP2016010193-07	574,560.00	30,137.53	-	-	-	-
SLP2016010233-02	172,406.30	9,043.27	-	-	-	-
SLP2016010233-03	-	-	369.06	19.36	-	-
SLP2016010233-04	-	-	-	-	351.44	18.43
SLP2016010233-06	-	-	246.29	12.92	-	-
SLP2016010233-07	-	-	-	-	351.44	18.43
SLP2016010233-08	172,406.31	9,043.27	-	-	-	-
SLP2016010066-02	989,531.18	51,904.11	-	-	-	-
SLP2016010066-01	834,980.81	43,797.45	477.13	25.03	238.57	12.51
SLP2016010103-01	-	-	-	-	120.00	6.29
SLP2016010103-05	-	-	-	-	150.00	7.87
SLP2016010103-06	-	-	-	-	140.00	7.34
SLP2016010103-07	-	-	-	-	150.00	7.87
SLP2016010103-09	-	-	-	-	160.00	8.39
SLP2016010103-12	-	-	-	-	130.00	6.82
SLP2016010203-04	751,455.30	39,416.26	429.40	22.52	214.70	11.26
SLP2016010030-22	670,320.00	35,160.45	-	-	-	-
SLP2016010030-23	-	-	464.24	24.35	-	-
SLP2016010030-24	-	-	-	-	232.12	12.18
SLP2016010124-01	-	-	-	-	335.00	17.57
SLP2016010124-02	-	-	356.30	18.69	-	-
SLP2016010045-03	-	-	466.52	24.47	233.26	12.24
SLP2016010128-04	573,308.11	30,071.87	327.60	17.18	163.80	8.59
SLP2016010096-01	-	-	-	-	300.21	15.75
SLP2016010096-02	-	-	273.39	14.34	-	-
SLP2016010217-05	209,139.84	10,970.06	-	-	-	-
SLP2016010217-06	-	-	235.95	12.38	-	-
SLP2016010217-07	-	-	-	-	325.58	17.08
SLP2016010164-04	634,752.00	33,294.80	-	-	-	-
SLP2016010164-05	555,408.00	29,132.95	-	-	-	-
SLP2016010032-07	-	-	328.86	17.25	-	-
SLP2016010032-08	-	-	-	-	264.85	13.89
SLP2016010051-06	-	-	-	-	335.00	17.57
SLP2016010051-08	-	-	354.50	18.59	-	-
SLP2016010151-10	-	-	407.14	21.36	-	-
SLP2016010151-11	-	-	-	-	344.74	18.08
SLP2016010151-12	172,406.31	9,043.27	-	-	-	-
SLP2016010245-01	-	-	453.95	23.81	226.98	11.91
SLP2016010128-07	586,296.48	30,753.15	335.03	17.57	167.51	8.79
SLP2016010126-03	696,883.32	36,553.79	398.22	20.89	199.11	10.44
SLP2016010255-01	649,733.72	34,080.64	371.28	19.47	185.64	9.74
SLP2016010040-08	-	-	408.58	21.43	204.29	10.72
SLP2016010123-01	-	-	-	-	335.00	17.57
SLP2016010123-05	-	-	336.00	17.62	-	-
SLP2016010175-01	478,800.00	25,114.61	-	-	-	-
SLP2016010175-02	536,255.99	28,128.36	-	-	-	-
SLP2016010175-03	383,040.00	20,091.69	-	-	-	-
SLP2016010175-04	430,920.00	22,603.15	-	-	-	-
SLP2016010175-05	526,680.00	27,626.07	-	-	-	-
SLP2016010206-01	-	-	307.00	16.10	-	-
SLP2016010206-02	-	-	-	-	210.00	11.02

Tipo de cambio: 19.0646 publicado en la fecha de recepción de ofertas de venta

Fuente: CENACE

Tercera subasta de largo plazo llevada a cabo en 2017. En la tercera SLP, 16 ofertas de venta fueron seleccionadas como ganadoras las cuales correspondían a 8 empresas. Las tecnologías ganadoras fueron la fotovoltaica, eólica y turbogas. Es importante mencionar que, esta fue la primera subasta en la que se permitió la participación de Entidades Responsables de Carga distintas a CFE como comprador de electricidad. A continuación, en la Tabla 2.12 se menciona a las empresas que resultaron elegidas.

Tabla 2.12 Descripción de Licitantes Ganadores SLP2017.

	Nombre del Licitante	Fecha de Operación	Tecnología
SLP2017010076002	X-ELIO ENERGY, S.L.	30/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010093002	NEOEN INTERNATIONAL S.A.S.	25/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010101002	COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD LOS RAMONES S.A.PI, DE C.V.	02/06/2020	Turbogas
SLP2017010102004	CANADIAN SOLAR ENERGY MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	15/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010102009	CANADIAN SOLAR ENERGY MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	15/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010102011	CANADIAN SOLAR ENERGY MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	15/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010111056	CONSORCIO ENGIE EOLICA	30/06/2020	Eólica
SLP2017010115014	CONSORCIO ENGIE SOLAR	30/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010115026	CONSORCIO ENGIE SOLAR	30/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010117002	CONSORCIO ENGIE SOLAR	01/07/2019	Fotovoltaica
SLP2017010122004	ENEL RINNOVABILE S.A. DE C.V.	30/06/2020	Eólica
SLP2017010122007	ENEL RINNOVABILE S.A. DE C.V.	30/06/2020	Eólica
SLP2017010122011	ENEL RINNOVABILE S.A. DE C.V.	30/06/2020	Eólica
SLP2017010122063	ENEL RINNOVABILE S.A. DE C.V.	30/06/2020	Eólica
SLP2017010123001	CONSORCIO INTEGRADO POR MITSUI & CO.	30/06/2020	Fotovoltaica
SLP2017010131003	ENERGIA RENOVABLE DEL ISTMO II S.A. DE C.V.	01/07/2019	Eólica

Fuente: CENACE

Las cantidades que se asignaron fueron 592.61 MW-año (66.39 % de lo solicitado) de Potencia, 5,492,575.18 MWh (90.19 % de lo solicitado) de EEA y 5,952,575.00 (97.75 % de lo solicitado) de CEL, como se detalla en la Tabla 2.13.

Tabla 2.13 Cantidades Ofertadas de Licitantes Ganadores SLP2017.

	Potencia (MW-año)	EEA (MWh)	CEL (CELS)	Precio Ofertado (\$)
SLP2017010076002	10.00	435,354.48	483,727.0000	207,102,427.00
SLP2017010093002	-	616,692.00	770,864.00	242,616,721.00
SLP2017010101002	499.95	-	-	351,050,391.00
SLP2017010102004	-	235,640.00	265,095.00	105,955,157.80
SLP2017010102009	-	206,017.00	247,220.00	80,102,657.27
SLP2017010102011	-	210,426.00	252,511.00	93,012,977.92
SLP2017010111056	30.62	362,935.00	391,805.00	153,139,081.50
SLP2017010115014	-	280,054.99	302,332.00	116,121,778.20
SLP2017010115026	-	486,312.70	524,997.00	198,754,285.00
SLP2017010117002	-	379,603.36	434,486.00	157,996,597.00
SLP2017010122004	-	373,016.51	373,016.00	127,096,197.00
SLP2017010122007	-	357,031.92	357,031.00	123,704,797.00
SLP2017010122011	-	510,680.05	510,680.00	174,134,797.00
SLP2017010122063	-	848,883.17	848,883.00	316,084,097.00
SLP2017010123001	-	189,928.00	189,928.00	71,927,993.74
SLP2017010131003	52.04	0.00	0.00	32,447,590.50
Totales	592.61	5,492,575.18	5,962,575.00	\$2,551,247,545.93

Fuente: CENACE

Los precios máximos, promedios y mínimos ganadores de las ofertas de venta por cada producto, son los siguientes:

Potencia

- Máximo: 702,171.00 \$/MW-año (36,854.34 \$USD/MW-año)
- Promedio Ponderado: 678,547.59 \$/MW-año (35,614.44 \$USD/MW-año)
- Mínimo: 437,595.60 \$/MW-año (22,967.76 \$USD/MW-año)

EEA

- Máximo: 298.11 \$/MWh (15.65 \$USD/MWh)
- Promedio Ponderado: 253.58 \$/MWh (13.31 \$USD/MWh)
- Mínimo: 227.15 \$/MWh (11.92 \$USD/MWh)

CELs

- Máximo: 149.06 \$/CEL (7.82 \$USD/CEL)
- Promedio Ponderado: 127.06 \$/CEL (6.67 \$USD/CEL)
- Mínimo: 113.58 \$/CEL (5.96 \$USD/CEL)

En la Tabla 2.14 se describen los precios que ofertaron cada uno de los participantes seleccionados como ganadores en la tercera subasta de largo plazo.

Tabla 2.14 Precios Nacionales de Licitantes Ganadores SLP2017.

	Potencia		EEA		CEL	
	(\$/MW-año)	(\$USD/MW-año)	(\$/MWh)	(\$USD/MWh)	(\$/CEL)	(\$USD/CEL)
SLP2017010076002	521,692.63	27,381.70	298.11	15.65	149.06	7.82
SLP2017010093002	-	-	242.10	12.71	121.05	6.35
SLP2017010101002	702,171.00	36,854.34	-	-	-	-
SLP2017010102004	-	-	287.77	15.10	143.89	7.55
SLP2017010102009	-	-	243.01	12.75	121.51	6.38
SLP2017010102011	-	-	276.26	14.50	138.13	7.25
SLP2017010111056	437,595.60	22,967.76	250.05	13.12	125.03	6.56
SLP2017010115014	-	-	269.29	14.13	134.64	7.07
SLP2017010115026	-	-	265.43	13.93	132.71	6.97
SLP2017010117002	-	-	264.72	13.89	132.36	6.95
SLP2017010122004	-	-	227.15	11.92	113.58	5.96
SLP2017010122007	-	-	230.99	12.12	115.49	6.06
SLP2017010122011	-	-	227.32	11.93	113.66	5.97
SLP2017010122063	-	-	248.24	13.03	124.12	6.51
SLP2017010123001	-	-	252.47	13.25	126.24	6.63
SLP2017010131003	623,512.50	32,725.85	-	-	-	-
Mínimo	437,595.60	22,967.76	227.15	11.92	113.58	5.96
Promedio	678,547.59	35,614.44	253.58	13.31	127.06	6.67
Máximo	702,171.00	36,854.34	298.11	15.65	149.06	7.82

Tipo de cambio: 19.0526 publicado en la fecha de recepción de ofertas de venta

Fuente: CENACE

A continuación, se presenta un resumen de las tres subastas de largo plazo, en el que se detallan las solicitudes de precalificación que se presentaron ante el CENACE con la intención de participar en la subasta, de este conjunto de solicitudes se dividen en tres segmentos: aquellas que no obtuvieron precalificación, otras que precalificaron, pero al final decidieron no ofertar, y, finalmente, aquellas que calificaron como ofertas presentadas. De

estas últimas se derivan dos subconjuntos: ofertas no asignadas y ofertas asignadas o ganadoras. En este resumen se puede observar el interés que se generó a nivel nacional por participar en las subastas de electricidad de largo plazo. La Figura 2.10 muestra el detalle.

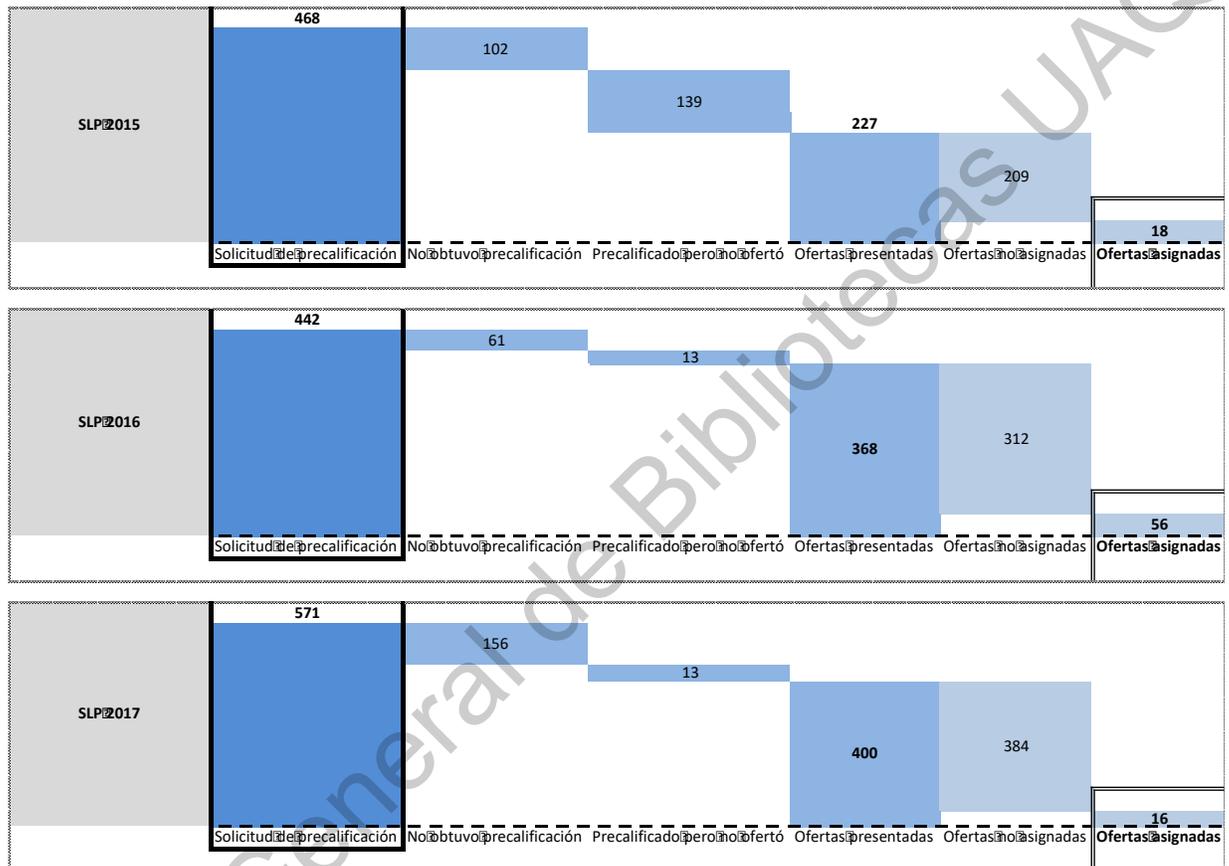


Figura 2.10 Resumen del proceso y participación en las SLP de México.

Fuente: CENACE, elaboración propia.

Las dos primeras subastas arrojaron resultados muy importantes para el mercado, primero por el incremento en la instalación de energía renovable en 5,000 MW, y también por una inversión aproximada de 6,600 millones de dólares con presencia de proyectos en todo el país, además de precios competitivos.

En la tercera subasta del 2017 surgió la participación de suministradores de servicios calificados como compradores, esto quiere decir que ya no sólo participó CFE como comprador de los bienes (energía, potencia o CELs), sino que hubo una participación de privados como compradores, esto representa un paso más en la modernización del Mercado Eléctrico Mayorista.

En la Figura 2.11 que está a continuación, se muestra de manera esquemática los resultados obtenidos respecto a cantidades en las diversas subastas. En la primera sección de color azul, se muestra la asignación de energía en GWh, se observa que en la segunda subasta fue el año que más energía se asignó con un aumento del 65% respecto a la del año anterior y posteriormente se dio una caída del 38% en la determinación de este bien. En la parte de en medio de color verde, se observan los CELs, que experimentaron primero un incremento del 72% respecto al primer año y después una caída del 36%. Finalmente, la potencia en color gris también tuvo su pico en el segundo y experimentó una caída del 50% para la tercera subasta.

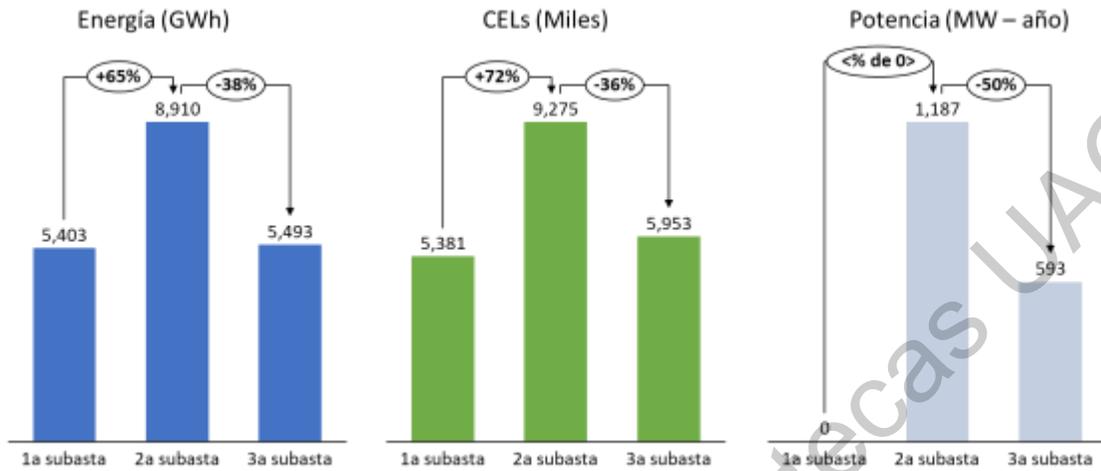


Figura 2.11 Cantidades demandadas por compradores y asignadas por generadores en las SLP.

Fuente: CENACE. Elaboración propia

En la Figura 2.12 que se detalla en seguida se ve que el precio de la energía experimentó una caída de 37% entre el primer y el segundo año, y de 32% entre el segundo y tercer año. Los CELs también tuvieron una caída en su cotización, primero del 17% entre la primera y la segunda subasta y, posteriormente, de 51% entre la segunda y tercera subasta. Solamente la potencia tuvo un aumento en precios del 9% entre la segunda y tercera subasta. Todos los precios tomados en cuenta para realizar la gráfica fueron los precios promedio de cada una de las subastas eléctricas de largo plazo.

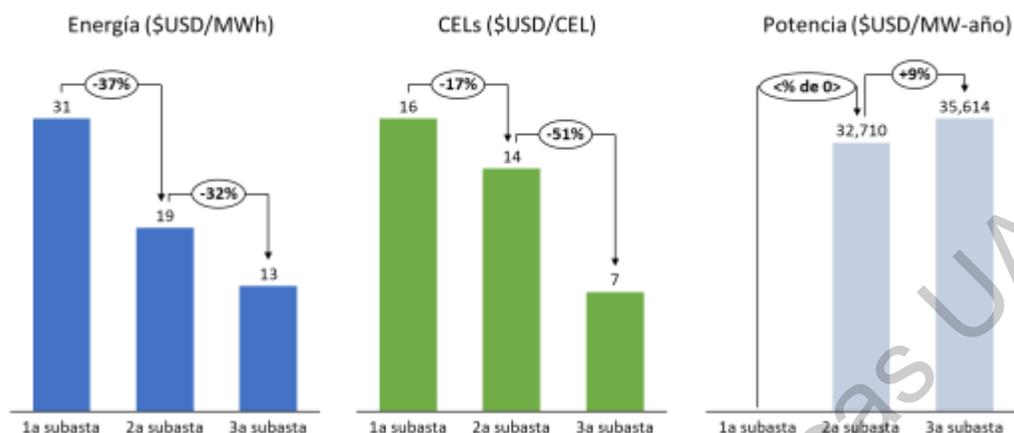


Figura 2.12 Precios promedio asignados en las SLP.

Fuente: CENACE. Elaboración propia.

Destaca que el precio promedio de energía + CELs de la más reciente subasta de 2017 que fue de \$20.4 USD, un 36% más barato respecto a la de 2016. Este precio es en general de ofertas asignadas, independientemente del tipo de tecnología. Las tecnologías propuestas incluyen energía solar fotovoltaica, eólica, hidráulica, ciclo combinado, geotermia y cogeneración eficiente.¹⁸

Sin embargo, si tomamos en cuenta sólo la energía solar asignada en la SLP 2017 que fue de \$17.7 por MWh+CEL, es el precio más bajo de los diversos países que tienen entre sus estrategias a las subastas como se muestra a continuación en la Figura 2.13:

¹⁸ Fuente: Secretaría de Energía (<http://www.gob.mx/sener/prensa/nutrida-participacion-en-la-fase-inicial-de-la-primera-subasta-de-largo-plazo-del-mercado-electrico?idiom=es-MX>)



Figura 2.13 Precios mínimos asignados en subastas de energía limpia mundialmente por tipo de tecnología en 2017. (USD/MWh).

Fuente: KPMG¹⁹.

En la Tabla 2.15 se observa un resumen del resultado de las diferentes SLP, destaca el interés del sector privado por invertir millones de dólares en estos proyectos:

Tabla 2.15 Resultados de las SLP en México.

SLP en México	1a Subasta	2a Subasta	3a Subasta	TOTAL
Inversión (Millones de dólares)	2,600	4,000	2,400	9,000
Proyectos ganadores	18	56	16	90
Empresas ganadoras	11	24	8	43
Tecnologías participantes	eólica y solar	eólica, solar, geotérmica, ciclo combinado e hidroeléctrica	eólica, solar y turbogas	N.A.
Capacidad instalada (MW)	2,085	2,871	2,562	7,518
Precio (energía + CELs)	47	33	20	N.A.

Fuente: CENACE

¹⁹ <https://home.kpmg/mx/es/home/tendencias/2017/12/subastas-a-largo-plazo-promotoras-de-energia-limpia.html>

En la Figura 2.14 se observa el mapa del territorio mexicano en el que se ubican los proyectos ganadores de la primera subasta de largo plazo:



Figura 2.14 Proyectos ganadores de la primera subasta de largo plazo en México 2015.

Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2019 – 2033. CENACE.

En la Figura 2.15 se expone el mapa con la ubicación de los proyectos ganadores de la segunda subasta de largo plazo llevada a cabo en 2016:



Figura 2.16 Proyectos ganadores de la tercera subasta de largo plazo en México 2017.

Fuente: Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2019 – 2033. CENACE.

Es relevante destacar que la generación de electricidad mediante fuentes renovables que sea intermitente (eólica y solar) fue tratada de forma diferente de aquéllas que son generadas mediante fuentes renovables pero que son consideradas constantes o de carga base (hidroeléctrica, biomasa y otras). Los proyectos eólicos y solares tendrán sus ganancias determinadas mediante referencia de precios definida por la zona de generación, o por hora de generación. Los precios de referencia cambian mensualmente, así que los desarrolladores de proyectos intermitentes deberán ser cautelosos al elegir cuál nodo de generación, o zona de localización, es la óptima para el desarrollo de su proyecto (Alves, 2015).

Los precios alcanzados en el mercado eléctrico mexicano difícilmente tendrán un impacto en las tarifas eléctricas a corto plazo ya que la entrada en operación de los proyectos

ganadores está prevista para 2019 y 2020, adicionalmente la cantidad de MWh comprados corresponde al 1.8% de la generación anual del país (Zarate, 2017).

Como se puede observar en el análisis de las tres experiencias de subastas llevadas a cabo, el precio ha ido bajando de manera considerable, podríamos preguntarnos si este esquema representa un negocio para las empresas que participan en ellas, pero de acuerdo a entrevistas realizadas a directivos de empresas, compartieron información respecto a que su motivación principal de participar en programas de energía renovable depende de (Komor, 2004):

- Ganar experiencia en cuanto a competencia en mercados de nuevos productos: algunas empresas eléctricas consideran que al participar en mercados de energía renovable podrán adquirir experiencia para desarrollar habilidades en cuanto a mercadeo y el desarrollo de nuevos productos.

- Para algunas empresas eléctricas es relevante la participación en proyectos de energía renovable porque estiman que es una manera de construir lealtad por parte del cliente, así como una preferencia por la marca.

- Por los beneficios que representa respecto a relaciones públicas: casi todo mundo está a favor de la energía renovable, pero muy pocos están dispuestos a pagar el costo real de la instalación de este tipo de proyectos. Sin embargo, los programas de energía renovable generalmente vienen acompañados de cobertura de prensa en sentido muy positivo y un sentimiento de ver por la comunidad y las futuras generaciones.

- Para establecer alianzas políticas y de comercio: generalmente los grupos ambientalistas se encuentran en polos totalmente opuestos a los que están los dueños de las

empresas eléctricas, pero al participar estos últimos en proyectos de energía renovable encuentran un punto de acuerdo.

2.3.7 Ventajas y desventajas del uso de subastas en los mercados eléctricos. Las principales ventajas respecto al uso del esquema de subastas enfocadas en energía renovables son:

- Menores precios: Como se analiza en gráficas anteriores, cada subasta llevada a cabo arrojó precios de generación eléctrica renovable menor en cada una de ellas, es decir, cada subasta funciona como referencia para la siguiente, tanto para los creadores de política energética, como para los participantes de las subastas.
- Flexibilidad en el diseño: es posible combinar diferentes elementos para alcanzar objetivos establecidos en la política energética de cada país de acuerdo a su situación económica, la estructura del propio sector energético, la madurez del mercado, la estructura de su red de transmisión, entre otros factores.
- Certeza en cuanto a cantidad y precio: permite a los tomadores de decisiones de política energética tener un precio y una cantidad de energía renovable adquirida con garantías económicas de por medio.
- Compromiso y transparencia: los participantes de las subastas se comprometen, mediante el pago de garantías, a convertir las subastas ganadoras en contratos eléctricos de largo plazo, reduciendo así el riesgo de no concretar el proyecto.

Respecto a las desventajas se consideran las siguientes:

- A pesar de que la disminución en precio es un factor considerado como ventaja, existe la preocupación de que los costos reales de energía renovable sean sobreestimados por las subastas y que los ganadores de las mismas presenten ganancias muy bajas o incluso negativas. Esto puede ocasionar retrasos en la construcción de los proyectos o incluso no llevarse a cabo.

- Otra desventaja de las subastas son los altos costos de transacción, tanto para los que las organizan, como para los participantes. La dificultad que conlleva participar hace que las barreras para incursionar en el mercado sean altas para pequeños o nuevos jugadores, casi todos los jugadores son grandes empresas conocidas mundialmente.

