



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA- SISTEMAS ENERGÉTICOS

ANÁLISIS DE LA PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN LA PLANEACIÓN
ELÉCTRICA EN MÉXICO

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

PRESENTA:
ULISES ADAIR HERNÁNDEZ HURTADO

DIRECTORA
CECILIA MARTÍN DEL CAMPO MÁRQUEZ, FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad Universitaria, CD. MX. mayo 2017

JURADO ASIGNADO:

Presidente: (Dr. Francois Lacouture Juan Luis)

Secretario: (Dr. González Cuesta Manuel)

Vocal: (Dra. Martín Del Campo Márquez Cecilia)

1^{er}. Suplente: (M.C. Salazar Salazar Edgar)

2^{d o}. Suplente: (Dr. Álvarez Watkins Pablo)

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: Facultad de ingeniería

TUTOR DE TESIS:

Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez

FIRMA

*“No hay fecha que no se
cumpla, plazo que no se venza, ni
deuda que no se pague”*

Anónimo

AGRADECIMIENTOS

A Dios por ser mi fuerza en todo momento desde mi infancia hasta el día de hoy, por permitirme superar cada prueba en todo momento durante mi vida, desde los mejores logros hasta las peores frustraciones, por mostrarme que todo y todos tenemos una misión en esta vida.

“Mi religión consiste en una humilde admiración del ilimitado espíritu superior que se revela en los más pequeños detalles que podemos percibir con nuestra frágil y débil mente”

Albert Einstein

A mi Madre Leticia por ser la persona más importante en mi vida, por otorgarme la inspiración para trabajar todos los días y por permitirme conocer el amor. Te amo mama.

A mis hermanos por darme su apoyo incondicional en todo momento, otorgarme esa confianza, cariño y seguridad para llevar a cabo cualquier meta.

A Mariana por ser la mejor compañía que he tenido, por ayudarme a enfrentar mis más profundos miedos y escucharme en todo momento. Gracias por ser mi complemento y permitirme superar juntos estos retos que nos trajo la maestría.

A mis profesores de maestría, el Dr. Juan Louis y la Dra. Pamela, por ayudarme a obtener las herramientas de conocimiento, por su esmero durante las clases para mi aprendizaje y darme su apoyo para alcanzar el grado de Maestro.

Al Dr. Roger por permitir que toda mi vida se encaminara en la investigación en los momentos en que no encontraba una puerta y me dio la oportunidad de desarrollarme.

Al Mtro. Edgar por ser el principal autor de este logro, por ser la persona que siempre me otorgó el aliento para realizar mi maestría y continuar al doctorado, porque sin sus sabias palabras y consejos nunca habría obtenido este maravilloso logro.

A la Dra. Cecilia por apoyarme en todo momento, ser una excelente tutora y ayudarme a explotar mis conocimientos y habilidades dentro del ramo energético, otorgarme su apoyo para incorporarme a su maravilloso grupo de trabajo, además de siempre otorgarme sus mejores consejos y recomendaciones en la elaboración de esta tesis.

Al Dr. Manuel González por darme la oportunidad de conocer a una maravillosa persona y mostrarme que no importa el grado de conocimientos y estudios que tenga siempre tener presente que lo mejor de las personas esta en medir la humildad y la sencillez.

Al Ing. Celedonio y la Mtra. Martha por ser dos profesores que me concedieron el tiempo para la mejora continua dentro de mis estudios y en todo momento fueron mis amigos.

A Ricardo, Diego y Ángel por ser unos excelentes amigos durante este proceso tan largo, otorgarme sus mejores comentarios, permitirme tener hermosas y divertidas experiencias, y darme la oportunidad de conocerlos.

Índice

ÍNDICE.....	4
LISTA DE FIGURAS.....	6
LISTA DE TABLAS.....	10
ACRÓNIMOS.....	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT	13
INTRODUCCIÓN	14
CAPÍTULO 1 LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO	16
1.1 INFRAESTRUCTURA ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL	16
1.2 LA ENERGÍA NUCLEOELÉCTRICA EN MÉXICO.....	21
1.3 ASPECTOS ECONÓMICOS DE LA TECNOLOGÍA NUCLEOELÉCTRICA	22
1.3.1 COSTOS DE INVERSIÓN	25
1.3.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.	26
1.3.3 COSTOS DE COMBUSTIBLE	28
1.4 ASPECTOS AMBIENTALES DE LA TECNOLOGÍA NUCLEOELÉCTRICA.....	31
CAPÍTULO 2 PLANEACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA	35
2.1 PROGRAMA INDICATIVO PARA LA INSTALACIÓN Y RETIRO DE CENTRALES ELÉCTRICAS.....	36
2.1.1 CRITERIOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PIIRCE	36
2.1.2 INSTALACIÓN DE CENTRALES.....	38
2.1.3 RETIRO DE CENTRALES.....	39
2.1.4 EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BASE AL PIIRCE.....	41
2.1.5 COSTOS DEL SEN CON BASE AL PIIRCE	43
2.2 EL REACTOR SMALL MODULAR REACTOR (SMR) COMO OPCIÓN TECNOLÓGICA PARA BCS.....	45
2.2.1 DESCRIPCIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL REACTOR SMR.....	45
2.2.2 CASO DE ESTUDIO BAJA CALIFORNIA SUR CICLO COMBINADO O REACTOR SMR	47
2.2.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y CONCLUSIONES DEL ESTUDIO.....	49
CAPÍTULO 3 PANORAMA DE LA TECNOLOGÍA DE CICLO COMBINADO Y NUCLEAR EN MÉXICO Y EN EL MUNDO	53
3.1 CICLO COMBINADO.....	54
3.2 NUCLEOELÉCTRICA.....	62

<u>CAPÍTULO 4 ANÁLISIS DE LA PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN MÉXICO</u>	<u>69</u>
4.1 ANÁLISIS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	70
4.2 FACTORES TÉCNICOS	73
4.3 FACTORES DE SEGURIDAD.....	75
4.4 FACTORES ECONÓMICOS	78
4.4.1 ESCENARIOS DE PRECIO DE GN POR MEDIO DE GASODUCTOS	78
4.4.2 ESCENARIOS DE PRECIO DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO	82
<u>CONCLUSIONES</u>	<u>87</u>
<u>BIBLIOGRAFÍA.....</u>	<u>89</u>

Lista de Figuras

<u>FIGURA 1. CAPACIDAD INSTALADA EN 2014 Y 2015 DE FUENTES CONVENCIONALES Y LIMPIAS (MEGAWATT).</u>	<u>17</u>
<u>FIGURA 2. CAPACIDAD INSTALADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2015 (PORCENTAJE DE 68,044 MW TOTALES).</u>	<u>17</u>
<u>FIGURA 3. GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE TECNOLOGÍA 2015 (PORCENTAJE DE 309,553 GWH TOTALES).</u>	<u>18</u>
<u>FIGURA 4. PRODUCCIÓN ANUAL DE GAS NATURAL POR PARTE DE PEMEX DESDE 2010 A ENERO 2017 (MILLONES DE PIES CÚBICOS DIARIOS).</u>	<u>19</u>
<u>FIGURA 5. PRECIO HISTÓRICO DE GAS NATURAL DE EXPORTACIÓN DE EE. UU. DE ENERO 2000 A DICIEMBRE 2016 (DÓLARES POR MIL PIES CÚBICOS).</u>	<u>19</u>
<u>FIGURA 6. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD POR ENERGÍA NUCLEAR EN MÉXICO DESDE 1990 HASTA 2014 (GWH).</u>	<u>21</u>
<u>FIGURA 7. PRECIO HISTÓRICO DE U3O8 DE 1988 A 2015.</u>	<u>23</u>
<u>FIGURA 8. EFECTO DEL PRECIO DE URANIO EN EL COSTO DE COMBUSTIBLE.</u>	<u>24</u>
<u>FIGURA 9. EFECTO DEL PRECIO DE GAS, CARBÓN Y URANIO EN EL COSTO DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD.</u>	<u>24</u>
<u>FIGURA 10. COSTOS DE CAPITAL PARA DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN DÓLARES DE 2012 POR KILOWATT.</u>	<u>26</u>
<u>FIGURA 11. PROMEDIO DE COSTOS DE OPERACIÓN PARA DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EE. UU DÓLARES POR MWH.</u>	<u>27</u>
<u>FIGURA 12. PROMEDIO DE COSTOS DE MANTENIMIENTO PARA DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EE. UU DÓLARES POR MWH.</u>	<u>27</u>
<u>FIGURA 13. PROMEDIO DE COSTOS DE COMBUSTIBLE PARA DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EE.UU. EN DÓLARES POR MWH.</u>	<u>29</u>
<u>FIGURA 14. DIFERENCIA DE COSTOS DE 2004 A 2014 PARA DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EE. UU (DÓLARES POR MWH).</u>	<u>30</u>
<u>FIGURA 15. COSTO TOTAL DE GENERACIÓN ELÉCTRICA PARA DIVERSAS TECNOLOGÍAS EN EE. UU (DÓLARES POR MWH).</u>	<u>30</u>

<u>FIGURA 16. CONTRIBUCIÓN DE EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR CATEGORÍA EN MÉXICO EN 2010</u>	<u>32</u>
<u>FIGURA 17. PROMEDIO ANUAL DE FACTORES DE PLANTA POR REGIÓN Y FUENTE DE ENERGÍA DEL INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK.</u>	<u>33</u>
<u>FIGURA 18. EMISIONES EN EL CICLO DE VIDA DE ALGUNAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN ESCENARIO ALTO, MEDIO Y BAJO (TONELADAS DE CO₂EQ POR GWH).</u>	<u>34</u>
<u>FIGURA 19. PARTICIPACIÓN EN LA CAPACIDAD ADICIONAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA DE 2016 A 2030 (PORCENTAJE DE 57,122 MW TOTALES).</u>	<u>39</u>
<u>FIGURA 20. RETIRO DE CAPACIDAD DE 2016 A 2030 (MW).....</u>	<u>41</u>
<u>FIGURA 21. RETIRO DE CAPACIDAD POR TECNOLOGÍA DE 2016 A 2030 (MW).....</u>	<u>41</u>
<u>FIGURA 22. CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE EN 2030 (GW).</u>	<u>42</u>
<u>FIGURA 23. CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2015 Y 2030 DE ACUERDO AL PIIRCE.....</u>	<u>42</u>
<u>FIGURA 24. GENERACIÓN TOTAL POR TIPO DE TECNOLOGÍA EN 2015 Y 2030 DE ACUERDO AL PIIRCE.</u>	<u>43</u>
<u>FIGURA 25. COSTOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL 2016-2029.</u>	<u>44</u>
<u>FIGURA 26. COMPARACIÓN DEL ÁREA UTILIZADA POR DIFERENTES TECNOLOGÍAS LIMPIAS PARA LA PRODUCCIÓN DE UNA POTENCIA DE 225 MWE.</u>	<u>46</u>
<u>FIGURA 27. MODELO DE REACTOR SMR PROPUESTO EN EL ANÁLISIS DEL CASO BCS.....</u>	<u>47</u>
<u>FIGURA 28. COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO DE BCS (USD/MWH).</u>	<u>50</u>
<u>FIGURA 29. COSTOS E INGRESOS ANUALES DE TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO DE BCS (MMUSD/MWH).</u>	<u>50</u>
<u>FIGURA 30. BENEFICIO ANUAL DE TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO DE BCS (MMUSD/MWH).....</u>	<u>51</u>
<u>FIGURA 31. AUMENTO O DISMINUCIÓN DE EMISIONES ANUALES DE TECNOLOGÍAS CONSIDERADAS EN EL ESTUDIO DE BCS (USD/MWH).</u>	<u>52</u>
<u>FIGURA 32. CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL EN 2015 (PORCENTAJE DE 1601.839 PETA JOULES).</u>	<u>55</u>

FIGURA 33. EXPORTACIÓN DE GAS NATURAL DESDE EE.UU. A MÉXICO DE 1975 A 2015 (MILES DE MILLONES DE PIES CÚBICOS DIARIOS).	56
FIGURA 34. CONSUMO, PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN MENSUAL NACIONAL DE GAS NATURAL EN 2015 Y 2016 (MMPCD).	57
FIGURA 35. INFRAESTRUCTURA NACIONAL DE GAS NATURAL (2016).	58
FIGURA 36. PROYECTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN DESARROLLO.	59
FIGURA 37. COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN DE NUCLEAR Y CC VARIANDO EL PRECIO DE GN DESDE 1 HASTA 15 USD/MIL FT³.	61
FIGURA 38. FACTOR DE CAPACIDAD MENSUAL PARA CENTRALES NUCLEARES EN EE.UU. DE 2011-2016 (PORCENTAJE).	63
FIGURA 39. CURVAS DE CARGA PARA UNA TÍPICA RED ELÉCTRICA.	64
FIGURA 40. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN DINAMARCA EN 2015.	65
FIGURA 41. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO EN 2015 POR TECNOLOGÍA.	65
FIGURA 42. RESERVAS RECUPERABLES CONOCIDAS DE URANIO EN EL MUNDO EN 2015.	66
FIGURA 43. REACTORES EN CONSTRUCCIÓN EN EL MUNDO.	67
FIGURA 44. REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.	69
FIGURA 45. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS DEL SEN.	70
FIGURA 46. CENTRAL NUCLEAR SANMEN (CHINA) TIPO AP1000.	71
FIGURA 47. GRÁFICA DE DEMANDA DEL SIN 31 ENERO 2017.	72
FIGURA 48. RESERVAS, PRODUCCIÓN E IMPORTACIONES TOTALES DE GAS NATURAL EN EE.UU. DE 1983-2015 (TRILLONES DE PIES CÚBICOS).	76
FIGURA 49. ESTADOS DE EE.UU. CON LAS MAYORES RESERVAS PROBADAS DE GN DE 2011-2015 (TRILLONES DE PIES CÚBICOS).	76
FIGURA 50. COBERTURA GEOGRÁFICA EXPANDIDA DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL EN EE. UU (2015).	77
FIGURA 51. PRECIOS HISTÓRICOS DE GN PARA EXPORTACIÓN POR GASODUCTOS Y GAS LICUADO DE EE.UU. (2015).	77
FIGURA 52. ESCENARIOS PROPUESTOS DE VARIACIÓN DEL PRECIO DEL GN DE 2017 A 2050.	79

<u>FIGURA 53. COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE EN CENTRALES DE CC PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (\$/MWH).</u>	<u>80</u>
<u>FIGURA 54. COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN CENTRALES DE CC PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (\$/MWH).</u>	<u>81</u>
<u>FIGURA 55. COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A DIFERENTES PRECIOS DE GN DE 2017 A 2050 (\$/MWH).</u>	<u>82</u>
<u>FIGURA 56. ESCENARIOS PROPUESTOS DE VARIACIÓN DEL PRECIO DEL GNL DE 2017 A 2050. ...</u>	<u>83</u>
<u>FIGURA 57. COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN POR CONCEPTO DE COMBUSTIBLE EN CENTRALES DE CC PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (\$/MWH).</u>	<u>84</u>
<u>FIGURA 58. COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN CENTRALES DE CC PARA CADA ESCENARIO PROPUESTO (\$/MWH).</u>	<u>84</u>
<u>FIGURA 59. COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A DIFERENTES PRECIOS DE GNL DE 2017-2050 (\$/MWH).</u>	<u>85</u>

Lista de Tablas

<u>TABLA 1. PARÁMETROS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS ENTRE CICLO COMBINADO, REACTOR SMART Y REACTOR SMART C/DESALADORA.</u>	<u>48</u>
<u>TABLA 2. PARÁMETROS UTILIZADOS EN EL ANÁLISIS DE LA PLANTA DESALADORA.</u>	<u>49</u>
<u>TABLA 3. PROYECTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN DESARROLLO.</u>	<u>60</u>
<u>TABLA 4. COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN PARA NUEVAS CENTRALES DE CC Y NUCLEAR.</u>	<u>74</u>
<u>TABLA 5. COSTO NIVELADO DE O&M PARA NUEVAS CENTRALES DE TIPO CC Y NUCLEAR.</u>	<u>74</u>

Acrónimos

<i>ABWR</i>	Advanced Boiling Water Reactor
<i>AP1000</i>	Advanced Pressurized Water Reactor 1000
<i>APWR</i>	Advanced Pressurized Water Reactor
<i>BCS</i>	Baja California Sur
<i>CC</i>	Ciclo Combinado
<i>CENACE</i>	Centro Nacional de Control de Energía
<i>CFE</i>	Comisión Federal de Electricidad
<i>COP21</i>	21ª Conferencia de las Partes
<i>COPAR</i>	Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico
<i>DOF</i>	Diario Oficial de la Federación
<i>ECO₂E</i>	Emisiones de Bióxido de Carbono Equivalente
<i>EGEI</i>	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero
<i>FO&M</i>	Costos Fijos de Operación y Mantenimiento
<i>GN</i>	Gas Natural
<i>GNL</i>	Gas Natural Licuado
<i>ININ</i>	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
<i>LGCC</i>	Ley General de Cambio Climático
<i>LIE</i>	Ley de la Industria Eléctrica
<i>LTE</i>	Ley de Transición Energética
<i>MMBTU</i>	Millones de BTU(Unidad Térmica Británica)
<i>MMPC</i>	Millones de pies cúbicos
<i>O&M</i>	Operación y Mantenimiento
<i>PIB</i>	Producto Interno Bruto
<i>PIIRCE</i>	Programa Indicativo de Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
<i>PRODESE</i>	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
<i>N</i>	
<i>RGD</i>	Red General de Distribución
<i>RNT</i>	Red Nacional de Transmisión
<i>SEN</i>	Sistema Eléctrico Nacional
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>SMR</i>	Smart Modular Reactor
<i>VO&M</i>	Costos Variables de Operación y Mantenimiento

Resumen

En los últimos años se ha realizado un esfuerzo en México y en el mundo para disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero (EGEI) y al mismo tiempo abastecer el aumento en el consumo de energía a nivel mundial. En este contexto, el sector eléctrico en México es clave en el cumplimiento de compromisos y metas de reducción de EGEI al contribuir con más del 20% de éstas. La energía nuclear debe tener un papel fundamental en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, ya que permite generar grandes cantidades de electricidad por largos periodos de tiempo sin emisiones de gases contaminantes. Con base en lo anterior, se determinó investigar las principales características con las que debe contar la energía nuclear para ser considerada como una solución real en garantizar el abasto de electricidad de forma continua, segura, económica y con la menor cantidad de EGEI posible. Sin embargo, las centrales de ciclo combinado son la principal opción para cubrir con estas necesidades de acuerdo con la política nacional actual, por lo que en esta tesis se realizó una extensa comparativa entre la tecnología de ciclo combinado y nuclear a fin de conocer la tecnología que debe tener una mayor participación en la planeación del SEN en las próximas décadas. Así, se elaboraron cinco escenarios de precios para el gas natural y gas natural licuado de importación, con el fin de conocer el costo que generaría continuar con la política actual de uso de centrales de ciclo combinado como base de generación eléctrica y si este costo justificaba en primera instancia el aumento de capacidad nuclear en el país. Los resultados mostraron que es necesario cambiar la principal fuente de generación de energía en México a fin de tener un sistema eléctrico confiable, seguro, económico y limpio.

Palabras clave: EGEI, energía, nuclear, ciclo combinado, Sistema Eléctrico Nacional, expansión.

Abstract

In recent years, an effort has been made in Mexico and around the world to reduce greenhouse gas emissions (GHGE) and at the same time supply the increase in energy consumption worldwide. In this context, the electric sector in Mexico is key in meeting commitments and targets for reducing GHGE because contributing with more than 20% of these. Nuclear energy must play a fundamental role in the expansion of the National Electric System (NES), due it allows the generation of large amounts of electricity for long periods of time without emissions of polluting gases. Based on the above, it was determined to research the main characteristics that nuclear energy must have in order to be considered as a real solution in guaranteeing the continuous supply, safe, economic and with the least amount of GHGE possible. However, combined cycle power plants are the main option to meet these needs in accordance with the current national policy, so, an extensive comparison was made in this thesis between combined cycle and nuclear technology in order to know the technology that must have greater participation in the NES planning in the coming decades. Thus, five scenarios for imported natural gas and liquefied natural gas price were elaborated in order to know the cost of continuing with the current policy of using combined cycle power plants as a basis for electricity generation and if this cost justified the increase of nuclear capacity in the country. Results showed that is necessary to change the main source of energy generation in Mexico to achieve a reliable, safe, economical and clean electrical system.

Keywords: GHGE, energy, nuclear, combined cycle, National Electric System, expansion.

Introducción

Del 30 de noviembre al 11 de diciembre de 2015 fue celebrada en París la 21ª Conferencia de las Partes (COP21), organizada por la Convención Marco de las Naciones Unidas Sobre el Cambio Climático (CMNUCC) cuyo objetivo fue concluir un acuerdo mundial para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Durante la COP21 se determinó la necesidad urgente de resolver el desfase de las promesas de mitigación, y las trayectorias que deberían seguir las emisiones agregadas para mantener el aumento de la temperatura media anual muy por debajo de 2º C con respecto a los niveles preindustriales. Todo esto comparándose en términos de las emisiones anuales mundiales de gases de efecto invernadero para el año 2020. Se hizo una importante referencia a la urgencia de acelerar la aplicación de la convención y su Protocolo de Kyoto a fin de aumentar la ambición en el período anterior a 2020. Por lo anterior, es imprescindible destacar la necesidad de llevar a cabo programas que permitan el desarrollo sustentable, y de bajas emisiones de gases de efecto invernadero promoviendo tecnologías, que destaquen por ser amigables con el medio ambiente y conserven la seguridad energética del país en años futuros, tales como la solar, eólica, geotérmica o nuclear. Razón por la que durante los últimos años se han aprobado leyes en materia energética que dictan un nuevo rumbo de México en este sector. Su objetivo principal es combatir los problemas derivados del uso de combustibles fósiles como principal fuente de generación eléctrica a nivel nacional, además de mostrar los aspectos y condiciones establecidos en la reforma energética.

En este marco se encuentran la Ley General de Cambio Climático (LGCC), la Ley de Transición Energética (LTE) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), que establecen las metas y regulaciones para el aprovechamiento de energías limpias, así como las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, entre otras.

La Ley General de Cambio Climático que se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 6 de junio de 2012 hace mención a diversos objetivos a alcanzar para poder enfrentar los efectos adversos del cambio climático, dentro de los cuales se hace referencia a la promoción de una transición a una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono¹, además se atribuye a la federación regular e instrumentar las acciones para la mitigación y adaptación al cambio climático en materia de Energía.

Esta ley conjuntamente hace una clara alusión a desarrollar estrategias, programas y proyectos integrales de mitigación y adaptación al cambio climático en materia de hidrocarburos y energía eléctrica, para lograr el uso eficiente y sustentable de los

¹ Ley General de Cambio Climático, Título Primero, Artículo 2º.

recursos energéticos fósiles y renovables del país²; y con el objetivo de impulsar la transición de modelos de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles a tecnologías que generen menores emisiones, la Secretaría de Energía establecerá políticas e incentivos para promover la utilización de tecnologías de bajas emisiones de carbono³.