3. Metodología

La finalidad del trabajo de investigación es entender y demostrar de manera exhaustiva el funcionamiento del modelo utilizado por el CENACE en las Subastas de Largo Plazo, esto con el objetivo de incrementar el porcentaje de energía renovable de la matriz energética en México, al lograrlo, el uso de combustibles fósiles como el petróleo, combustóleo o turbogas podría destinarse a una gama de la industria diferente a la electricidad y podría considerarse un detonador del Producto Interno Bruto (PIB) al incrementar la industria, también un aumento en la generación de empleos para toda la vida útil de los proyectos y un uso íntegro de los recursos disponibles en el país como el sol, viento o agua. El usuario final, ya sean negocio o residencial, se verá beneficiado por poder adquirir electricidad a precios más competitivos y en condiciones de sustentabilidad.

Para lograr lo descrito en el párrafo anterior, según la legislación vigente, se tendría que obtener la asignación de un Contrato de Cobertura Eléctrica para la Compraventa de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y Certificados de Energías Limpias de la cuarta Subasta de Largo Plazo y cuya convocatoria fue publicada el 15 de marzo de 2018 (CENACE, 2018).

En las siguientes páginas, en las Figuras 3.1 y 3.2, se muestra el modelo utilizado de una manera gráfica y a continuación se relatan cada una de sus partes.

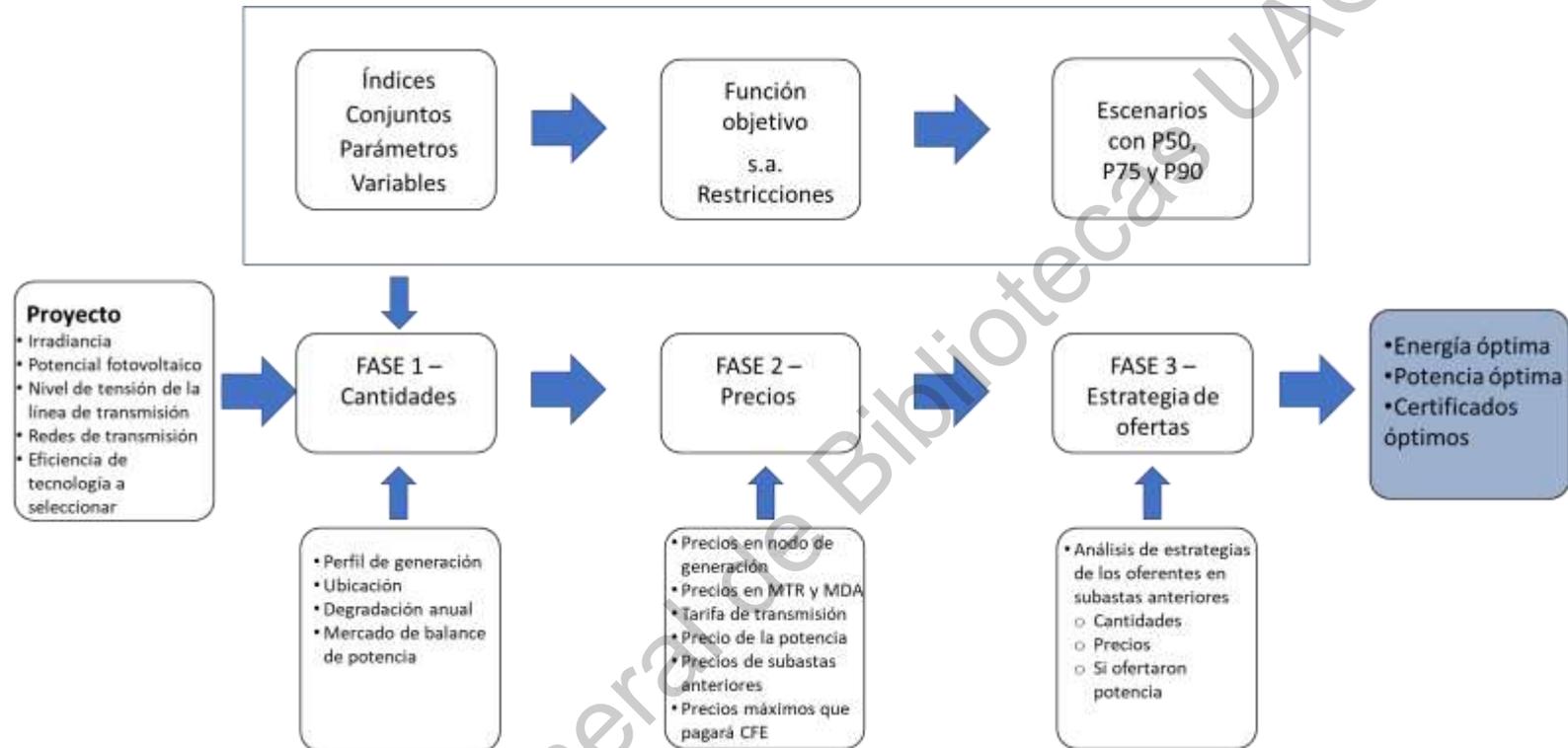


Figura 3.1 Metodología utilizada para el desarrollo del modelo de manera esquemática.

Fuente: elaboración propia.

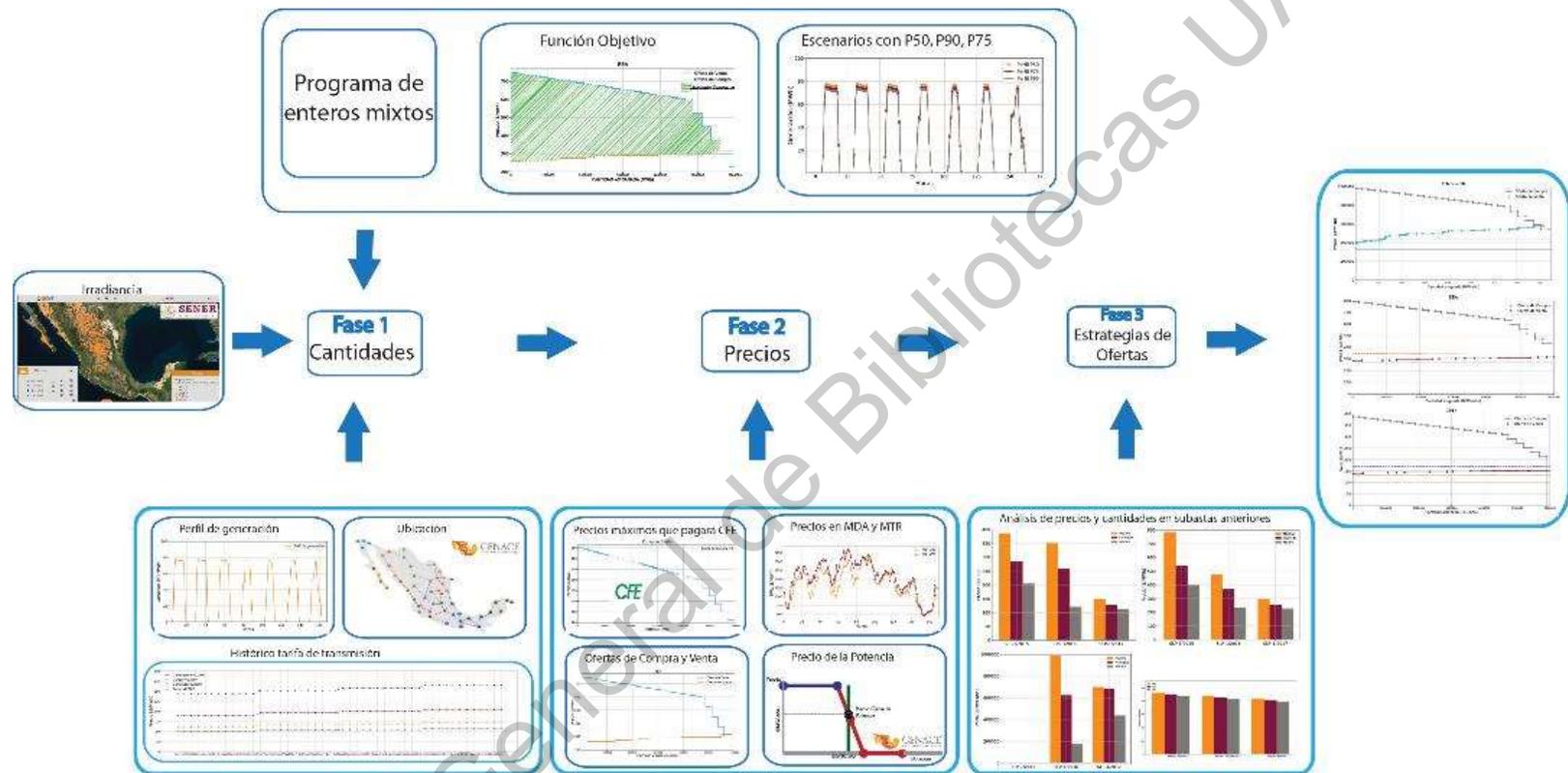


Figura 3.2 Metodología utilizada para el desarrollo del modelo de manera gráfica.

Fuente: elaboración propia.

Para una mayor factibilidad del proyecto a licitar se propone una localización que cuente con el recurso renovable para generar la energía eléctrica ofrecida, se pone en evidencia el potencial de la región. Adicionalmente, se elige una región y en específico un nodo que pueda ser interconectado a la red de transmisión y se opta por el nivel de tensión de la red adecuado. En el modelo matemático de optimización que se desarrolla se toma en cuenta el factor de localización, dicho factor es establecido por el CENACE y en algunos casos es una penalización que considera la congestión de la red.

Se plantea una tecnología adecuada que utilice el recurso renovable de forma eficiente, se describe la opción seleccionada con su sistema de aprovechamiento y el correcto funcionamiento del sistema.

La metodología consiste en utilizar la ecuación de optimización presentada por el CENACE después de la reforma energética para la primera subasta de largo plazo del 2015, que de manera general se siguió utilizando para el resto de las subastas llevadas a cabo. Toda la información está disponible de manera pública en la página web del CENACE²⁰.

3.1 Índices²¹

- *zp* Zona de potencia.
- *bp* Oferta (banda) de compra de Potencia.
- *be* Oferta (banda) de compra de Energía Eléctrica Acumulable.

²⁰ <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/SubastasLP.aspx>

²¹ Información pública disponible en el Manual de Subastas de Largo Plazo (<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Subastas%20de%20Largo%20Plazo%20DOF%202015%2011%2019.pdf>)

- bc Oferta (banda) de compra de Certificados de Energías Limpias.
- p, pi Paquete de oferta de venta.
- oci Paquetes de ofertas condicionadas.
- $omei$ Paquetes de ofertas mutuamente excluyentes.
- zi Zona de interconexión.
- ze Zona de exportación.
- zpr Zona de precios.
- c Central y puede pertenecer a uno o más paquetes

3.2 Conjuntos²²

- $BPzp = \{1, 2, \dots, |BPzp|\}$ Bandas para la compra de Potencia de las Entidades Responsables de Carga en la Zona de Potencia zp .
- $BE = \{1, 2, \dots, |BE|\}$ Bandas para la compra de Energía Eléctrica Acumulable de las Entidades Responsables de Carga be .
- $BC = \{1, 2, \dots, |BC|\}$ Bandas para la compra de CELs de las Entidades Responsables de Carga bc .
- $PAQ = \{1, 2, \dots, |PAQ|\}$ Paquetes (ofertas de venta) p .
- $C = \{1, 2, \dots, |C|\}$ Centrales eléctricas c .
- $Cp = \{1, 2, \dots, |Cp|\}$ Subconjunto de centrales eléctricas c que pertenecen al paquete p .

²² Información pública disponible en el Manual de Subastas de Largo Plazo (<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Subastas%20de%20Largo%20Plazo%20DOF%202015%2011%2019.pdf>)

- $PAQ(zp)$ Paquetes p que pertenecen a la zona de potencia zp .
- $C(zi)$ Centrales c que pertenecen a la zona de interconexión zi .
- $PAQ(ze)$ Paquetes p que pertenecen a la zona de exportación ze .
- $OC = \{1, 2, \dots, |OC|\}$ Ofertas de paquetes condicionados oci . Cada elemento de este conjunto es, a su vez, un conjunto de paquetes. Se utiliza cuando se requiere condicionar la selección de un paquete a la selección del paquete “anterior”. Definidos por el Licitante como parte de su Oferta.
- $OME = \{1, 2, \dots, |OME|\}$ Ofertas de paquetes mutuamente excluyentes $omei$. Cada elemento de este conjunto es, a su vez, un conjunto de paquetes. Se utiliza cuando se requiere especificar paquetes mutuamente excluyentes. Definidos por el Licitante como parte de su Oferta.
- $ZP = \{1, 2, \dots, |ZP|\}$ Zonas de potencia zp . Se incluyen como Zonas de Potencia los sistemas interconectados, zonas y subzonas definidas por el CENACE.
- $ZI = \{1, 2, \dots, |ZI|\}$ Zonas de Interconexión zi, zii . Definidas por el CENACE. Subestaciones o conjuntos de subestaciones para las que el CENACE establece límites a la interconexión (capacidad de placa).
- $ZPR = \{1, 2, \dots, |ZPR|\}$ Zonas de precios zpr definidos por el CENACE.

- $ZE = \{1, 2, \dots, |ZE|\}$ Zonas de Exportación ze, z_{ei} . Definidas por el CENACE. Zonas para las que el CENACE establece límites a la exportación de Energía Eléctrica Acumulable.

3.3 Parámetros²³

- $PaquetePp$ Representa el componente de Potencia del paquete p en MW-año. Definido por el Licitante para el paquete p .
- $PaqueteEp$ Representa el componente de Energía Eléctrica Acumulable del paquete p en MWh por año. Definido por el Licitante para el paquete p .
- $PaqueteCp$ Representa el componente de CELs del paquete p en CELs por año. Definido por el Licitante para el paquete p .
- $CapacidadDePlaca$ Representa la capacidad de placa del paquete p en MW. Definido por el Licitante para el paquete p .
- $PrecioPaquetep$ Precio ajustado del paquete p en \$/año, a fin de reflejar la ubicación de la oferta y la elección de indexar a dólares, de acuerdo con la siguiente fórmula de la ecuación 3.1:

Ecuación 3.1. Precio ajustado del paquete p .

$$PrecioPaquetep = (PrecioOriginalPaquetep + \Delta PMLzprPaqueteEp) \times (FactorPre f Pesos \times FactorDevEsp)^{IndexUSDp}$$

²³ Información pública disponible en el Manual de Subastas de Largo Plazo (<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Subastas%20de%20Largo%20Plazo%20DOF%202015%2011%2019.pdf>)

donde:

- $\Delta PMLzpr$ Valor esperado de la diferencia entre el promedio de los Precios Marginales Locales del SEN y el promedio del Precio Marginal Local de la zpr donde se ubica el paquete p , en \$/MWh. Ambos en valor nivelado durante el plazo considerando en la Subasta, a fin de reflejar la ubicación de la oferta.
- $PrecioOriginalPaquetep$ Representa el precio de la Oferta del paquete p en \$/año. Definido por el Licitante como parte de su Oferta para el paquete p .
- $FactorDevEsp$ Razón entre el costo esperado de una oferta indexada en dólares y una oferta indexada en pesos.
- $FactorPre f Pesos$ Factor que refleja la preferencia del comprador para realizar sus pagos en la misma moneda en que reciba sus ingresos.
- $IndexUSDp$ Binario, 1 si p está indexado a dólares, 0 si p está indexado a pesos.
- $SinPrelaciónc$ Parámetro binario, 1 si el paquete p no tiene prelación calificada para su interconexión, 0 si tiene prelación calificada o ya se encuentra interconectada al SEN. Definido por el Licitante, como parte de su Oferta del paquete p . Verificado por el CENACE.
- $DemP_{bp}^{max}$ Parámetro real no negativo, representa la oferta bp de compra de Potencia en la Zona de Potencia zp en MW-

año. Definido por las Entidades Responsables de Carga considerando los requerimientos de contratación definidos por la CRE.

- $DemE_{be}^{max}$ Parámetro real no negativo, representa la oferta be de compra de Energía Eléctrica Acumulable en MWh por año. Definido por las Entidades Responsables de Carga considerando los requerimientos de contratación definidos por la CRE.

- $DemC_{bc}^{max}$ Parámetro real no negativo, representa la oferta bc de compra de CELs en CELs por año. Definido por las Entidades Responsables de Carga considerando los requerimientos de contratación definidos por la CRE.

- $PrecioP_{bp}$ Precio máximo de compra de Potencia para la banda bp , en \$/MW por año.

- $PrecioE_{be}$ Precio máximo de compra de Energía Eléctrica Acumulable para la banda be , en \$/MWh por año.

- $PrecioC_{bc}$ Precio máximo de compra de Certificados de Energías Limpias para la banda bc , en \$/CEL por año.

- $FechaIrrAntp$ Binario, 1 si el paquete p tiene una fecha de inicio irregular antes de la fecha de inicio estándar, 0 si no.

- $FechaIrrDespp$ Binario, 1 si el paquete p tiene una fecha de inicio irregular después de la fecha de inicio estándar, 0 si no.

- $KFechaIrrAntP$ Porcentaje máximo de Potencia que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular antes de la fecha de inicio estándar.

- $KFechaIrrDespP$ Porcentaje máximo de Potencia que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular después de la fecha de inicio estándar.
- $KFechaIrrAntC$ Porcentaje máximo de CEL que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular antes de la fecha de inicio estándar.
- $KFechaIrrDespC$ Porcentaje máximo de CEL que las entidades responsables de carga están dispuestas a adquirir de fuentes con fecha de inicio irregular después de la fecha de inicio estándar.
- $LimInterconexiónZIzi$ Límite máximo de interconexión de la zona de interconexión zi , en MW.
- $LimEnergíaEléctricaZEze$ Límite de exportación de la zona de exportación ze , en MW/año.

3.4 Variables²⁴

- Up Variable binaria, 1 si el paquete p es seleccionado, 0 si no es seleccionado.
- Uc Variable binaria, 1 si la central c es seleccionada, 0 si no es seleccionada.
- $VentaPbp$ Cantidad de Potencia vendida a la oferta de compra bp .

²⁴ Información pública disponible en el Manual de Subastas de Largo Plazo (<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Subastas%20de%20Largo%20Plazo%20DOF%202015%2011%2019.pdf>)

- $VentaEbe$ Cantidad de Energía Eléctrica Acumulable vendida a la oferta de compra be .
- $VentaCbc$ Cantidad de Certificados de Energías Limpias vendidos a la oferta de compra bc .

3.5 Función objetivo del modelo

La función objetivo es maximizar el excedente económico total, es decir, maximizar la cantidad vendida de cada producto multiplicado por el precio máximo de compra ofertada para dicho Producto, menos el precio de los paquetes seleccionados como se muestra en la siguiente ecuación 3.2:

Ecuación 3.2 Función objetivo del modelo.

$$\begin{aligned}
 & \text{Maximizar}_{u, VentaP, VentaE, VentaC} \sum_{zp \in ZP} \left\{ \sum_{bp \in BP_{zp}} VentaP_{bp} PrecioP_{bp} \right\} + \sum_{be \in BE} VentaE_{be} PrecioE_{be} \\
 & + \sum_{bc \in BC} VentaC_{bc} PrecioC_{bc} - \sum_{p \in PAQ} u_p PrecioPaquete_p
 \end{aligned}$$

Las restricciones a las que está sujeta la función objetivo se detallan enseguida:

$$\begin{array}{l}
 \text{Sujeto a:} \\
 VentaP_{bp} \leq DemP_{bp} \quad \forall bp \in BP_{zp}, \forall zp \in ZP \\
 \\
 VentaE_{be} \leq DemE_{be} \quad \forall be \in BE \\
 \\
 VentaC_{bc} \leq DemC_{bc} \quad \forall bc \in BC
 \end{array}$$

Estas tres restricciones buscan garantizar que no se venda más de lo que los compradores están dispuestos a comprar, es decir, asegurar que la cantidad de cada Producto asignada a cada banda (Oferta de Compra) sea menor o igual a la cantidad incluida en dicha Oferta de Compra.

$$\sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta}P_{bp} \leq \sum_{p \in PAQ(zp)} u_p \text{Paquete}P_p \quad \forall zp \in ZP$$

$$\sum_{be \in BE} \text{Venta}E_{be} \leq \sum_{p \in PAQ} u_p \text{Paquete}E_p$$

$$\sum_{bc \in BC} \text{Venta}C_{bc} \leq \sum_{p \in PAQ} u_p \text{Paquete}C_p$$

Estas restricciones anteriores aseguran que los paquetes (Ofertas de Venta) seleccionados contengan una cantidad de Potencia, EEA y CEL's suficiente para proporcionar la cantidad asignada a las Ofertas de Compra.

$$u_p \leq u_{pi} \quad \forall oci \in OC \mid oci = (p, pi)$$

$$\sum_{p \in omei} u_p \leq 1 \quad \forall omei \in OME$$

Estas restricciones son específicas para paquetes condicionados y mutuamente excluyentes: u_p puede ser 1 solo si la anterior fue 1, eso es para paquetes condicionados; para ofertas mutuamente excluyentes la suma solo puede ser uno, es decir, solo se selecciona una opción de ese paquete.

$$\sum_{c \in C(z_i)} u_c \text{CapacidadDePlaca}_c \text{SinPrelacion}_c \leq \text{LimInterconexiónZI}_{z_i} \quad \forall z_i \in ZI$$

Esta restricción está relacionada con la capacidad de la red. Capacidad de placa tiene que ver con que se tome en cuenta la capacidad que puede recibir la propia red o subestación de la zona, es decir que no se supere la capacidad de interconexión.

$$u_p \leq u_c \quad \forall p \in PAQ(c), \forall c \in C$$

$$u_c \leq \sum_{p \in PAQ(c)} u_p \quad \forall c \in C$$

Las restricciones relacionan las Ofertas de Venta con las Centrales Eléctricas.

Una central puede ser seleccionada si al menos uno de los paquetes fue seleccionado y a su vez un paquete puede ser seleccionado si la planta fue seleccionada.

$$\sum_{c \in C(z_e)} \sum_{p \in PAQ(c)} u_p \text{CantidadEEA}_{c,p} \text{SinPrelacion}_c \leq \text{LimEnergíaEléctricaZE}_{z_e} \quad \forall z_e \in ZE$$

La restricción asegura que los Paquetes seleccionados no rebasen el límite de Energía Eléctrica Acumulable para las Zonas de Exportación donde el CENACE haya definido límites.

$$\sum_{p \in PAQ(z_p)} u_p \text{PaqueteP}_p \text{FechalrrAnt}_p \leq K \text{FechalrrAntP} \sum_{bp \in BP_{z_p}} \text{VentaP}_{bp} \quad \forall z_p \in ZP$$

$$\sum_{p \in PAQ(zp)} u_p \text{Paquete} P_p \text{FechaIrrDesp}_p \leq K \text{FechaIrrDesp} P \sum_{bp \in BP_{zp}} \text{Venta} P_{bp} \quad \forall zp \in ZP$$

Las restricciones aseguran que la cantidad de Potencia en los paquetes seleccionados con fechas irregulares no rebase el porcentaje definido en las Ofertas de Compra.

$$\sum_{p \in PAQ} u_p \text{Paquete} C_p \text{FechaIrrAnt}_p \leq K \text{FechaIrrAnt} C \sum_{bc \in BC} \text{Venta} C_{bc}$$

$$\sum_{p \in PAQ} u_p \text{Paquete} C_p \text{FechaIrrDesp}_p \leq K \text{FechaIrrDesp} C \sum_{bc \in BC} \text{Venta} C_{bc}$$

Las restricciones aseguran que la cantidad de CELs en los paquetes seleccionados con fechas irregulares no rebase el porcentaje definido en las Ofertas de Compra.

$$0.8 \text{ProdEstEEA}_{c,u_c} \leq C \text{ComprometidaEEA}_{c,u_c} + \sum_{p \in PAQ(c)} u_p \text{CantidadEEA}_{c,p} \leq \text{ProdEstEEA}_{c,u_c}$$

El porcentaje ofertado de producción de energía eléctrica acreditada como limpia con la que se honrará la oferta de Energía Eléctrica Acumulable debe ser mayor al 80% de la producción (energía + compromisos previos)

$$0.8 \text{ProdEst}_{CEL_c} u_c \leq C_{\text{Comprometida}}_{CEL_c} u_c + \sum_{p \in PAQ(c)} u_p \text{Cantidad}_{CEL_p} \leq \text{ProdEst}_{CEL_c} u_c$$

Al igual, los CELs con los que se honrarán la oferta deben ser mayor al 80% de la producción.

La cantidad de al menos uno de los Productos ofrecidos en cada oferta de venta deberá ser igual o mayor a los umbrales siguientes (CENACE, 2016):

- Tratándose de potencia: Lo que resulte menor entre 10 MW y el 5% de la cantidad total de Potencia demandada en la Subasta de que se trate.
- Tratándose de CELs: Lo que resulte menor entre 20,000 CELs/año y 5% de la cantidad total de CELs demandada en la Subasta de que se trate

En la Tabla 3.1 se detallan los límites inferiores:

Tabla 3.1 Ejemplos de tipos de paquetes de ofertas de venta.

Tipo de paquete	Potencia	Energía Eléctrica Acumulable	CEL
Paquete 1	10 MW o 5% de *OC	** MWh	20 mil CEL o 5% de *OC
Paquete 2	10 MW o 5% de *OC	** MWh	
Paquete 3	10 MW o 5% de *OC		20 mil CEL o 5% de *OC
Paquete 4	10 MW o 5% de *OC		
Paquete 5			20 mil CEL o 5% de *OC
Paquete 6		** MWh	20 mil CEL o 5% de *OC
* OC Oferta de Compra			
** Sin restricción mínima de venta			

Fuente: (CENACE, 2016)

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2016/26%20Segunda%20sesión%20de%20capacitación%20v2016%2007%2025.pdf>

Un paquete con solo Energía Eléctrica Acumulable es permitido, si y solo si, está condicionado a un paquete de Potencia y/o de CELs.

3.6 Descripción del desarrollo del modelo

Para desarrollar la estrategia de oferta, se utiliza el modelo matemático y se generan escenarios con probabilidades del 50, 75 y 90% de generación de energía eléctrica de la planta. Por ejemplo, se seleccionará el escenario con una P50 de certidumbre para aquellos inversionistas que son más arriesgados o de P90 para aquellos que son aversos al riesgo.

El desglose del modelo permite obtener datos en tres fases: la primera de ellas se considera una fase de precalificación y consistirá en evaluar y determinar las cantidades óptimas de los productos a ofrecer con base en las necesidades y restricciones del oferente. En la segunda fase se prepara la oferta económica determinando el precio a ofertar. Finalmente, en la tercera fase se establece la estrategia de oferta de los posibles paquetes para participar de manera competitiva y ser adjudicado, en la medida de lo posible, en el espectro de precios más conveniente.

La fase 1, etapa de precalificación de las ofertas de venta, es sumamente importante toda vez que el CENACE solo evalúa las ofertas de venta económicas que hayan obtenido una constancia de precalificación favorable, es decir que precalifican las cantidades antes de poder ofertar los precios. Como parte de dicha evaluación se toma en cuenta el perfil de generación, ubicación y degradación anual, se analiza la posibilidad de incluir el producto de potencia en los paquetes para que el cliente pueda obtener una ventaja sobre aquellos que no oferten este producto. Para el cálculo de potencia se consultará el mercado para el balance de potencia que publica el CENACE con la finalidad de obtener las horas críticas de una manera lo más certera posible, es decir, mes, día y hora y se sensibilizarán los factores de ponderación para tener mayor precisión y certidumbre.

El análisis se realiza tomando en cuenta las expectativas de crecimiento del proyecto y bajo la premisa de ofertar el 80% de los productos en la subasta y el restante 20% en el mercado eléctrico mayorista (a precios de mercado).

Respecto a la fase 2, en términos de lo establecido en la disposición 5.7.3 del manual de las subastas de largo plazo y el numeral 6.1.5. de las Bases de Licitación, la oferta económica debe estar integrada por el precio, el señalamiento sobre la indexación

de la oferta y la documentación que acredite el estatus de interconexión de las centrales eléctricas. Por lo tanto, se debe emitir una oferta económica por cada oferta técnica de Oferta de Venta que cuente con Constancia de Precalificación presentada en la fase 1.

En esta fase se contemplan todos los factores involucrados, tales como: factores de ajuste horarios, tipo de cambio, compromiso de productos, precios de los productos en su mercado correspondiente (Mercado de Corto Plazo, Mercado para el Balance de Potencia y Mercado de Certificados de Energías Limpias), entre otros.

Para determinar el precio de la energía se toma en cuenta el precio marginal local del nodo a analizar de 2016, 2017 y 2018, años en que ha estado funcionando el mercado eléctrico mayorista, haciendo un análisis exhaustivo por mes del mercado de día adelantado y el mercado en tiempo real. Adicionalmente, derivado del análisis del precio de la energía, se explica por qué se sugiere ofertar el 80% de la generación total en la subasta y el 20% restante venderlo a precios de mercado.

Con la finalidad de tener una mayor precisión en la estimación del precio a subastar se realiza un análisis de la tarifa de transmisión en el nivel de tensión correspondiente y del precio de la potencia.

Un aspecto adicional a tomar en consideración son los precios obtenidos en las subastas anteriores, es decir las llevadas a cabo en 2015, 2016 y 2017 y los precios máximos que está dispuesta a pagar la CFE para la cuarta subasta de largo plazo (límite superior), para ser más precisos se muestran los precios ganadores de las subastas anteriores, pero de tecnología fotovoltaica.

Finalmente, en la tercera fase se determina la estrategia a seguir por el oferente.

4. Presentación e Interpretación de Resultados

4.1 Desarrollo del modelo

Como se ha mencionado anteriormente, la presente tesis se centra en el desarrollo de un modelo matemático de optimización del mercado eléctrico mexicano, específicamente del esquema de subastas establecido en la Ley de la Industria Eléctrica.

Con la finalidad de desarrollar un modelo lo más cercano a la realidad, se propone que la central eléctrica sea un proyecto solar ubicado en el estado de San Luis Potosí con una capacidad de generación de 80 MWac.

Se eligió energía solar por el alto grado de irradiación que tiene el terreno mexicano, como se precisa en la Figura 4.1 que se muestra a continuación:

Dirección General de Bibliotecas UAO



Figura 4.1 Grado de irradiación en México.

Fuente: © 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis.

<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/mexico>

Así como por su potencial para energía fotovoltaica que se presenta en la Figura 4.2:



Figura 4.2 Potencial de energía solar en México.

Fuente: © 2017 The World Bank, Solar resource data: Solargis.

<https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/mexico>

La zona de precios a la que pertenece el proyecto solar es Moctezuma, perteneciente al sistema interconectado nacional. La zona de carga y potencia es San Luis Potosí. El nivel de tensión del proyecto solar es de 115 kV. En la Figura 4.3 se muestra el mapa del Sistema Eléctrico Nacional y sus principales características.



Figura 4.3 Estado del Sistema Eléctrico Nacional.

Fuente: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/368023/03_Merida_CRE.pdf.

Agosto 2018

Como se observa en los mapas anteriores, la región de San Luis Potosí tiene un gran potencial de irradiación, adicionalmente, cuenta con redes de transmisión para poder evacuar la energía eléctrica generada.

La tecnología que se considera propicia para este proyecto son paneles solares con seguimiento. Los sistemas de aprovechamiento de la energía solar deben recoger la mayor cantidad posible de energía recibida en un determinado lugar, esta condición exige que la superficie colectora sea, en todo momento, perpendicular a los rayos solares y por tanto, una colección óptima solo puede conseguirse si dicha superficie está dotada de un movimiento de seguimiento del sol. Utilizando un colector con seguimiento, la energía

total recibida en un día claro puede ser del orden de 35% mayor que para el mismo colector estático o hasta de 40% (Arreola, 2015).

En diversos estudios se reporta un incremento global de alrededor de 30-45% en la potencia de salida para el sistema de seguimiento solar en eje norte-sur, comparado con un sistema fotovoltaico fijo, además de que en un día soleado, un seguidor de un eje puede obtener 35.6% más de energía respecto a un sistema FV fijo (Arreola, op. cit.).

En general, el comportamiento de un panel solar con sistema de seguimiento es el siguiente, detallado en la Figura 4.4:



Figura 4.4 Comportamiento de un panel solar con sistema de seguimiento.

Fuente: <https://degeriberica.com/como-conseguimos-mayor-rendimiento/sistema-seguimiento-solar-1/>

4.2 Cantidades: energía, certificados de energía limpia y potencia

El objetivo de esta sección es evaluar el perfil de generación del proyecto solar para identificar la cantidad óptima de productos de energía eléctrica acumulable (EEA), certificados de energía limpia (CEL) y potencia que se puede ofertar en la subasta.

4.2.1 Energía y certificados. De acuerdo a la CRE un CEL ampara la generación de 1 MWh de energía eléctrica limpia²⁵, por eso la relación se considera 1 a 1.

En la siguiente Tabla 4.1 y Figura 4.5 se muestra un resumen de la generación de EEA y CELs con esquema de seguimiento para los escenarios P50, P75 y P90. Los datos son típicos de una planta solar de 80MWac en la zona de San Luis Potosí.

Tabla 4.1 Generación de EEA y CELs: año 1.

Mes	P50 (MWh)	P75 (MWh)	P90 (MWh)
Enero	14,844	14,395	13,990
Febrero	16,293	15,800	15,356
Marzo	20,791	20,161	19,594
Abril	21,561	20,907	20,319
Mayo	22,422	21,743	21,131
Junio	20,916	20,282	19,712
Julio	20,538	19,915	19,355
Agosto	20,128	19,518	18,969
Septiembre	16,922	16,409	15,947
Octubre	16,483	15,983	15,534
Noviembre	14,570	14,129	13,731
Diciembre	14,528	14,088	13,692
Generación anual (MWh)	219,995	213,329	207,330

²⁵ <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias>

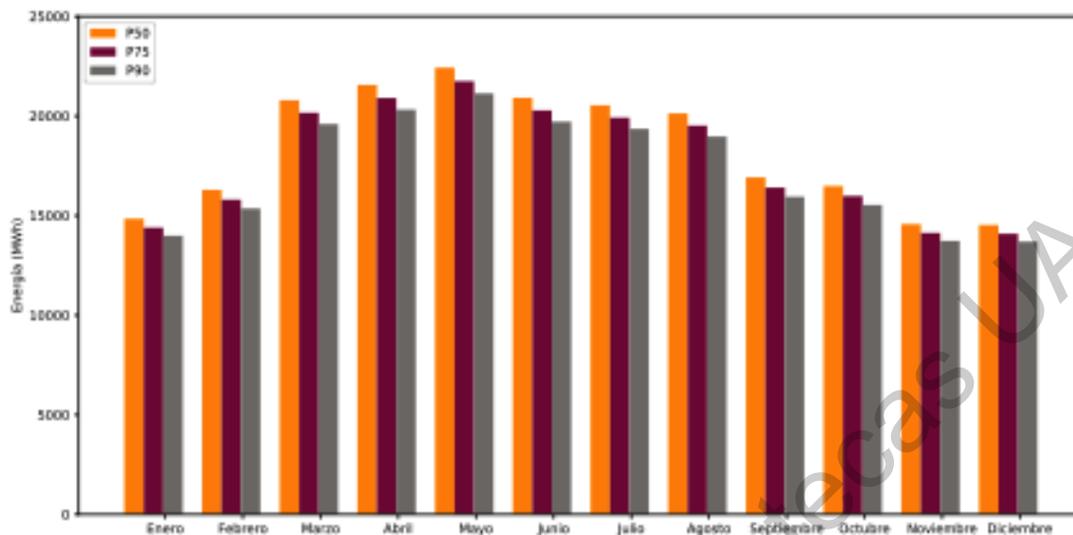


Figura 4.5 Generación mensual año 1 EEA y CELs.

Fuente: elaboración propia.

Como es de suponerse, la mayor generación solar está dentro de los meses más calurosos en nuestro país, que van de marzo a agosto. Cabe hacer notar que los escenarios P75 y P90 equivalen al 96.97 % y 94.24 % de la energía producida en el escenario P50. El porcentaje de degradación respecto a la generación de energía eléctrica del año 1 y la generación anual a un horizonte de 30 años se muestra en la Tabla de los anexos.

La generación anual de EEA y CELs, tanto de P50, P75 y P90, a un horizonte de 30 años se muestra en la siguiente Figura 4.6:

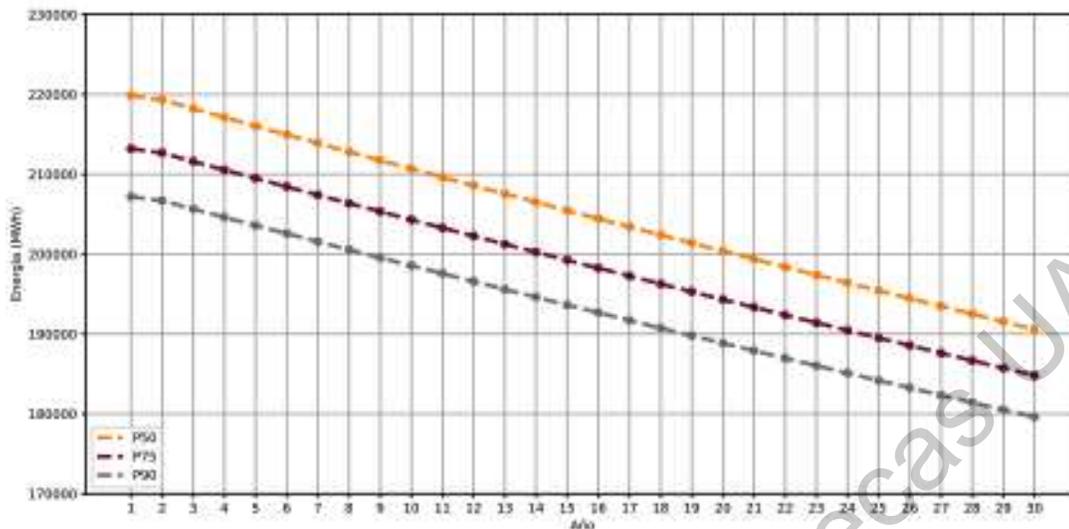


Figura 4.6 Generación anual EEA y CELs a un horizonte de 30 años.

4.2.2 Potencia. Con base en la información del perfil de generación, se evaluó la cantidad de potencia que le pudiera ser acreditada al proyecto solar analizando de manera exhaustiva los cálculos y resultados del Mercado para el Balance de Potencia (MBP) 2016 y 2017, disponibles en la página web del CENACE²⁶. Las consideraciones principales fueron las siguientes:

- Las 100 horas críticas del año de producción 2016 identificadas con base en la demanda máximo del Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- Las 100 horas críticas del año de producción 2016 identificadas con base en los Niveles de Reserva de Generación (NRG) del SIN

26

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/MercadoBalancePotencia.aspx>

- Las 100 horas críticas del año de producción 2017 identificadas con base en la demanda máximo del SIN

Para determinar la cantidad de potencia que le puede ser acreditada al proyecto solar, es necesario conocer el comportamiento de las horas críticas en los dos años que se han realizado, 2016 y 2017, estos análisis se hacen ex post, es decir, el 2016 se analiza en 2017 y el 2017 en 2018. Las siguientes tablas muestran la distribución de las horas críticas, indicándose el porcentaje de ocurrencia por mes, día y hora. Es importante mencionar que, se consideraron las 100 horas críticas obtenidas con base en los NRG contenidas en el Reporte del Primer Semestre de 2016 publicado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)²⁷. Esto se debe a que de acuerdo con el numeral 3.4.1 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia, a partir del 2018 las horas críticas serán aquellas 100 horas en que el sistema correspondiente haya tenido el menor NRG²⁸. Los resultados del análisis del porcentaje de horas críticas por mes se muestran en la Tabla 4.2:

27

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ResultadosMercadoBalancePotencia.aspx>

28

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/AcreditacionReqPotencia.aspx>

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

Tabla 4.2 Porcentaje de ocurrencia de las horas críticas: por mes.

Mes	%Ocurrencia MBP 2016	%Ocurrencia MBP NRG 2016	%Ocurrencia MBP 2017
Febrero		4	
Abril		21	
Mayo	15	58	10
Junio	29	17	83
Julio	36		
Agosto	18		7
Septiembre	2		

En la siguiente Tabla 4.3 se muestra el porcentaje de horas críticas por día de lunes a viernes:

Tabla 4.3 Porcentaje de ocurrencia de las horas críticas: por día.

Día	%Ocurrencia MBP 2016	%Ocurrencia MBP NRG 2016	%Ocurrencia MBP 2017
Lunes	14	21	11
Martes	18	22	17
Miércoles	24	31	24
Jueves	27	17	28
Viernes	17	9	20

Finalmente, en la Tabla 4.4 se detalla el porcentaje de horas críticas por hora.

Tabla 4.4 Porcentaje de ocurrencia de las horas críticas: por hora.

Hora	%Ocurrencia MBP 2016	%Ocurrencia MBP NRG 2016	%Ocurrencia MBP 2017
1		1	
2		1	
11		1	
12		6	2
13		8	3
14	2	10	7
15	13	12	10
16	30	19	20
17	39	15	32
18	16	7	13
19		2	2
20		2	
21		3	
22		5	4
23		5	6
24		3	1

De acuerdo con las tablas, se puede observar que la mayor parte de las horas críticas se concentran en los meses de mayo y junio, de lunes a viernes y de 14 a 18 horas. Sin embargo, para dar una mayor precisión y certidumbre, se obtuvo el promedio de la generación del proyecto solar en el año 1 en los meses, días y horas que han ocurrido las horas críticas y además fueron sensibilizados con factores de ponderación obtenidos con base en la información de las tablas anteriores.

Los factores de ponderación se calculan como el producto del factor de ocurrencia del mes multiplicado por el factor de ocurrencia del día que a su vez multiplica al factor de ocurrencia de la hora.

Por ejemplo, considerando las horas críticas ocurridas en el año de producción 2017, en el mes de mayo ocurrieron el 10 % (factor de ocurrencia=0.1) de las horas críticas. Del total de las horas críticas, el 11 % (factor de ocurrencia=0.11) ocurrieron en lunes y el 2 % (factor de ocurrencia=0.02) ocurrieron en la hora 12. Por lo tanto, el factor de ponderación que tendrán las horas 12 de los días lunes de mayo será el siguiente:

$$f_{\text{factor ponderación}} = 0,10 \diamond 0,11 \diamond 0,02 = 0,00022$$

Los resultados se muestran en la siguiente Tabla 4.5:

Tabla 4.5 Potencia anual acreditada (PAA): año 1.

Potencia	P50 (MW-año)	P75 (MW-año)	P90 (MW-año)
PAA 2016 (MW-año) p	46.36	44.96	43.69
PAA 2016 NRG (MW-año) p	43.96	42.63	41.43
PAA 2017 (MW-año) p	41.93	40.66	39.51
Promedio	44.08	42.75	41.55

En la Tabla anterior, PAA 2016, PAA 2016 NRG y PAA 2017 indican la Potencia anual que puede ser acreditada considerando las horas críticas del 2016, las horas críticas del 2016 con base en los NRG y las horas críticas de 2017, respectivamente. La leyenda *p* significa que el valor se obtuvo con base en los ponderadores calculados. La siguiente Figura 4.7 muestra la información obtenida en la Tabla anterior.

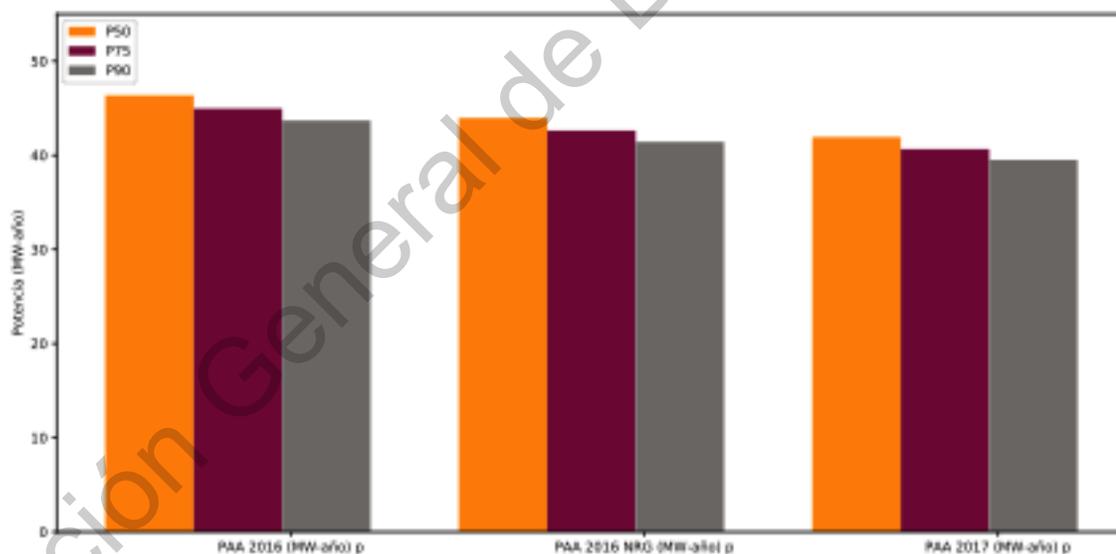


Figura 4.7 Potencia anual acreditada: año 1.

Considerando el porcentaje de degradación mostrado en la Tabla del anexo y los escenarios de generación P50, P75 y P90, la cantidad de potencia que le pudiera ser acreditada al proyecto solar en un horizonte de 30 años, en su panorama más alentador (PAA 2016 p P50), alcanzaría los casi 46 MW- año en el año 1 y en el año 15 sería

aproximadamente de 43 MW-año. El escenario más conservador (PAA 2017 p P90) indica que la Potencia anual acreditada del proyecto sería de casi 39 MW-año en el año 1 y en el año 15 de casi 36 MW-año. Lo anterior se puede observar en la Figura 4.8 que se muestra a continuación:

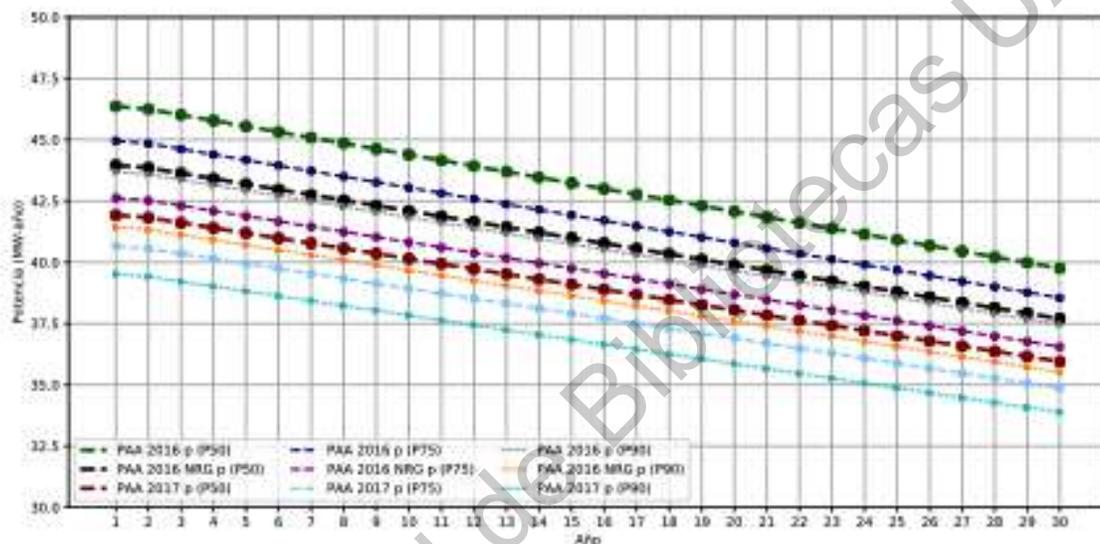


Figura 4.8 Potencia anual acreditada a un horizonte de 30 años.

En resumen, de la evaluación de las características de generación del proyecto solar, en el caso de la potencia, se tomaron en cuenta los resultados calculados con base en las horas críticas del 2016 conforme a los NRG y los factores de ponderación, debido a que a partir del 2018 las horas críticas serán calculadas con base en dichos niveles. Esto nos permite tener un escenario conservador para la estimación de la potencia que le pudiera ser acreditada al proyecto.

En la Tabla 4.6 se muestra las características energéticas de la planta considerando sistemas de seguimiento.

Tabla 4.6 Capacidades del proyecto (100 %): año 1.

Escenario	Energía (MWh-año)	CEL (CEL-año)	Potencia (MW-año)
P50	219,995	219,995	43.96
P75	213,329	213,329	42.63
P90	207,330	207,330	41.43

Al considerar la teoría de juegos se intenta predecir cómo actuarán, teóricamente, los otros participantes de la subasta, se pretende evitar la maldición del ganador y así impedir tasas de retorno inferiores a las normales, o cero. Por ello, se propone adoptar un escenario conservador, ya que en esta etapa, en caso de no precalificar, la utilidad esperada será de cero. Así que se propone seleccionar el escenario P90 que se observa en la Tabla anterior (Durá, 2003).

Se sugiere ofertar el 80% de la cantidad de energía producida en el año 1 del escenario P90, que corresponde a $207,333 \cdot 0.8 = 165,864$ MWh-año.

De acuerdo a la CRE, un CEL ampara la generación de 1 MWh de energía eléctrica limpia²⁹, esto es $1 \text{ CEL} = 1 \text{ MWh}$. Por ello, se sugiere ofertar el 80% de la cantidad de CELs producida en el año 1 del escenario P90, que corresponde a 165,864.00 CELs-año. Esto con la finalidad de contar con una fuente estable de pagos por dichos certificados y con ello atenuar el riesgo de que su precio se vaya a la baja en el mercado.

Respecto a la potencia, se sugiere que se considere la opción de ofertar al menos 30 MW-año y máximo 36 MW-año. La primera cantidad está por debajo del escenario de

²⁹ Fuente: <https://www.gob.mx/cre/articulos/preguntas-frecuentes-sobre-los-certificados-de-energias-limpias>

generación más conservador (P90) en el año de producción 15. La segunda cantidad es la Potencia anual acreditada esperada en el año 15 (P90).

4.3 Precios: energía, certificados de energía limpia y potencia

Con la intención de tener un acercamiento preliminar del precio a ofertar de cada producto, el cual se verá reflejado en el precio total del paquete, se desarrollará un estudio de los precios de mercado para la Energía Eléctrica Acumulable (EEA), Potencia y Certificados de Energía Limpia (CEL).

4.3.1 Precio de la energía. De conformidad con lo que establece la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), el Precio Marginal Local (PML) se define como el “Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista”. (SENER, 2014)

En la página web del CENACE se publican los PML del Mercado de un Día en Adelantado (MDA), así como los del Mercado de Tiempo Real (MTR)³⁰.

En la Tabla 4.7 se analiza el comportamiento del precio de la energía en la zona de San Luis Potosí para 2016, en ese año el MDA y el MTR era el mismo:

³⁰ <https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/PreEnergiaSisMEM.aspx>

Tabla 4.7 Precios de energía: MDA y MTR 2016.

Mes	Máximo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)
Enero	960.34	675.74	447.14
Febrero	1194.29	687.60	378.11
Marzo	1312.45	636.40	358.85
Abril	1239.65	700.59	440.16
Mayo	3157.44	956.61	438.35
Junio	2455.78	916.54	567.14
Julio	1543.90	981.98	524.52
Agosto	1932.72	911.95	499.77
Septiembre	1942.87	1085.94	515.08
Octubre	1998.77	981.29	401.98
Noviembre	1327.96	690.49	338.74
Diciembre	1455.16	834.17	449.55
Valor anual	3157.44	838.28	338.74

Fuente: CENACE³¹

El precio máximo anual que se presentó fue de 3,157.44 (\$/MWh), los precios promedio y mínimo durante el 2016 fueron de 830.28 y 338.74 (\$/MWh), respectivamente.