El 24 de diciembre de 2015 se publicó la Ley de Transición Energética por medio de la cual se pretende regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes derivados de la actividad en la Industria Eléctrica⁴. En esta ley se tocan puntos de gran relevancia para la planeación del sector eléctrico a corto, mediano y largo plazo, de igual forma se establecen las metas de participación mínima de Energías Limpias para la generación eléctrica en un 25%, 30% y 35% para 2018, 2021 y 2024 respectivamente. En la misma ley se especifica en el capítulo único en su artículo primero que:

“La presente Ley entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación”

Por otra parte, define tres instrumentos de planeación de la política nacional en materia de energías limpias y eficiencia energética, como la Estrategia de transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, el Programa especial de la transición energética y el Programa nacional para el aprovechamiento sustentable de la energía.

Dentro de los principales puntos que se integran en esta ley encontramos que la estrategia deberá establecer metas a fin de que el consumo de energía eléctrica se satisfaga mediante un portafolio de alternativas que incluyan a la eficiencia energética y una proporción creciente de generación con energías limpias en condiciones de viabilidad económica⁵, además deberá contener un componente de largo plazo para un periodo de 30 años que defina los escenarios propuestos para cumplir las Metas de Energías Limpias y la Meta de Eficiencia Energética⁶, incluyendo también un componente de planeación de mediano plazo para un período de 15 años. Por lo cual, se dispone que, para cumplir con estos objetivos, la Secretaría de Energía deberá recurrir a reconocidos expertos en la materia, quienes estudiarán y aportarán la información necesaria para el diagnóstico⁷.

² Ley General de Cambio climático, Título Segundo, Artículo 7º.

³ Ley General de Cambio Climático, Título Cuarto, Capítulo 3, Artículo 35

⁴ Ley de Transición Energética. (2015, diciembre 24). Diario Oficial de la Federación de México

⁵ Ley de Transición Energética, Título Segundo, Capítulo 1, Artículo 4.

⁶ Ley de Transición Energética, Título Tercero, Capítulo 3, Artículo 28.

⁷ Ley de Transición Energética, Título Tercero, Capítulo 3, Artículo 29.

Capítulo 1 La Generación de Energía Eléctrica en México

El sector eléctrico ha tenido una reestructuración en los últimos años debido a la necesidad de garantizar la calidad, confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las actividades de generación, transmisión y distribución. Esta reestructuración incluye al sector público como al privado, otorgando a cada una de las partes diversas funciones y responsabilidades que permitan el desarrollo del SEN y por ende el desarrollo económico del país.

Este capítulo muestra una visión clara de la manera en la cual está conformado el SEN y cómo participa la tecnología nucleoelectrica en la generación de energía eléctrica nacional. Además, se detallan los aspectos económicos, ambientales y sociales de este tipo de tecnología, resolviendo puntos clave acerca de factores que influyen en la toma de decisión al proponer la instalación de dicha tecnología.

1.1 Infraestructura actual del Sistema Eléctrico Nacional

De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2030 (PRODESEN 2016-2030), en 2015 la capacidad instalada del SEN fue de 68,044 MW, de los cuales, el 71.7% correspondía a centrales eléctricas convencionales y el 28.3% a centrales eléctricas con tecnologías limpias⁸.

Las tecnologías limpias registraron un crecimiento anual de 6.9% al cierre de 2015, como resultado de la instalación de nuevas centrales eólicas y geotérmicas, cuya expansión en comparación con el año previo, fue de 37.7% y 13.8%, respectivamente.

En 2015 se generaron 309,553 GWh de energía eléctrica, un 2.7% más que en 2014. El 79.7% de la electricidad generada provino de tecnologías convencionales y el 20.3% restante de tecnologías limpias⁹.

Durante los últimos años se ha realizado un gran esfuerzo para que las energías limpias tengan una mayor capacidad instalada en el país, por lo que, las centrales con tecnologías convencionales, principalmente termoeléctrica convencional, dejarán de ser parte del parque eléctrico nacional en los próximos años.

En la figura 1, podemos ver la capacidad instalada en 2014 y 2015 de fuentes convencionales y limpias para darnos un panorama de cómo ha incrementado la capacidad instalada de energías limpias.

⁸ PRODESEN 2016-2030, SENER pag. 27

⁹ PRODESEN 2016-2030, SENER pag. 30

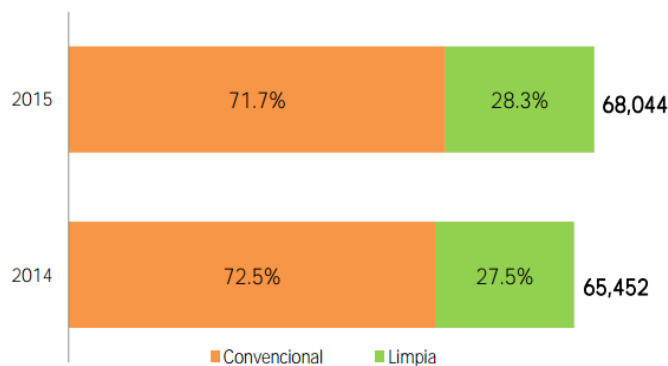


Figura 1. Capacidad Instalada en 2014 y 2015 de fuentes convencionales y limpias (Megawatt)¹⁰.

Para elaborar la planeación de la participación de la energía nuclear en el sistema eléctrico nacional y las diferentes tecnologías con las que estará acompañada, es necesario partir de las tecnologías con las que se cuenta actualmente en el SEN, su capacidad instalada y la generación de energía eléctrica obtenida por cada una. Para esto podemos observar las figuras 2 y 3, donde se muestra la capacidad instalada por tipo de tecnología en 2015 del SEN y la generación de energía eléctrica respectivamente.

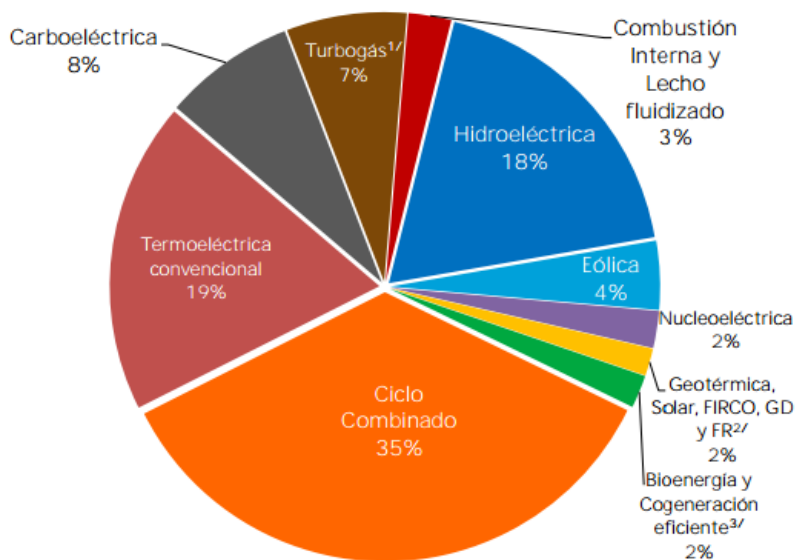


Figura 2. Capacidad Instalada por tipo de tecnología 2015 (Porcentaje de 68,044 Mw totales)¹¹.

¹⁰ SENER, PRODESEN 2016-2030. Figura 2.1.1, pag. 27

¹¹ SENER, PRODESEN 2016-2030. Figura 2.1.1, pag. 27

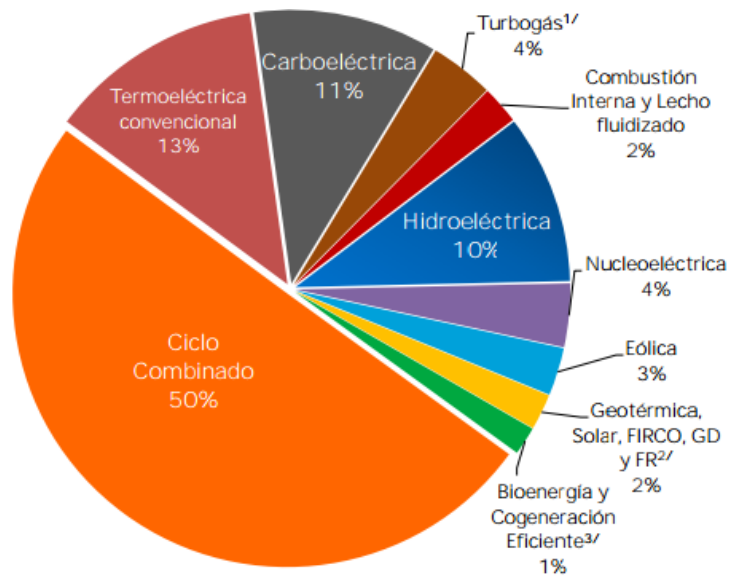


Figura 3. Generación de Energía por tipo de tecnología 2015 (Porcentaje de 309,553 GWh totales)¹².

Tomando como referencia estos datos, podemos observar cómo algunas tecnologías disminuyen su porcentaje de generación eléctrica respecto a su porcentaje de capacidad instalada y otras aumentan, esto es causado por diversas variables como pueden ser el costo del combustible o el tipo de tecnología.

Debemos tener presente que, al instalar una planta de generación, ésta contará con diversas características que le permiten llevar a cabo una función específica en el sector eléctrico. Sin embargo, esto limita a diversas tecnologías en su capacidad para poder participar con una mayor cantidad de energía generada durante todo el año.

El gas natural (GN), es el gran referente como tecnología de generación eléctrica en el país, participando con el 50% de la generación neta anual en 2015, seguido de la termoeléctrica convencional y la carboeléctrica, dejando a la tecnología hidroeléctrica, nucleoeléctrica y eólica, con un 10%, 4% y 3% de la generación total respectivamente.

En este contexto, es importante mencionar que la tendencia al uso del ciclo combinado (CC) como fuente principal de generación de energía eléctrica es debido, por una parte, a la reducción en la producción de gas por parte de Pemex, y por otra a la caída en los precios del combustible en EE.UU., donde el precio promedio del gas natural se redujo de manera importante desde 2014, tal como se muestra en las figuras 4 y 5 para la producción anual de gas natural por parte de PEMEX en los últimos años y el precio histórico de exportación de gas natural por gasoducto desde EE.UU. respectivamente.

¹² SENER, PRODESEN 2016-2030. Figura 2.1.1, p 30

Producción anual de GN por parte de PEMEX 2010-2017 (Millones de pies cúbicos diarios)

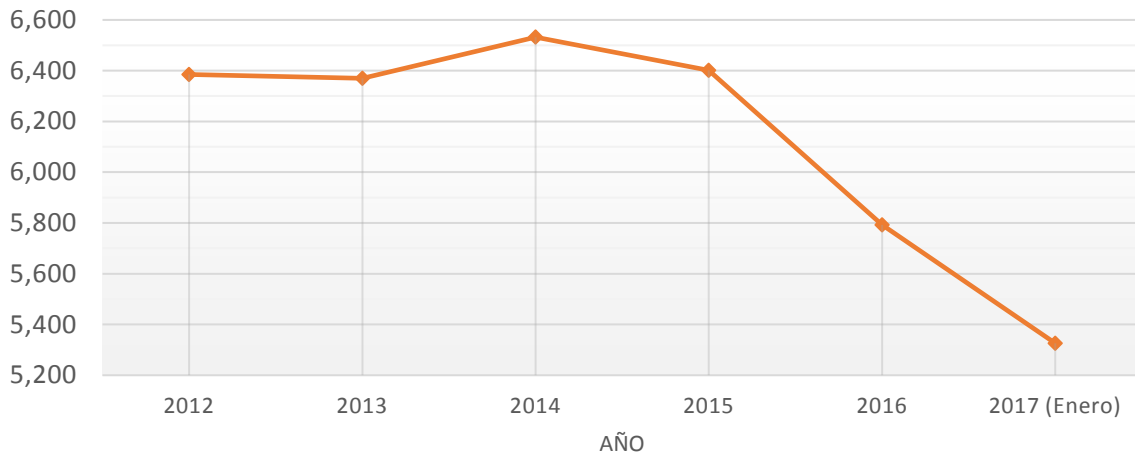


Figura 4. Producción Anual de Gas Natural por parte de PEMEX desde 2010 a enero 2017 (Millones de pies cúbicos diarios)¹³.

Precio histórico de exportación de GN de EE. UU. a México por gasoducto (Dólares por mil pies cúbicos)

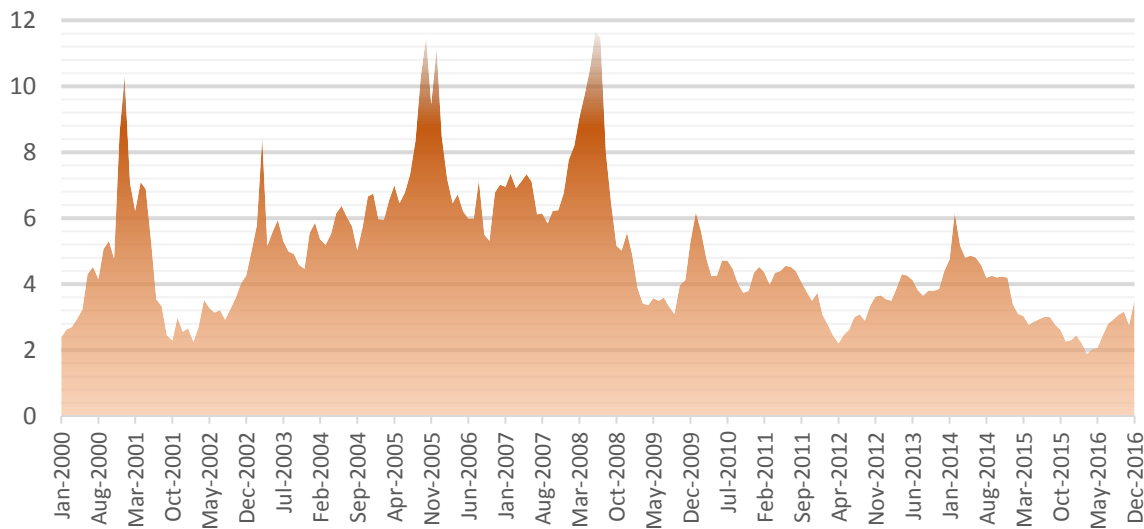


Figura 5. Precio histórico de gas natural de exportación de EE. UU. de enero 2000 a diciembre 2016 (Dólares por Mil Pies Cúbicos)¹⁴.

¹³ <http://www.pemex.com/en/investors/investor-tools/Paginas/factsheet.aspx>

¹⁴ <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9130us3A.htm>

Si bien, el uso de gas natural resulta en una menor emisión de gases de efecto invernadero comparado con otro tipo de fuentes de energía como el carbón o los derivados del petróleo, es importante resaltar que el uso de plantas de ciclo combinado también conlleva los problemas derivados del uso de fuentes de energía fósil en el medio ambiente. Por lo tanto, es necesario tomar en cuenta el uso de tecnologías que sean económicamente viables, que otorguen seguridad al SEN y además que sean amigables con el medio ambiente.

Para conocer las tecnologías que cumplen con los criterios anteriormente mencionados podemos tomar la definición de *energías limpias* citada en la Ley de la Industria Eléctrica que indica lo siguiente:

Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan. Entre las Energías Limpias se consideran las siguientes¹⁵:

- a) *El viento;*
- b) *La radiación solar, en todas sus formas;*
- c) *La energía oceánica en sus distintas formas*
- d) *El calor de los yacimientos geotérmicos;*
- e) *Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;*
- f) *La energía proveniente de centrales hidroeléctricas;*
- g) *La energía nucleoelectrica;***

Además, es necesario citar el criterio en el que se determina una tecnología como “Energía Limpia”, mencionado en la LTE:

La eficiencia mínima para que cualquier otra tecnología se considere de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, o bien, para que la Secretaría de Energía y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales determinen que sean Energías Limpias, se basará en una tasa de emisiones no mayor a 100 Kg/MWh¹⁶.

Siendo lo anterior la base por la cual esta tesis tomará como enfoque la participación de la energía nucleoelectrica como una opción en la planeación del SEN a mediano y largo plazo.

¹⁵ Ley de la Industria Eléctrica, Título Primero, Capítulo 1, Artículo 3, Sección XII.

¹⁶ Ley de Transición Energética, Título Sexto, Capítulo 3, Artículo 128.

1.2 La energía nucleoelectrica en México

La generación de energía eléctrica por medio de energía nuclear en México está conformada por una única central generadora, ubicada en el municipio de Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, en el Estado de Veracruz. Cuenta con una capacidad actual instalada de 1,610 MW proporcionada por dos reactores nucleares tipo BWR. La primera unidad inició su operación comercial el 14 de agosto de 1990 y la segunda unidad el 12 de abril de 1995¹⁷, por lo que se cuenta con al menos 49 reactores-años de experiencia en el manejo de este tipo de tecnología, lo que ha permitido tener una mayor diversificación en el SEN. En la figura 6 encontramos la generación histórica anual que ha tenido esta instalación.

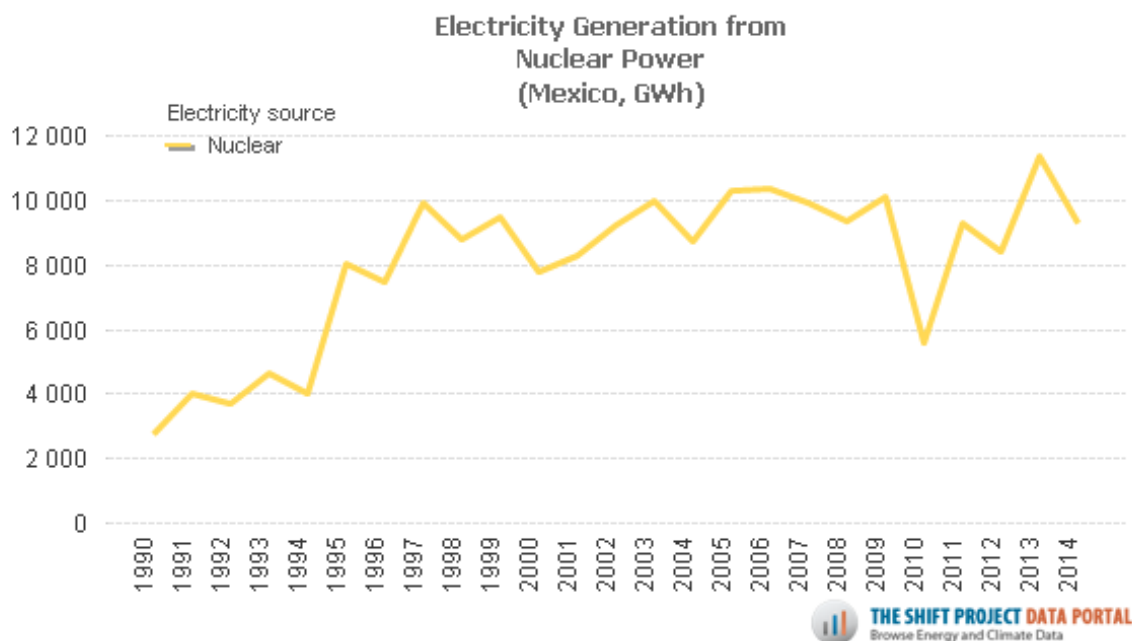


Figura 6. Generación de Electricidad por Energía Nuclear en México desde 1990 hasta 2014 (GWh)¹⁸.

De acuerdo a las figuras 2 y 3, se puede observar la importancia de esta instalación ya que, representa el 2% de la capacidad total instalada, pero al comparar esta cifra con la generación neta, se observa claramente como casi duplica el porcentaje de manera que, se muestra de forma clara la ventaja de este tipo de tecnologías.

Lo anterior es uno de los motivos por los cuales se tiene planeado llevar a cabo la construcción de más plantas nucleares a mediano y largo plazo en el país, tal como se verá en capítulos posteriores.

¹⁷http://web.archive.org/web/20130419012606/http://www.mexicodiplomatico.org/art_diplomatico_especial/laguna_verde.pdf

¹⁸ <http://www.tsp-data-portal.org/Historical-Electricity-Generation-Statistics>

Es necesario entender algunos aspectos fundamentales de la energía nucleoelectrónica, que permitan considerarla como una opción viable en la expansión del SEN a mediano y largo plazo, tal como impactos económicos, ambientales y sociales, que representan, en gran parte las características a evaluar para realizar algún proyecto relacionado con esta tecnología.

1.3 Aspectos económicos de la tecnología nucleoelectrónica

Dentro de los aspectos económicos que conlleva la construcción de una central de energía eléctrica se implican diferentes tipos de costos, que determinan ciertas cualidades de la planta requeridas para satisfacer necesidades que se tengan en el sistema eléctrico a corto, mediano o largo plazo.

Un aspecto muy importante para determinar los costos relativos de una planta eléctrica es la localización, ya que el país donde se realice la construcción tendrá diferentes recursos que permitan un desarrollo más barato en cuanto a costos, tal es el caso de países como China, EE. UU. o Australia donde el carbón es abundante y accesible¹⁹.

Por otra parte, tenemos el caso del gas natural, que es utilizado como carga base en muchas naciones debido al uso de plantas de ciclo combinado, como es el caso de México.

Para el caso de la tecnología nucleoelectrónica debemos mencionar que son centrales con un costo de construcción elevado, aunque baratas al ser operadas y, además, los costos por la disposición de los desechos y el desmantelamiento de la planta están incluidos en los costos de generación.

Es de gran relevancia mencionar que la energía nuclear conjuga algunos aspectos que hoy en día son fundamentales para mostrarse como una opción real en la expansión de un sistema eléctrico tales como, la seguridad, confiabilidad, bajas emisiones de gases de efecto invernadero y costos competitivos.

En la figura 7 podemos encontrar cómo el precio del combustible nuclear U_3O_8 se mantuvo por debajo de los 20 dólares por libra desde 1988 hasta mediados de 2004, sin embargo, en años posteriores se tuvo un incremento bastante considerable llegando casi hasta 140 dólares por libra de U_3O_8 a principios de 2007, aunque han

¹⁹ <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

disminuido de manera considerable los últimos años, llegando a los 25 dólares por libra de U_3O_8 para agosto de 2016.

En la figura 5 se tiene el precio del gas natural importado desde EE.UU. para la producción de energía eléctrica y, a pesar de haber mostrado una mayor irregularidad a través de los años, no ha tenido aumentos tan considerables como el U_3O_8 , siendo los precios del año 2016 los más bajos registrados en las últimas décadas llegando a 2.33 dólares por mil pies cúbicos en marzo de 2016.



Figura 7. Precio Histórico de U₃O₈ de 1988 a 2015²⁰.

Cabe mencionar como aspecto relevante que los costos de combustible tienen un efecto distinto en las centrales que utilizan gas natural y las nucleoelectricas, ya que una gran parte del costo total de generación de una central que utiliza gas natural es debido al costo del combustible, que es proporcional al precio del gas que se utiliza, a diferencia de una central nucleoelectrica, cuyo costo total de generación no se ve afectado de manera importante por el aumento en el costo del combustible tal como se observa en la figura 8 para el precio del uranio y, en la figura 9 para el costo de generación de electricidad .