En la Figura 4.9 se grafica la información mostrada en la Tabla 4.7 para observar los precios de una manera más esquemática:

31

https://www.cenace.gob.mx/SIM/VISTA/REPORTES/H_RepPreEnergiaSisMEM.aspx?N=27&opc=divCssPreEnergia&site=Precios%20de%20la%20energ%C3%ADa/Precios%20de%20Nodos%20Distribuidos/MDA/Mensuales&tipoArch=C&tipoUni=SIN&tipo=Mensuales&nombrenodop=Precios%20de%20Nodos%20Distribuidos

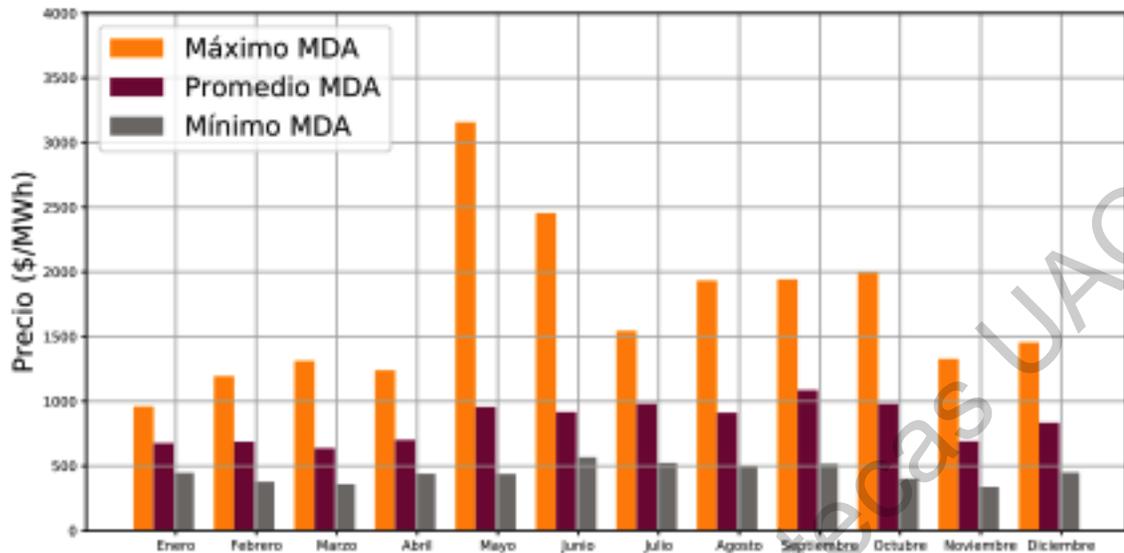


Figura 4.9 Precio zonal mensual 2016: San Luis Potosí.

Fuente: CENACE

En la gráfica anterior se observa que durante los primeros cuatro meses el precio promedio de la energía no superó los 700 (\$/MWh), sin embargo, en los meses de mayo a octubre se presentaron los precios promedio más altos superando los 1,000 (\$/MWh). En los dos últimos meses del año se comprueba una disminución a menos de 900 (\$/MWh).

En la Tabla 4.8 se presentan los precios del MDA para 2017 en la zona de San Luis Potosí:

Tabla 4.8 Precios de energía: MDA 2017.

Mes	Máximo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)
Enero	2101.69	981.43	523.04
Febrero	2101.06	924.86	413.75
Marzo	2668.31	1019.56	378.24
Abril	5276.97	1206.90	487.75
Mayo	4822.54	1424.64	624.38
Junio	6240.64	1915.80	716.29
Julio	2292.79	1057.77	562.59
Agosto	3378.43	1452.77	608.61
Septiembre	1998.25	1005.50	537.72
Octubre	1688.48	1148.18	535.65
Noviembre	3092.59	1293.43	504.75
Diciembre	2718.10	1012.91	433.36
Valor anual	6240.64	1203.65	378.24

Fuente: CENACE

En la Tabla 4.9 se presentan los precios del MTE para 2017 en la zona de San Luis Potosí:

Tabla 4.9 Precios de energía: MTR 2017.

Mes	Máximo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)
Enero	1888.18	1003.14	545.29
Febrero	2143.73	1147.68	448.89
Marzo	5101.35	1233.41	449.37
Abril	6044.96	1566.26	613.76
Mayo	7734.40	1730.68	637.16
Junio	7107.19	2421.93	725.19
Julio	3161.51	1375.81	617.29
Agosto	2898.10	1454.24	606.48
Septiembre	1871.17	1043.64	527.92
Octubre	1758.72	1140.80	557.89
Noviembre	1966.77	1162.65	535.33
Diciembre	1937.76	987.80	402.13
Valor anual	7734.40	1355.67	402.13

Fuente: CENACE

Las dos tablas anteriores muestran los precios de la energía del MDA y MTR para el año 2017. Para el MDA, el precio máximo anual que se presentó fue de 6,240 (\$/MWh).

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

El precio promedio y mínimo durante el 2017 fue de 1,203.65 y 378.24 (\$/MWh), respectivamente. En el caso del MTR, el precio máximo anual que se presentó fue de 7,734.40 (\$/MWh). El precio promedio y mínimo durante el 2017 fue de 1,355.67 y 402.13 (\$/MWh), respectivamente.

En la Figura 4.10 se observa que, tanto para el MDA como el MTR, el precio de la energía crece exponencialmente hasta alcanzar casi los 2,000 (\$/MWh) y 2,500 (\$/MWh) en junio, respectivamente. Posterior al mes de junio, los precios promedio de la energía se estabilizan un poco al no superar los 1,500 (\$/MWh).

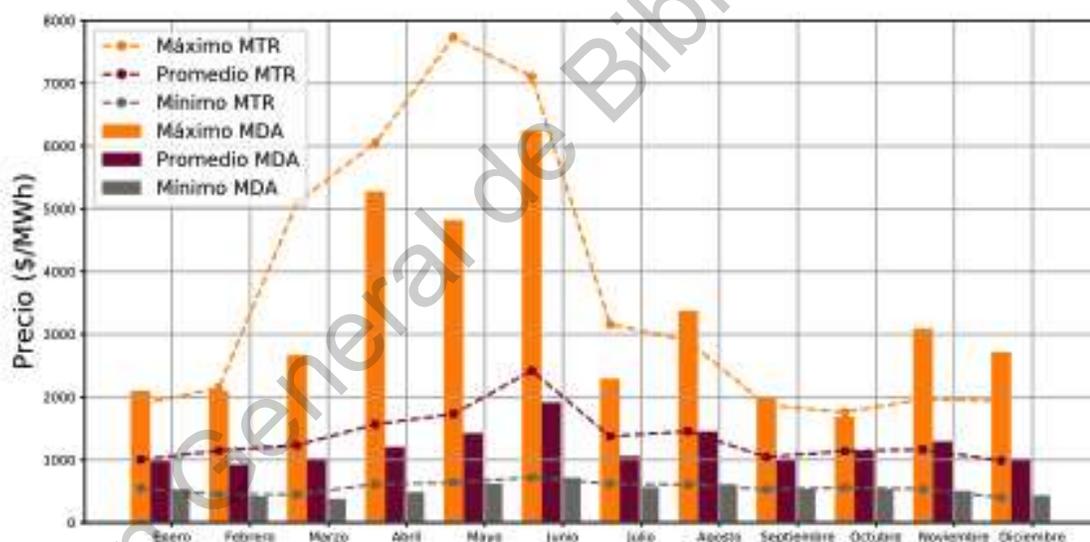


Figura 4.10 Precio zonal mensual 2017: San Luis Potosí.

Fuente CENACE

En las tablas 4.10 y 4.11 se realiza el mismo análisis, pero para el año 2018, es decir se presenta los precios de MDA y MTR para cada mes de ese año.

Tabla 4.10 Precios de energía: MDA 2018.

Mes	Máximo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)
Enero	2591.80	1106.56	438.66
Febrero	2156.67	1260.89	510.54
Marzo	2979.64	1227.38	478.94
Abril	5037.96	1419.01	490.41
Mayo	7772.17	1946.44	627.82
Junio	7331.23	2066.09	912.92
Julio	4773.45	1727.41	562.05
Agosto	5115.59	2140.56	592.62
Septiembre	-	-	-
Octubre	-	-	-
Noviembre	-	-	-
Diciembre	-	-	-
Valor anual	7772.17	1611.79	438.66

Fuente: CENACE

Tabla 4.11 Precios de energía: MTR 2018.

Mes	Máximo (\$/MWh)	Promedio (\$/MWh)	Mínimo (\$/MWh)
Enero	1824.77	1130.14	463.21
Febrero	2628.22	1389.92	538.81
Marzo	2417.64	1413.22	501.63
Abril	2804.79	1565.12	491.58
Mayo	7660.23	2379.42	539.99
Junio	7680.64	2220.03	708.22
Julio	6058.08	1672.74	563.39
Agosto	4267.60	1918.14	802.39
Septiembre	-	-	-
Octubre	-	-	-
Noviembre	-	-	-
Diciembre	-	-	-
Valor anual	7680.64	1711.09	463.21

Fuente: CENACE

Para el MDA, el precio máximo anual que se presentó fue de 7,772.17 (\$/MWh). El precio promedio y mínimo durante el 2018 fue de 1,620.76 y 438.66 (\$/MWh), respectivamente. En el caso del MTR, el precio máximo anual que se presentó fue de

7,680.64 (\$/MWh). El precio promedio y mínimo durante el 2018 fue de 1,739.51 y 463.21 (\$/MWh), respectivamente.

En la Figura 4.11 que se muestra a continuación se observa que, tanto para el MDA como el MTR, el precio de la energía se incrementa gradualmente hasta alcanzar casi 2,100 (\$/MWh) y 2,300 (\$/MWh) en junio, respectivamente. En el mes de julio, el precio promedio de la energía baja de los 2,000 (\$/MWh), pero en agosto vuelve a superar esta cantidad.

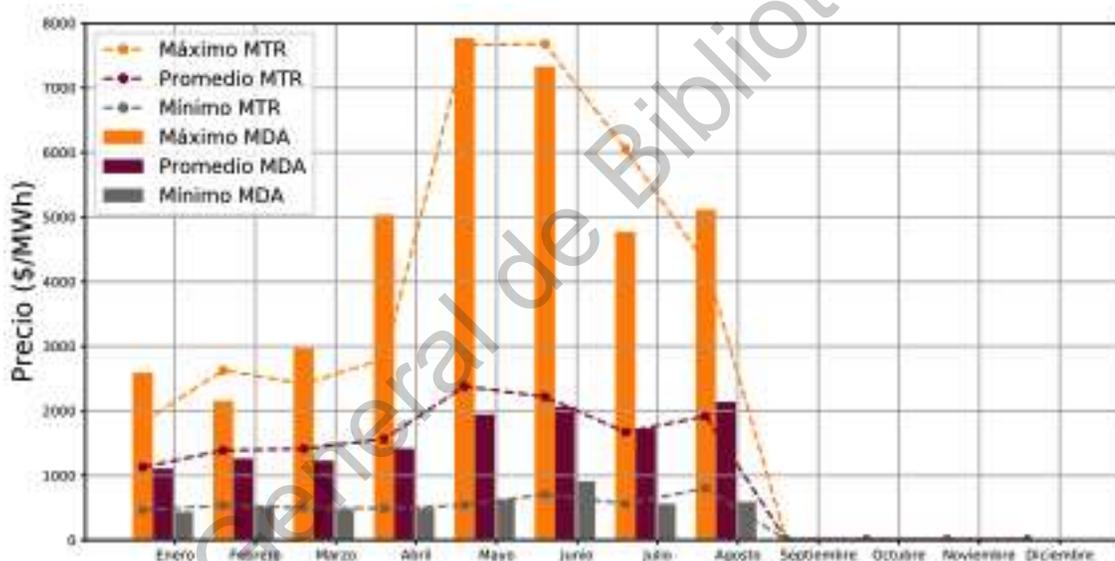


Figura 4.11 Precio zonal mensual 2018: San Luis Potosí.

Fuente CENACE

En las Figuras 4.12 y 4.13 se muestran las variaciones porcentuales mensuales del precio zonal respecto al mes anterior para el MDA y MTR, respectivamente. Se puede observar que, para ambos mercados, los precios de la energía tienden a incrementarse en los meses de abril y mayo. En los últimos 2 años, en el mes de julio, el precio de la energía

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

se ha ido a la baja pero inmediatamente en el mes de agosto el precio se vuelve a incrementar. Después del mes de agosto no existe una tendencia en particular.

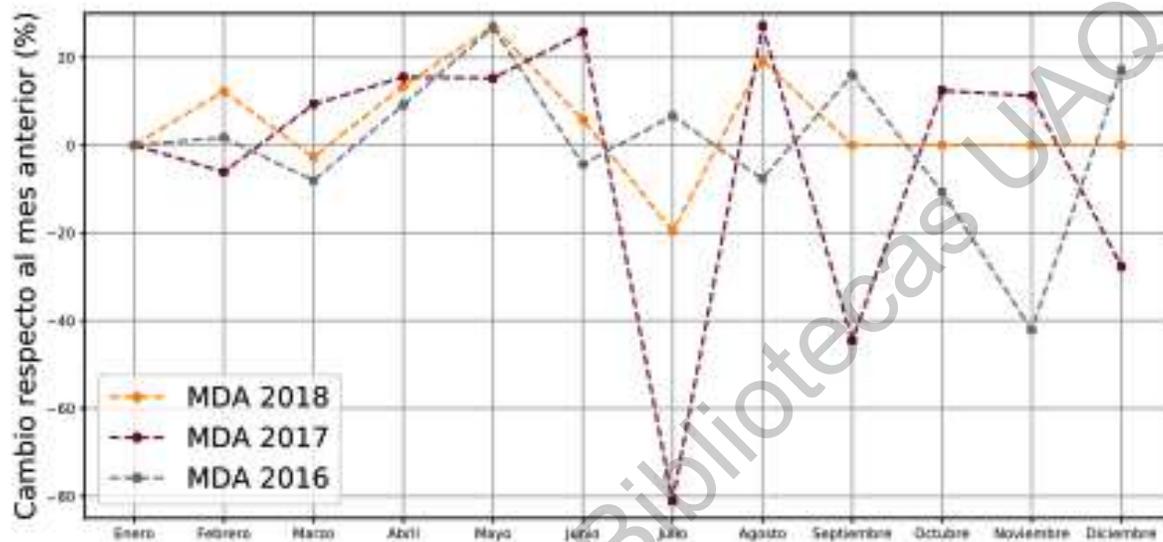


Figura 4.12 Variación mensual del precio zonal: MDA.

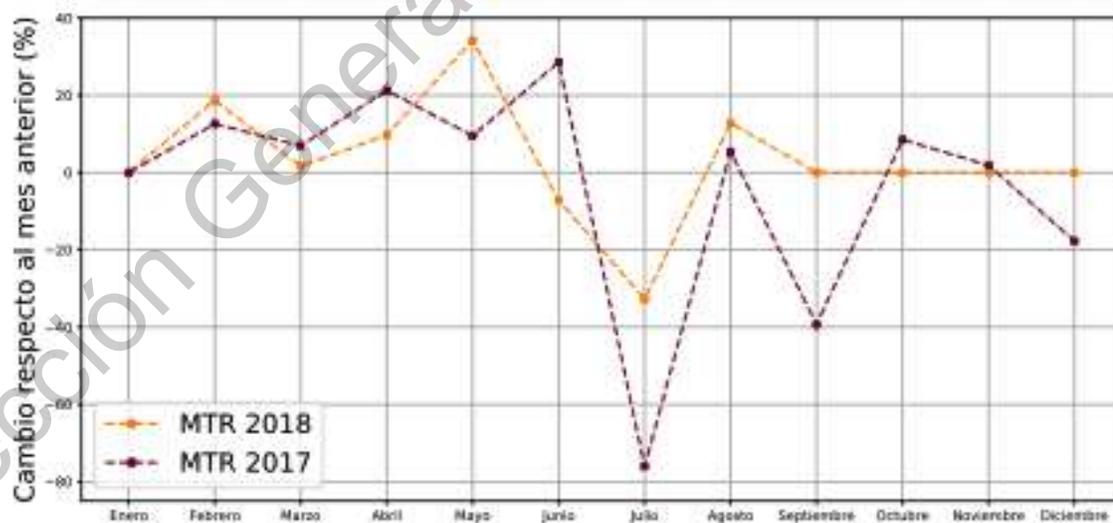


Figura 4.13 Variación mensual del precio zonal: MTR.

Finalmente, la Figura 4.14 muestra el comportamiento histórico del precio promedio de la energía en la zona de carga de San Luis Potosí de cada mercado (MDA y

MTR). Se puede observar un claro incremento del precio de la energía desde el inicio del mercado de corto plazo. El precio promedio anual de la energía en el MDA y MTR se incrementa en promedio un 28.03 % y 21.89 % cada año, respectivamente.

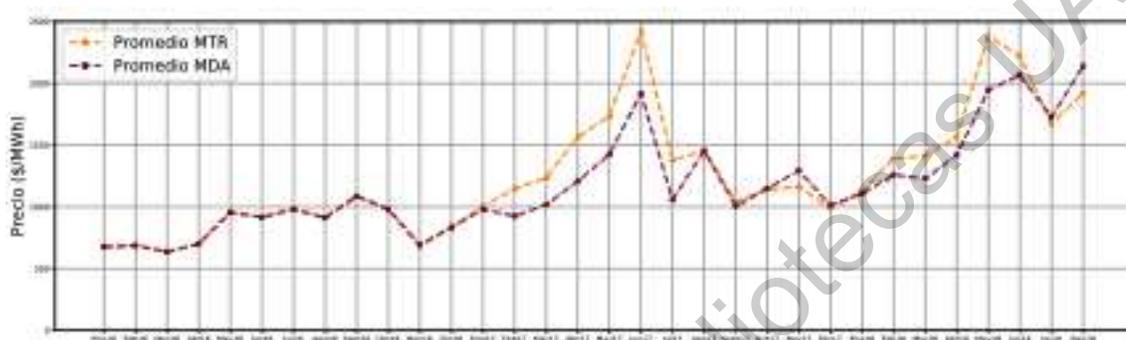


Figura 4.14 Promedio mensual histórico del precio de la electricidad en San Luis Potosí 2016-2018.

Hasta finales de 2018 se observa que el precio de la energía en el MTR es mayor que en el MDA. En promedio, en el año 2017 el precio de la energía en el MTR fue 9.41 % mayor al precio en el MDA. En lo que va del 2018, el precio de la energía en el MTR fue 6.45 % mayor al precio en el MDA. Para proporcionar un mayor panorama, en la siguiente Tabla 4.12 y Figura 4.15 se muestran las diferencias porcentuales por mes entre el precio de la energía del MDA y MTR.

Tabla 4.12 Diferencia porcentual por mes: MTR menos MDA.

Mes	Diferencia 2017 (%)	Diferencia 2018 (%)
Enero	2.16	2.09
Febrero	19.41	9.28
Marzo	17.34	13.15
Abril	22.94	9.33
Mayo	17.68	18.20
Junio	20.90	6.93
Julio	23.12	-3.27
Agosto	0.10	-11.60
Septiembre	3.65	13.95
Octubre	-0.65	-
Noviembre	-11.25	-
Diciembre	-2.54	-
Promedio anual	9.41	5.52

Fuente: CENACE

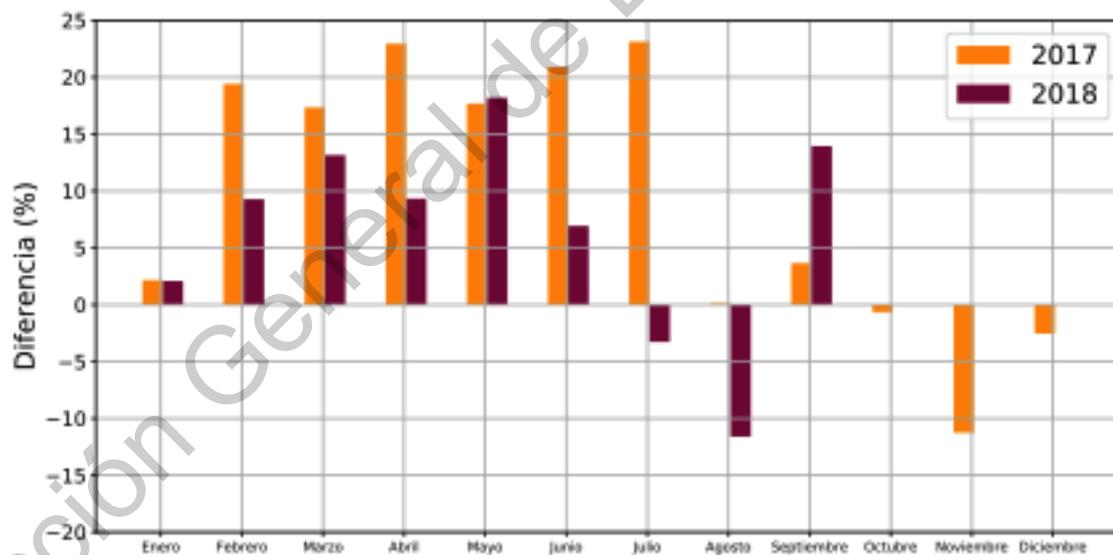


Figura 4.15 Diferencia porcentual por mes: MTR menos MDA.

Como se ha observado en el análisis de este apartado, el precio nodal de la energía, tanto del MDA, como del MTR ha ido en continuo aumento, por ello se sugiere ofertar el 80% de la energía total generada y el otro 20% venderlo a precios de mercado en el MEM.

Como análisis adicional, en el siguiente mapa de la Figura 4.16 se muestra el precio por zona de carga en el país (CRE, 2018):

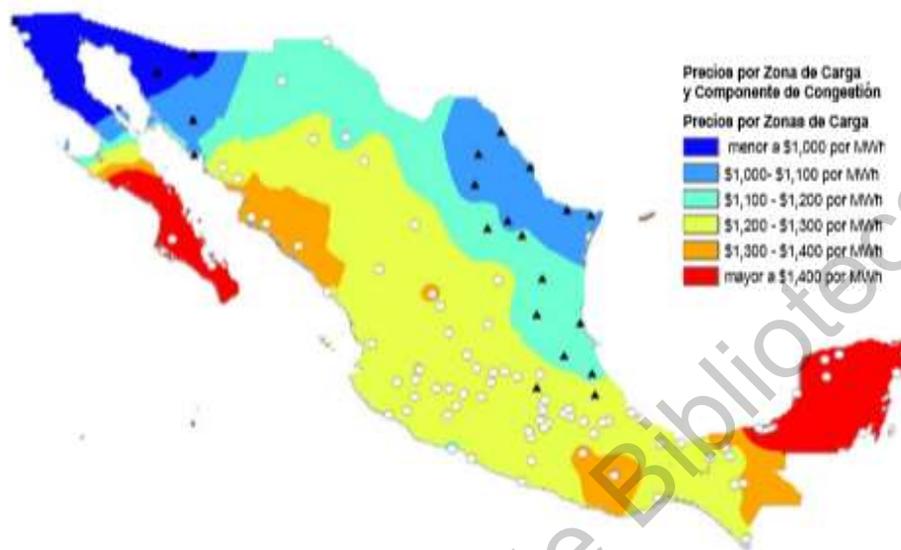


Figura 4.16 Mapa de precio zonal del MDA y componente de congestión marginal promedio por zona de carga, 2017.

Fuente: (CRE, 2018) con datos del CENACE.

Como se observa, la zona de San Luis Potosí tiene un precio nodal mayor al promedio del país, excepto por las regiones peninsulares.

4.3.2 Tarifa de transmisión, La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la autoridad encargada para definir la metodología y la tarifa de Transmisión y de Operación del CENACE.

Los valores históricos de la tarifa de transmisión para generadores cuyo nivel de tensión es menor a 220 kV y de operación del CENACE se muestra en las dos tablas siguientes³².

La tarifa de transmisión para generadores cuyo nivel de tensión es menor a 220 kV ha tenido dos incrementos respecto al año 2016. El primero de ellos fue de 5.93 % y el segundo de 4.09 %. El incremento en las tarifas de transmisión se ha dado a principios de cada año, como se muestra en la Tabla 4.13.

Tabla 4.12 Valores históricos: tarifa de transmisión generadores (<220 kV).

Mes	Año 2016 (\$/MWh)	Año 2017 (\$/MWh)	Año 2018 (\$/MWh)
Enero	90.4	96.1	100.2
Febrero	90.4	96.1	100.2
Marzo	90.4	96.1	100.2
Abril	90.4	96.1	100.2
Mayo	90.4	96.1	100.2
Junio	90.4	96.1	100.2
Julio	90.4	96.1	100.2
Agosto	90.4	96.1	100.2
Septiembre	90.4	96.1	100.2
Octubre	90.4	96.1	100.2
Noviembre	90.4	96.1	100.2
Diciembre	90.4	96.1	100.2

Fuente: CRE

Los aumentos en las tarifas de transmisión se detallan de igual manera en la siguiente Figura 4.17.

³² <https://datos.gob.mx/busca/dataset/tarifas-de-transmision-de-energia-electrica>

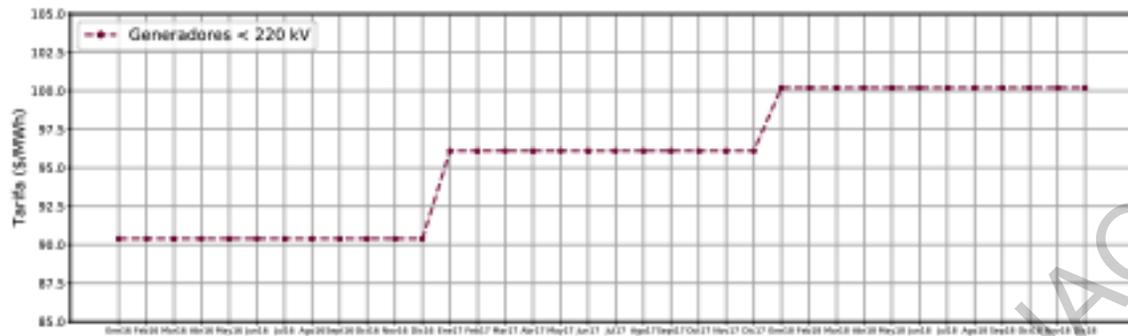


Figura 4.17 Tarifa histórica de transmisión: Generadores <220 kV.