²⁰ <https://www.uxc.com/p/prices/UxCPriceChart.aspx?chart=spot-u3o8-full>

Effect of Uranium Price on Fuel Cost

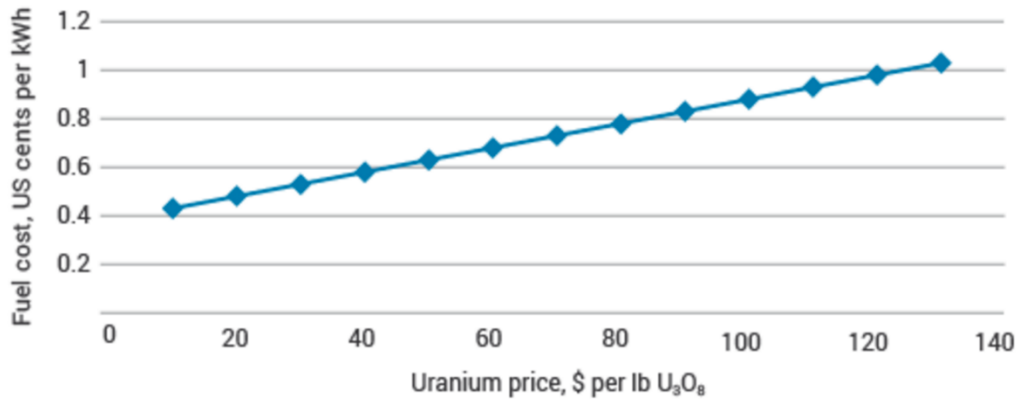


Figura 8. Efecto del precio de uranio en el costo de combustible²¹.

The Impact of Fuel Costs on Electricity Generation Costs
Finland early 2000

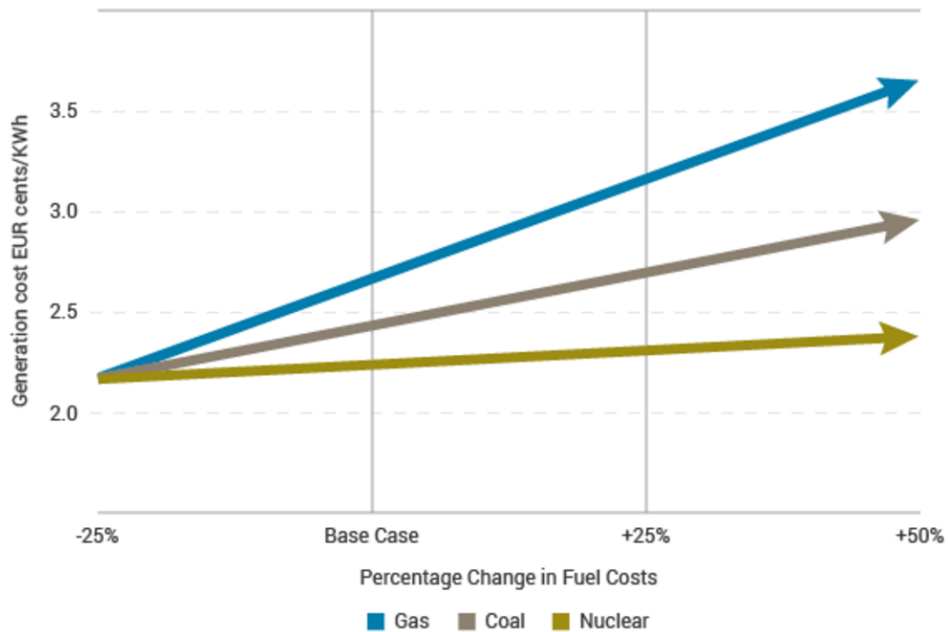


Figura 9. Efecto del precio de gas, carbón y uranio en el costo de generación de electricidad²².

²¹ <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

²² <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

Tomaremos diferentes costos para analizar de manera más detallada cómo influye cada uno en el costo total de una central. Se analizarán los costos de inversión, que incluyen los costos de la preparación del sitio a ocupar por la planta, la construcción, la fabricación, la puesta en marcha y el financiamiento de la central y la financiación de los costos de desmantelamiento. Después los costos de operación y mantenimiento (O&M) de la planta donde se incluye el tratamiento de residuos radiactivos de bajo y medio nivel. Finalmente, el costo de combustible, donde se incluye el almacenamiento y la disposición de combustible irradiado.

1.3.1 Costos de inversión

Los costos de inversión son aquellos derivados de las siguientes actividades y de otras más:

- Preparación del sitio
- Ingeniería de diseño
- Construcción
- Adquisición de materiales y equipo mecánico
- Licenciamiento
- Puesta en marcha
- Financiamiento
- Costos indirectos
- Instalación y suministro de controles e instrumentación eléctrica
- Material estructural e instalación
- Entre otros más

Es importante incluir los costos de financiamiento en caso de que lo haya, debido a que esto provoca que los costos de capital cambien en proporción a la cantidad de tiempo que se necesita para construir y poner en marcha. Para la siguiente grafica comparativa se utilizará el costo de capital “Overnight”, el cual se trata de un costo instantáneo, es decir, sin financiamiento, como si la central se completara en una noche.

En la figura 10 se muestra una comparativa entre diferentes tecnologías de generación en cuanto a su costo de inversión instantáneo el cual no toma en cuenta el financiamiento durante la construcción. También se tiene que tomar en cuenta que si una planta tiene un tiempo mayor de construcción tiende a ser más costosa debido a la inflación, entre otros factores. Este es el caso de la central nuclear que tarda un mínimo de cinco años en ser construida, sin embargo, se toma un tiempo de construcción de ocho años.

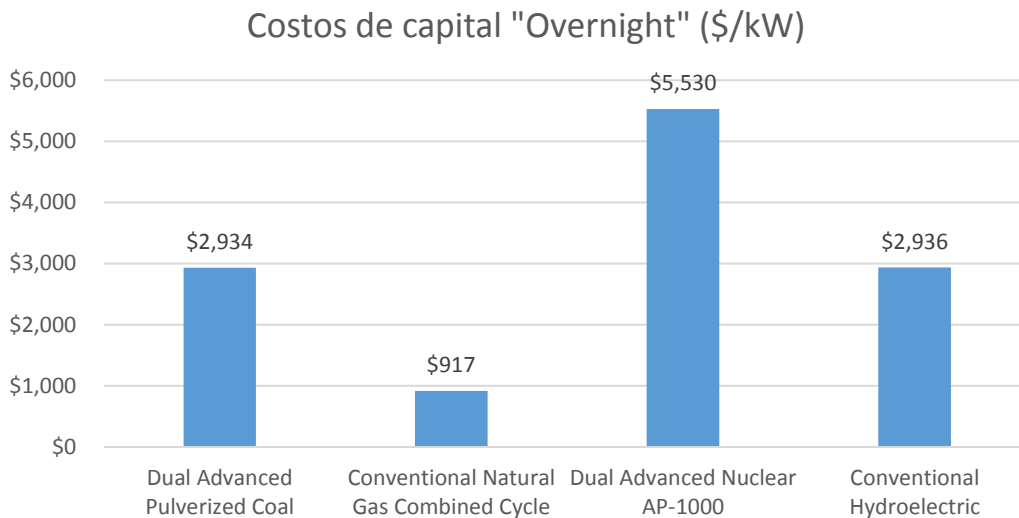


Figura 10. Costos de capital para diversas tecnologías de generación eléctrica en dólares de 2012 por kilowatt.²³

1.3.2 Costos de operación y mantenimiento.

Los costos de operación y mantenimiento se dividen en costos anuales fijos y costos variables, dentro de cada uno se contemplan gastos de distintos componentes o recursos que se tienen en la central para que ésta funcione de manera correcta.

Los costos fijos son aquellos que no tienen una variabilidad con respecto a la generación de energía, entre los que se incluyen los salarios y bonos mensuales de los empleados en la planta, el equipo de soporte de plantas, que consiste en el alquiler de equipos y mano de obra temporal, los gastos generales y administrativos relacionados con la planta como el teléfono, el mantenimiento preventivo de rutina realizado durante la operación, el mantenimiento de las estructuras y terrenos. También se contemplan mantenimiento de equipos como circuitos eléctricos, bombas, tuberías y sistemas de desmineralización.²⁴

En cuanto a los costos variables, éstos se relacionan con la generación eléctrica y podemos encontrar algunos como los gastos de eliminación de residuos y aguas residuales, productos químicos, catalizadores, lubricantes, materiales consumibles, entre otros. A continuación se observan dos gráficas donde se incluye el costo de operación y el costo de mantenimiento promedio generado por el funcionamiento de algunas plantas en EE. UU. de 2004 a 2014 en dólares por MWh, tomando en consideración que la categoría "Hydro-electric" incluye las tecnologías hidroeléctrica

²³ Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, EIA (2016)

²⁴ Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants, EIA.

convencional y almacenamiento por bombeo, y “Gas Turbine and small scale” incluye las tecnologías de ciclo combinado, turbogas, combustión interna, fotovoltaica y plantas eólicas, para estas comparativas.

OPERACIÓN

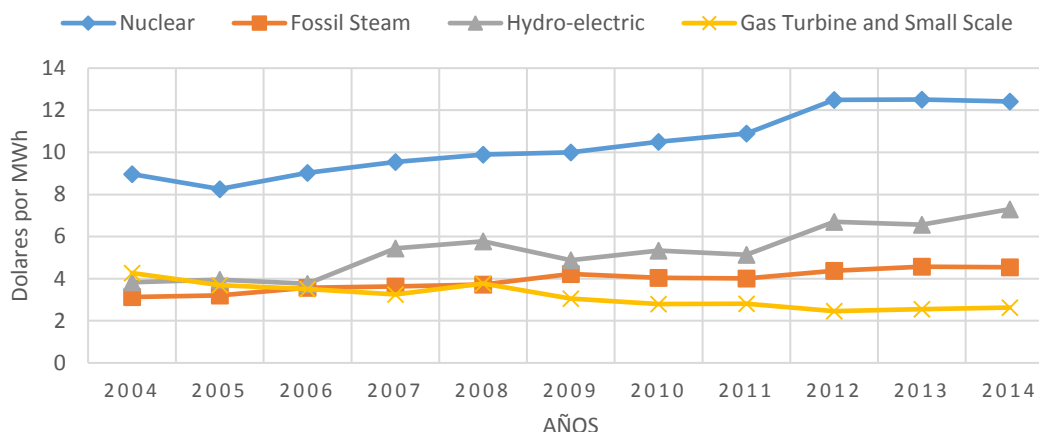


Figura 11. Promedio de costos de operación para diversas tecnologías de generación eléctrica en EE. UU dólares por MWh.²⁵

MANTENIMIENTO

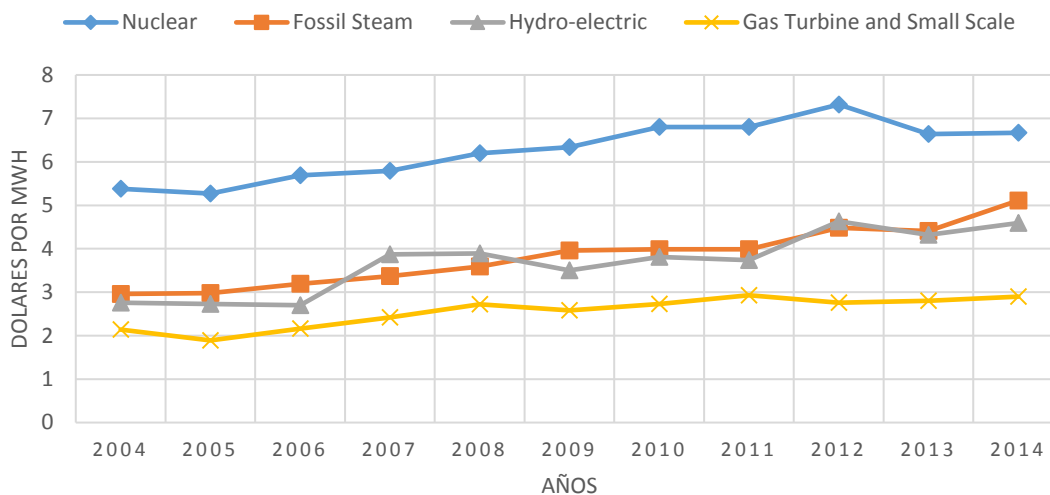


Figura 12. Promedio de costos de mantenimiento para diversas tecnologías de generación eléctrica en EE. UU dólares por MWh.²⁶

²⁵ Electric Power Annual 2014, EIA, Tabla 8.4.

²⁶ Electric Power Annual 2014, EIA, Tabla 8.4.

En las gráficas 11 y 12, se muestra como la tecnología nucleoelectrica tiene el mayor costo de operación y mantenimiento, a diferencia de las otras tecnologías cuyos costos son históricamente más bajos. Para el caso del costo de operación de la nuclear, se observa que aumentó en mayor proporción a partir de 2012, esto posiblemente como consecuencia de la aplicación de acciones de seguridad post Fukushima. Cabe destacar también, que el tener costos de O&M altos refleja una importante repercusión en la generación de empleos, lo que mejora la economía del país y de sus habitantes.

1.3.3 Costos de combustible

Este costo es en su totalidad derivado del precio del combustible que utilice cada tipo de tecnología. Este aspecto es uno de los que, en gran parte, diferencia las tecnologías de generación eléctrica, no sólo por su uso sino también por el proceso que se realiza en la obtención de éste, lo que se traduce en un costo.

Existe una relevante diferencia entre las tecnologías, ya que algunas pueden llegar a tener un costo de combustible igual a cero, tal es el caso de la hidroeléctrica, solar o eólica. Por otra parte, están las tecnologías con base en fuentes de energía fósil, cuyo costo total de generación de la central es proporcional al costo de combustible consumido en la operación.

Por último, tenemos a la tecnología nucleoelectrica, que no muestra un aumento considerable en el costo total de generación si se tiene un aumento en el costo del combustible, como sí sucede con algunas de las tecnologías mencionadas anteriormente.

En la figura 13 se puede observar un promedio de costos de generación por concepto de combustible para algunas tecnologías en diferentes centrales en Estados Unidos desde 2004 hasta 2014, reflejándose de manera clara la dependencia de cada tecnología hacia el precio del combustible que utiliza.

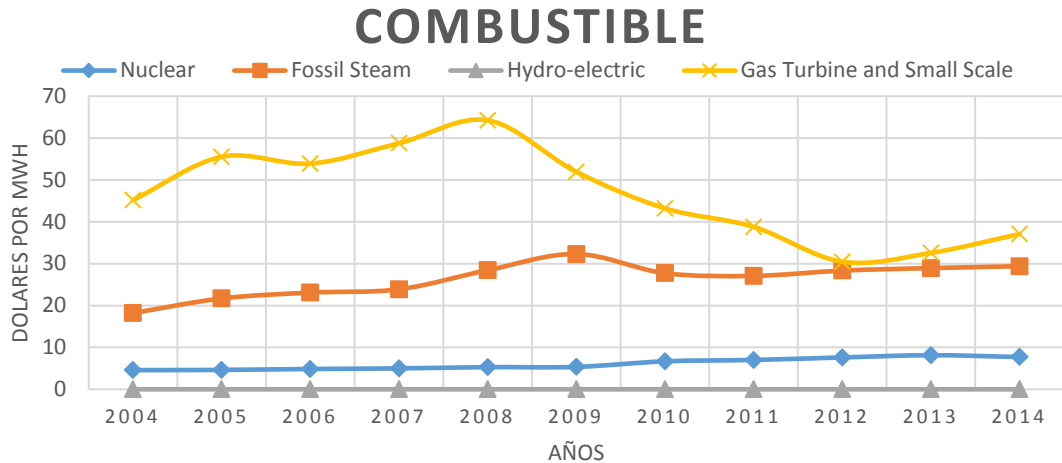


Figura 13. Promedio de costos de combustible para diversas tecnologías de generación eléctrica en EE.UU. en dólares por MWh.²⁷

Una vez obtenido el costo de O&M y el de combustible podemos mostrar estos conceptos para cada tipo de tecnología observada anteriormente. En las figuras 14 y 15 es posible observar cómo el costo de generación implica factores con mucha incertidumbre y que por ende tienen que ser tomados en consideración para no tomar una mala decisión que nos lleve a tener un sistema eléctrico vulnerable, sino más bien, uno diversificado y que ayude en el combate a las problemáticas que hoy en día enfrenta la generación de energía, tal como el aspecto medioambiental. Se observa que aunque en el periodo el costo de las plantas de CC ha bajado, en 2014 sigue siendo el más alto.

²⁷Electric Power Annual 2014, EIA, Tabla 8.4.

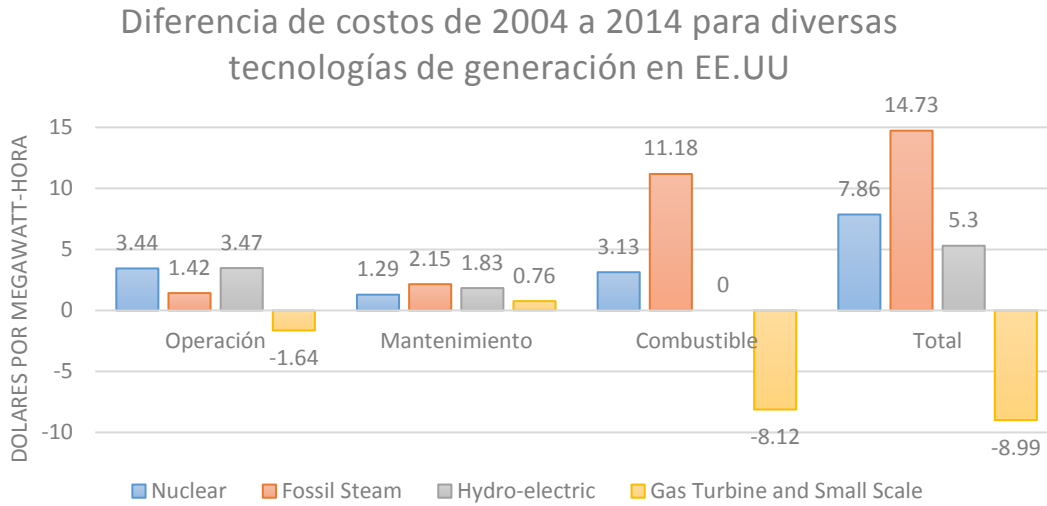


Figura 14. Diferencia de costos de 2004 a 2014 para diversas tecnologías de generación eléctrica en EE. UU (Dólares por MWh).²⁸

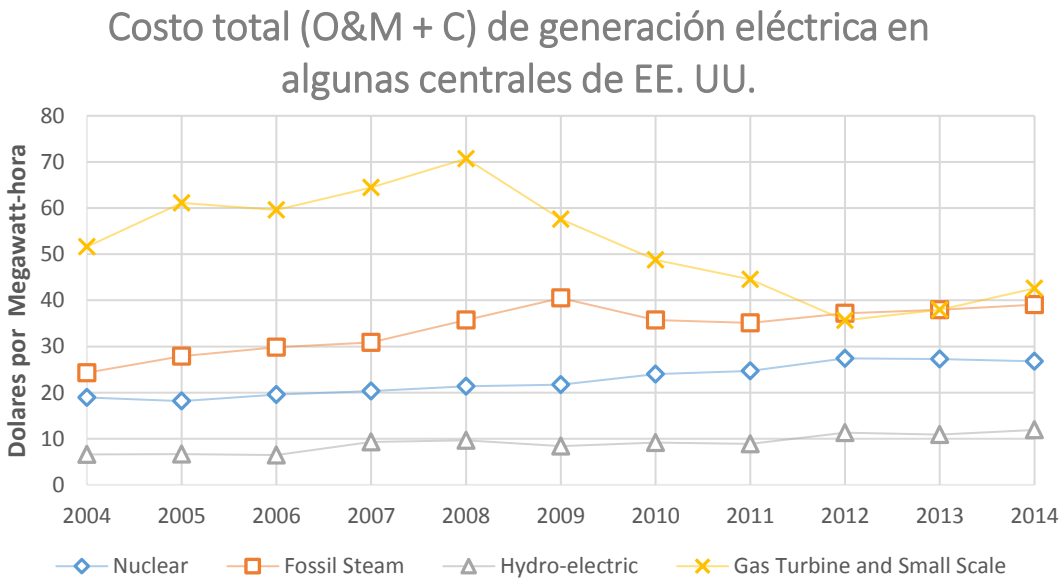


Figura 15. Costo total de generación eléctrica para diversas tecnologías en EE. UU (Dólares por MWh).²⁹

²⁸Electric Power Annual 2014, EIA.

²⁹Electric Power Annual 2014, EIA.

1.4 Aspectos ambientales de la tecnología nucleoelectrica

Como se mencionó anteriormente las energías limpias tienen la cualidad de emitir bajas cantidades de gases de efecto invernadero, lo que conlleva a tener un aspecto positivo en el tema ambiental, además esto permite tener varios beneficios que tienden a ser un factor clave en la toma de decisiones para la expansión de un sistema eléctrico.

Algunos de estos beneficios son los siguientes:

- Electricidad limpia para cualquier uso.
- Contribución a las iniciativas de cambio climático.
- Ecología.
- Desarrollo sustentable.
- Cumplimiento de metas de energías limpias.
- Bajas emisiones de gases de efecto invernadero en su ciclo de vida.

Las plantas nucleoelectricas cuentan con este tipo de beneficios, esto las coloca como una opción importante a considerar, debido a las metas dispuestas en la LTE, que hacen énfasis en el aumento de plantas generadoras basadas en energías limpias y, proporcionando la misma seguridad energética que se tiene actualmente, es decir, que puede proporcionar grandes cantidades de energía continuamente sin depender de factores climatológicos o de la disponibilidad diaria del combustible. Al ser centrales que tienen uno de los costos más bajos de generación, como se vio anteriormente, y que son utilizadas como carga base, esto quiere decir que siempre que estén disponibles serán despachadas. La disponibilidad de la tecnología nuclear es muy alta, puede ser gestionada o planeada sin estar sujeta a la variabilidad de la naturaleza, como es el caso de las energías eólica y solar.

Es de suma importancia entender que las centrales nucleoelectricas son la única tecnología que tiene estos aspectos y que son cruciales para poder llevar a cabo los planes y ambiciones que hoy en día se plantea en todo el mundo, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y al mismo tiempo no perder la seguridad energética que se tiene con plantas de generación a base de combustibles fósiles.

En México como en el mundo existen distintos sectores que, debido a sus actividades, contribuyen con emisiones de gases de efecto invernadero (EGEI). Sin embargo, hay sectores que son los principales productores de EGEI y es indispensable distinguir cuáles son, ya que, de esta forma podemos entender mejor cómo impacta el uso de energías limpias en la reducción de EGEI. En este caso el sector al que analizaremos es el de la industria de la energía, para el caso de

México, es el segundo sector con mayor contribución de EGEI, detrás del sector transporte, alcanzando un 21.8% de las emisiones totales en 2010, aunque también existen otros sectores con altas EGEI como el de desechos, el Uso del Suelo, Cambio de Uso del Suelo y Silvicultura (USCUSS) y el de agricultura, tal como se aprecia en la gráfica 16,

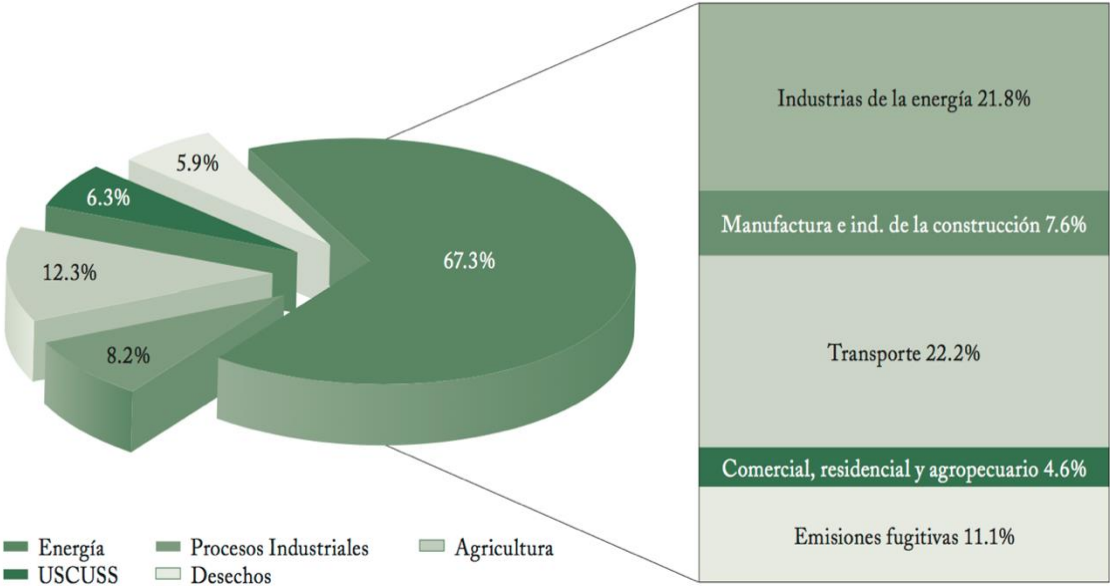


Figura 16. Contribución de emisiones de Gases de Efecto Invernadero por categoría en México en 2010 .³⁰

De manera que si las metas propuestas en México para los siguientes años en el aumento de la participación de las energías limpias son cumplidas, entonces se verá reflejado de manera importante la reducción de emisiones provenientes de la industria de la energía y por consecuencia en las emisiones totales del país.

Otro aspecto importante es la intermitencia en la generación de energía eléctrica. Para poder observar de manera evidente la intermitencia de una tecnología de generación, que es otro elemento importante en la seguridad del abastecimiento de la energía, se puede recurrir a parámetros tales como el factor de disponibilidad y el factor de planta. El primero, indica la fracción de tiempo que una planta está disponible en el año, el segundo es el cociente de la energía generada en un año, y la energía que se hubiese generado trabajando al 100% de potencia durante el año, sin ningún tipo de paro o disminución de potencia.

En el caso de algunas tecnologías renovables como la solar y eólica, la intermitencia es debida a que no siempre hay sol o viento, por lo que ya se conoce que no tendrán un factor de planta alto. Sin embargo, para las demás tecnologías, el factor de planta

³⁰Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2010, SEMANAT.

suele ser diferente Este factor depende de los paros por mantenimiento que se tienen en cada central, de los costos variables, accidentes, disponibilidad del combustible o paros no programados. En la figura 17 se pueden apreciar los factores de planta conseguidos por algunos países en la operación de sus centrales eléctricas. Al observar la figura se distingue la tecnología nucleoelectrica porque tiene el factor de planta más alto, seguido de las carboelectricas. Siendo la tecnología solar y eólica las de menos factor de planta debido a la disponibilidad del recurso. Sin embargo, se observa una alta variabilidad entre las tecnologías a base de gas natural, petróleo e hidroeléctrica. Esto debido en gran parte a que cada región tiene mayor o menor disponibilidad de estos recursos, lo que influye en su utilización en la generación de energía.

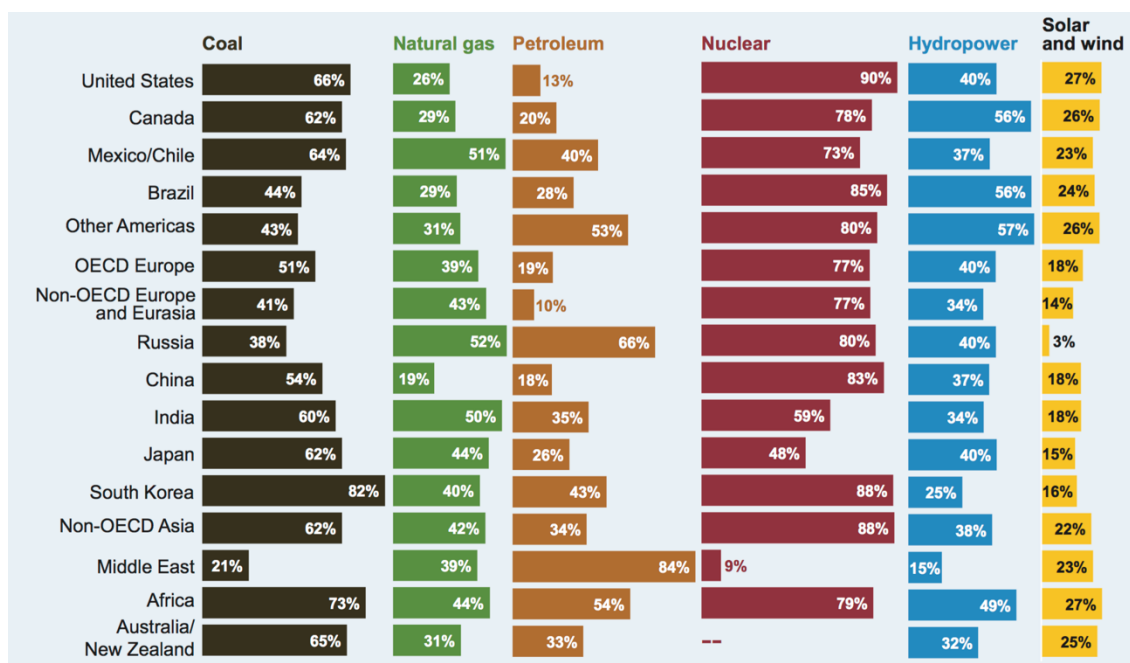


Figura 17. Promedio anual de factores de planta por región y fuente de energía del International Energy Outlook.³¹

Un factor que nos puede detallar el aspecto ambiental y cómo se contribuye en la disminución de EGEI son las emisiones de bióxido de carbono equivalente (ECO₂E) durante el ciclo de vida de una central. Para esto tomaremos como referencia la siguiente gráfica, en la cual se muestran los valores de ECO₂E por cada Gigawatt-hora (GWh) de energía generado durante su ciclo de vida para diferentes tecnologías. Si tomamos como referencia estos valores, nos damos cuenta de que

³¹International Energy Outlook 2016, EIA.

como era de esperarse la tecnología con mayores emisiones es la carboeléctrica seguida de las que utilizan gas.

Es interesante observar que la tecnología nucleoelectrica tiene una cantidad muy baja de CO_2E a lo largo de su ciclo de vida y esto se debe a que el proceso de elaboración del combustible nuclear tiene bajas emisiones en relación a la energía que se obtiene de él y que la central tiene un amplio tiempo de vida en comparación con otras tecnologías.

Gracias a que el tiempo de vida de una central nuclear es generalmente de 60 años, la planta construida otorga la posibilidad de generar una gran cantidad electricidad a lo largo de la vida de la planta por unidad de materiales y energía involucrados en la construcción. Gracias al combustible que se utiliza, sólo se generan bajas emisiones de CO_2 en su elaboración, pero no durante su consumo en la planta generadora. Se observa en la figura 18 que el escenario alto de emisiones de la nuclear es casi cuatro veces menor que el escenario bajo de las tecnologías basadas en gas natural. Debemos resaltar que si tomamos el escenario medio se emiten en promedio 478 y 808 ton de CO_2 equivalente menos por cada GWh generado con nuclear, en lugar de gas y de carbón respectivamente. Esto representa una gran ventaja ambiental para mitigar el cambio climático.

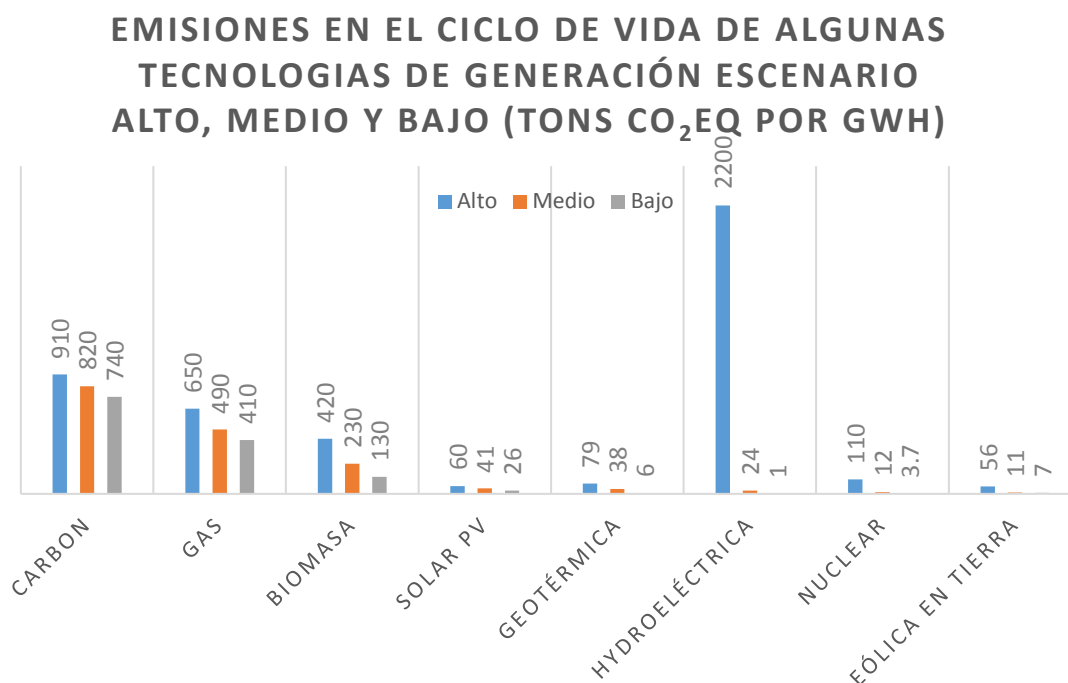


Figura 18. Emisiones en el ciclo de vida de algunas tecnologías de generación en escenario alto, medio y bajo (toneladas de CO_2eq por GWh).³²

³²Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change

Capítulo 2 Planeación de la Generación Eléctrica

En este capítulo se explica cómo es que se realiza la planeación de la generación de energía eléctrica en México, los programas que se utilizan para elaborar la planeación, además de conocer más detalladamente los factores que influyen en la toma de decisiones para la instalación de una determinada central. De forma más general, se mostrará el tema de transmisión de energía eléctrica, en el que se conocerán las consecuencias de instalar una central eléctrica en distintos lugares del país y sus efectos en la Red Nacional de Transmisión (RNT).

Es importante resaltar que la planeación del SEN es crucial en el desarrollo económico del país, ya que al tener una buena planeación se está asegurando un alto crecimiento económico para el país, esto es, el llevar a cabo la instalación de centrales generadoras que aseguren la confiabilidad y calidad del SEN, y al mismo tiempo cumplan con las disposiciones mencionadas con anterioridad en la LIE, la LTE y la LGCC.

De acuerdo a las nuevas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía donde se menciona que³³:

Artículo 25.

“El sector Público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado que en su caso establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de esta Constitución.”

Artículo 27.

“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.”

Además, en la LIE en su artículo 11 menciona que:

“La secretaría de Energía está facultada para... III. Dirigir el proceso de planeación y la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.”

Debido a los artículos dispuestos anteriormente, podemos encontrar el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) en el

³³ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-17.

PRODESEN 2016-2030, donde se establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de Energías Limpias. También se encuentran los Programas de Ampliación y modernización para la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, que son el resultado del proceso de planeación de la expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución realizado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Incluye los principales proyectos tanto de expansión y modernización de la RNT, así como los proyectos de expansión y modernización de las Redes Generales de Distribución (RGD).³⁴

2.1 Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas

De acuerdo con el artículo 4 de la LIE, la generación de electricidad es una actividad en régimen de libre competencia, y para su planeación de largo plazo se elabora el PIIRCE 2016-2030, el cual contiene la referencia sobre las capacidades por tipo de tecnología y ubicación geográfica de las nuevas unidades de generación necesarias para satisfacer la demanda de energía eléctrica del país, además de las unidades o centrales eléctricas notificadas por los generadores para su retiro.³⁵

El PIIRCE es resultado del ejercicio de planeación de largo plazo que consiste en encontrar la combinación más económica de nuevas inversiones de generación necesarias para satisfacer la demanda y cumplir con los objetivos de Energías Limpias, que minimice el costo total (inversión y operación) del SEN.³⁶

2.1.1 Criterios para la elaboración del PIIRCE

Para la elaboración del PIIRCE encontramos diferentes criterios que permiten dar una cartera de centrales que cumplen con las necesidades del SEN, de manera que es importante conocer estos criterios para tomar el PIIRCE como base de comparativa en el análisis de la participación de la energía nuclear en la generación de energía en el sector eléctrico, con el fin de conocer el alcance que tiene esta tecnología en la solución de las necesidades futuras del SEN.

³⁴ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-14.

³⁵ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-65.

³⁶ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-65.

A. Se tienen contempladas cuatro categorías de proyectos de generación según el estatus en el que se encuentran al momento de llevar a cabo los ejercicios de planeación, los cuales son:

- 1) En operación
- 2) Firme
- 3) Optimización
- 4) Genérico

Se considera el criterio de “Rehabilitación y Modernización”, donde se contemplan los trabajos de mantenimiento o sustitución de equipos y sistemas existentes, para mejorar su eficiencia, extender la vida útil y procurar la confiabilidad de la central. Estas obras se incluyen como proyectos firmes en el modelo de planeación, donde también se encuentran proyectos relacionados a la “Conversión de centrales termoeléctricas”, que tienen por objetivo, reducir el uso de combustóleo cambiando por gas natural.

B. Dentro del criterio de “Tasas” se incluyen los siguientes parámetros:

- Tasa de actualización
- Tasa de retorno
- Tipo de cambio

C. En las “Características básicas de los generadores” se tomaron dos parámetros principales, dentro de los cuales se incluyen diversas variables de suma importancia en la caracterización de las plantas:

➤ Parámetros Técnicos

- Capacidad Máxima (MW)
- Tasa de capacidad disponible (%)
- Eficiencia Térmica (%)
- Indisponibilidad (%)
- Régimen Térmico (GJ/MWh)
- Tiempo medio de reparación (horas)
- Usos Propios (%)
- Vida útil (años)

➤ Costos

- Curva de aprendizaje (%)
- Factor de valor presente al inicio de operación

- ✚ Falla (\$USD/MWh)
- ✚ Fijos de operación y mantenimiento FO&M (\$USD/kW-año)
- ✚ Unitario de inversión (\$USD/kW)
- ✚ Variables de operación y mantenimiento VO&M (\$USD/MWh)

D. Por último, encontramos las “Metas de Energías Limpias”, donde se considera la participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para 2018, 30% para 2021 y 35% para 2024.

Además, se tomó en cuenta el potencial de energías limpias del país, con el objetivo de identificar oportunidades de inversión para el desarrollo de proyectos limpios que aporten beneficios a la industria eléctrica y al medio ambiente, y así cumplir con las metas establecidas en materia de generación por medio de energías limpias.

2.1.2 Instalación de centrales

De acuerdo a los resultados del ejercicio de planeación se indica que se requieren 57,122 MW de capacidad adicional para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el periodo 2016-2030, equivalentes a una inversión de 1.7 billones de pesos para la ejecución de los proyectos de generación eléctrica que integran el Programa Indicativo para la Instalación de Centrales Eléctricas.

La capacidad adicional para la generación eléctrica se integrará con 38% de tecnologías convencionales y 62% de tecnologías limpias.

De acuerdo al estatus que guarda cada proyecto de generación eléctrica, la capacidad adicional en mayo de 2016 se distribuye de la siguiente forma:

- ❖ 45.2% se encuentra en construcción o por iniciar obras
- ❖ 41.1% corresponden a nuevos proyectos por desarrollar
- ❖ 10.6% están en proceso de licitación
- ❖ 2.4% son resultado de los incrementos por la rehabilitación y modernización de centrales eléctricas existentes
- ❖ 0.7% han iniciado operaciones³⁷

³⁷ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-77.

Cabe resaltar que de los 413 proyectos que conforman el Programa Indicativo para la instalación de centrales eléctricas, sólo tres corresponden a proyectos relacionados con tecnología de generación nucleoelectrica previstas para los años 2028, 2029 y 2030, con una capacidad bruta total de 4,080 MW y teniendo una participación del 7% en la capacidad total adicionada de 2016 a 2030, tal como se muestra en la figura 19. Tomando en cuenta el programa de inversiones, la inversión estimada para estos tres proyectos es de 333,678 millones de pesos con un tipo de cambio de 17.06 pesos por USD.

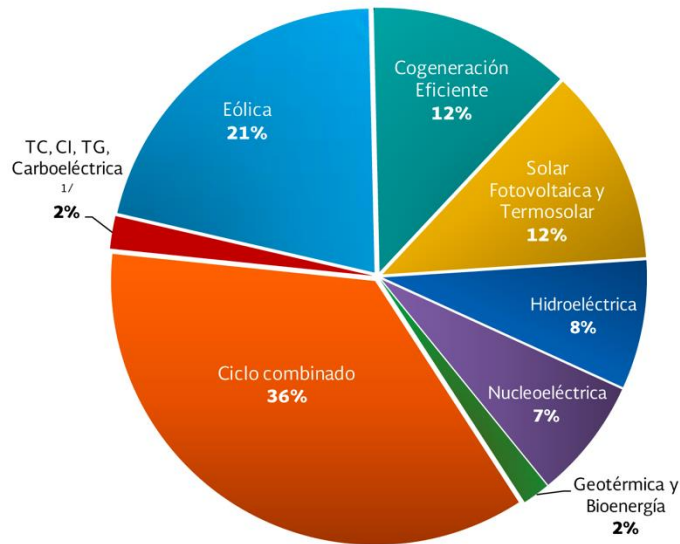


Figura 19. Participación en la capacidad adicional por tipo de tecnología de 2016 a 2030 (Porcentaje de 57,122 MW totales).³⁸

2.1.3 Retiro de centrales

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica en su Título segundo, capítulo II, artículo 18 menciona que:

Los generadores que representen centrales eléctricas interconectadas al SEN deberán:

- I. Celebrar los contratos de interconexión respectivos, emitidos por la CRE;*
- II. Operar sus Centrales Eléctricas cumpliendo las instrucciones del CENACE;*
- III. Sujetar el mantenimiento de sus Centrales Eléctricas a la coordinación y a las instrucciones del CENACE, y*

³⁸ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag. 77.

IV. Notificar al CENACE los retiros programados de sus Centrales Eléctricas.

Además de acuerdo a la base 3.6 de las Bases del Mercado Eléctrico “Retiros definitivos de Unidades de Central Eléctrica y remoción del registro” se menciona:

- 1. Los Generadores que representen Unidades de Central Eléctrica interconectadas al SEN deberán notificar al CENACE los retiros programados de las mismas. Dicha notificación deberá ocurrir cuando menos 365 días naturales antes de la fecha programada de retiro.*
- 2. No se permite el retiro de una Unidad de Central Eléctrica que tenga obligaciones vigentes para la venta de Potencia, a menos que establezca una fuente alternativa para sustituir dicha potencia.*
- 3. En un periodo de 30 días naturales, el CENACE evaluará si la Unidad de Central Eléctrica es necesaria para asegurar la Confiabilidad del SEN.*

De acuerdo al PIIRCE y lo mencionado anteriormente se ha programado el retiro de 15,820 MW de capacidad para el periodo 2016-2030, donde se involucran 140 unidades de diferentes tecnologías, tal como se muestra en la figura 20 y 21:

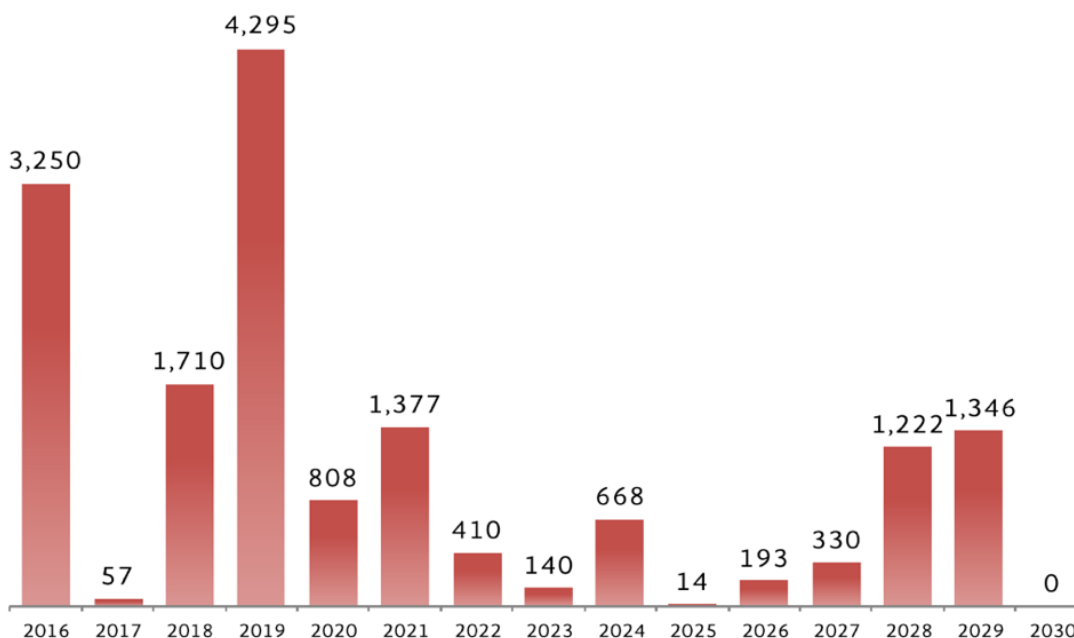


Figura 20. Retiro de Capacidad de 2016 a 2030 (MW).³⁹

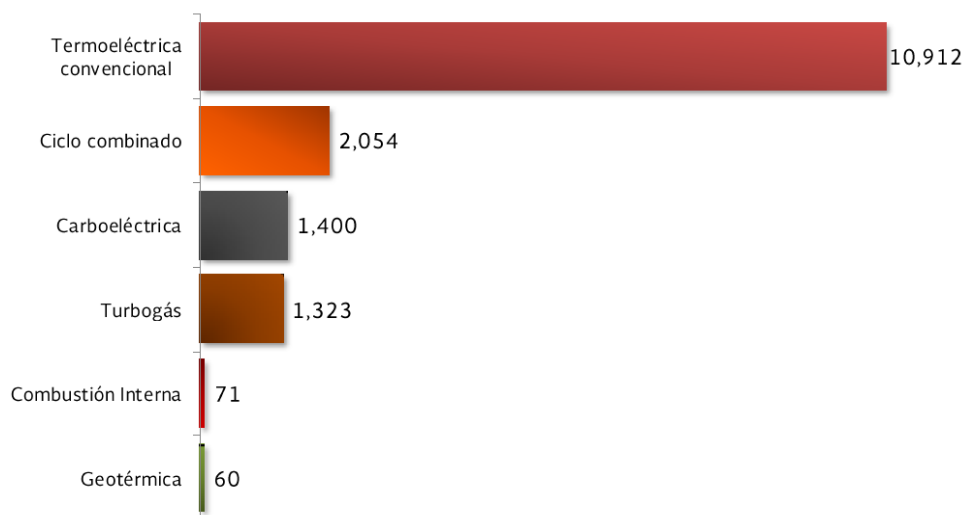


Figura 21. Retiro de Capacidad por tecnología de 2016 a 2030 (MW).⁴⁰

2.1.4 Evolución de la capacidad instalada y generación eléctrica con base al PIIRCE

De acuerdo a las instalaciones y retiros propuestos en el PIIRCE se tiene un cambio en la capacidad total disponible y la generación total a 2030, con lo que se espera que al año 2030 se tenga una capacidad total disponible de 109,367 MW, esto significa un aumento del 61% respecto a la capacidad en operación al 31 de diciembre de 2015.