Fuente: CRE

La tarifa de costos de operación del CENACE se mantuvo fija para todo el año 2016. En el año de 2017 se tuvieron dos tarifas, una para enero con un incremento de 3.2% respecto a la de 2016 y otra, con su respectivo incremento de 4.82% respecto a la de enero 2017, para el resto del año. El año 2018 ha sido más volátil para la tarifa de operación del CENACE, mostrando un incremento de 6.22% respecto a la última tarifa de 2017. Luego, de marzo a julio la tarifa tuvo un decremento de 21.30 respecto a la tarifa de enero y febrero de 2018. Finalmente, en agosto la tarifa se incrementó un 32.89% respecto al mes de julio de 2018, como se ve en la Tabla 4.14³³.

³³ <https://www.gob.mx/cenace/articulos/cenace-publica-sus-tarifas-de-operacion-192876>

Tabla 4.13 Valores históricos: tarifa de operación CENACE generadores.

Mes	Año 2016 (\$/MWh)	Año 2017 (\$/MWh)	Año 2018 (\$/MWh)
Enero	2.4807	2.5628	2.8644
Febrero	2.4807	2.6863	2.8644
Marzo	2.4807	2.6863	2.3613
Abril	2.4807	2.6863	2.3613
Mayo	2.4807	2.6863	2.3613
Junio	2.4807	2.6863	2.3613
Julio	2.4807	2.6863	2.3613
Agosto	2.4807	2.6863	3.5187
Septiembre	2.4807	2.6863	3.5187
Octubre	2.4807	2.6863	3.5187
Noviembre	2.4807	2.6863	3.5187
Diciembre	2.4807	2.6863	3.5187

Fuente: CENACE

De manera esquemática, se puntualizan los cambios en los costos de operación del CENACE en la Figura 4.18.

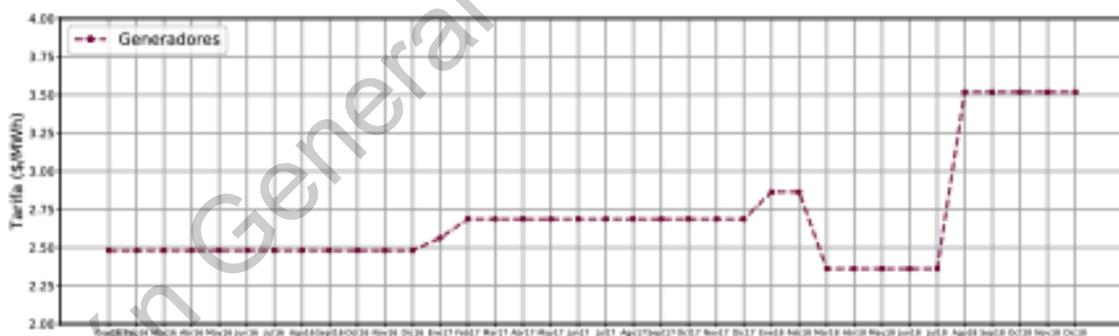


Figura 4.18 Tarifa histórica de costos de operación CENACE: Generadores.

Fuente: CENACE.

4.3.3 Precio de la potencia. El Mercado de Balance de Potencia (MBP) se basa en las cien horas denominadas "horas críticas", en las que cualquiera de los Sistemas (SIN, BCA y BCS) presentó una mayor necesidad de dicha potencia. Para los años de producción 2016 y 2017 las cien horas críticas fueron aquellas en las que cada sistema presentó mayor demanda de energía. A partir del 2018, las cien horas críticas serán aquellas en las que cada sistema presente menores Niveles de Reserva de Generación (NRG).

El MBP, es un mercado anual y ex-post que tiene como objeto facilitar a los participantes del mercado el comprar o vender potencia que requieran para cubrir los desbalances que existan entre sus requisitos de potencia y las cantidades registradas en sus transacciones bilaterales de potencia. El MBP es operado por el CENACE dentro de los dos primeros meses posteriores al año de producción, es decir, los resultados son publicados a finales de febrero y los pagos por potencia (liquidación) se realiza la primera semana de marzo³⁴.

La siguiente Tabla 4.15 se muestran los resultados del MBP para el año de producción 2016 y 2017. La primera columna indica el sistema, mientras que, la segunda y tercera muestran el precio neto de potencia (PNP) para cada año.

34

<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/MercadoBalancePotencia.aspx>

Tabla 4.14 Resultados MBP: año de producción 2016 y 2017.

Sistema	PNP 2016 (\$/MW-año)	PNP 2017 (\$/MW-año)
SIN	1,207,324.4280	709,625.1164
BCA	2,507,456.3540	594,112.2267
BCS	1,240,145.6640	2,754,685.1434

Fuente: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/PrecioNetoPotencia.aspx>

En la Figura 4.19 se muestra de manera gráfica lo expuesto en la Tabla anterior. Se aprecia claramente la disminución del precio de neto de potencia de los sistemas BCA y SIN, también el aumento de más del doble del sistema de BCS.

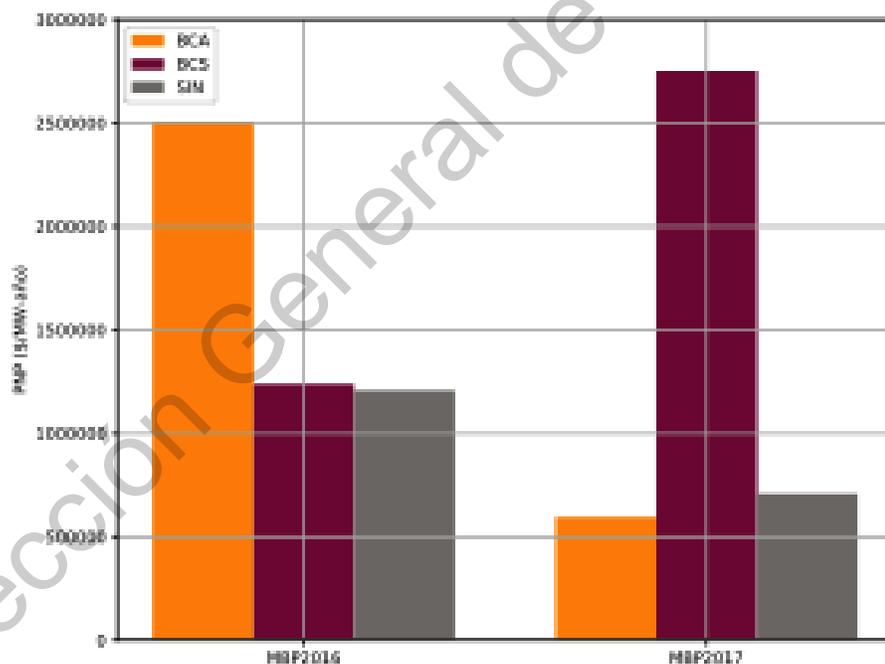


Figura 4.19 Precio neto de Potencia: año 2016 y 2017.

4.3.4 Precios obtenidos en las subastas anteriores. Como revisamos en páginas anteriores, los precios alcanzados en las subastas del mercado mexicano se sitúan dentro de los precios más bajos en comparación con subastas internacionales de energía limpia.

A manera de resumen se presentarán los precios obtenidos en las subastas anteriores:

SLP I-2015

EEA

- Máximo: 787.00 \$/MWh (45.23 \$USD/MWh)
- Promedio Ponderado: 540.32 \$/MWh (31.05 \$USD/MWh)
- Mínimo: 398.23 \$/MWh (22.88 \$USD/MWh)

CEL

- Máximo: 386.36 \$/CEL (22.20 \$USD/CEL)
- Promedio Ponderado: 284.48 \$/CEL (16.35 \$USD/CEL)
- Mínimo: 204.71 \$/CEL (11.76 \$USD/CEL)

Para la SLP de 2015, los precios máximos de EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 89.03% y 88.63% de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente. Mientras que, los precios mínimos de EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 45.05% y 46.11% de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente. Finalmente, los precios promedio ponderados de EEA y CEL de las ofertas ganadoras,

corresponden al 61.12 % y 64.36 % de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente.

SLP II-2016

Los precios máximos, promedios y mínimos ganadores de las ofertas de venta por cada producto, fueron los siguientes:

Potencia

- Máximo: 989,531.18 \$/MW-año (51,904.11 \$USD/MW-año)
- Promedio Ponderado: 623,603.24 \$/MW-año (32,710.01 \$USD/MW-año)
- Mínimo: 172,406.30 \$/MW-año (9,043.27 \$USD/MW-año)

EEA

- Máximo: 477.13 \$/MWh (25.03 \$USD/MWh)
- Promedio Ponderado: 371.27 \$/MWh (19.47 \$USD/MWh)
- Mínimo: 235.95 \$/MWh (12.38 \$USD/MWh)

CEL

- Máximo: 351.44 \$/CEL (18.43 \$USD/CEL)
- Promedio Ponderado: 258.77 \$/CEL (13.57 \$USD/CEL)
- Mínimo: 120.00 \$/CEL (6.29 \$USD/CEL)

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

Para la SLP de 2016, los precios máximos de Potencia, EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 58.60%, 63.48% y 93.65% de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente. Mientras que, los precios mínimos de Potencia, EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 10.21 %, 31.44 % y 31.98 % de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente. Finalmente, los precios promedio ponderados de Potencia, EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 36.62 %, 49.06 % y 72.68 % de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente.

SLP III-2017

Potencia

- Máximo: 702,171.00 \$/MW-año (36,854.34 \$USD/MW-año)
- Promedio Ponderado: 678,547.59 \$/MW-año (35,614.44 \$USD/MW-año)
- Mínimo: 437,595.60 \$/MW-año (22,967.76 \$USD/MW-año)

EEA

- Máximo: 298.11 \$/MWh (15.65 \$USD/MWh)
- Promedio Ponderado: 253.58 \$/MWh (13.31 \$USD/MWh)
- Mínimo: 227.15 \$/MWh (11.92 \$USD/MWh),

CELS

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

- Máximo: 149.06 \$/CEL (7.82 \$USD/CEL)
- Promedio Ponderado: 127.06 \$/CEL (6.67 \$USD/CEL)
- Mínimo: 113.58 \$/CEL (5.96 \$USD/CEL)

Para la SLP de 2017, los precios máximos de Potencia, EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 66.01%, 39.67% y 36.83% de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente. Mientras que, los precios mínimos de Potencia, EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 41.14 %, 30.23 % y 28.07 % de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente. Finalmente, los precios promedio ponderados de Potencia, EEA y CEL de las ofertas ganadoras, corresponden al 63.79 %, 33.74 % y 31.40 % de los precios máximos ofertados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente. Es decir, todos los precios de esta subasta fueron menores al 70% de los precios máximos ofertados, a diferencia del año anterior que aún estaban en el 93%.

En la Tabla 4.16 se muestra una comparación general de las ofertas ganadoras de cada subasta respecto a potencia. En cada celda se muestra el precio del producto y entre paréntesis el porcentaje que representó del precio máximo que ofertó CFE Suministrador de Servicios Básicos por el 100 % del producto.

Tabla 4.15 Precios Ganadores: Potencia (\$/MW-año).

	CFE	Máximo	Promedio	Mínimo
SLP-1/2015	10,000.00	-	-	-
SLP-1/2016	1,688,706.00	989,531.18 (58.60 %)	623,603.24 (36.93 %)	172,406.30 (10.21 %)
SLP-1/2017	1,063,742.54	702,171.00 (66.01 %)	678,547.59 (63.79 %)	437,595.60 (41.14 %)

La Figura 4.20 muestra que el precio máximo que se ha pagado por Potencia en las SLP disminuyó aproximadamente un 29% entre la SLP-1/2016 y SLP-1/2017. Sin embargo, el precio promedio y mínimo se incrementó en la SLP-1/2017 un 8.10% y 60.60%, respectivamente. Es importante mencionar que en la SLP-1/2015 no hubo ofertas de venta ganadoras de Potencia.

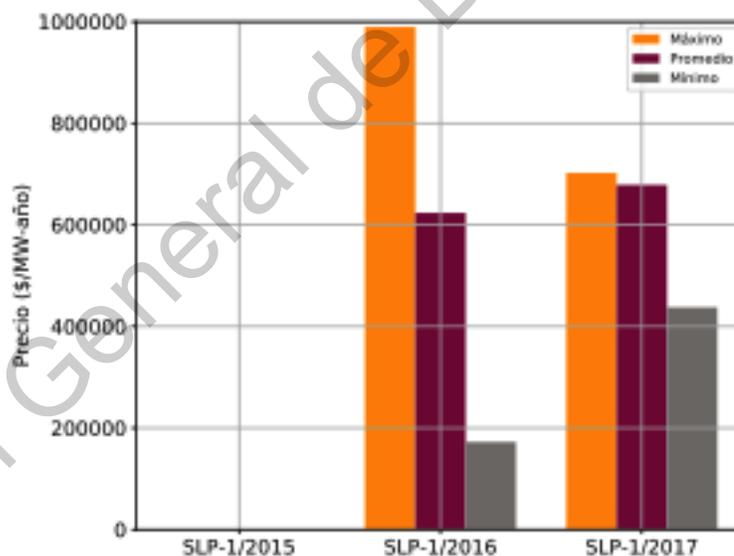


Figura 4.20 Precios Ganadores: Potencia.

En la Tabla 4.17 se muestra una comparación general de las ofertas ganadoras de cada subasta respecto a energía. Al igual que en la Tabla anterior, en cada celda se muestra el precio del producto y entre paréntesis el porcentaje que representó del precio máximo que ofertó CFE Suministrador de Servicios Básicos por el 100 % del producto.

Tabla 4.16 Precios Ganadores: EEA (\$/MWh).

	CFE	Máximo	Promedio	Mínimo
SLP-1/2015	884.00	787.00 (89.03 %)	540.32 (61.12 %)	398.23 (45.05 %)
SLP-1/2016	750.54	476.43 (63.48 %)	368.22 (49.06 %)	235.95 (31.44 %)
SLP-1/2017	751.53	298.11 (39.67 %)	253.58 (33.74 %)	227.15 (30.23 %)

La Figura 4.21 muestra el comparativo de precios ofertados en energía en las diversas subastas, la disminución más significativa fue del 39% del precio máximo ofertado entre la subasta del 2015 y la del 2016.

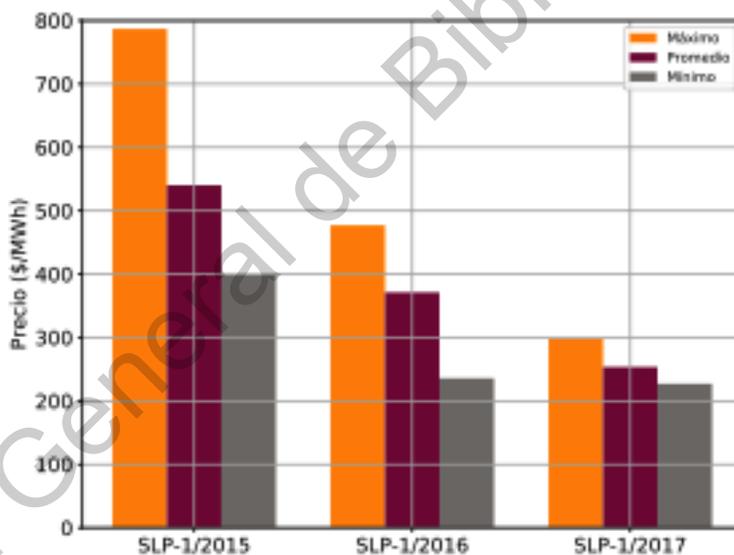


Figura 4.21 Precios Ganadores: EEA.

En la Tabla 4.18 se muestra una comparación de las ofertas ganadoras de cada subasta respecto a CELs. En cada celda se muestra el precio del producto y entre paréntesis el porcentaje que representó del precio máximo que ofertó CFE Suministrador de Servicios Básicos por el 100 % del producto.

Tabla 4.17 Precios ganadores CEL (\$/CEL).

	CFE	Máximo	Promedio	Mínimo
SLP-1/2015	444.00	393.50 (88.63 %)	285.74 (64.36 %)	204.71 (46.11 %)
SLP-1/2016	375.27	351.44 (93.65 %)	272.76 (72.68 %)	120.00 (31.98 %)
SLP-1/2017	404.67	149.06 (36.83 %)	127.06 (31.40 %)	113.58 (28.07 %)

En la Figura 4.22 se detalla la disminución de ofertas de precios que se han dado para CELs en las subastas de largo plazo, destaca la disminución que se dio del 2016 al 2017, tanto en precio máximo del 57%, como en precio promedio del 53%.

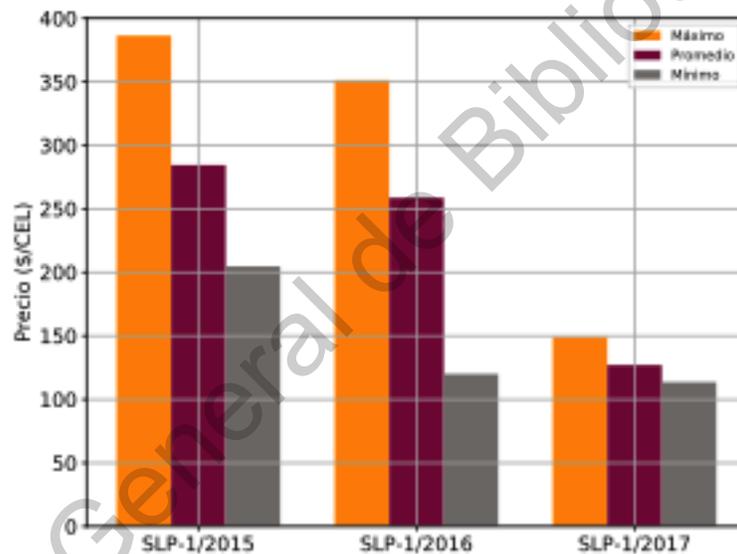


Figura 4.22 Precios ganadores CEL.

Finalmente, en la Tabla 4.19 se observan los volúmenes o cantidades asignadas de cada producto en las distintas subastas.

Tabla 4.18 Volúmenes asignados.

	Potencia (MW-año)	Energía (MWh)	CELS (CEL)
SLP-1/2015	-	5,402,880.50	5,380,911.00
SLP-1/2016	1,187.16	8,909,819.30	9,275,534.00
SLP-1/2017	592.61	5,492,575.18	5,952,575.00

4.3.5 Análisis de precios. Antes de comenzar con el análisis, es importante tener en cuenta que para la cuarta subasta de 2018 los precios máximos que CFE Suministrador de Servicios Básicos está dispuesto a pagar por cada producto son los mostrados en la Tabla 4.20. Los precios máximos de cada producto para el SIN fijaran el precio máximo que se puede ofertar como propuesta de trabajo para la región de San Luis Potosí.

Tabla 4.19 Precios Máximos Ofertados por CFE SLP-1/2018.

	Sistema o Zona de Potencia	Oferta de CFE al 100 % (máxima)
EEA	SIN, BCS y BCA	750.00 (\$/MWh)
CEL	SIN, BCS y BCA	367.00 (\$/CEL)
Potencia	SIN	930,000.00 (\$/MW-año)
Potencia	BCS	2,045,000.00 (\$/MW-año)
Potencia	BCA	1,100,000.00 (\$/MW-año)

En la Tabla anterior se puede observar que el precio máximo que CFE Suministrador de Servicios Básicos está dispuesto a pagar por la EEA prácticamente no cambió en comparación con la SLP-1/2016 y SLP- 1/2017. Sin embargo, el precio máximo que se está dispuesto a pagar por los CEL se ha reducido de manera significativa en cada subasta. Esto, aunado a los bajos precios ganadores de CEL en subastas anteriores, indican que el precio de los CEL se están devaluando y hasta que no se celebre el Mercado de Certificados de Energías Limpias (MCEL), no se tendrá una mayor certidumbre sobre

su valoración económica, pero se tienen referencias periodísticas de que el precio promedio de CELs en el mercado está entre 19 y 23 dólares por MW para noviembre del 2018³⁵.

El precio máximo que CFE Suministrador de Servicios Básicos ha estado dispuesto a pagar por la Potencia en el SIN ha capturado las señales económicas que los resultados del mercado de balance de potencia han emitido. En el año 2016 y 2017 el precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar por Potencia en el SIN fue en promedio 30.89% mayor al precio neto de potencia resultante en el año correspondiente.

Por otro lado, las dos figuras que se muestran a continuación 4.23 y 4.24 denotan los precios notacionales ganadores ordenados de mayor a menor para EEA y CEL en la SLP-1/2015, respectivamente. Adicionalmente, se muestran el precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar, el precio promedio ponderado ganador de la subasta, el precio máximo, promedio y mínimo ganador de las centrales eléctricas fotovoltaicas. El precio máximo ganador correspondió a una central fotovoltaica y representó el 89.03% del precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar para la EEA y de 88.63% para los CEL.

³⁵ <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Bimbo-obtiene-certificado-de-energia-limpia-20181114-0027.html>

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

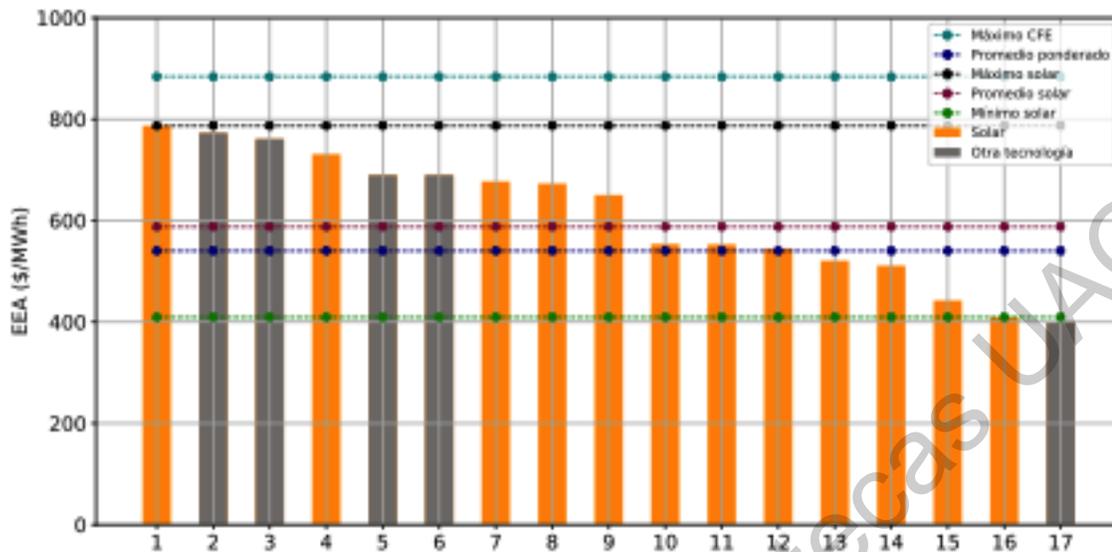


Figura 4.23 Precios Ganadores EEA: SLP-1/2015.

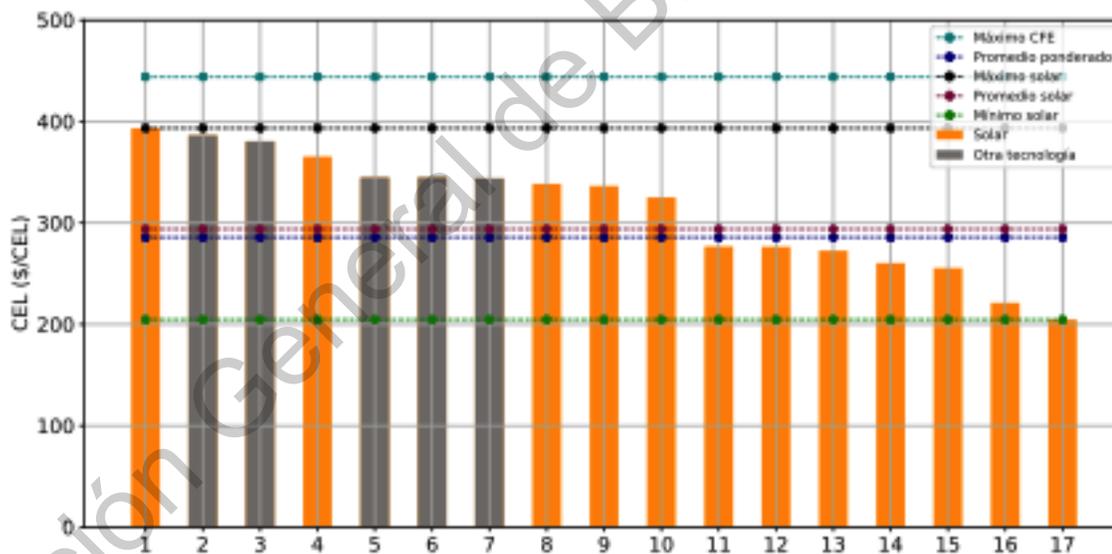


Figura 4.24 Precios Ganadores CEL: SLP-1/2015.

Dirección General de Bibliotecas UAQ

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

Por otro lado, las siguientes tres figuras, de la 4.25 a la 4.27, muestran los precios nacionales ganadores ordenados de mayor a menor para potencia, energía y CELs de la SLP-1/2016, respectivamente. Nuevamente, se muestran el precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar, el precio promedio ponderado ganador de la subasta, el precio máximo, promedio y mínimo ganador de las centrales eléctricas fotovoltaicas. El precio máximo ganador correspondió a una central de ciclo combinado y representó el 58.60% del precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar para la Potencia. Para la EEA, el precio máximo ganador correspondió a una central geotérmica y representó el 63.48% del precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar. Finalmente, para los CEL, el precio máximo ganador correspondió a una central fotovoltaica y representó el 93.65% del precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar.