La capacidad instalada tendrá 50% de tecnologías convencionales y 50% de tecnologías limpias. Sin embargo, el hecho de tener 50% de capacidad instalada de tecnologías limpias no significa que la generación de energía eléctrica total también sea en un 50%, esto significa que es imprescindible instalar tecnologías limpias que tengan características que permitan ser despachadas el mayor tiempo posible.

³⁹ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-93.

⁴⁰ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-93.

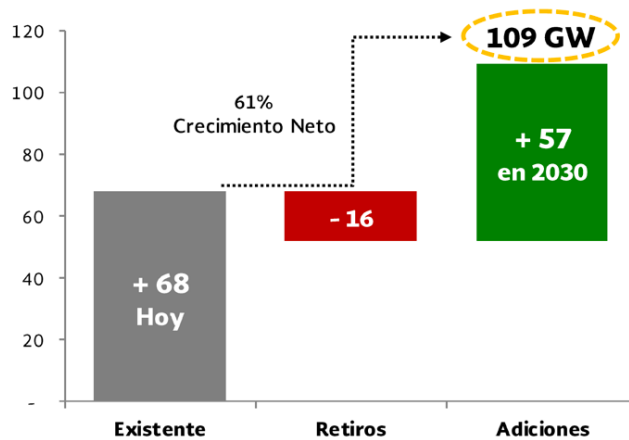


Figura 22. Capacidad Total Disponible en 2030 (GW).⁴¹

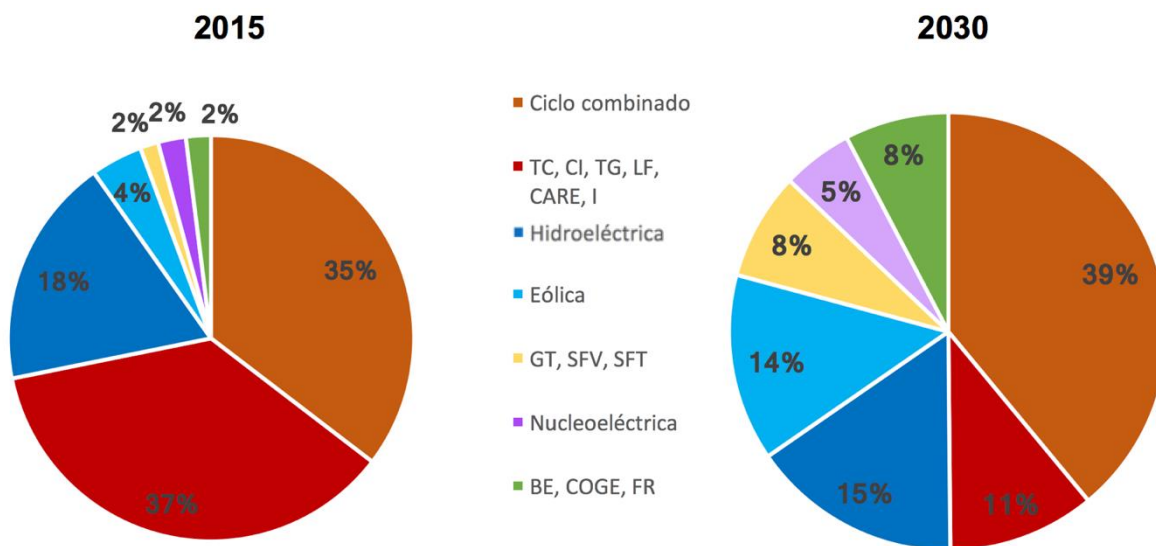


Figura 23. Capacidad Total Disponible por Tipo de Tecnología en 2015 y 2030 de acuerdo al PIIRCE.⁴²

La generación eléctrica que se estima para 2030 es de 443,606 GWh, de los cuales el 59% proviene de tecnologías convencionales y 41% de tecnologías limpias. En las siguientes figuras se puede observar la capacidad total disponible por tipo de tecnología en 2016 y 2030, donde observamos el aumento de capacidad en la

⁴¹ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-100.

⁴² SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-281.

tecnología nucleoelectrica por la instalación de las tres centrales nucleares descritas anteriormente:

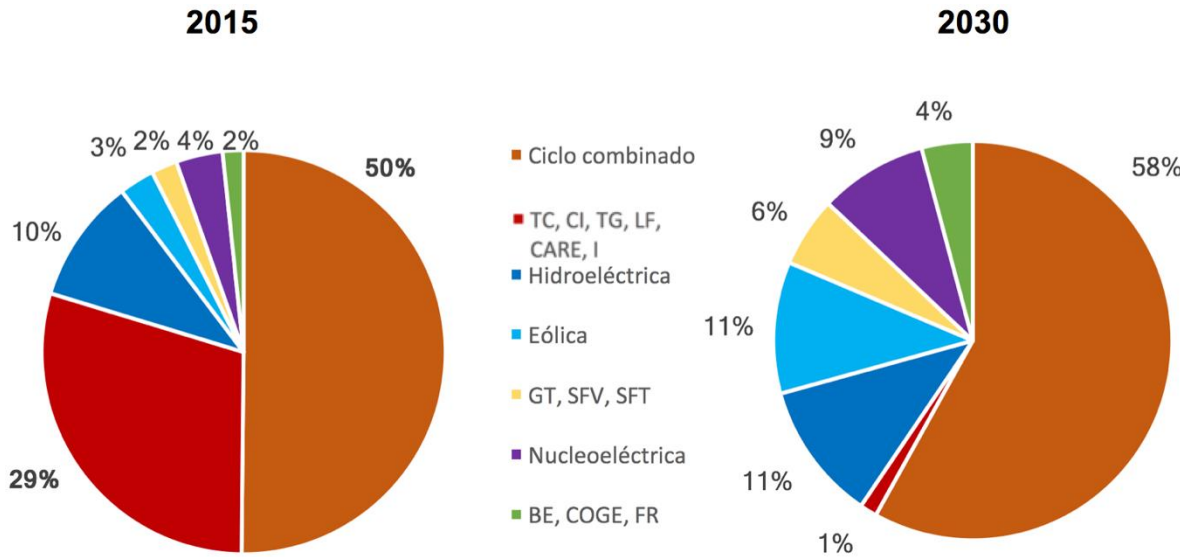


Figura 24. Generación Total por Tipo de Tecnología en 2015 y 2030 de acuerdo al PIIRCE.⁴³

Si analizamos los valores de capacidad y generación de cada tecnología podemos saber qué tecnologías son las que se despachan con mayor frecuencia y qué tecnologías son más intermitentes en su despacho.

Tal como observamos en las gráficas anteriores, la tecnología que tendrá una disminución de capacidad y generación será la termoeléctrica convencional, y se hará una diversificación del parque de generación con tendencia a tecnologías limpias, sin embargo, la mayor parte de la generación seguirá siendo por medio de ciclo combinado.

2.1.5 Costos del SEN con base al PIIRCE

De acuerdo con los resultados del modelo de optimización del PRODESEN⁴⁴, la figura 25 muestra los resultados de costos de la expansión de 2016 al 2029 distribuidos en inversión, FO&M, VO&M, combustible y Energía No Suministrada (ENS).

⁴³ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-282.

⁴⁴ SENER, PRODESEN 2016-2030, Figura 4.3.1 pag 78.

(millones de dólares)

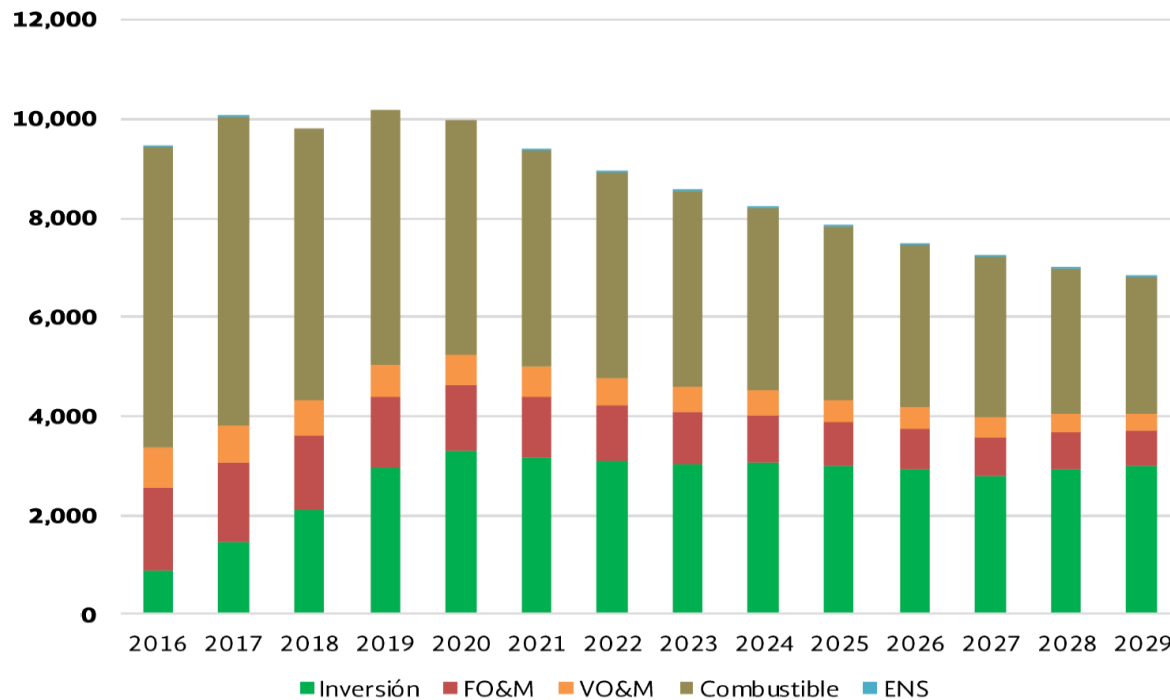


Figura 25. Costos del Sistema Eléctrico Nacional 2016-2029.⁴⁵

La trayectoria del costo total es descendente, con una tasa media anual de -2.3% entre 2016 y 2029. Para determinar el costo total de SEN correspondiente al periodo de planeación, se asume que el sistema continuará tanto con la expansión como la operación de las unidades generadoras en los años posteriores a 2030, por lo que se considera los efectos de los nuevos proyectos a realizarse y la vida económica de las centrales eléctricas, como una perpetuidad en la suma del valor actualizado de los costos en el último año del horizonte de planeación.

Los costos FO&M, VO&M, y de combustibles, muestran una trayectoria descendente más pronunciada que la del costo total, con tasas medias anuales de -5.9%, -6.1% y -5.5%, respectivamente. Este comportamiento futuro se explica por la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, que implica la integración de tecnologías con mayor innovación y desarrollo. Esto debido principalmente a la transición que se tiene de centrales termoeléctricas convencionales a centrales de ciclo combinado, ya que, éstas últimas tienen una eficiencia mayor y el costo de su combustible es mucho menor.

⁴⁵ SENER, PRODESEN 2016-2030, pag-102.

2.2 El reactor Small Modular Reactor (SMR) como opción tecnológica para BCS

La problemática del suministro de energía que tiene el estado de Baja California Sur (BCS) se debe a que se encuentra en una zona aislada que no cuenta con recursos energéticos propios como gas natural, yacimientos geotérmicos o fuentes hídricas, que hagan posible la incorporación de tecnologías de generación más económicas. Los costos de operación del sistema BCS son muy altos, debido a que su parque de generación se constituye su mayoría por unidades térmicas convencionales, las cuales se han modificado para reducir las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera; plantas de combustión interna que emplean diésel o combustóleo; y unidades de turbogas y turbo jet que se incorporaron para cubrir los picos de demanda.

Para solucionarlo se propone llevar gas natural desde EE.UU. hacia algún puerto en Sinaloa y de ahí transportarlo como GNL hacia La Paz para ser re gasificado y distribuido en BCS por gasoductos hacia las centrales de generación.

En el PRODESEN 2016-2030 se tiene considerados 22 proyectos a partir del año 2016. Dentro de estos proyectos destacan 2 ciclos combinados y se tomó específicamente uno de 117 MW de estatus proyecto nuevo, para la elaboración de un ejercicio que se presenta en la Prospectiva del Sector Eléctrico en el que se analiza la conveniencia de construir un reactor SMR en BCS.

2.2.1 Descripción y características del reactor SMR

De acuerdo con la Agencia de Energía Nuclear, los reactores SMR son reactores de medio y pequeño tamaño que generalmente tienen 600 MWe o menos de potencia de salida, y que son usados para la producción de electricidad, para calefacción o para ambas por medio de cogeneración. Estos reactores tienen características que crean una solución natural para lugares remotos o áreas aisladas, donde el uso de cualquier tecnología de generación es demasiado complicada y costosa de instalar.

La compañía Westinghouse muestra algunas características y ventajas de los reactores SMR, entre las cuales se tienen las siguientes⁴⁶:

- Potencia eléctrica de salida: >225 MWe
- Potencia térmica del reactor: 800 MWt
- Tiempo de vida: 60 años

⁴⁶ <http://www.westinghousenuclear.com/New-Plants/Small-Modular-Reactor>.

- Área total del sitio: ~15 hectáreas
- Sistemas de seguridad pasiva
- Diseño compacto
- Sistema de configuración simplificado, estandarizado y completamente modular.
- Minimiza la huella de carbono y maximiza la potencia de salida
- 24 meses entre recarga y recarga.
- Reducción de combustible utilizado, lo que disminuye la cantidad de radioactividad en caso de accidente.

La característica más sobresaliente de la tecnología nuclear, que se ve reflejada en el uso de los reactores SMR, es la gran cantidad de energía que se puede obtener sin la necesidad de ocupar un área demasiado grande, tal como se refleja en la siguiente figura:

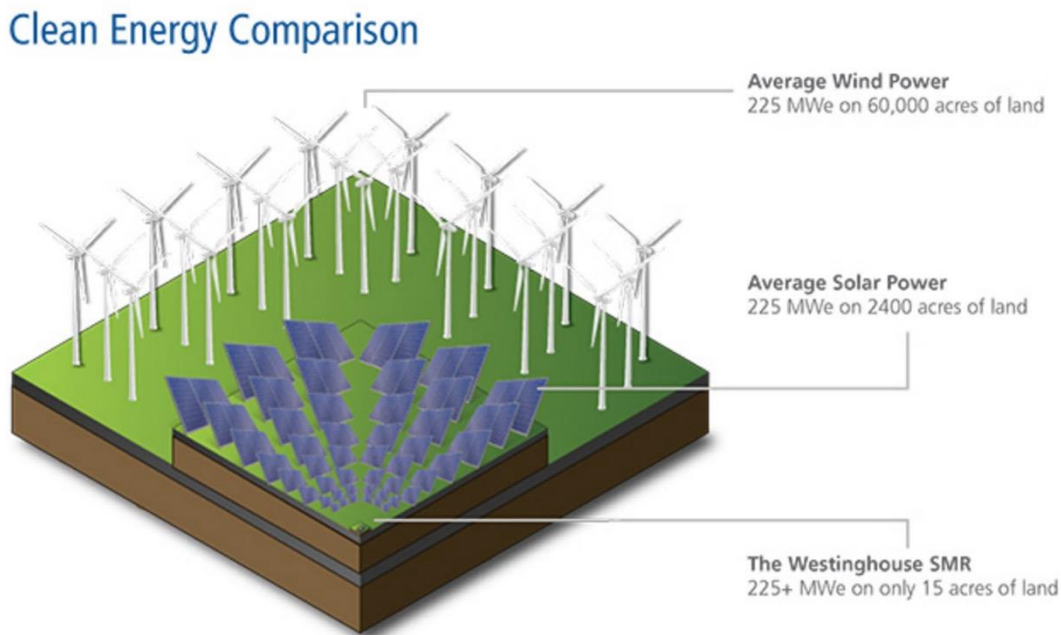


Figura 26. Comparación del área utilizada por diferentes tecnologías limpias para la producción de una potencia de 225 MWe.⁴⁷

Tal como se muestra en la figura 26, las hectáreas de terreno necesarias para la producción de 225 MWe es notablemente menor si se lleva a cabo por medio de un reactor SMR a diferencia del terreno necesario si es por medio de tecnología solar o eólica. Si además consideramos factores de planta típicos de estas tecnologías, de 25%, 35% y 88% para solar, eólica y nuclear respectivamente, vamos a tener

⁴⁷ <http://www.westinghousenuclear.com/New-Plants/Small-Modular-Reactor>.

que las áreas de terreno para producir cantidades de energía iguales a la nuclear deben ser 563.2 veces más para la solar y 10,057 más para la eólica, tema que es importante a considerar en la elección de las energías limpias que convienen a México.

2.2.2 Caso de estudio Baja California Sur Ciclo Combinado o Reactor SMR

EL Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), realizó un estudio para evaluar la alternativa al suministro de energía en Baja California que responde a la necesidad de cobertura eléctrica más eficiente, confiable y económica para esta área que no se encuentra conectada al SIN. Este estudio se tomó como base para la elaboración de un nuevo estudio que muestra los datos actuales y que además incluye el costo de instalación para las plantas consideradas.

El modelo de reactor SMR propuesto para el análisis es el siguiente:

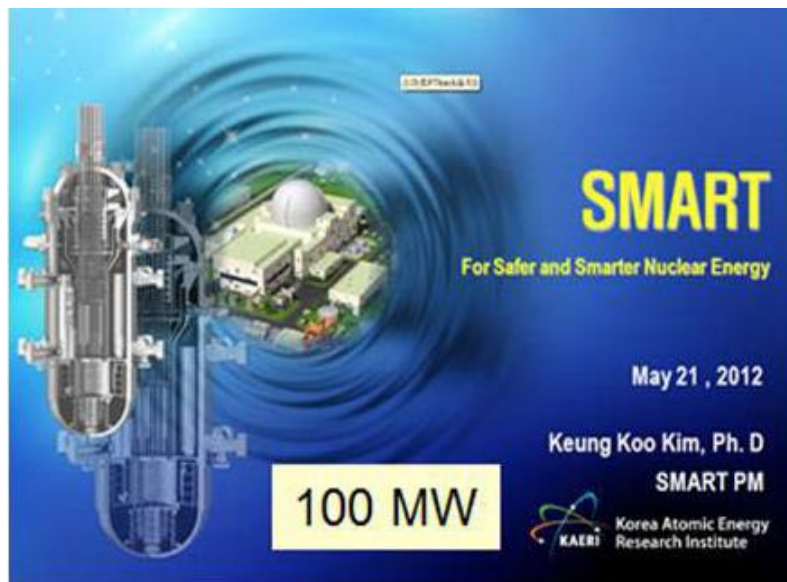


Figura 27. Modelo de reactor SMR propuesto en el análisis del caso BCS.⁴⁸

Para proponer la instalación de reactores SMR del orden de 100 MW eléctricos para sustituir a los ciclos combinados que puedan estar programados, se llevó a cabo un análisis unitario de la siguiente manera:

⁴⁸ Prospectiva del sector eléctrico 2015-2029, pag-126, SENER.

- ✚ Central de Ciclo combinado con una capacidad de 117MW mostrado en el COPAR 2016-2029.
- ✚ Reactor SMART con una capacidad neta de 100 MW como central eléctrica teniendo como referencia la información básica del proveedor.
- ✚ Reactor SMART con una capacidad neta de 90 MW como central eléctrica y producción de 40,000 m³ diarios de agua desalada.

Los parámetros del análisis que se utilizaron son:

- Precios del Gas Natural en BCS: 11.5 USD/MMBTU
- Tasa de descuento: 6.2% anual
- Paridad cambiaria: 20 pesos/USD
- Precio de venta de la energía eléctrica: 1.6962 pesos/KWh

Las características que se utilizaron para cada planta son los siguientes:

Características	Ciclo combinado	Reactor SMR	Reactor SMR c/desaladora
Factor de planta (%)	75	88	88
Costo unitario de inversión (USD/kW)	1,259	5,049	5,049
Capacidad bruta (MW)	117	100	100
Monto de inversión (MMUSD)	147.3	504.9	504.9
Vida de la planta (años)	30	60	60
Precio de venta (pesos/kWh)	1.69	1.69	1.69
Generación neta anual (MWh)	741,872	725,920	693,792
Costo nivelado de generación (USD/MWh)	101.09	68.62	69.51

Tabla 1. Parámetros utilizados en el análisis entre ciclo combinado, reactor

SMART y reactor SMART c/desaladora.⁴⁹

Dentro del costo energético, se tiene en cuenta el costo por el transporte del GN hasta la planta lo que aumenta el costo nivelado de generación para el CC.

Para el caso de la planta de desalación se utilizaron los siguientes parámetros:

CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DE AGUA POTABLE	40,000	M3/DÍA
COSTO NIVELADO DE INVERSIÓN	\$0.39	USD/M3
AGUA DESALADA EN EL AÑO	12,848,000.00	M3/AÑO
COSTO NIVELADO DE COMBUSTIBLE	\$0.27	USD/M3
COSTO NIVELADO DE O&M	\$0.23	USD/M3
COSTO NIVELADO DE PRODUCCIÓN	\$0.89	USD/M3
COSTO ANUAL	\$11,434,720.00	USD/AÑO
PRECIO DE VENTA DE AGUA (PESOS)	\$12.53	PESOS/M3
PRECIO DE VENTA DE AGUA (DOLARES)	\$0.63	USD/M3
INGRESO POR VENTA	\$8,049,272.00	USD/AÑO

Tabla 2. Parámetros utilizados en el análisis de la planta desaladora.⁵⁰

2.2.3 Evaluación económica y conclusiones del estudio

De acuerdo a los parámetros y características utilizados en el estudio, para costo nivelado de generación, costos e ingresos y beneficio anual se obtuvieron los siguientes resultados en cada una de las plantas consideradas.

El costo nivelado de generación aumenta en gran medida con respecto a los costos de generación que tiene comúnmente una central de ciclo combinado, debido principalmente al costo que genera llevar el GN desde EE.UU. a la zona de BCS, por lo que, aun cuando se pueda obtener el combustible a un precio accesible el transporte del mismo puede resultar más costoso.

⁴⁹ Elaboración propia con datos de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029, SENER.

⁵⁰ Elaboración propia.