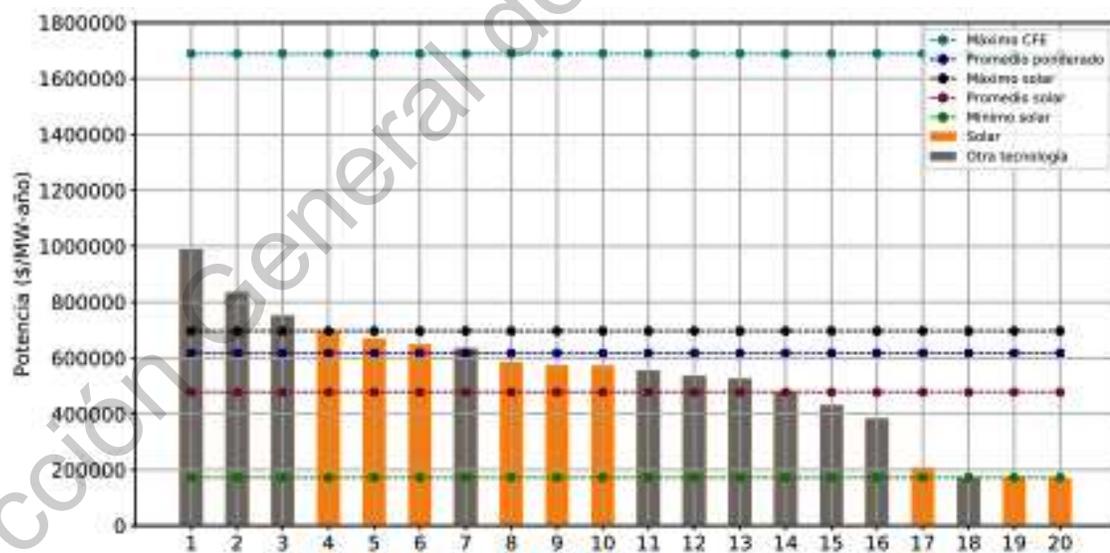


Figura 4.25 Precios Ganadores Potencia: SLP-1/2016

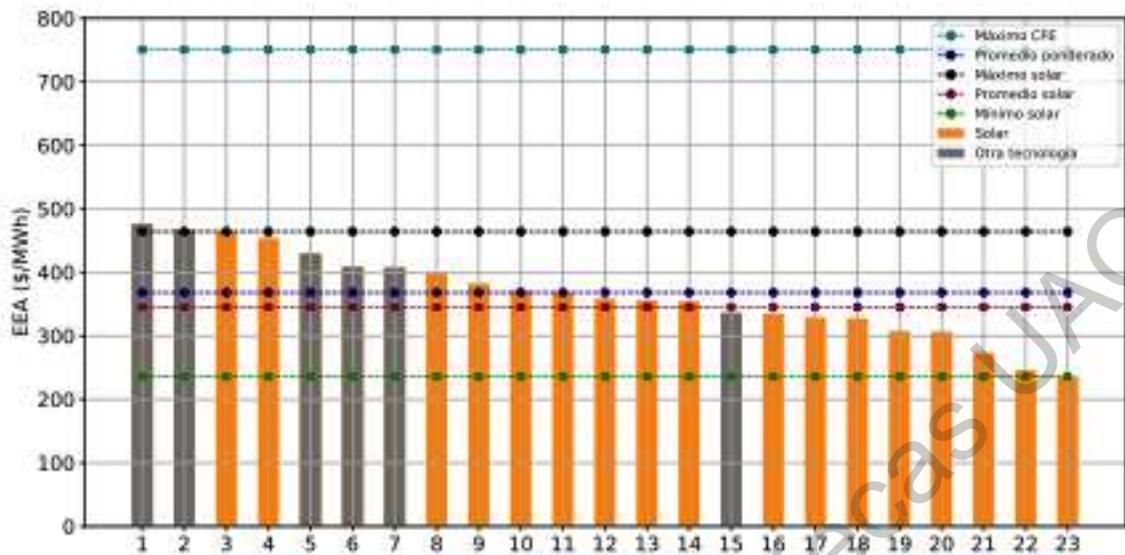


Figura 4.26 Precios Ganadores Energía: SLP-1/2016.

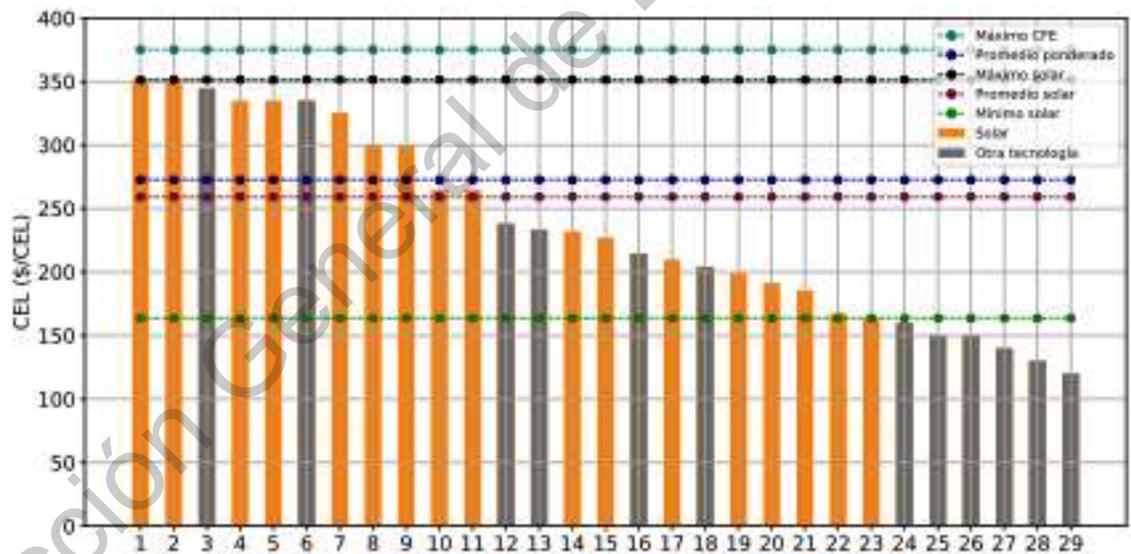


Figura 4.27 Precios Ganadores CEL: SLP-1/2016.

En las siguientes Figuras 4.28 a 4.30 se muestran los precios nacionales ganadores de la última subasta llevada a cabo en 2017 para potencia, energía y CELs. También, se muestran el precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar, el precio promedio

ponderado ganador de la subasta, el precio máximo, promedio y mínimo ganador de las centrales eléctricas fotovoltaicas.

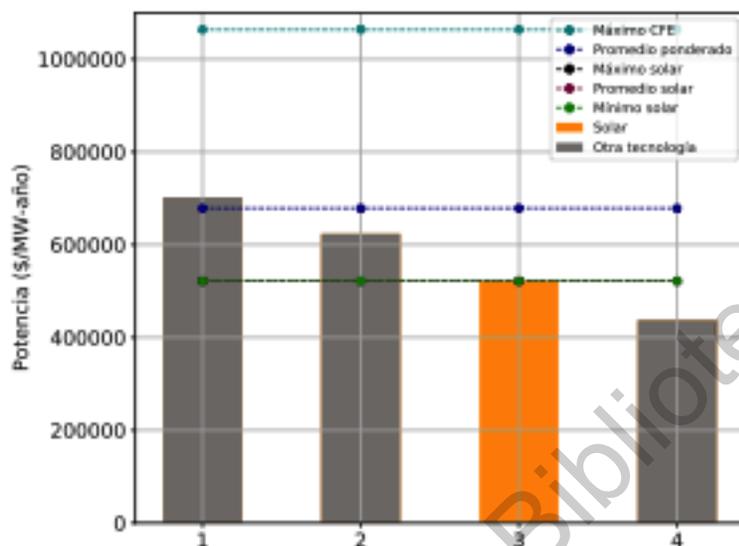


Figura 4.28 Precios Ganadores Potencia: SLP-1/2017.

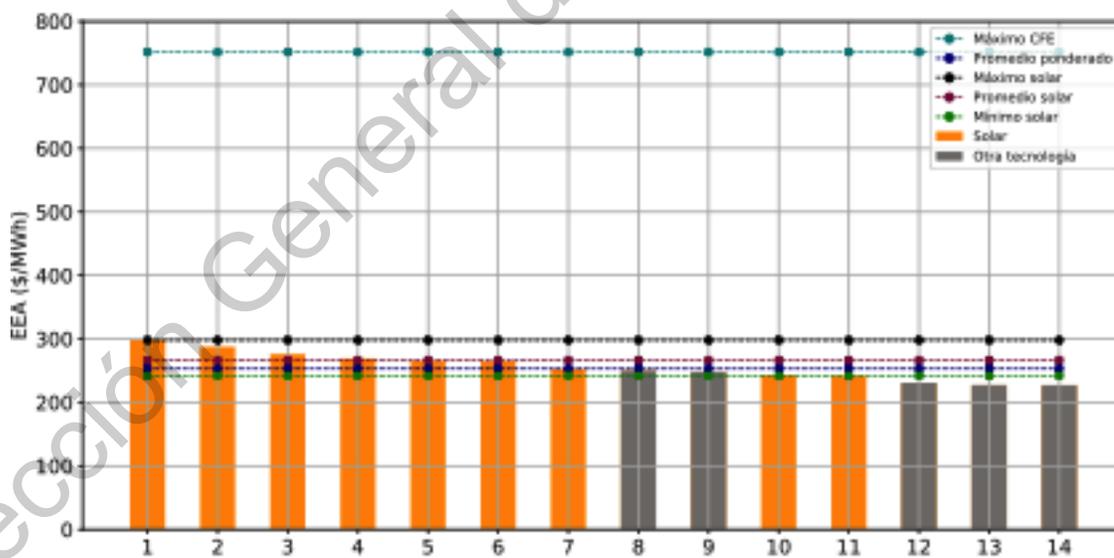


Figura 4.29 Precios Ganadores EEA: SLP-1/2017.

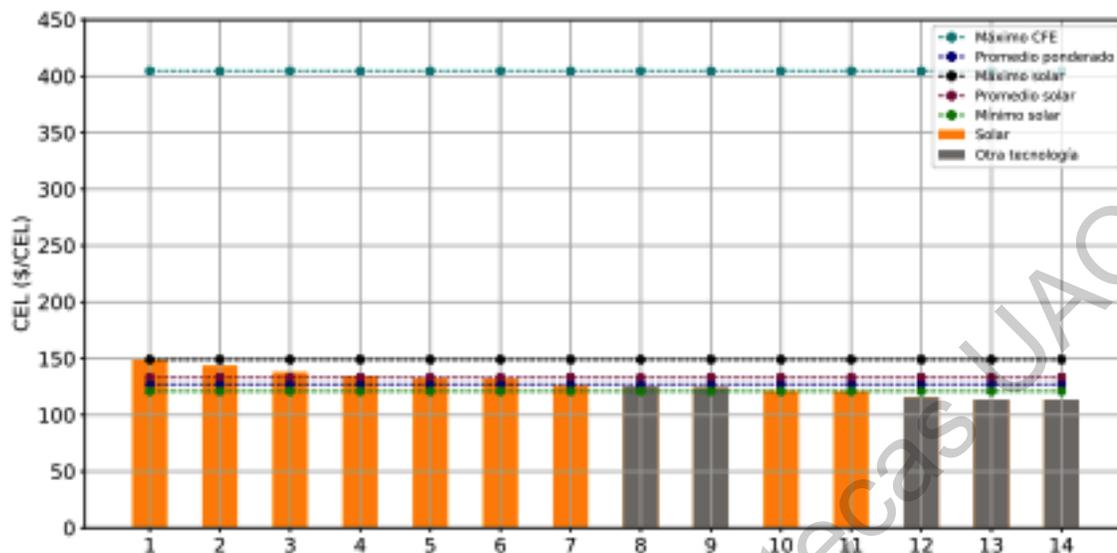


Figura 4.30 Precios Ganadores CEL: SLP-1/2017.

Hasta la SLP-1/2016 y sobre todo para la EEA y los CEL, el precio nacional máximo ganador no estuvo tan alejado del precio máximo que CFE Suministrador de Servicios Básicos estuvo dispuesto a pagar. Sin embargo, en la SLP-1/2017 los precios máximos ganadores de EEA y CEL, correspondientes a centrales fotovoltaicas, son menores al 40% de la oferta máximo de CFE.

Con el objetivo de hacer énfasis en las ofertas ganadoras de centrales fotovoltaicas, en las siguientes tres tablas de la 4.21 a la 4.23 se muestra un resumen de los precios ganadores (únicamente de centrales fotovoltaicas) en las SLP que se han realizado. Entre paréntesis se especifica el porcentaje que representó del precio máximo que CFE Suministrador de Servicios Básicos estuvo dispuesto a pagar. Las tablas muestran un resumen de los precios nacionales ganadores de las centrales eléctricas fotovoltaicas para la Potencia, EEA y CEL, respectivamente.

Tabla 4.20 Precios Ganadores (tecnología fotovoltaica): Potencia (\$/MW-año).

	CFE	Máximo	Promedio	Mínimo
SLP-1/2015	10,000.00	-	-	-
SLP-1/2016	1,688,706.00	696,883.32 (41.27 %)	478,339.34 (28.33 %)	172,406.30 (10.21 %)
SLP-1/2017	1,063,742.54	521,692.63 (49.04 %)	521,692.63 (49.04 %)	521,692.63 (49.04 %)

Tabla 4.21 Precios Ganadores (tecnología fotovoltaica): Energía (\$/MWh).

	CFE	Máximo	Promedio	Mínimo
SLP-1/2015	884.00	787.00 (89.03 %)	587.81 (66.49 %)	409.42 (46.32 %)
SLP-1/2016	750.54	464.24(61.85 %)	345.35 (46.01 %)	235.95 (31.44 %)
SLP-1/2017	751.53	298.11 (39.67 %)	266.57 (35.47 %)	242.10 (32.21 %)

Tabla 4.22 Precios Ganadores (tecnología fotovoltaica): CEL (\$/CEL).

	CFE	Máximo	Promedio	Mínimo
SLP-1/2015	444.00	393.50 (88.63 %)	293.91 (66.19 %)	204.71 (46.11 %)
SLP-1/2016	375.27	351.44 (93.65 %)	259.13 (69.05 %)	163.80 (43.65 %)
SLP-1/2017	404.67	149.06 (36.83 %)	133.39 (31.94 %)	121.05 (29.91 %)

Es importante mencionar que hasta ahora se han presentado precios nocionales de cada producto. No obstante, para tener un mejor panorama del valor *real* que los licitantes ganadores ofertaron por cada producto, en las siguientes tres tablas de la 4.24 a la 4.26 se presenta un resumen de los precios ganadores considerando a los licitantes que solo ofertaron un solo producto (Potencia, EEA o CEL). Esta situación solo se presentó en la SLP-1/2016 y los resultados para Potencia, EEA y CEL se muestran en las tablas, respectivamente.

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

Tabla 4.23 Precios de Licitantes Ganadores SLP-1/2016 (tecnologías fotovoltaica):
Potencia.

	Potencia	
	(\$/MW-año)	(\$USD/MW-año)
SLP2016010193-07	574,560.00	30,137.53
SLP2016010233-02	172,406.30	9,043.27
SLP2016010233-08	172,406.31	9,043.27
SLP2016010030-22	670,320.00	35,160.45
SLP2016010217-05	209,139.84	10,970.06
Mínimo	172,406.30	9,043.27
Promedio	359,766.49	18,870.92
Máximo	670,320.00	35,160.45

Tipo de cambio: 19.0646 publicado en la fecha de recepción de ofertas de venta

Tabla 4.24 Precios de Licitantes Ganadores SLP-1/2016 (tecnologías fotovoltaica):
Energía.

	EEA	
	(\$/MWh)	(\$USD/MWh)
SLP2016010096-08	358.62	18.81
SLP2016010193-05	307.79	16.14
SLP2016010233-03	369.06	19.36
SLP2016010233-06	246.29	12.92
SLP2016010030-23	464.24	24.35
SLP2016010124-02	356.30	18.69
SLP2016010096-02	273.39	14.34
SLP2016010217-06	235.95	12.38
SLP2016010032-07	328.86	17.25
SLP2016010051-08	354.50	18.59
SLP2016010206-01	307.00	16.10
Mínimo	235.95	12.38
Promedio	327.46	17.18
Máximo	464.24	24.35

Tipo de cambio: 19.0646 publicado en la fecha de recepción de ofertas de venta

Tabla 4.25 Precios de Licitantes Ganadores SLP-1/2016 (tecnologías fotovoltaica):
CEL.

	CEL	
	(\$/CEL)	(\$USD/CEL)
SLP2016010096-07	300.21	15.75
SLP2016010193-06	264.85	13.89
SLP2016010233-04	351.44	18.43
SLP2016010233-07	351.44	18.43
SLP2016010030-24	232.12	12.18
SLP2016010124-01	335.00	17.57
SLP2016010096-01	300.21	15.75
SLP2016010217-07	325.58	17.08
SLP2016010032-08	264.85	13.89
SLP2016010051-06	335.00	17.57
SLP2016010206-02	210.00	11.02
Mínimo	210.00	11.02
Promedio	297.34	15.60
Máximo	351.44	18.43

Tipo de cambio: 19.0646 publicado en la fecha de recepción de ofertas de venta

En las SLP el precio nacional máximo histórico que se ha pagado por EEA ha sido de 787.00 \$/MWh y fue en la SLP-1/2015. Para este mismo producto, en la SLP-1/2017 se pagó el precio mínimo nacional histórico de 227.15 \$/MWh. Eso implica una reducción del 71.13% en el precio de la energía en sólo dos años.

Para la Potencia el precio máximo nacional histórico que se ha pagado ha sido de 989,531.18 \$/MW- año y ocurrió en la SLP-1/2016. Mientras que, el precio mínimo nacional histórico que se pagó por Potencia fue en la SLP-1/2017 y corresponde a 172,406.30 \$/MW-año. Es decir, una reducción del 82.57% de un año a otro.

En el caso de los CEL, el precio máximo nacional histórico que se pagó fue de 393.50 \$/CEL y fue en la SLP-1/2015. Para este mismo producto, en la SLP-1/2017 se pagó el precio mínimo nacional histórico de 113.58 \$/CEL. Significa una disminución del 71.13% en dos años.

La SLP-1/2015 fue la única que no tuvo ofertas de venta ganadoras para el producto de Potencia, lo que se atribuye a que el precio máximo que CFE Suministrador de Servicios Básicos estuvo dispuesto a pagar fue muy bajo. Para el resto de las subastas hubo ofertas ganadoras de todos los productos.

En promedio, los precios máximos que se pagan en las SLP por Potencia, EEA y CEL corresponden al 62.30 %, 64.06 % y 73.03 % del precio máximo que está dispuesto a pagar CFE Suministrador de Servicios Básicos. Por último, la siguiente Tabla 4.27 y la Figura 4.31 muestran los precios ganadores que se han presentado en la subasta para proyectos fotovoltaicos que solo ofertaron EEA y CEL.

Tabla 4.26 Precios Ganadores (tecnologías fotovoltaica): EEA + CEL (\$/MWh).

	EEA + CEL (\$/MWh)	EEA + CEL (\$USD/MWh)	Subasta
SLP2015010350-01	1180.50	67.84	SLP-1/2015
SLP2015010331-06	1096.41	63.01	SLP-1/2015
SLP2015010319-02	1015.69	58.37	SLP-1/2015
SLP2015010331-03	1009.40	58.01	SLP-1/2015
SLP2015010319-01	975.58	56.06	SLP-1/2015
SLP2015010445-03	830.39	47.72	SLP-1/2015
SLP2015010148-01	829.51	47.67	SLP-1/2015
SLP2015010331-01	817.96	47.01	SLP-1/2015
SLP2015010059-45	781.04	44.88	SLP-1/2015
SLP2015010018-03	766.46	44.05	SLP-1/2015
SLP2016010245-01	680.93	35.72	SLP-1/2016
SLP2015010059-31	663.53	38.13	SLP-1/2015
SLP2015010059-27	614.14	35.29	SLP-1/2015
SLP2016010189-01	574.18	30.12	SLP-1/2016
SLP2017010102004	431.66	22.66	SLP-1/2017
SLP2017010102011	414.40	21.75	SLP-1/2017
SLP2017010115014	403.93	21.20	SLP-1/2017
SLP2017010115026	398.14	20.90	SLP-1/2017
SLP2017010117002	397.08	20.84	SLP-1/2017
SLP2017010123001	378.71	19.88	SLP-1/2017
SLP2017010102009	364.52	19.13	SLP-1/2017
SLP2017010093002	363.15	19.06	SLP-1/2017
Mínimo	363.15	19.06	SLP-1/2017
Promedio	681.24	38.15	NA
Máximo	1180.50	67.84	SLP-1/2015

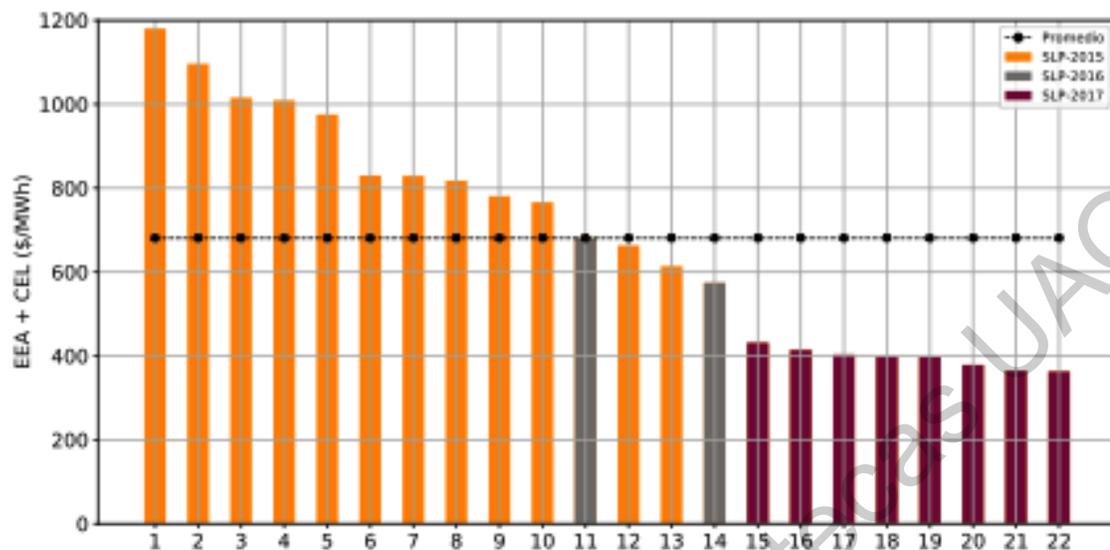


Figura 4.31 Precios Ganadores EEA + CEL.

Se puede observar que el precio máximo ganador por los productos de EEA-CEL fue de 1180.50 (\$/MWh) y sucedió en la SLP-1/2015. Por su parte, el precio mínimo ocurrió en la SLP-1/2017 fue de 363.15 (\$/MWh). Es decir, una disminución del 69.23%. Finalmente, el precio promedio que se ha pagado por estos dos productos es de 681.24 (\$/MWh).

La última subasta (SLP-1/2017) ha sido la más barata y los precios ganadores de los productos han ido a la baja en cada nueva subasta. Sin embargo, debido a que los precios de la EEA y CELs han alcanzado niveles muy poco competitivos, se espera que los precios ganadores de la SLP-1/2018 tengan una tendencia al alza.

4.3.6 Escenarios de precios.

Potencia: considerando que el precio máximo que se está dispuesto a pagar en la SLP- 1/2018 es de 930,000.00 (\$/MW-año), se sugiere:

1. Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 576,600 (\$/MW-año) tomando como referencia el porcentaje promedio que representaron los precios máximos ganadores con respecto al precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar en la SLP-1/2016 y SLP- 1/2017.
2. Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 610,000 (\$/MW-año) tomando como referencia el promedio de los precios máximos ganadores en la SLP-1/2016 y SLP-1/2017 considerando únicamente las tecnologías fotovoltaicas.
3. Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 670,000 (\$/MW-año) tomando como referencia el precio máximo ganador para las tecnologías fotovoltaicas que solo ofertaron Potencia en la SLP-1/2016.

En la Tabla 4.28 se muestran estas tres propuestas de escenarios de ofertas de precios de potencia en dólares³⁶:

Tabla 4.27 Análisis de escenarios de potencia para subasta 2018.

	PROPUESTA 2018
	Potencia
	\$/USD/MW-año
Max CFE	49,468.09
Escenario 1	30,670.21
Escenario 2	32,446.81
Escenario 3	35,638.30

³⁶ A un tipo de cambio de 18.80 pesos por dólar.

EEA: considerando que el precio máximo que se está dispuesto a pagar en la SLP-1/2018 es de 750 (\$/MWh), se sugiere:

- Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 480.00 (\$/MWh) tomando como referencia el porcentaje promedio que representaron los precios máximos ganadores con respecto al precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar en la SLP-1/2015, SLP- 1/2016 y SLP-1/2017.
- Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 516.00 (\$/MWh) tomando como referencia el promedio de los precios máximos ganadores en la SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017 considerando únicamente las tecnologías fotovoltaicas.
- Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 464.00 (\$/MWh) tomando como referencia el precio máximo ganador para las tecnologías fotovoltaicas que solo ofertaron EEA en la SLP-1/2016.

En la Tabla 4.29 se muestran las propuestas de escenarios de ofertas de precios de energía en dólares:

Tabla 4.28 Análisis de escenarios de energía para subasta 2018.

	PROPUESTA 2018
	EEA
	\$/USD/MWh
Max CFE	39.89
Escenario 1	25.53
Escenario 2	27.45
Escenario 3	24.68

CEL: considerando que el precio máximo que se está dispuesto a pagar en la SLP-1/2018 es de 367 (\$/CEL), se sugiere:

- Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 268.00 (\$/CEL) tomando como referencia el porcentaje promedio que representaron los precios máximos ganadores con respecto al precio máximo que CFE estuvo dispuesto a pagar en la SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017.
- Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 298.00 (\$/CEL) tomando como referencia el promedio de los precios máximos ganadores en la SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017 considerando únicamente las tecnologías fotovoltaicas.
- Analizar la posibilidad de ofertar como máximo 350.00 (\$/CEL) tomando como referencia el precio máximo ganador para las tecnologías fotovoltaicas que solo ofertaron EEA en la SLP-1/2016.

En la Tabla 4.30 se muestran las propuestas de escenarios de ofertas de precios de CELs en dólares:

Tabla 4.29 Análisis de escenarios de CELs para subasta 2018.

	PROPUESTA 2018
	CEL
	\$USD/CEL
Max CFE	19.52
Escenario 1	14.26
Escenario 2	15.85
Escenario 3	18.62

En las tres últimas tablas se mostraron escenarios de precios máximos, sin embargo, en la subasta que se llevará a cabo se estima que habrá mucha oferta de venta que generará gran disputa entre los licitantes, particularmente en los productos de EEA y CEL. En ese sentido e independientemente de la ventaja de ofertar Potencia, se sugiere considerar que la oferta no supere los 395 (\$/MWh) \geq 21 (\$USD/MWh) por la totalidad de ambos productos (EEA + CEL), lo cual no se cumple con el escenario antes planteado, por ello se realiza una estrategia del oferente.

4.4 Estrategia del oferente

El proyecto estará ubicado en San Luis Potosí y es relevante mencionar que lleva una ventaja por localización de -1.123138 USD/MWh como se muestra en la siguiente Tabla 4.31:

Tabla 4.30 Factores de localización. Subasta de largo plazo 2017.

ID	ZONA DE PRECIOS/REGION DE TRANSMISION	* ΔPML_{2G}
1	HERMOSILLO	0.880324
2	CANANEA	0.860944
3	OBREGÓN	1.407327
4	LOS MOCHIS	1.318710
5	CULIACÁN	0.590814
6	MAZATLÁN	0.319973
7	JUÁREZ	-1.680428
8	MOCTEZUMA	0.239128
9	CHIHUAHUA	-0.002623
10	DURANGO	-0.202448
11	LAGUNA	-0.111134
12	RÍO ESCONDIDO	7.624097
13	NUEVO LAREDO	5.623715
14	REYNOSA	0.740202
15	MATAMOROS	0.913152
16	MÓNTERREY	0.461250
17	SALTILLO	0.038936
18	VALLES	0.336390
19	HUASTECA	0.499386
20	TAMAZUNCHALE	0.159082
21	GUAMEZ	0.585464
22	TEPIC	-0.944296
23	GUADALAJARA	-1.120646
24	AGUASCALIENTES	-1.081174
25	SAN LUIS POTOSÍ	-1.123135
26	SALAMANCA	-1.097560
27	MANZANILLO	-1.108259
28	CARAPAN	-1.140071
29	LÁZARO CÁRDENAS	-0.076647
30	QUERÉTARO	-0.944059
31	CENTRAL	-1.964905
32	POZA RICA	-0.701346
33	VERACRUZ	3.206036
34	PUEBLA	-1.749334
35	ACAPULCO	-1.695418
36	TEMASCAL	-1.514702
37	COATZACOALCOS	-1.542829
38	TABÁSICO	-1.614256
39	GRIJALVA	-1.530959
40	IXTEPEC	-1.157682
41	LERMA	-1.712719
42	MÉRIDA	-1.474760
43	CANCÚN	-1.793256
44	CHETUMAL	-1.738446
45	COZUMEL	-2.018732
46	TIJUANA	2.371820
47	ENSENADA	3.896317
48	MEXICALI	2.371820
49	SAN LUIS RÍO COLORADO	2.930744
50	CONSTITUCIÓN	-0.968417
51	LA PAZ	-1.731816
52	LOS CABOS	-4.953006
53	MULEGÉ	3.119422

Fuente: CENACE

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

ganaron en esa misma subasta. Un licitante no participó en la subasta de 2017, pero lo hizo en la de 2016. En la siguiente Tabla 4.32 se analiza a cada uno de los participantes:

Tabla 4.31 Licitantes de la SLP 2018.

FOLIO ÚNICO	RAZÓN SOCIAL	SLP2015	SLP2016	SLP2017
SLP2018010002	X-ELIO ENERGY, S.L	ND	GANADOR	GANADOR
SLP2018010004	ECOPLEXUS S DE RL DE CV	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010005	NEOEN INTERNACIONAL S.A.S.	ND	ND	GANADOR
SLP2018010009	VIENTOS DE PANABÁ SA DE CV	ND	ND	ND
SLP2018010013	RENEWABLE INVESTMENTS	ND	ND	ND
SLP2018010016	EDF RENEWABLES MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	RSND	ND	PERDEDOR
SLP2018010020	JINKO POWER LATAM LIMITED	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010021	EDF RENEWABLES MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V.	PERDEDOR	ND	PERDEDOR
SLP2018010026	ENEL RINNOVABILE S.A. DE C.V.	GANADOR	GANADOR	GANADOR
SLP2018010029	ATLAS RENEWABLE ENERGY MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010031	FRV SOLAR HOLDINGS XVIII, SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA, SOCIEDAD UNIPERSONAL	RSND	ND	PERDEDOR
SLP2018010045	174 MÉXICO HOLDINGS, S DE RL DE CV	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010049	VOLTALIA MÉXICO RENOVABLES, S.A. DE C.V.	ND	ND	ND
SLP2018010052	OTRAS PRODUCCIONES DE ENERGIA FOTOVOLTAICA S.L	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010055	CANADIAN SOLAR ENERGY MEXICO S. DE R.L. DE C.V.	ND	PERDEDOR	GANADOR
SLP2018010057	BAYWA RE DESARROLLOS SOLARES S. DE R.L. DE C.V.	RSND	PERDEDOR	PERDEDOR
SLP2018010062	PROYECTO ALTERNATIVA ENERGÉTICA DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010066	CONSORCIO MOCTEZUMA	ND	ND	ND
SLP2018010067	INVENERGY WIND DEVELOPMENT MEXICO S. DE R.L. DE C.V.	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010069	IBERDROLA ENERGIA MONTERREY, S.A. DE C.V.	RSND	PERDEDOR	PERDEDOR
SLP2018010073	FRV SOLAR HOLDINGS XVIII, SOCIEDAD DE RESPONSABILIDAD LIMITADA, SOCIEDAD UNIPERSONAL	RSND	ND	PERDEDOR
SLP2018010074	IMPULSORA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DE MÉXICO, S.A. DE C.V.	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010080	ENGIE MÉXICO EÓLICA, S.A.P.I. DE C.V.	ND	GANADOR	GANADOR
SLP2018010081	SOLAR PV HOLDINGS MEXICO, S. DE R.L. DE C.V.	RSND	ND	PERDEDOR
SLP2018010084	COMPAÑIA DE ELECTRICIDAD LOS RAMONES S.A.P.I. DE C.V.	ND	RSND	PERDEDOR
SLP2018010087	TAJÍN ENERGÍA S. DE R.L. DE C.V.	ND	ND	ND
SLP2018010088	SOLARCENTURY MEXICO S. DE R.L. DE C.V.	ND	ND	PERDEDOR
SLP2018010092	CFE GENERACION IV	RSND	GANADOR	ND

Fuente CENACE

De la información disponible en la página web del CENACE de los resultados de subastas anteriores se deduce lo siguiente:

a) X-ELIO ENERGY

En la SLP de 2016 participó solo con proyectos solares. De los 11 paquetes que ofertó 7 incluyeron Potencia. Sólo ganaron dos paquetes, los cuales incluían Potencia. Sus paquetes ganaron aproximadamente con 38,143.69, 16.95 y 8.48 USD por MW-año, MWh y CEL, respectivamente.

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 16 paquetes que ofertó 9 incluyeron Potencia. Sólo ganó un paquete, el cual incluía Potencia. Su paquete ganó con 21,364.88, 15.09 y 8.13 USD por MW-año, MWh y CEL, respectivamente.

Se espera que en la SLP del 2018 reduzcan sus precios en promedio 39.76% para Potencia y 7.4% para EEA y CEL. Además, es un participante que casi siempre ofrece Potencia (no ofreció más de 10 MW-año).

En su oferta más barata, el precio por EEA y CEL es de 23.23 USD/MWh.

Estrategia para vencer a este participante: reducir un 5.29% su oferta por EEA + CEL para ser más competitivos en todos los productos: 22.06 USD/MWh

b) ECOPLEXUS

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 2 paquetes que ofertó ambos incluyeron Potencia. Ningún paquete fue asignado como ganador. Su oferta más económica fue de 37,392.65, 26.42 USD y 14.22 USD por MW-año, MWh y CEL, respectivamente.

ECOPLEXUS viene de perder en la SLP de 2017; es probable que participe con los mismos paquetes y que oferte potencia (no más de 10 MW-año). Además, posiblemente reduzca sus precios.

Su oferta más barata por MWh + CEL fue de 40.64 USD. A este participante podría vencerse con una reducción de precios de hasta el 45%, es decir ofertar a 22.35 USD por MWh + CEL.

c) NEOEN

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 10 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. Sólo ganó un paquete.

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

Su paquete ganó con 13.73 y 7.39 USD MWh y CEL, respectivamente.

Su oferta ganadora fue por MWh + CEL fue de 21.13 USD. Nuestra estrategia para ganar a este competidor será ofrecer potencia.

d) EDF

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 2 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes.

EDF viene de perder en la SLP de 2017; es probable que en esta subasta reduzca sus precios, pero sin incluir potencia en su oferta. Su oferta más barata fue de 20.74 y 11.17 USD por MWh y CEL, respectivamente, es decir de 31.91 USD.

Nuestra estrategia respecto a este jugador consistiría en reducir su oferta más barata hasta en un 31% y ofertar potencia.

e) JINKO POWER

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 7 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes.

JINKO POWER perdió en la subasta anterior; es probable que en la presente subasta reduzca sus precios, pero sin incluir potencia en su oferta. Su oferta más barata fue de 16.93 y 9.13 USD por MWh y CEL, respectivamente, es decir de 26.09 USD.

Nuestra estrategia respecto a este jugador consistiría en reducir su oferta más barata hasta en un 15.67% y ofertar potencia.

f) ENEL

En la SLP del 2015 participó solo con proyectos solares. De los 20 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. Sólo ganaron tres de sus paquetes. Su oferta más barata fue de 23.58 y 11.84 USD por MWh y CEL, respectivamente.

En la SLP del 2016 participó solo con proyectos eólicos. De los 10 paquetes 5 incluyeron Potencia (la cantidad máxima ofertada fue de 37.62 MW-año). Sólo ganó uno de sus paquetes y el paquete ganador no incluía potencia. Su oferta más barata fue de 21.39 y 10.69 USD por MWh y CEL, respectivamente.

En la SLP del 2017 participó solo con proyectos eólicos. De los 33 paquetes 4 incluyeron Potencia (la cantidad máxima ofertada fue de 80.27 MW-año). Sólo ganaron 4 de sus paquetes y los paquetes ganadores no incluían Potencia. Su oferta más barata fue de 15.59 y 7.79 USD por MWh y CEL, respectivamente.

ENEL ha ganado en todas las subastas; es probable que en la SLP del 2018 reduzca sus precios y que además incluya Potencia en sus paquetes. Del 2015 al 2016 en promedio redujeron sus precios en un 30.52%, de 2016 a 2017 redujeron sus precios en un 25.07%.

Su oferta más barata por MWh + CEL fue de 23.38 USD. Si reduce su oferta por EEA + CEL en un 5.9% y mantiene sus precios por Potencia, representaría un reto para nuestra propuesta.

g) ATLAS

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 2 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes.

ATLAS viene de perder en la SLP del 2017; es probable que esta reduzca sus precios, pero sin incluir Potencia en su oferta. Su oferta más barata fue de 17.64 y 9.50 USD por MWh y CEL, respectivamente, es decir 27.14 USD.

Como estrategia podríamos reducir en 18.93% su oferta más barata y adicionalmente ofrecer potencia.

h) FRV Solar Holdings (se asume que SOLAR PV HOLDINGS es el mismo participante que FRV SOLAR HOLDINGS)

En la SLP del 2017 participó solo con proyectos solares. De los 2 paquetes que ofertó sólo 1 incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes.

FRV Solar Holdings perdió en la subasta de 2017; es probable que en esta reduzca sus precios y que además incluya Potencia en su oferta. Su oferta más barata fue de 17.52 y 9.43 USD por MWh y CEL, respectivamente, es decir 26.95 MWh + CEL. Este último paquete incluía Potencia y la ofertaron al precio de 24,800.66 USD/MW-año.

Como estrategia podríamos reducir su oferta más barata hasta en un 18.39% y ofertar potencia.

i) 174 México Holdings

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 3 paquetes que ofertó 2 incluyeron Potencia (la cantidad máxima fue de 18.77 MW-año). No ganó ninguno de sus paquetes.

174 México Holdings perdió en la subasta de 2017; es probable que en la subasta actual reduzca sus precios y que además incluya potencia en su oferta. Su oferta más barata fue de 20.47 y 11.02 USD por MWh y CEL, respectivamente. Este último paquete incluía potencia y la ofertaron al precio de 28,976.38 USD/MW-año.

La estrategia para competir con este jugador consistirá en reducir la oferta de precio y ofertar potencia.

j) OTRAS PRODUCCIONES

En la SLP de /2017 participó solo con proyectos solares. De los 6 paquetes que ofertó todos incluyeron potencia, pero no ganó ninguna de sus ofertas. Es probable que en la subasta de 2018 reduzca sus precios y que además incluya potencia en su oferta. Su oferta más barata fue de 22,624.09, 15.98 y 8.61 USD por MW-año, MWh y CEL, respectivamente.

Su oferta más barata por EEA y CEL es de 24.59 USD/MWh. Para competir contra ellos podríamos reducir esa oferta hasta en un 10.53%.

k) Canadian Solar

En la SLP del 2016 participó solo con proyectos solares. De los 3 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes. Su oferta más barata fue de 23.08 y 11.54 USD por MWh y CEL, respectivamente.

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 11 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. Ganaron 3 de sus paquetes. Su oferta más barata fue de 13.78 y 7.42 USD por MWh y CEL, respectivamente.

Del 2016 al 2017 redujeron sus precios en un 30.34% y es muy probable que reduzcan más su oferta para 2018.

Su oferta más barata por EEA y CEL es de 21.20 USD/MWh.

Como estrategia se sugiere ofertar un precio similar e incluir potencia para tener ventaja.

l) Baywa

En la SLP de 2016 participó sólo con proyectos solares. De los 2 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes. Su oferta más barata fue de 24.01 y 12.01 USD por MWh y CEL, respectivamente.

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 9 paquetes que ofertó en ninguno incluyeron potencia. No ganó ninguno de sus paquetes. Su oferta más barata fue de 16.04 y 8.64 USD por MWh y CEL, respectivamente.

De la subasta de 2016 a la de 2017 redujeron sus precios en un 20.18%.

Baywa perdió en dos subastas anteriores, es muy probable que reduzca sus precios y que además incluya potencia en su oferta.

Como estrategia se propone ofrecer un menor precio en energía y CELs y, adicionalmente, potencia.

m) Proyecto alternativa

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 2 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes.

Aunque presentó dos ofertas, los precios nominales fueron de 20.01 y 10.77 USD por MWh y CEL, respectivamente.

Es probable que en la subasta de 2018 reduzca sus precios, pero sin incluir potencia en su oferta. No representa una amenaza para nuestra oferta.

n) INVENERGY

En la SLP de 2017 participó solo con proyectos solares. De los 2 paquetes que ofertó ninguno incluyó Potencia. No ganó ninguno de sus paquetes.

Es probable que en la SLP de 2018 reduzca sus precios, pero sin incluir potencia. Su oferta más barata fue de 20.80 y 11.20 USD por MWh y CEL, respectivamente.

INVENERGY aparentemente no representaría un problema para que nuestra oferta resulte seleccionada.

o) IBERDROLA

En la SLP de 2016 participó con proyectos solares y eólicos. De los 7 paquetes 4 incluyeron potencia. No ganó ninguno de sus paquetes. Su oferta más barata fue de 46,399.09, 20.62 y 10.31 USD por MW-año, MWh y CEL, respectivamente.

En la SLP de 2017 participó con proyectos solares y eólicos. De los 5 paquetes 4 incluyeron Potencia (sólo incluyeron Potencia y todos 25 MW-año). No ganó ninguno de sus paquetes. Su única oferta por EEA y CEL fue de 20.13 y 10.03 por MWh y CEL, respectivamente. Su oferta más barata potencia fue de 35,226.11.

Respecto a la subasta de 2016 vs 2017, el precio de la potencia se redujo 4.63%, el precio de EEA y CEL lo redujo un 23.95% y 18.10%, respectivamente.

Es muy probable que en la subasta del 2018 reduzca sus precios y que además incluya potencia (máximo 25 MW-año).

Sin embargo, IBERDROLA aparentemente no representaría un problema para nuestra oferta porque su precio está muy alto.

p) IMPULSORA DE GENERACIÓN

En la SLP de 2017 participó solo con 1 proyecto solar. El paquete con el que participó no incluyó Potencia. No ganó su oferta. Su oferta única fue de 19.14 y 10.31 USD por MWh y CEL, respectivamente.

IMPULSORA DE GENERACIÓN aparentemente no representaría un riesgo para nuestra oferta.

q) ENGIE

En la SLP del 2016 participó solo con proyectos solares. De los 3 paquetes en ninguno ofertó Potencia, un paquete salió ganador. Su oferta más barata fue de 20.08 y 10.04 USD por MWh y CEL, respectivamente.

En la SLP de 2017 participó con proyectos solares y eólicos. De los 20 paquetes 6 incluyeron Potencia (máximo 36.96 MW-año). No ganó ninguno de sus paquetes. Su oferta más barata fue de 13.52 y 7.28 USD por MWh y CEL, respectivamente.

Respecto a la SLP-1/2016 el precio de la Potencia lo redujo un 46.11%. El precio de EEA y CEL lo redujo un 22.91% y 16.98%, respectivamente.

ENGIE ganó en dos subastas; es probable que en la SLP 2018 reduzca sus precios y que además incluya Potencia en su oferta.

ENGIE puede ser un competidor directo con nosotros si mantiene los niveles de oferta por potencia y reduce un 12.90% su oferta por EEA + CEL.

r) COMPAÑÍA DE GENERACIÓN LOS RAMONES

En la SLP del 2016 participó solo con proyectos de tecnología firme o convencional. De los 3 paquetes todos incluían únicamente potencia (máximo 545.98 MW-año). Ningún paquete salió ganador. Su oferta más barata fue de 52,433.95 USD/MW-año.

En la SLP del 2017 participó solo proyectos de tecnología firme. De los 2 paquetes todos incluían únicamente Potencia (máximo 499.95 MW-año). Ganó 1 paquete. Su oferta más barata fue de 40,533.34 USD/MW-año.

Respecto a la SLP-1/2016 el precio de la Potencia lo redujo un 37.91%.

Únicamente suelen ofertar Potencia (entre 273 y 545.98) y es probable que en esta subasta reduzca sus precios.

Si reduce el precio de la Potencia un 37.91% para la SLP2018 estaría ofertando a 25,249.79 USD/MW-año.

s) SOLAR CENTURY

En la SLP del 2017 participó solo con proyectos solares. Participó con dos paquetes, los cuales incluyeron Potencia (máximo 9 MW-año). No ganó ninguno de sus paquetes.

Es probable que en la SLP del 2018 reduzca sus precios y que además incluyan Potencia. Su oferta más barata fue de 30,454.30, 21.52 y 11.59 USD por MW-año, MWh y CEL, respectivamente.

En términos de EEA y CEL tendría que presentar una reducción del 33.53% en dichos productos para tener una oferta casi idéntica a la nuestra (22 USD por MWh + CEL). SOLAR CENTURY podría representar un competidor muy directo.

Como resultado del análisis realizado, se considera que las ofertas basadas en precios de 38,000 US\$/MW-año y 22 US\$/(MWh+CEL) son competitivos en el rango de precios relativamente altos, pero aún realistas. Cualquier reducción en el precio equivalente de los paquetes representaría una ventaja adicional (también debe considerarse que el proyecto lleva una ligera ventaja por localización).

Con base en el comportamiento histórico de los participantes en las subastas de Largo Plazo, es muy probable que X-ELIO, ENEL y ENGIE presenten ofertas más

competitivas. Por su parte, CANADIAN SOLAR y BAYWA probablemente presenten ofertas similares.

Muy pocos participantes han reducido sus ofertas económicas más allá del 20% de una subasta a otra. Un escenario de simulación en donde todos los participantes reduzcan su oferta en un 20% es sumamente conservador. En algunos casos podría considerarse un porcentaje superior e inferior, pero esto sólo agregaría más incertidumbre a las simulaciones.

Al mismo tiempo, se pudo observar que los participantes cuya oferta por EEA + CEL pudiera mejorarse, hasta el punto de ser inferior a los 22 USD/MWh, no suelen ofertar Potencia, lo cual representaría una ventaja para el proyecto de San Luis Potosí.

Un proyecto ganador en cualquiera de las subastas no sólo requiere ser adjudicado como ganador para obtener ese contrato tan codiciado por 20 años, sino que requiere cumplir una serie de requisitos para concretar el proyecto:

- Comprobación de tenencia de la tierra, posiblemente contrato de arrendamiento sobre el predio donde estará ubicada la central de generación
- Diseño del proyecto
- Estimaciones de producción
- Estudio de interconexión: estudio indicativo que se solicita al CENACE
- Solicitud de manifestación de impacto ambiental a la SEMARNAT³⁸

³⁸ Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

- Estudio de viabilidad medioambiental, social y arqueológica
- Tramitación de servidumbre de paso del proyecto a la subestación eléctrica

Adicionalmente a las ofertas de venta que se realizan de cantidad y precio óptimo de productos, por parte del CENACE se evaluará la capacidad legal, financiera y técnica y de ejecución del proyecto presentado por cada licitante previamente al anuncio oficial del ganador.

4.5 Interpretación de Resultados

Para la primera fase, derivado del análisis de cantidades, y después de tomar en cuenta la generación típica de un sistema solar de seguimiento en una región con grado de irradiación 6.1 kWh/m^2 , en donde también se consideró el mercado de balance de potencia y las horas críticas de producción disponibles en el mercado eléctrico mayorista, así como el grado de degradación que sufre una tecnología de este tipo, se propusieron ofertar las siguientes cantidades en un escenario de P90, como lo muestra la Tabla 4.33:

Tabla 4.32 Cantidades propuestas a ofertar.

Energía (MWh-año)	165,864
CEls (CEls-año)	165,864
Potencia (MW-año)	30-36

Respecto a la segunda fase en un análisis de precios en el que primero se examinaron los precios marginales locales de la zona de San Luis Potosí, con los datos del mercado de un día en adelantado y el mercado en tiempo real, en el que se observó un

incremento de precios a lo largo de tres años, que son los datos que se tienen para realizar el muestreo. En promedio, en el año 2018 se observó un precio de mercado de casi 90 USD/MWh³⁹, un precio mucho mayor que el pagado por las subastas, como también se analizó. Por ello, se sugiere sólo subastar el 80% de la energía generada y 20% restante venderlo a estos precios que determina el mercado. No se puede ofertar menos en una subasta, el límite es 80-20.

Posteriormente, se hizo un recuento de lo que pasó en las subastas eléctricas de años anteriores, se observó que en cada una de ellas se obtuvieron precios menores que los años previos y precios muy competitivos comparados con los obtenidos en subastas de otros países. Los resultados de precios promedios obtenidos en las subastas fueron los mostrados en la Tabla 4.34:

Tabla 4.33 Resultado de precios obtenidos en las subastas anteriores.

	Energía	CELS	Potencia	Energía + CEL	Variación %
	\$USD/MWh	\$USD/CEL	\$USD/MW-año	\$USD	año anterior
1a subasta	31.05	16.35	-	47.4	
2a subasta	19.47	13.57	31,710.01	33.04	30%
3a subasta	13.31	6.67	35,614.44	19.98	40%

Se observó una reducción en precios de energía + CELs de 30% en el año 2016, respecto al 2015 y de 40% del año 2017, respecto al 2016.

Para poder proponer un escenario de precios que tenga una posibilidad realista de obtener un resultado ganador en la subasta se desarrolló una estrategia del oferente en el

³⁹ TC. 18.80

que se realizó un exhaustivo análisis del comportamiento previo de las empresas competidoras que habían participado en subastas anteriores.

Se concluyó ofertar un precio de 38,000 US\$/MW-año para potencia y de 22 US\$/(MWh+CEL) para energía y CEL. Este precio resultará competitivo al ofertar también como producto la potencia, producto que no es ofrecido por muchas empresas.

Conclusiones

El plan tecnológico para la implementación del esquema de subastas se basó en el desarrollo de un modelo matemático de optimización utilizando la información del CENACE. Para determinar la función objetivo se establecieron los índices, conjuntos, parámetros y variables necesarias.

Esta tesis permitió realizar la evaluación y validación del plan tecnológico mediante el modelo matemático de optimización, se comprobó que en cada subasta de largo plazo llevada a cabo por el CENACE, los proyectos adjudicados fueron en su mayoría para fuentes de energía renovable: en la primera subasta de largo plazo hubo 18 proyectos que se adjudicaron la subasta, con participación de 11 empresas, las tecnologías ganadoras fueron eólica y solar; en la segunda fueron 56 los proyectos ganadores provenientes de 24 empresas, las tecnologías a las que se les otorgó la licitación fueron eólica, solar, geotérmica e hidroeléctrica, además de una central de ciclo combinado, que no es energía renovable; en la tercera subasta, fueron 16 proyectos ganadores con 8 empresas participantes, las tecnologías que participarán serán eólica, solar y turbogas, tampoco ésta última es renovable. En particular, se comprobó una diversificación de nuevos participantes en el mercado eléctrico mayorista modificando la estructura cuasi-monopólica que tenía CFE, adicionalmente, se evidenció una transformación de la matriz energética al aumentar la capacidad instalada mediante fuentes renovables de generación.

La evaluación del mecanismo de subastas permitió comprobar que la disminución de costos se ha cumplido debido al incremento de la competencia en nuestro país, incentivando la selección de ofertas con los precios más bajos. El precio promedio de energía más CELs en la primera subasta eléctrica de largo plazo fue de \$47 dólares, mientras que en la segunda subasta fue de \$33 dólares, y posteriormente, en la tercera

subasta fue de \$20 dólares. Se tuvo una disminución en los precios de las subastas del 30% respecto el segundo año, comparado con el primero; y del 40% en el tercer año en relación con el segundo año.