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN (USD/MWH)

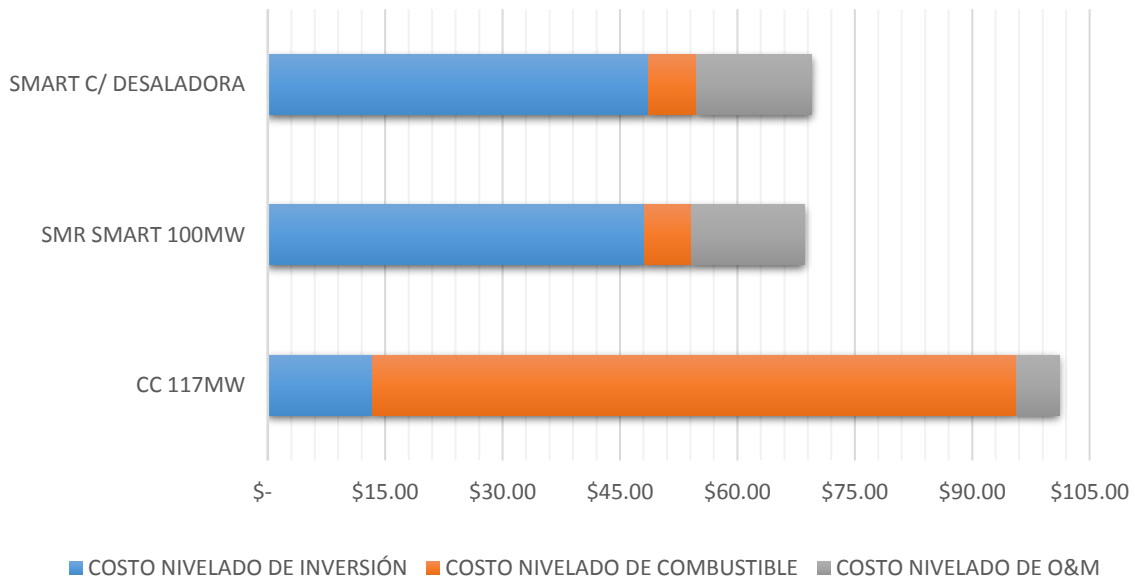


Figura 28. Costo nivelado de generación de tecnologías consideradas en el estudio de BCS (USD/MWh).⁵¹

COSTOS E INGRESOS ANUALES DE GENERACIÓN (MMUSD/Año)

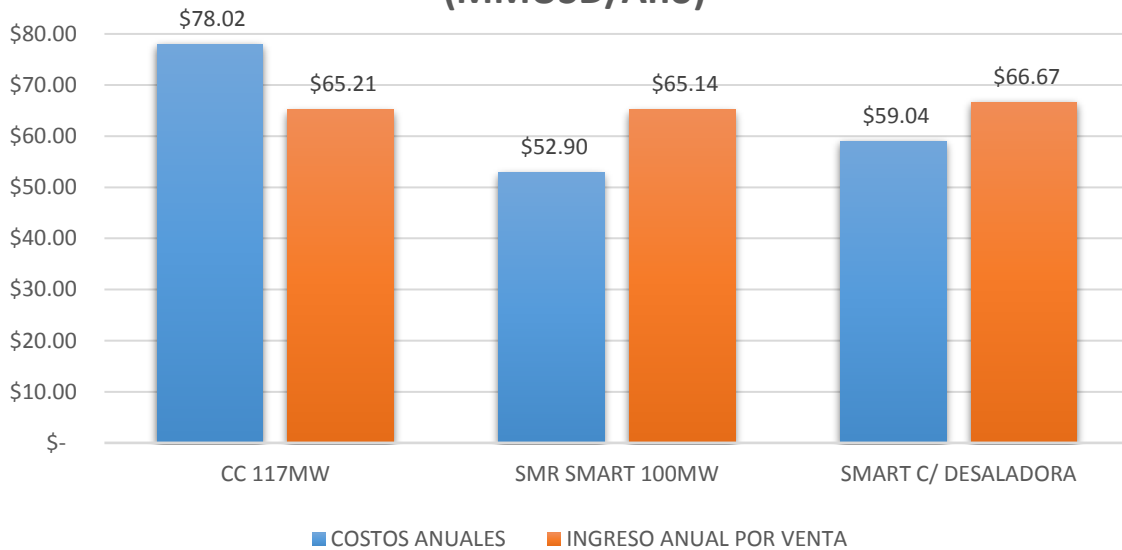


Figura 29. Costos e ingresos anuales de tecnologías consideradas en el estudio de BCS (MMUSD/MWh).⁵²

⁵¹ Elaboración propia

⁵² Elaboración propia

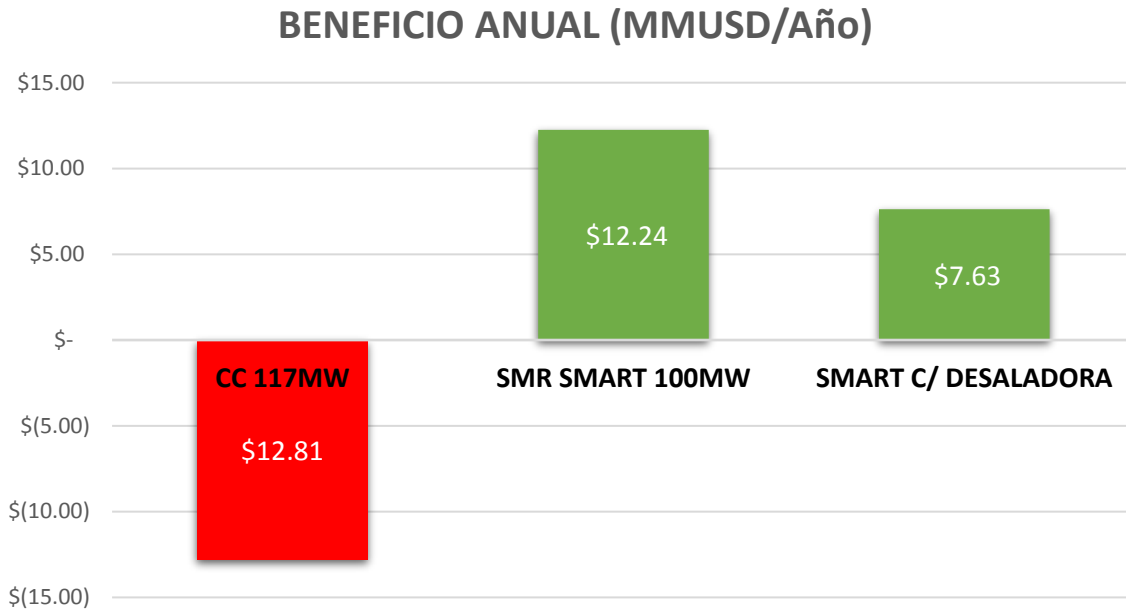


Figura 30. Beneficio anual de tecnologías consideradas en el estudio de BCS (MMUSD/MWh).⁵³

Con el comparativo de las tecnologías se observa en la figura 30 que el beneficio anual es mayor para el reactor SMR y presenta un mayor beneficio/costo entre las opciones. Aunque cabe mencionar, la inversión es alta respecto al ciclo combinado.

En relación al beneficio ambiental, si utilizamos el valor de emisiones promedio que se evitan al utilizar energía nuclear de acuerdo a la figura 18, el uso de los reactores SMR tendría una reducción de emisiones de bióxido de carbono equivalente (CO₂eq) del orden de 368,481 toneladas al año, es decir, en el horizonte de los 60 años del reactor, se tendría una reducción total de 22,108,860 toneladas de CO₂eq. Mientras que con el reactor y la planta desaladora se tendría una reducción de aproximadamente 331,633 toneladas anuales y 19,897,980 toneladas de CO₂eq en toda su vida útil, tal como se ve en la figura 31.

Respecto al impacto Social que tendría este proyecto, por las condiciones geográficas de la zona, el acceso al agua potable es reducido por lo que tener el reactor SMART y la planta de desalación debe considerarse como una oportunidad importante para resolver los problemas de generación de electricidad económica y el abasto de agua.

⁵³ Elaboración propia

Emisiones anuales de CO₂eq (Toneladas de CO₂eq/Año)

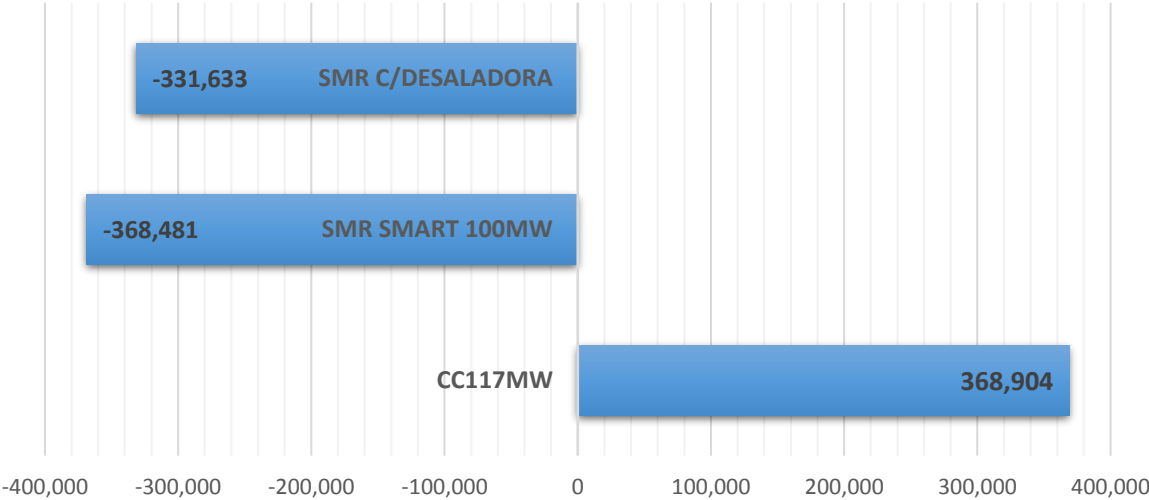


Figura 31. Aumento o disminución de emisiones anuales de tecnologías consideradas en el estudio de BCS (USD/MWh).⁵⁴

⁵⁴ Elaboración propia

Capítulo 3 Panorama de la tecnología de ciclo combinado y nuclear en México y en el mundo

Es conocido que la evolución del Producto Interno Bruto (PIB) y de la industria eléctrica en un país están correlacionados, debido a que la energía eléctrica es un insumo primario para la realización de las actividades productivas desarrolladas en él, si se mejora el servicio, abastecimiento y costo de la electricidad aumenta el acceso a bienes y servicios básicos, lo que permite un mayor crecimiento de la economía.

Para tener un crecimiento del sector eléctrico sostenido, se debe elaborar una planeación de la expansión del SEN, que:

- ✚ Mejore el parque eléctrico del país.
- ✚ Contribuya a las metas de generación de energías limpias.
- ✚ Garantice la seguridad energética del país.
- ✚ Disminuya la dependencia extranjera.

Todo esto, a manera de mejorar la economía nacional y por lo tanto el bienestar y la calidad de vida de la población.

Con el fin de realizar una correcta planeación de la expansión del SEN, es indispensable conocer los factores que influyen en cada tipo de tecnología, desde el precio de su combustible, hasta la dependencia hacia otros países por el uso de ésta, con el fin de que se tomen decisiones que mejoren la confiabilidad, seguridad y costo del SEN en los próximos años.

En este capítulo se recopilan datos e información que muestren el panorama actual acerca de las tecnologías de ciclo combinado y nuclear que se contempla tendrán una participación más importante en el futuro, sin embargo, existe un debate sobre cuál es la capacidad que debería instalarse de cada una, debido a que las características como la infraestructura que se debe desarrollar para cada una es totalmente diferente y es crucial conocer los factores que rigen estas tecnologías con mucho detalle minimizando el riesgo de tomar una mala decisión.

Para tener un mejor panorama de cuáles son las ventajas y desventajas que conlleva el aumento de capacidad en cada tecnología, a continuación, se muestran datos e información importante acerca de éstas.

3.1 Ciclo combinado

Esta tecnología es la que tiene una mayor participación en la generación de energía en México con un 50% de la generación total en 2015, además es la tecnología con mayor porcentaje de adiciones de acuerdo al PIIRCE con el 38% del total. Esto significa que, si no se hace un esfuerzo por cambiar la tendencia, el ciclo combinado seguirá siendo durante muchos años la principal fuente de generación de energía eléctrica en el país.

En México no se produce la cantidad suficiente de GN para abastecer la demanda nacional, por lo que ha sido necesario importarlo desde EE.UU. y como consecuencia de la creciente demanda de este combustible, ha sido necesario la construcción de una extensa red de gasoductos desde la frontera de EE. UU. hacia lugares estratégicos del país.

Existe un inconveniente con la producción nacional de GN, ya que proviene de la zona este del país, principalmente de los estados que están cerca del Golfo de México, lo que implica que sea costoso distribuir el combustible hacia la zona oeste, siendo una opción más económica la construcción de gasoductos desde la frontera norte para abastecer esta zona, lo que supone una mayor sensibilidad y dependencia de las importaciones de GN para esa región del país.

El GN es un combustible con un valor muy importante para el desarrollo de las actividades productivas de cualquier sector nacional, ya que, además de ser utilizado para la generación de energía eléctrica, es una fuente energética importante en otras actividades industriales que de otra manera sería más costoso llevarlas a cabo.

El consumo de energía en el sector industrial en México para el año 2015, siendo el gas seco y la electricidad los energéticos de mayor consumo con más del 70% entre ambos.

Tal como se muestra en la figura 32, el gas natural es la fuente de energía de mayor consumo en la industria, sin embargo, hay que tener en cuenta que la electricidad que se consume en ésta y otros sectores proviene en gran parte del uso de centrales de ciclo combinado que utilizan como fuente de energía GN, por lo que es indispensable mantener el suministro de gas de forma continua y segura con el fin de que el sector industrial se desempeñe de manera óptima y así evitar que se presente una desaceleración productiva de éste.

CONSUMO DE ENERGÍA EN EL SECTOR INDUSTRIAL 2015

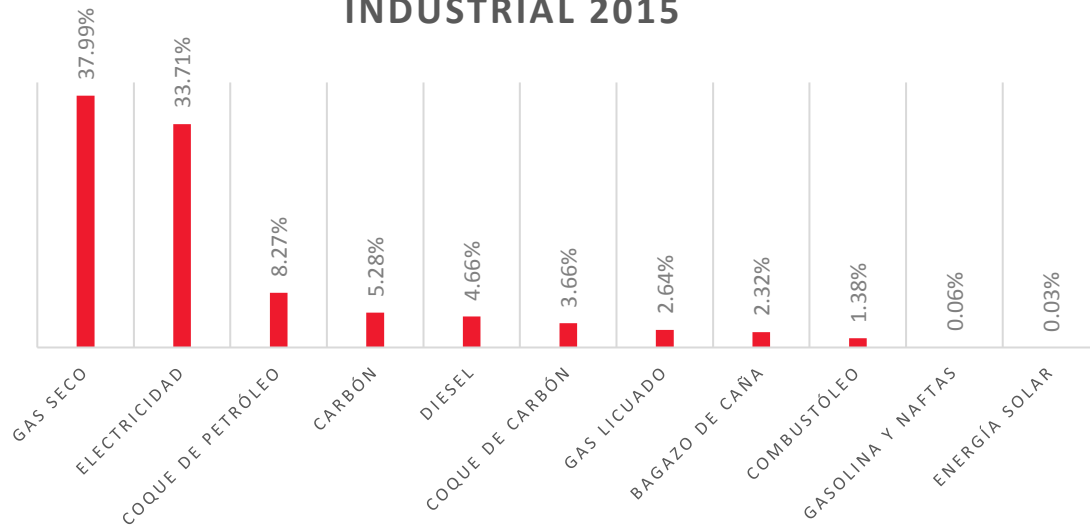


Figura 32. Consumo de Energía en el Sector Industrial en 2015 (Porcentaje de 1601.839 Peta Joules).⁵⁵

Hay que tener en cuenta que el GN es un combustible fósil, lo que significa entre otras cosas que su disponibilidad está limitada por la producción o la importación del energético. Además, tal como se ha mostrado es un recurso natural de vital importancia para el desarrollo del país, por lo que es necesario llevar a cabo un buen uso de él, sabiendo que la producción nacional ha disminuido y la importación de este recurso va en aumento es indispensable conocer la cantidad de reservas, producción, consumo, importaciones y exportaciones que se tienen en EE.UU. al ser el único país del que se importa GN.

De acuerdo a la revisión estadística anual de British Petroleum 2016, en la sección “Natural Gas”, encontramos lo siguiente:

- Las reservas probadas de GN en México han disminuido en 85% de 1995 a 2015.
- Las reservas probadas de GN en EE.UU. han aumentado en más de 220% de 1995 a 2015.
- La producción en EE.UU. ha aumentado en un 50% de 2005 a 2015.
- La producción en México aumentó desde 2005, sin embargo, ha mostrado una disminución en los últimos años.

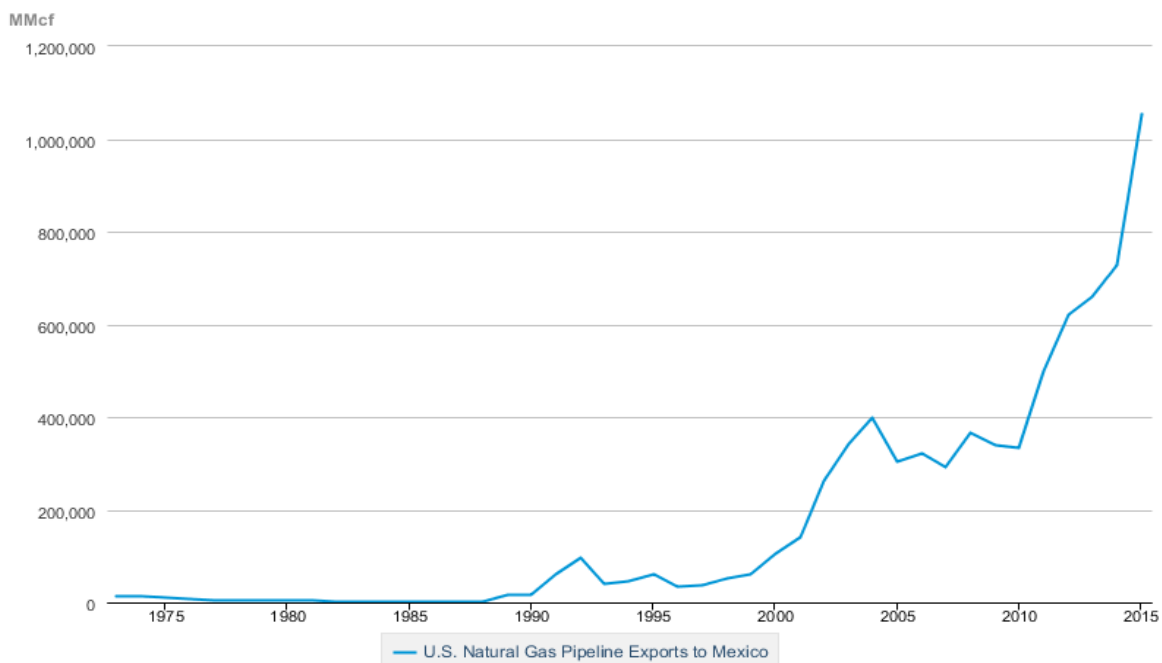
⁵⁵ Sistema de Información Energética, SENER.

- El consumo ha aumentado en México y EE.UU., pero a diferencia de EE.UU. que produce más del 98% del gas consumido en ese mismo país, México se ha visto en la necesidad de cubrir un alto porcentaje de su demanda por medio de importación.

Aunque las reservas probadas en EE.UU. han aumentado en más de 220% de 1995 a 2015, se tiene un horizonte muy cercano de años para los que estas reservas se contempla se agotarán a la tasa de producción que se tiene actualmente, lo que es preocupante ya que el tiempo de funcionamiento para el que está diseñada una planta de ciclo combinado es de 30 años, lo que puede provocar que en un futuro que el operar estas instalaciones sea muy costoso o incluso que se tenga un déficit en el recurso y no puedan ser operadas, sin mencionar la inversión que se está llevando a cabo para la construcción de la nueva red de gasoductos.

A continuación, podemos observar cómo es que han evolucionado las exportaciones de gas natural desde EE.UU. hacia México durante los últimos años.

U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country



 Source: U.S. Energy Information Administration

Figura 33. Exportación de Gas Natural desde EE.UU. a México de 1975 a 2015 (Miles de millones de pies cúbicos diarios).⁵⁶

⁵⁶ http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_a.htm

En la figura 33 se puede apreciar como la cantidad de importación de GN de México ha pasado de 333,251 Millones de pies cúbicos (Mpc) en 2010 a 1,054,271 en 2015, esto significa que en 5 años la importación de GN desde EE. UU ha incrementado en 316% aproximadamente, una cifra que va en aumento y que es alarmante por la dependencia que genera traer el combustible desde otro país. Esto está reflejado en la figura 34 donde también se contempla la producción nacional y las importaciones mensuales durante 2015 y 2016.