Se demostró un aumento en el acceso a la electrificación en dos vertientes: primero en términos de aumento de generación eléctrica, ya que, de la sumatoria de las tres subastas, la energía generada será de 19,806 GWh, los CELs garantizados en el mercado por concepto de las subastas fueron de más de 20 millones y la potencia de 1,780 MW-año. La segunda en cuanto a que la penetración eléctrica será mayor debido a la diversificación geográfica de los proyectos en los siguientes estados: Baja California Sur, Baja California, Sonora, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, Zacatecas, Aguascalientes, Jalisco, San Luis Potosí, Guanajuato, Hidalgo, Tlaxcala, Michoacán, Puebla, Morelos, Yucatán Oaxaca.

En ese sentido, se observó que el paso de un cuasi monopolio hacia la apertura de un mercado eléctrico mayorista conduce a una mejor generación con tecnologías más novedosas y limpias, así como a una mejor distribución de energía eléctrica a un menor costo para los usuarios finales y en general para el país.

El modelo matemático de optimización permitió determinar un paquete competitivo para participar en la siguiente subasta, en ese paquete se incluyó como estudio de caso una localización idónea en el estado de San Luis Potosí por el recurso de irradiancia y por el factor de localización determinado por el CENACE en las bases de la licitación. La propuesta de paquete competitivo adicionalmente incluyó la oferta de cantidades y precios que se consideraron para participar en la subasta.

Esta propuesta de paquetes fue determinada en tres fases, en la primera de ellas se obtuvieron las cantidades óptimas, para determinarlas fue necesario obtener el perfil de

generación de la ubicación específica, la degradación anual de la tecnología y consultar el mercado de balance de potencia para horas críticas; en la segunda fase se determinaron los precios óptimos mediante factores de ajuste horario, consultando el tipo de cambio y precios de energéticos, así como la tarifa de transmisión de la zona, el precio de la potencia y un análisis de precios de las subastas anteriores; finalmente, en la tercera fase tomó en cuenta la teoría de juegos para estimar el comportamiento de los posibles oponentes.

Los resultados arrojados permiten realizar una oferta de precio de 38,000 US\$/MW-año para potencia y de 22 US\$/(MWh+CEL) para energía y CEL, como aspecto diferenciador el ofertar potencia. Se verifican así las hipótesis, ya que el modelo matemático de optimización proyectó un paquete económico competitivo para participar en la subasta; de igual manera se pudo comprobar que el precio obtenido en cada subasta fue menor y que un porcentaje mayor de electricidad renovable formará parte la matriz energética.

Los resultados muestran que el modelo matemático diseñado podría ayudar a las autoridades y a los participantes en el mercado eléctrico a investigar bajo qué condiciones resulta beneficioso implementar el mecanismo de subastas en el mercado mayorista competitivo y analizar algunas estrategias.

Adicionalmente, el uso del modelo podría contribuir el posible comportamiento estratégico de las empresas que participan en una subasta en un mercado eléctrico reformado.

Consideraciones Finales

El gobierno actual del presidente Andrés Manuel López Obrador decidió cancelar el proceso de subastas de largo plazo⁴⁰ con la justificación de analizar el marco jurídico actual, las consideraciones técnicas, económicas y la planeación energética.

Esa decisión causó incertidumbre en los inversionistas del sector privado que no solo estaban a la expectativa de la subasta, sino que muchos de ellos habían pagado las garantías necesarias para participar en el proceso. Aunado a la suspensión de las subastas, la CFE canceló también dos licitaciones de redes de transmisión que se ubicarían en Baja California y Oaxaca⁴¹, ambas redes funcionarían para evacuar electricidad de la zona, incluidas energías renovables por el potencial que hay en la Rumorosa o en el Istmo de Tehuantepec.

Sin embargo, la Secretaría de Energía mencionó que el mecanismo de subastas se podría reactivar para 2021, cuando los 56 proyectos ganadores de las tres subastas anteriores estén en funcionamiento⁴².

No obstante, muchas de las empresas relacionadas con el sector eléctrico que están en nuestro país han expresado su interés por llevar a cabo subastas privadas evidentemente, el principal factor que incentiva a las empresas a buscar nuevas

⁴⁰

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/40%20Acuerdo%20de%20Cancelación%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v31%2001%202019.pdf>

⁴¹ <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Cancelan-megaproyectos-de-transmision-electrica-20190130-0004.html>

⁴² <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Subastas-electricas-se-reactivarian-hasta-el-2021-Sener-20190321-0004.html>

alternativas de suministro eléctrico es la reducción en los costos por electricidad y la disminución al riesgo de la volatilidad en los precios de la energía.

Se debe destacar que al cancelar la participación de privados en las subastas eléctricas de largo plazo posiblemente se esté incurriendo en prácticas monopólicas por parte del gobierno ya que la CFE seguirá teniendo un gran poder de mercado, así como las amenazas que representa el cancelar las redes de transmisión o los riesgos que conlleva para la inversión privada desde el punto de vista de competencia.

Dirección General de Bibliotecas UAQ

Referencias

- Alves, L. (2015). Rule of engagement: Mexico's first power auction. Bloomberg New Energy Finance. Latin America.: BNEF.
- Anderson, P. (2003). La trama del neoliberalismo: mercado, crisis y exclusión social. Argentina: CLACSO, Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales.
- Aquino, J. G. (2015, 10 15). El mercado eléctrico de baja potencia en México en el contexto del cambio climático. Retrieved 04 11, 2018, from IPN: <http://docplayer.es/52100350-El-mercado-electrico-de-baja-potencia-en-mexico-en-el-contexto-del-cambio-climatico.html>
- Arreola, G. y. (2015). Diseño, construcción y evaluación de un sistema de seguimiento solar para un panel fotovoltaico. Retrieved from Revista mexicana de ciencias agrícolas.: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2007-
- Bilbao, A. (1990). La lógica del estado de bienestar y la lógica de su crítica: Keynes y Misses. Paper, sociología, 13-29.
- Bolívar, L. &. (1992, 09 01). Las reformas constitucionales. Retrieved from El cotidiano. UAM México: <http://www.elcotidianoenlinea.com.mx/pdf/5006.doc>
- Breceda, M. (1998, 05 15). Propuesta de Cambio Estructural de la Industria Eléctrica en México. Retrieved 03 15, 2018, from CEPAL: <http://www3.cec.org/islandora/es/item/1611-debate-reform-electricity-sector-in-mexico-es.pdf>
- Briggs, A. (2006, 06 20). The Welfare State in Historical Perspective. Retrieved 25 11, 2017, from Bogazici University: http://www.econ.boun.edu.tr/content/2015/summer/EC-48B01/Lecture%20Note-3_Briggs_2006-06-29-2015.pdf

Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (2014, 08 11). Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Retrieved from

http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/abro/lspsee/LSPEE_abro.pdf

Carreón, V. (2010). La arquitectura del mercado del sector eléctrico mexicano. CIDE División de economía, 499, 32.

CENACE. (2015, noviembre 19). ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo. Retrieved from CENACE.gob.mx:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Manuales/Manual%20de%20Subastas%20de%20Largo%20Plazo%20DOF%202015%2011%2019.pdf>

CENACE. (2016, julio 01). Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016 Segunda Sesión de Capacitación. Retrieved from Centro Nacional de Control de Energía:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2016/26%20Segunda%20sesión%20de%20capacitación%20v2016%2007%2025.pdf>

CENACE. (2017, mayo 26). Primera Sesión de Capacitación de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017. Retrieved from Cenace:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2017/15%20Primera%20Sesión%20de%20Capacitación%20SLP-1%202017%20%20v26%2005%202017.pdf>

CENACE. (2018, mayo 15). Centro Nacional de Control de Energía. Retrieved from Convocatoria a la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2018:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/01%20Convocatoria%20SLP2018%20v15%2003%202018.pdf>

CENACE. (2019, 07 12). Centro Nacional de Control de Energía. Retrieved from Informe Autoevaluación de la Gestión Segundo Semestre 2018:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/Transparencia/InformesGestion/8->

Informe%20Autoevaluación%20de%20la%20Gestión%20Segundo%20Semestre%202018.pdf

Cointreau, E. (1986). *Privatización: el Arte y los Métodos*. Madrid, España: Unión Editorial.

CRE. (2015, 01 01). Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos.

Retrieved from Comisión Reguladora de Energía:

<http://www.cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf>

CRE. (2018, 11 23). Comisión Reguladora de Energía. Retrieved from Reporte anual del mercado eléctrico mayorista 2017:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/414648/Reporte_Anual_VF_public.pdf

Durá, P. (2003, 01 01). Universidad Complutense de Madrid. Retrieved from Teoría de subastas y privatizaciones: un modelo de reputación del vendedor.:

<https://eprints.ucm.es/4722/1/T26512.pdf>

Energía hoy. (2018, abril 13). Subsidio de tarifas eléctricas asciende a 50,000 mdp en el 2018.

Retrieved from Energía hoy: <http://energiahoy.com/2018/04/13/subsidio-de-tarifas-electricas-asciende-a-50000-mdp-en-el-2018/>

Fernández, T. (2012, 02 01). El Estado de Bienestar frente a la Crisis Política, Económica y Social. Retrieved 11 12, 2017, from Redalyc:

<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=161024437001>

Gibbons, R. (1992). *Un primer curso de teoría de juegos*. Barcelona, España: Antoni Bosh, Editor.

Gul, F. (1997, 07 01). A Nobel Prize for Game Theorists: The Contributions of Harsanyi, Nash and Selten. Retrieved 04 12, 2018, from American Economic Association:

<https://www.aeaweb.org/articles?id=10.1257/jep.11.3.159>

Hanke, S. H. (1989). *Privatización y Desarrollo*. México: Trillas.

Rodríguez, C. G. (1991). *Estado, Privatización y Bienestar: un debate de la Europa Actual*.

España: Fuhem-Icaria.

Hernández, C. (2006, 12 01). *La Reforma Cautiva. Inversión, Trabajo y Empresa en el Sector*

Eléctrico Mexicano. Retrieved 03 15, 2018, from CIDAC:

<http://reddecompetencia.cidac.org/es/uploads/1/LaReformaCautiva.pdf>

Hernández, A. (2016, 12 01). *Asignación de Costos por Servicio de Transmisión de Energía*

Eléctrica Considerando el Grupo de Uso de Red de un Sistema Eléctrico Desregulado.

Tesis para Obtener el Grado de Maestro en Ciencias con Especialidad en Energía

Eléctrica. Retrieved 04 10, 2018, from IPN:

[http://www.sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2016/Asignacion%20de%20costos%20por](http://www.sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2016/Asignacion%20de%20costos%20por%20servicio%20de%20transmision%20de%20energia%20electronica.pdf)

[r%20servicio%20de%20transmision%20de%20energia%20electronica.pdf](http://www.sepielectrica.esimez.ipn.mx/Tesis/2016/Asignacion%20de%20costos%20por%20servicio%20de%20transmision%20de%20energia%20electronica.pdf)

Hernández. (2018). *Reforma energética. Electricidad*. Ciudad de México: Fondo de Cultura

Económica.

International Renewable Energy Agency. (2017, 01 01). *Renewable Energy Auctions*.

Analyzing 2016. Retrieved 05 20, 2018, from IRENA: <http://www.irena.org/->

[/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017.pdf)

[ns_2017.pdf](http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Jun/IRENA_Renewable_Energy_Auctions_2017.pdf)

International Renewable Energy Agency. (2017, 02 17). *Renewable Energy Auctions*,

Analyzing 2016, Executive Summary. Retrieved 06 25, 2017, from IRENA:

[http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REAuctions_summary](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REAuctions_summary_2017.pdf)

[_2017.pdf](http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_REAuctions_summary_2017.pdf)

- Jordan-Korte, K. (2011). *Government Promotion of Renewable Energy Technologies. Policy Approaches and Market Development in Germany, the United States, and Japan*. Berlin: Gabler.
- Joskow, P. (2008). *Lessons Learned From Electricity Market Liberalization*. Massachusetts: The Energy Journal.
- Keynes, J. M. (1977). *Teoría general de la ocupación, el interés y el dinero*. México: Fondo de cultura económica.
- Komor, P. (2004). *Renewable Energy Policy*. New York: iUniverse, Inc.
09342015000801715&lng=es&tlng=es.
- Krugman, P. W. (2007). *Macroeconomía: introducción a la Economía*. Barcelona, España: Editorial Reverté, S. A.
- Laval, C. &. (2013). *La nueva razón del mundo. Ensayo sobre la sociedad neoliberal*. Barcelona: Gedisa.
- Levin, R. y. (2004). *Estadística para administración y economía*. México: Pearson Educación.
- Llina, H. y. (2015). *Estadística descriptiva y distribuciones de probabilidad*. Barranquilla: Universidad del Norte.
- McAfee, P. y. (82). *Bidding Rings*. *The American Economic Review*, 579.
- Saenz, C. (2015, 07 25). *Teoría de Juegos y Subastas en Economía y Empresa*. Retrieved 04 14, 2018, from Universidad de Valladolid:
<https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/15833/1/TFG-E-175.pdf>
- McCain, R. (2010). *A Nontechnical Introduction to the Analysis of Strategy*. Singapore: World Scientific.

Meyssan, T. (2005, 10 25). Thomas Schelling y Robert Aumann, los Premios Nobel que ven la guerra como un juego. Retrieved 04 13, 2018, from Voltaire Net:

<http://www.voltairenet.org/article130115.html>

Montiel, L. (2015, 07 01). Pacto por México y gobernabilidad desde el argumento de la modernidad. Retrieved from Doxa digital: <http://doxa.uach.mx/assets/r9articulo9.pdf>

Moore, D. (2005). Estadística aplicada básica. Nueva York: Antoni Bosch editor.

Moreno, J. (2015). La época de la privatización del buen sentido. Conferencia presentada (p. 15). Guerrero: Unidad Académica de Filosofía y Letras de la Universidad Autónoma de Guerrero.

Moreno, J. (2016). Sobre ese fardo que es, de suyo, la condición de estudiante. In J. Moreno, Ortega Pensador (p. 267). Querétaro: Fontamara.

Nobel Prize. (1996, 10 08). The Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 1996 James A. Mirrlees, William Vickrey. Retrieved 04 12, 2018, from The official Web Site of the Nobel Prize:

https://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/1996/press.html

Nobel Prize. (2007, 10 15). The Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2007. Retrieved 04 13, 2018, from The Nobel Prize:

https://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/2007/press.html

Nobel Prize. (2012, 10 15). The Sveriges Riksbank Prize in Economic Sciences in Memory of Alfred Nobel 2012. Retrieved 04 13, 2018, from The Nobel Prize:

https://www.nobelprize.org/nobel_prizes/economic-sciences/laureates/2012/press.html

Newbery, D. (2013, 12 03). Issues and options for restructuring. Issues and options for restructuring. Retrieved from University of Cambridge:

<https://pdfs.semanticscholar.org/2e6e/c9ddece0f664bbc72ec6a6c85d28ddee59ba.pdf>

- Ortega, J. (2006, 01 01). Acuerdos tripartitas y gobernanza económica en el México de fin de siglo. Retrieved from Foro Internacional del Colegio de México:
https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=10&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwIU7I6AjL_jAhUIUa0KHeC7AnMQFjAJegQIBhAC&url=https%3A%2F%2Fforointernacional.colmex.mx%2Findex.php%2Ffi%2Farticle%2Fdownload%2F1797%2F1787&usg=AOvVaw0lzzqhQG3tP7F2O3r
- Ovalle, J. (2007, 03 01). La Nacionalización de las Industrias Petrolera y Eléctrica. Retrieved 03 16, 2018, from Boletín Mexicano de Derecho Comparado.:
<http://www.scielo.org.mx/pdf/bmdc/v40n118/v40n118a6.pdf>
- Pentland, W. (2013, Agosto 16). No End In Sight For Spain's Escalating Solar Crisis. Retrieved Octubre 27, 2015, from Forbes:
<http://www.forbes.com/sites/williampentland/2013/08/16/no-end-in-sight-for-spains-escalating-solar-crisis/>
- Ramos, L. &. (2012, 12 04). La Generación de Energía Eléctrica en México. Tecnología y ciencia del Agua. (S. V. 4., Ed.) Retrieved 04 07, 2018, from Scielo:
<http://www.scielo.org.mx/pdf/tca/v3n4/v3n4a12.pdf>
- Ricart, J. (1988, 07 01). Una introducción a la teoría de juegos. Retrieved 03 03, 2018, from Iese Business School- Universidad de Navarra: <http://www.iese.edu/research/pdfs/di-0138.pdf>
- Romo, D. (2015). El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana. *Revista Problemas del Desarrollo*, 183, 151, 157.
- Salazar. (2004, 07 01). Globalización y política neoliberal en México. Retrieved from *El cotidiano*. UAM México: <https://www.redalyc.org/pdf/325/32512604.pdf>

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

- Secretaría de Energía. (2013, diciembre 20). Reforma Energética. Explicación. Retrieved octubre 20, 2015, from México. Gobierno de la República:
<http://cdn.reformaenergetica.gob.mx/explicacion.pdf>
- Secretaría de Energía. (2015, marzo 31). Diario Oficial de la Federación. Retrieved febrero 23, 2016, from dof:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
- Secretaría de Energía. (2018, junio 01). Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional PRODESEN 2018-2032. Retrieved from Gobierno de México:
<https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/331770/PRODESEN-2018-2032-definitiva.pdf>
- SRE. (2012, diciembre 02). Pacto por México. Retrieved from Embajada de México en Italia:
https://embamex.sre.gob.mx/bolivia/images/pdf/REFORMAS/pacto_por_mexico.pdf
- SENER. (2014, agosto 11). DECRETO por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales. Retrieved from Diario Oficial de la Federación:
https://www.dof.gob.mx/nota_to_doc.php?codnota=5355985
- Stiglitz, J. (2003, 08 01). El rumbo de las reformas. Hacia una nueva agenda para América Latina. Retrieved 10 15, 2017, from Cepal:
http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/10893/1/080007040_es.pdf
- U.S. Energy Information Administration. (2015, septiembre 21). Mexico International energy data and analysis. Retrieved octubre 26, 2015, from EIA:
http://www.eia.gov/beta/international/analysis_includes/countries_long/Mexico/mexico.pdf

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

- Vargas, R. (2010, 04 10). El sector eléctrico mexicano: ¿Nuevos espacios para las corporaciones transnacionales? *Acta sociológica* no. 54, 132.
- Vargas, R. (2014, 10 30). La reforma energética a 20 años del TLCAN. Retrieved from *Revistas UNAM*: <http://www.revistas.unam.mx/index.php/pde/article/download/47190/42464>
- Vargas, R. (2015). La reforma energética a 20 años de TLCAN. Retrieved from *Problemas del desarrollo*.
- Vargas, R. (2015, 04 14). Reforma energética: de servicio público a modelo de negocios. Retrieved from *Scielo*: <http://www.scielo.org.mx/pdf/polcul/n43/n43a7.pdf>
- Vázquez C., R. M. (2001, 10 19). Modelos de subastas para mercados eléctricos. *Anales de mecánica y electricidad*, 36,37.
- Zarate, A. &. (2017, 12 04). Subastas a largo plazo: promotoras de energía limpia. Retrieved 05 29, 2018, from *KPMG*:
<https://home.kpmg.com/mx/es/home/tendencias/2017/12/subastas-a-largo-plazo-promotoras-de-energia-limpia.html>

APÉNDICE

1. Ejemplos de ofertas de venta, incluye Potencia, Energía y CELs, así como el precio del paquete, adicionalmente las plantas generadoras asociadas a cada paquete. Datos técnicos: Zona de interconexión, zona de exportación, capacidad de placa, ofertas condicionadas y mutuamente excluyentes.

The image shows a screenshot of a software application with several overlapping spreadsheets. The spreadsheets contain columns of data, including numerical values and text labels, likely representing bid details such as power capacity, energy volume, and prices. The interface includes a sidebar on the left with a tree view of folders and files, and a top menu bar. A large watermark 'Biblioteca UAQ' is visible diagonally across the image.

Figura 0.1. Ejemplos de oferta de venta

2. Ejemplos de curvas de demanda: Potencia y Energía

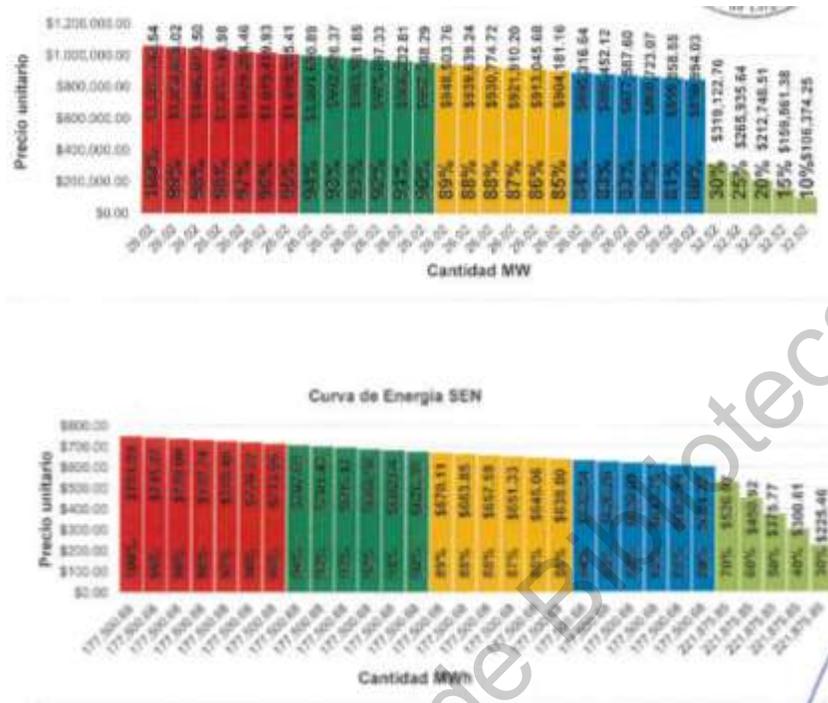


Figura 0.2. Ejemplos de las curvas de demanda

Dirección General de Biotecas UAQ

LA REFORMA ENERGÉTICA: ANÁLISIS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO...

3. Ejemplo de una solución de cuáles son los bloques de demanda que se satisfacen, muestra el excedente económico. Básicamente es la solución del lado de la demanda.

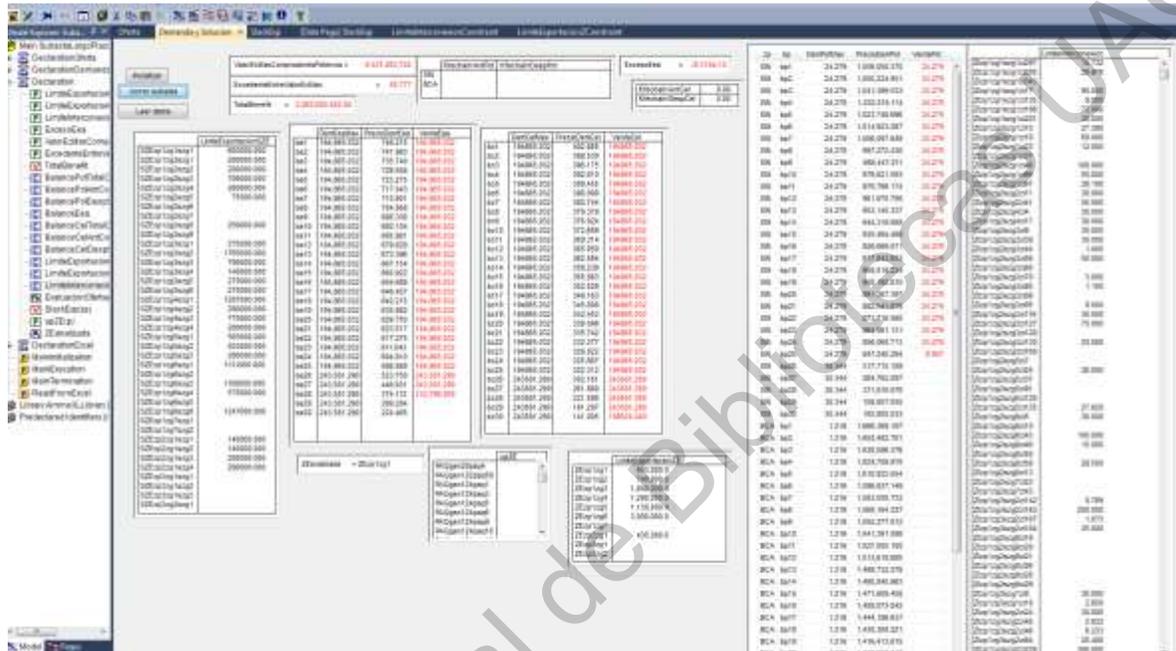


Figura 0.3. Solución del lado de la demanda

4. Producción anual esperada para tres escenarios de probabilidad: P50, P75 y P90 considerando la degradación de los paneles garantizada por el fabricante.

Generación anual: horizonte 30 años				
Año	Degradación	P50	P75	P90
0	100.00 %	219,859	213,197	207,202
1	99.75 %	219,309	212,664	206,684
2	99.25 %	218,212	211,601	205,651
3	98.75 %	217,121	210,543	204,622
4	98.25 %	216,036	209,490	203,599
5	97.75 %	214,956	208,443	202,581
6	97.25 %	213,881	207,401	201,568
7	96.75 %	212,811	206,364	200,560
8	96.25 %	211,747	205,332	199,558
9	95.75 %	210,689	204,305	198,560
10	95.25 %	209,635	203,284	197,567
11	94.75 %	208,587	202,267	196,579
12	94.25 %	207,544	201,256	195,596
13	93.75 %	206,506	200,250	194,618
14	93.25 %	205,474	199,248	193,645
15	92.75 %	204,446	198,252	192,677
16	92.25 %	203,424	197,261	191,714
17	91.75 %	202,407	196,275	190,755
18	91.25 %	201,395	195,293	189,801
19	90.75 %	200,388	194,317	188,852
20	90.25 %	199,386	193,345	187,908
21	89.75 %	198,389	192,378	186,969
22	89.25 %	197,397	191,417	186,034
23	88.75 %	196,410	190,459	185,104
24	88.25 %	195,428	189,507	184,178
25	87.75 %	194,451	188,560	183,257
26	87.25 %	193,479	187,617	182,341
27	86.75 %	192,511	186,679	181,429
28	86.25 %	191,549	185,745	180,522
29	85.75 %	190,591	184,817	179,619
30	85.25 %	189,638	183,893	178,721

Figura 0.4. Solución del lado de la demanda