Consumo, Producción e Importación de Gas Natural (Millones de pies cúbicos diarios)

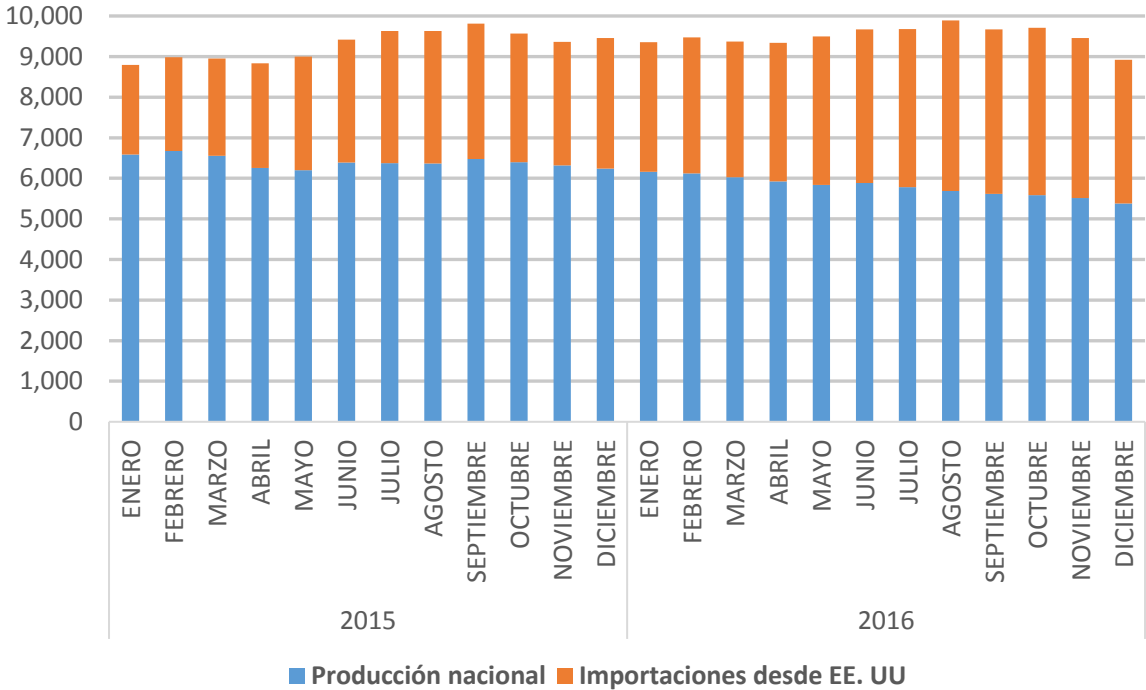
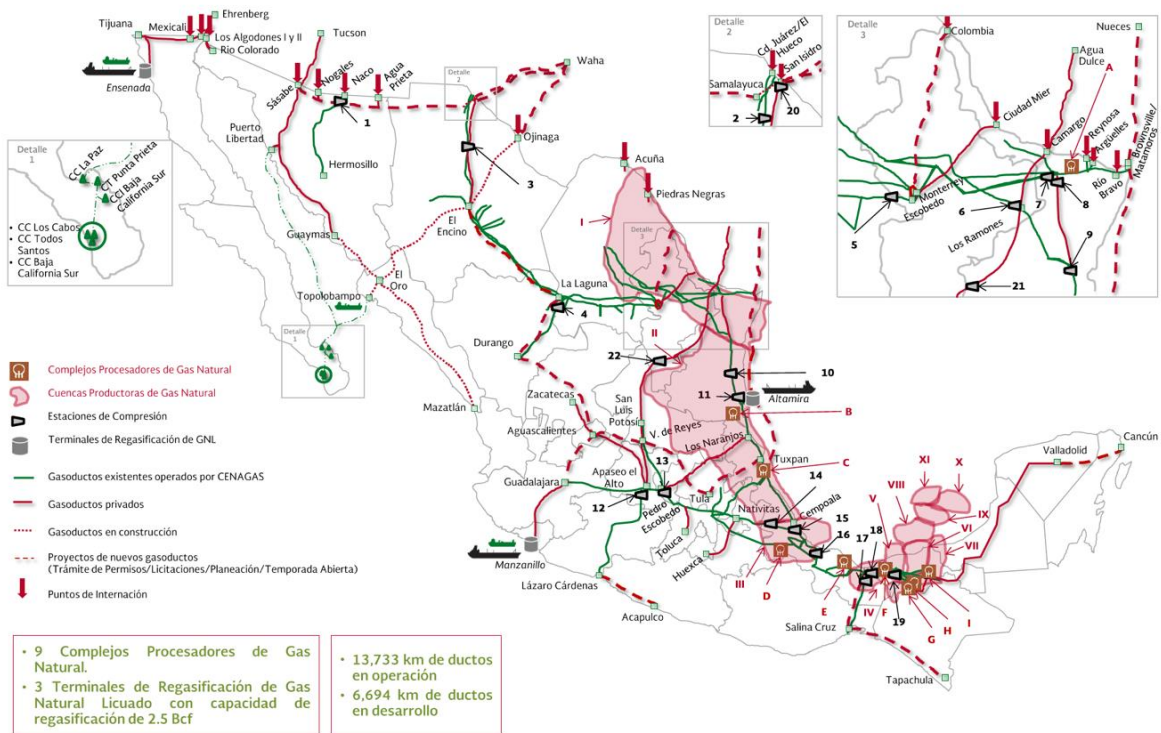


Figura 34. Consumo, Producción e Importación mensual Nacional de Gas Natural en 2015 y 2016 (MMpcd).⁵⁷

Por lo visto en el PIIRCE, se tiene contemplado aumentar la cantidad de centrales de ciclo combinado, lo que incrementaría drásticamente el uso de este combustible, por lo tanto, para poder satisfacer este aumento en el consumo, ha sido necesario la construcción de más gasoductos desde la frontera con EE.UU. hacia las regiones del oeste del país, principalmente donde no existen cuencas productoras de GN, tal como muestra la figura 35:

⁵⁷ Elaboración propia con datos de PEMEX y EIA



- 9 Complejos Procesadores de Gas Natural.
- 3 Terminales de Regasificación de Gas Natural Licuado con capacidad de regasificación de 2.5 Bcf
- 13,733 km de ductos en operación
- 6,694 km de ductos en desarrollo

Complejos Procesadores de Gas Natural



- A. Burgos
- B. Arenque
- C. Poza Rica
- D. Matapionche
- E. Instalaciones de Proceso de Gas Cangrejera¹
- F. La Venta
- G. Nuevo Pemex
- H. Cactus
- I. Cd. Pemex

Estaciones de Compresión



- 1. Naco
- 2. Gloria a Dios
- 3. El Sueco
- 4. Chávez
- 5. Santa Catarina
- 6. Los Ramones
- 7. Estación 19
- 8. El Caracol
- 9. Los Indios
- 10. Soto la Marina
- 11. Altamira
- 12. Valtierra
- 13. El Sauz
- 14. E. Zapata
- 15. Cempoala
- 16. Lerdo
- 17. Jáltipan
- 18. Chinameca
- 19. Cárdenas
- 20. San Isidro
- 21. Dr. Arroyo
- 22. Villagrán

Cuencas Productoras de Gas Natural



- I. Burgos
- II. Poza Rica – Altamira
- III. Veracruz
- IV. Cinco Presidentes
- V. Bellota-Jujo
- VI. Samaria-Luna
- VII. Macuspana-Muspac
- VIII. Litoral de Tabasco
- IX. Abkatun Pol-Chuc
- X. Cantarell
- XI. Ku-Maloob Zapp

Terminales de Regasificación de Gas Natural Licuado (GNL)



- 1. Altamira
- 2. Ensenada
- 3. Manzanillo

Notas:

1. Instalaciones de Proceso Gas Cangrejera (anteriormente denominado Área Coatzacoalcos) se compone de plantas y equipos de procesos distribuidos en los complejos: (i) Morelos, (ii) Pajaritos, y (iii) Cangrejera (propiedad de Pemex Transformación Industrial (TRI)).
2. Se indican como gasoductos en desarrollo a los gasoductos: (i) en fase de desarrollo de proyecto, (ii) trámite de permiso, (iii) en construcción o (iv) proceso de temporada abierta.
3. El proyecto de suministro de gas natural a la península de Baja California considera que el transportista recibirá el gas natural en algún punto del territorio nacional, lo transportará por vía marítima y lo entregará en las centrales de generación de la CFE, localizadas en la península de Baja California Sur. El transportista podrá escoger la tecnología más adecuada (convertir, regasificar y transportar por vía terrestre hasta los puntos de entrega).

Elaboración propia de SENER con información de:

- a. PEMEX. Anuario Estadístico 2014.
- b. CRE. Mapa del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y Sistema de Transporte de Gas Natural de Acceso Abierto.
- c. SENER. Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2015-2029.
- d. SENER. Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS 2015-2019.
- e. EIA (U.S. Energy Information Administration). Mexico's oil and natural gas fields.
- f. CFE. Anexos de la convocatoria de licitación del proyecto de suministro a Baja California Sur.
- g. SENER. Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional 2015 - 2029.
- h. CFE. Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2012-2016.

Figura 35. Infraestructura Nacional de Gas Natural (2016).⁵⁸

Tal como se observa en la figura anterior, se tiene planeado expandir la red nacional de gasoductos a casi todas las regiones del país. Sin embargo, existen regiones en las que el uso de centrales de ciclo combinado resulta ser complicado y costoso, debido a que están muy alejadas de la red principal de gasoductos y no existe una demanda muy alta en esos lugares, tal como es el caso del estado de Baja California Sur. Esta es una de las razones por las cuales es indispensable analizar a fondo las diferentes opciones de electrificación de esa región.

En la figura 36 se muestran los proyectos de transporte de gas natural en desarrollo, es decir, aquellos que están en construcción y tienen una fecha estimada de entrada en operación, además se muestran otros datos importantes como la longitud, inversión estimada y su fecha estimada de entrada en operación.

Proyectos de transporte de gas natural en desarrollo:

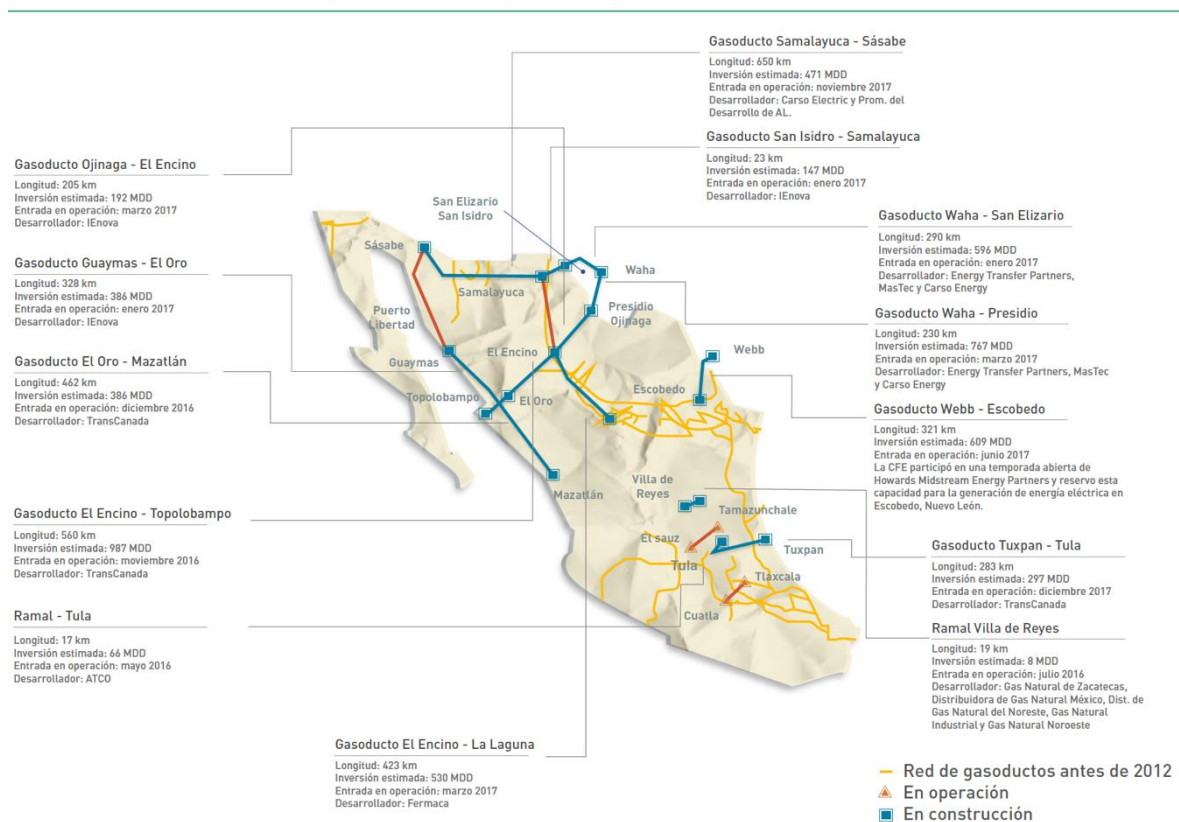


Figura 36. Proyectos de Transporte de Gas Natural en Desarrollo.⁵⁹

Estos datos también pueden verse en la tabla 3:

⁵⁸ <https://www.gob.mx/sener/articulos/gas-natural-y-petroquimica?idiom=es>

⁵⁹ Informe Annual 2015, CFE.

Gasoducto	Longitud (Km)	Inversión estimada (MDD)	Costo por kilómetro (\$USD/Km)	Entrada en operación
Ojinaga – El Encino	205	192	936,585	Marzo 2017
Guaymas – El Oro	328	386	1,176,829	Enero 2017
El oro – Mazatlán	462	386	835,498	Diciembre 2016
El Encino - Topolobampo	560	987	1,762,500	Noviembre 2016
Ramal - Tula	17	66	3,882,353	Mayo 2016
El Encino – La Laguna	423	530	1,252,955	Marzo 2017
Samalayuca – Sásabe	650	471	724,615	Noviembre 2017
San Isidro – Samalayuca	23	147	6,391,304	Enero 2017
Waha – San Elizario	290	596	2,055,172	Enero 2017
Waha – Presidio	230	767	3,334,783	Marzo 2017
Webb – Escobedo	321	609	1,897,196	Junio 2017
Tuxpan -Tula	283	297	1,049,470	Diciembre 2017
Ramal Villa de Reyes	19	8	421,053	Julio 2016

Tabla 3. Proyectos de Transporte de Gas Natural en Desarrollo.⁶⁰

El costo de los gasoductos necesarios para el funcionamiento de las plantas de ciclo combinado no siempre está incluido en el costo nivelado de generación, sin embargo, este costo debe tomarse en cuenta, ya que, representa una parte importante de la inversión necesaria para el correcto abastecimiento de combustible hacia este tipo de centrales.

Tal como se observa en la figura 37, el costo por combustible representa la mayor parte del costo total de generación en una central de ciclo combinado, por lo que tiene una relación directa con el precio del GN que se utiliza, por lo tanto, si tomamos algunas variables como valores fijos y se utiliza una variación del precio del combustible, es posible conocer a qué precio de GN sería poco rentable utilizar centrales de ciclo combinado lo que además afectaría la economía del SEN y del país en general, debido al costo que tendría generar energía eléctrica entre otras actividades industriales.

⁶⁰ Informe Annual 2015, CFE.

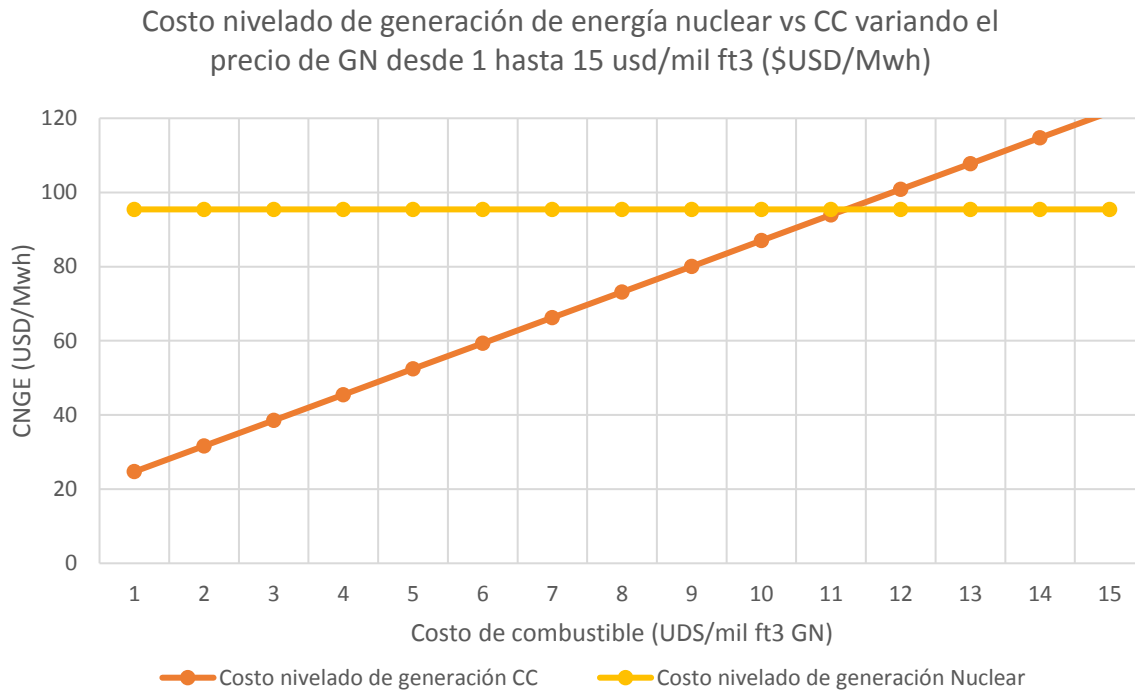


Figura 37. Costos Nivelados de Generación de Nuclear y CC variando el precio de GN desde 1 hasta 15 USD/mil ft³.⁶¹

Para la elaboración de la gráfica de la figura 37 se utilizaron los siguientes parámetros:

- Poder calorífico del GN = 38.80 MJ/m³ de acuerdo a la tabla siguiente.
- Régimen térmico = 7200 kJ/KWh
- Costo nivelado de energía por concepto de Inversión = 12.77 USD/MWh⁶²
- Costo nivelado de energía por concepto de O&M = 5.01 USD/MWh⁶³
- Costo nivelado de generación de energía nuclear = 95.44 USD/MWh

Para este caso se utilizó como variable única el precio del GN, de manera tal que el costo por concepto de combustible tuviera una variación en USD/MWh y se pueda sumar al costo nivelado de inversión y de O&M.

Si observamos el grafico a un costo de más de 11.20 USD/mil ft³ la tecnología nuclear es más barata que el ciclo combinado en cuanto a costo nivelado de generación. Tenemos que tomar otras consideraciones que tiene la energía nuclear para poder hacer un ajuste en el verdadero impacto que tiene el uso de cada tecnología.

⁶¹ Elaboración propia con datos del COPAR 2015.

⁶² Central ciclo combinado gas 2G x 1, COPAR 2015.

⁶³ Central ciclo combinado gas 2G x 1, COPAR 2015.

3.2 Nucleoeléctrica

Esta tecnología se ha visto rezagada durante los últimos años en México, ya que no se han construido más plantas nucleares desde hace más de 20 años, aunque últimamente se ha mostrado interés por la expansión del parque nuclear nacional, esto mostrado en los últimos documentos del PRODESEN, en la sección del PIIRCE, donde se observa la intención de construir tres reactores en el periodo del 2017 al 2030.

La experiencia con la energía nuclear en México y muchos países más alrededor del mundo, ha mostrado que es una fuente energética adecuada para proporcionar carga base, gracias a su alto factor de disponibilidad el cual le permite estar suministrando energía durante largos periodos de tiempo a un costo bajo.

Tenemos que conocer las principales características que tiene la energía nuclear para la generación eléctrica en México tales como:

- ✓ Alto factor de disponibilidad
- ✓ Bajas emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero
- ✓ Alta potencia por reactor nuclear
- ✓ Cantidad de reservas probadas
- ✓ Combustible con mayor densidad energética
- ✓ Desechos confinables en lugar de desechos gaseosos emitidos a la atmosfera
- ✓ Tiempo de vida de la planta

El alto factor de disponibilidad combinado con sus bajos costos variables, permite a la tecnología nuclear ser utilizada como carga base, que es, la cantidad mínima de potencia que es demandada continuamente por la red eléctrica durante todo el año.

A continuación, en la figura 38 se observa el factor de capacidad mensual de las centrales nucleoeléctricas en EE.UU. desde enero de 2011 a septiembre de 2016. Si se observan estos datos el factor de planta con el que trabajan las centrales nucleares en EE.UU. es muy alto, debido a que, como se mencionó anteriormente, los costos de O&M son muy bajos y tener estas centrales trabajando el mayor tiempo posible ayuda a recuperar la inversión de la planta y darle seguridad al sistema eléctrico suministrando gran parte de la carga base a un costo bajo.

Factor de capacidad mensual para centrales nucleares en EE.UU. de 2011-2016 (Porcentaje)

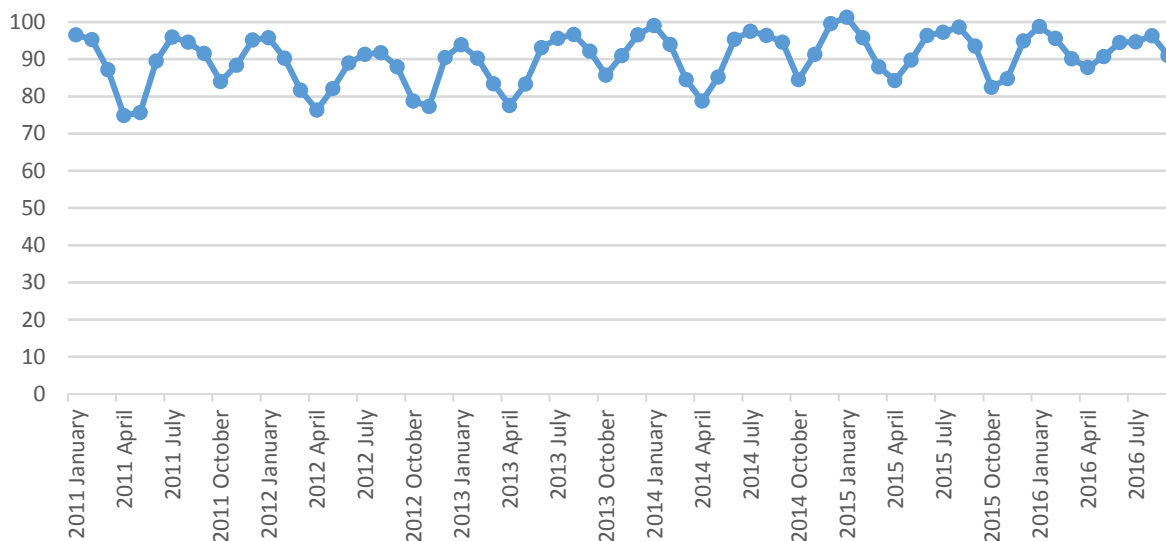


Figura 38. Factor de capacidad mensual para centrales nucleares en EE.UU. de 2011-2016 (Porcentaje).⁶⁴

En la figura 39 se muestran las curvas de carga para una red eléctrica durante un día típico de verano y uno de invierno, lo que ayuda a observar de forma clara la fracción correspondiente a carga base, carga intermedia y los picos de carga, con esto es fácil analizar la fracción de carga que realmente abastece una central nuclear y así enfocar nuestra atención en cubrir esa parte de la demanda. También se contempla que la mayor parte de la demanda en una red eléctrica es carga base.

Esta característica de las redes eléctricas es la que evita que una fuente de energía que no sea constante o que no pueda operar en cualquier momento contribuya en un alto porcentaje en la generación neta de energía, ya que, al nosotros conocer la carga mínima que se tiene que estar despachando en todo momento tomamos en consideración otros factores propios de cada tecnología tal como el costo de O&M, la potencia de la planta y la disponibilidad del recurso energético.

Las características de intermitencia y de baja densidad energética de las fuentes solar y eólica, implican la necesidad de disponer de grandes superficies dedicadas a la generación distribuida, así como el fortalecimiento de las redes de transmisión para cumplir con los flujos de potencia entre regiones. Además, requieren diversificación y combinación con fuentes de otro tipo como pueden ser:

⁶⁴ <http://www.eia.gov/nuclear/generation/index.html>

a) opciones renovables tales como la geotermia, la hidroenergía y la bioenergía; b) opciones nucleares, y c) opciones fósiles con captura y secuestro de carbono.

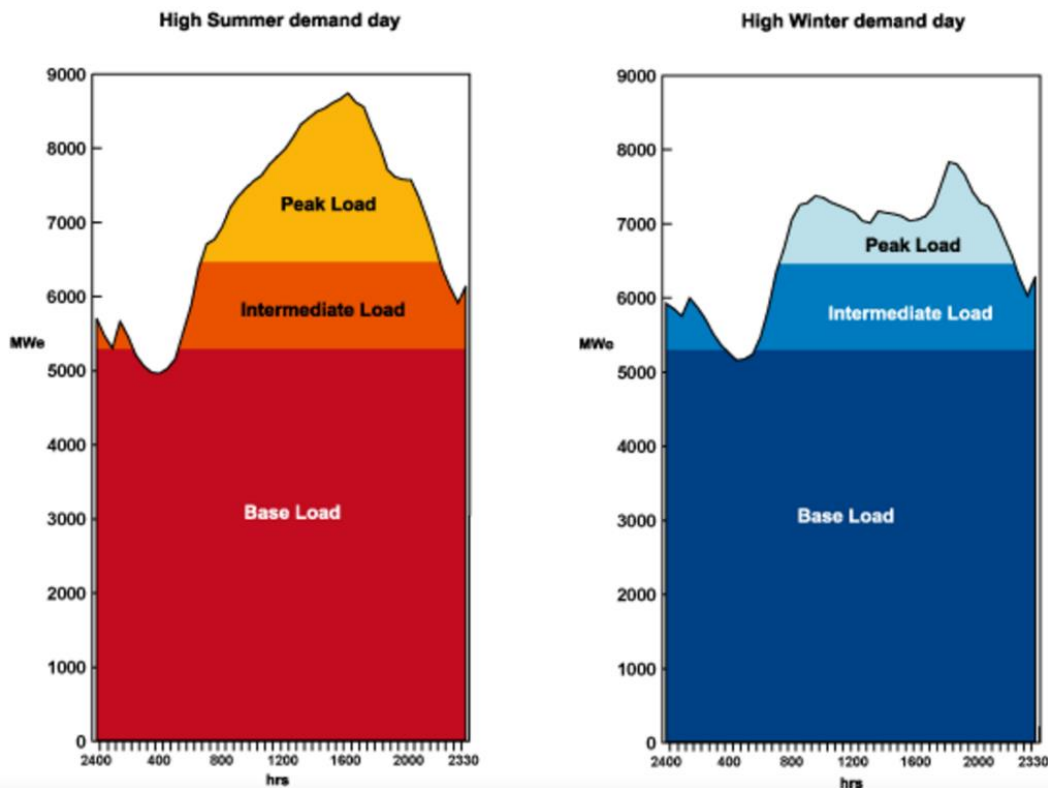


Figura 39. Curvas de carga para una típica red eléctrica.⁶⁵

Para entender el potencial que tiene la energía nuclear se puede observar la cantidad de energía que se produce en Dinamarca por medio de tecnología eólica, observaremos que es relativamente alta, sin embargo, la demanda que existe en ese país es mucho menor que en México, esto se puede observar de la siguiente manera: en México la cantidad de energía que se obtuvo por medio de fuentes nucleares en 2015 corresponde al 3.7 % del total aproximadamente y esta misma cantidad es aproximadamente el 41 % de la energía total que se generó en Dinamarca en 2015, tal como se observa en las gráficas de las figuras 40 y 41, resaltando en verde la cantidad de energía nucleoeléctrica obtenida en México en 2015. Esto nos muestra la alta cantidad de energía que puede ser obtenida de las centrales nucleares y que además tiene la ventaja de poder instalarse en casi cualquier sitio.

⁶⁵ <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/world-energy-needs-and-nuclear-power.aspx>

Electricity generation in Mexico (green) and in Denmark (blue) 2015

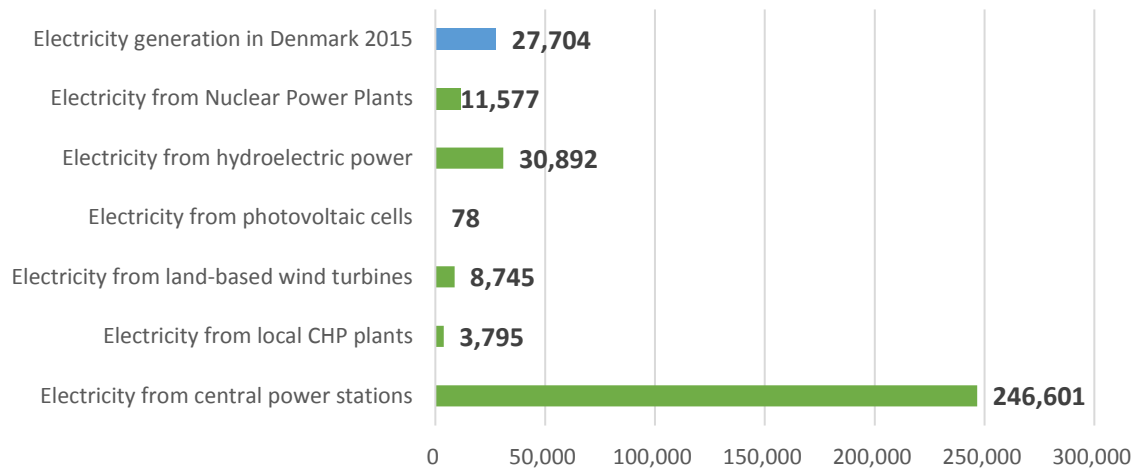


Figura 40. Generación de Energía Eléctrica en Dinamarca en 2015.⁶⁶

Electricity generation in Denmark (blue) and just from nuclear in Mexico (green) 2015

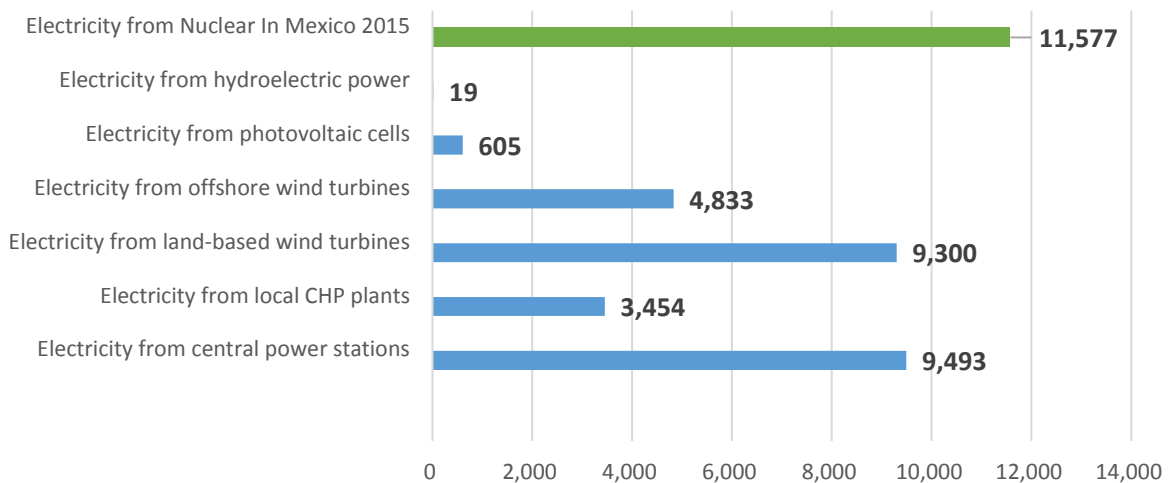


Figura 41. Generación de Energía Eléctrica en México en 2015 por Tecnología.⁶⁷

⁶⁶ <http://energinet.dk/EN/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/Elproduktion-i-Danmark/Sider/Elproduktion-i-Danmark.aspx>

⁶⁷ PRODESEN, SENER, Pag. 29

El uranio que se utiliza como combustible nuclear en todas las centrales nucleares en el mundo también es un combustible limitado, sin embargo, las reservas que se tienen en el mundo son relativamente mayores a las de otras fuentes de combustible, además, se está desarrollando la tecnología para que éstas aumenten y el combustible tenga una duración de miles de años, lo que ayudaría en la seguridad energética para todos los países en el futuro.

A continuación, se muestra una tabla con los países con mayor cantidad de toneladas de uranio en el mundo y sus reservas recuperables:

	tonnes U	percentage of world
Australia	1,664,100	29%
Kazakhstan	745,300	13%
Canada	509,000	9%
Russian Fed	507,800	9%
South Africa	322,400	6%
Niger	291,500	5%
Brazil	276,800	5%
China	272,500	5%
Namibia	267,000	5%
Mongolia	141,500	2%
Uzbekistan	130,100	2%
Ukraine	115,800	2%
Botswana	73,500	1%
USA	62,900	1%
Tanzania	58,100	1%
Jordan	47,700	1%
Other	232,400	4%
World total	5,718,400	

Figura 42. Reservas Recuperables Conocidas de Uranio en el Mundo en 2015.⁶⁸

Estas reservas son aquellas que se pueden extraer a un precio menor de 130 dólares por kilogramo de uranio, aunque si se incluyen las reservas que se pueden extraer a un costo menor a 260 dólares por kilogramo de uranio éstas llegarían a la cantidad de 7.641 millones de toneladas de uranio, esto es 33% más de reservas.

⁶⁸ <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>

Actualmente se tienen 392 GWe instalados en el mundo de energía nuclear que consumen aproximadamente 71,000 toneladas de uranio cada año, lo que significa que nos alcanzaría para 80 años si se tomarán las reservas recuperadas con costos menores a 130 dólares por kilogramo, sin embargo, actualmente se están construyendo una gran cantidad de reactores y muchos otros se tienen planeados por lo que es importante mejorar la tecnología a fin de aumentar las reservas de combustible nuclear. A continuación, podemos observar la cantidad de reactores en construcción en el mundo y los países que los están construyendo:

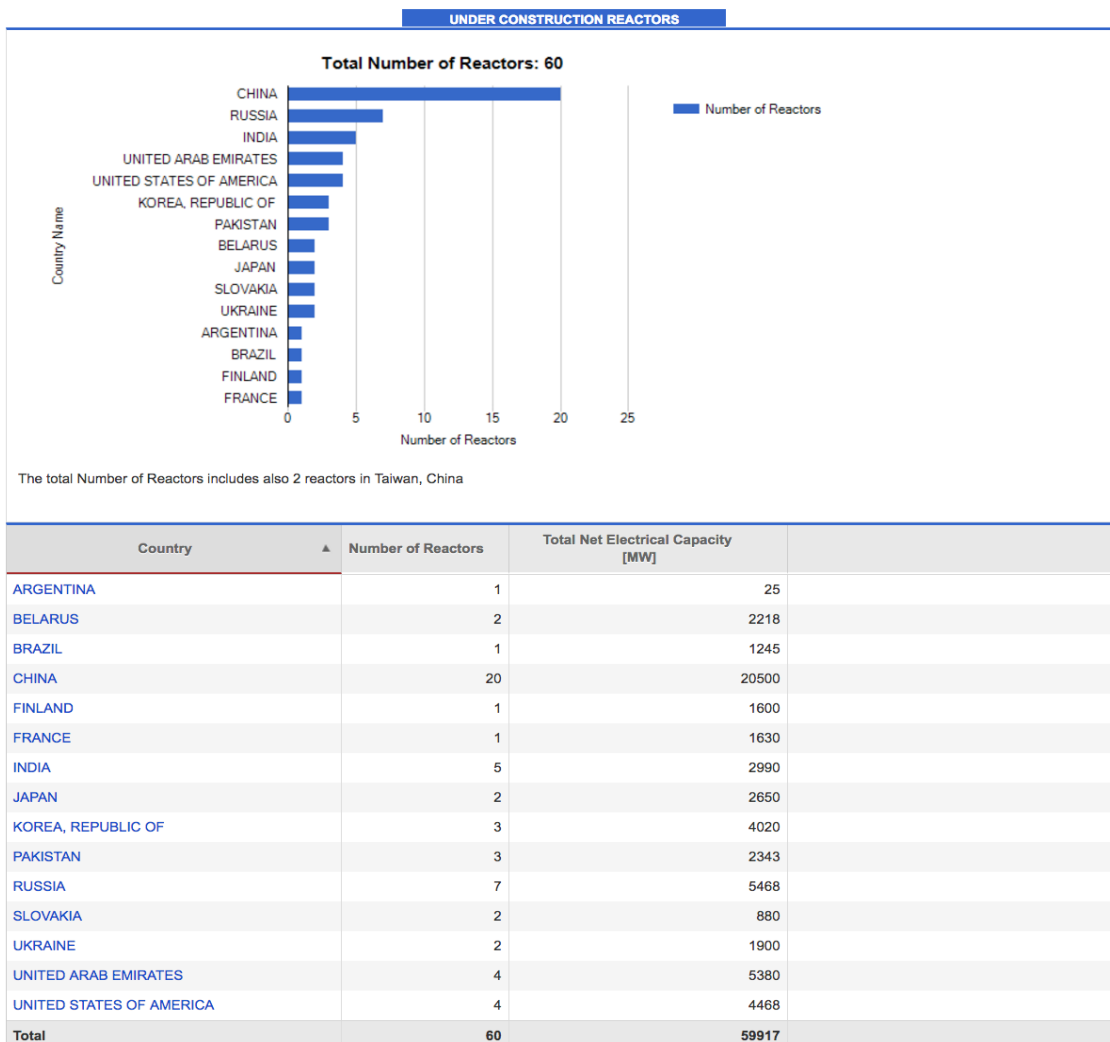


Figura 43. Reactores en Construcción en el Mundo.⁶⁹

Es importante conocer esta información, porque esto nos muestra que si en México se construyen más centrales nucleares estaríamos respaldados por muchos países que también comparten la tecnología de los reactores que se utilizaría en las futuras

⁶⁹ <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx>

centrales a construir como es la tecnología de reactores *Advanced Boiling Water Reactor* (ABWR) o *Advanced Pressurized Water Reactor* (APWR).

Una característica que hace única a la energía nuclear es su densidad energética, es decir, la cantidad de energía que puede producir una determinada cantidad de combustible. Esta característica es de suma importancia cuando existen condiciones desfavorables para un país en el abastecimiento de la energía, como es el caso de México, donde la producción de hidrocarburos está localizada en la parte este del país lo que hace costoso la distribución de combustible a las partes del oeste y a regiones más aisladas como la península de Baja California. Este problema se ha intentado solucionar mediante la importación de hidrocarburos desde EE.UU., sin embargo, esto resulta en otros problemas como la dependencia energética y la gran inversión en infraestructura de ductos que permita llevar las grandes cantidades de combustible que se necesitan desde EE.UU. hasta estas regiones de México.

Al tener el combustible nuclear una gran densidad energética, no es necesario realizar grandes inversiones en infraestructura para transportarlo, además, éste perdura mucho más tiempo ya que el tiempo entre cada recarga de combustible en las plantas nucleoelectricas es de año y medio, llegando incluso a dos años por lo que, nos ayuda a resolver los problemas de llevar energía a las zonas aisladas del Sistema Eléctrico Nacional como en Baja California Sur.

Además, una central nuclear tiene una vida en promedio de 60 años, sin embargo, actualmente se está analizando en EE.UU. si éstas pueden alargar su operación hasta los 80 años, lo que aprovecharía de mejor manera la infraestructura e inversión que ya se tiene hecha en las centrales existentes, disminuyendo el costo nivelado de generación al distribuir la inversión durante 80 años y no en 60 como se hace actualmente. Además, las nuevas tecnologías de reactores contemplan una mayor potencia y por ende mayor cantidad de energía entregada sumado a las nuevas mejoras que protegen los sistemas en los reactores evitando su deterioro a corto plazo.

Capítulo 4 Análisis de la participación de la energía nuclear en México

En este capítulo se analizan las razones por las que la energía nuclear debe tener mayor participación en México durante los próximos años, esto visto desde tres enfoques, técnico, económico y de seguridad. Para esto es necesario dividir el SEN en tres regiones, las cuales son:

1. Sistema Interconectado Nacional
2. Baja California Sur
3. Baja California Norte

Debido a las condiciones de cada una de estas regiones solo se analiza la región del SIN, ya que, esta región es la más adecuada para instalar mayor capacidad nuclear. No se toma en cuenta la región de Baja California, debido a que al estar cerca de la frontera con EE.UU. es más factible compensar el déficit de energía, si existiera, mediante importación a través de las interconexiones transfronterizas y en el caso de Baja California Sur ya se conoce la factibilidad de instalar un reactor SMR en esa región. A continuación, se muestran las regiones de transmisión del SEN donde se observa claramente la región de Baja California (46,47,48 y 49), Baja California Sur (50,51 y 52), Mulegé (53) y el SIN (1-45).

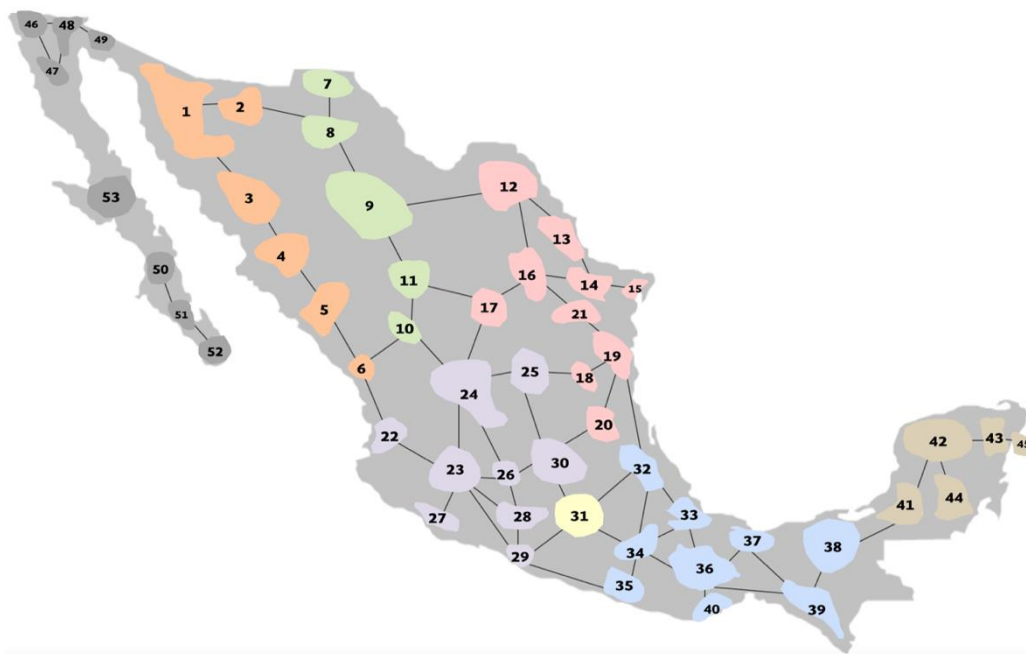


Figura 44. Regiones de transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.⁷⁰

⁷⁰ PRODESEN 2016-2030, SENER pag. 67

En la figura 45 se observan las interconexiones transfronterizas del SEN, donde se muestran los niveles de tensión y operadores que se tienen en cada interconexión.

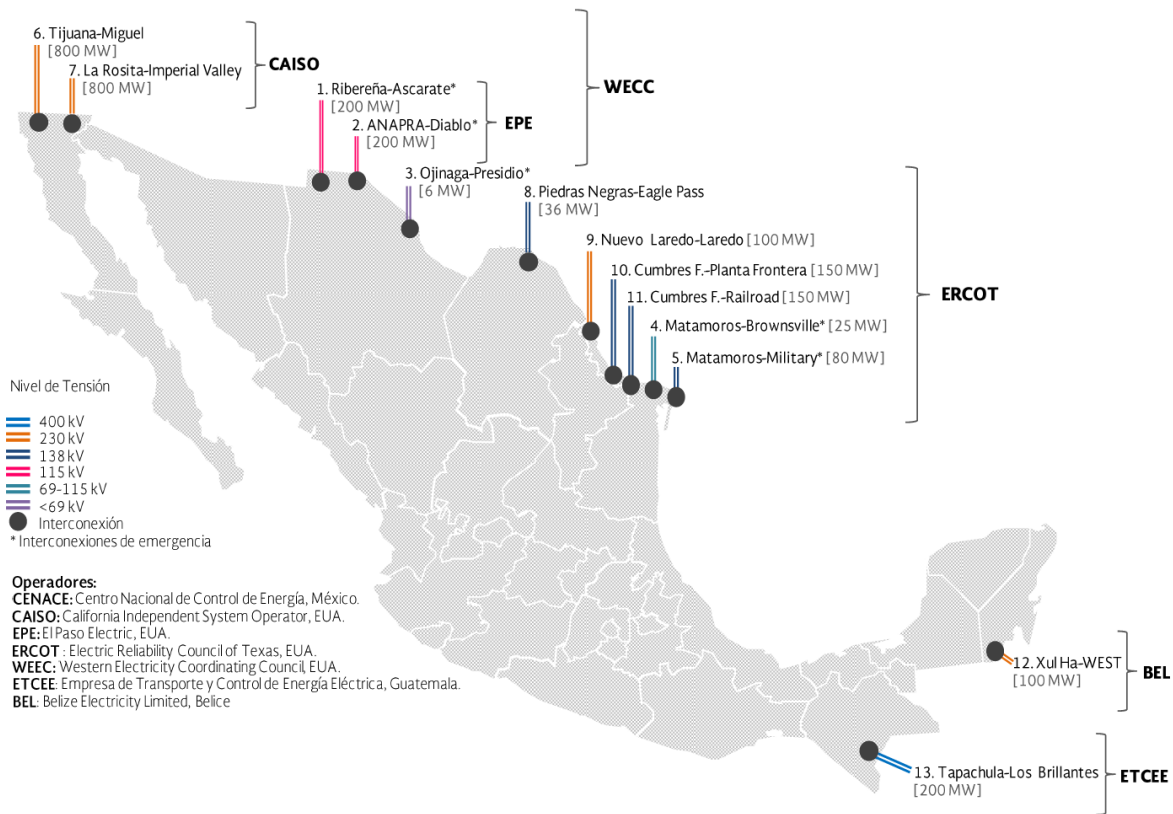


Figura 45. Interconexiones Transfronterizas del SEN.⁷¹

4.1 Análisis del Sistema Interconectado Nacional

Para el análisis de la capacidad adicional de energía nuclear en el SIN se debe conocer las tecnologías de reactores nucleares disponibles, además de conocer la experiencia que se ha tenido por parte de los países que han utilizado éstas. Dentro de las tecnologías disponibles tenemos, el reactor AP1000 de la compañía Westinghouse y el reactor ABWR de General Electric-Hitachi. A continuación se muestra el estatus que tiene cada tipo de reactor en el mundo.

Advanced Pressurized Water Reactor 1000 (AP1000)

- 4 reactores en construcción que se espera entren en operación en 2017

⁷¹ PRODESEN 2016-2030, SENER pag. 47

- 4 reactores en construcción sin fecha definida para entrar en operación
- 19 reactores en planeación con fecha de inicio de construcción en 2017
- 4 reactores en planeación con fecha de inicio de construcción en 2018
- 16 reactores en planeación con fecha de inicio de construcción indefinida

✚ **Advanced Boiling Water Reactor (ABWR)**

- Este reactor solo se ha construido y operado en Japón y se tiene experiencia operacional con él.
- Actualmente se tienen:
 - 2 reactores tipo ABWR en construcción sin fecha definida para entrar en operación en Taiwán.
 - 2 reactores tipo ABWR en estatus de planeación con fecha de inicio de construcción indefinida en EE. UU.
 - 4 reactores en estatus de planeación con fecha de inicio de construcción indefinida en Reino Unido

Para este caso vamos a utilizar el reactor AP1000 debido a que se tiene un mayor número de reactores en construcción y planeados a diferencia del reactor ABWR, lo que ayuda en un mayor tiempo de experiencia operacional en el futuro además de tener una diversificación a nivel mundial mucho mayor. En la figura 46 se observa la central nuclear de tipo AP1000 de Sanmen en China.



Figura 46. Central nuclear Sanmen (China) tipo AP1000.⁷²

Las características generales que tiene el reactor AP1000 son las siguientes⁷³:

- ❖ Potencia eléctrica neta de salida = 1100 MWe

⁷² <http://www.westinghousenuclear.com/New-Plants/AP1000-PWR>

⁷³ <http://www.westinghousenuclear.com/New-Plants/AP1000-PWR/Overview>

- ❖ Factor de planta = 93%
- ❖ 18 meses de ciclo de combustible
- ❖ 60 años de vida de la planta
- ❖ 8 años de tiempo de construcción

Tenemos que tomar en cuenta un elemento clave en este análisis, éste es, si disponemos de una mayor cantidad de centrales nucleares, es posible programar las recargas entre éstas, de manera que se tenga una disposición de energía barata y confiable durante todo el año. Con esto se quiere decir que una central nuclear es altamente programable para su operación.

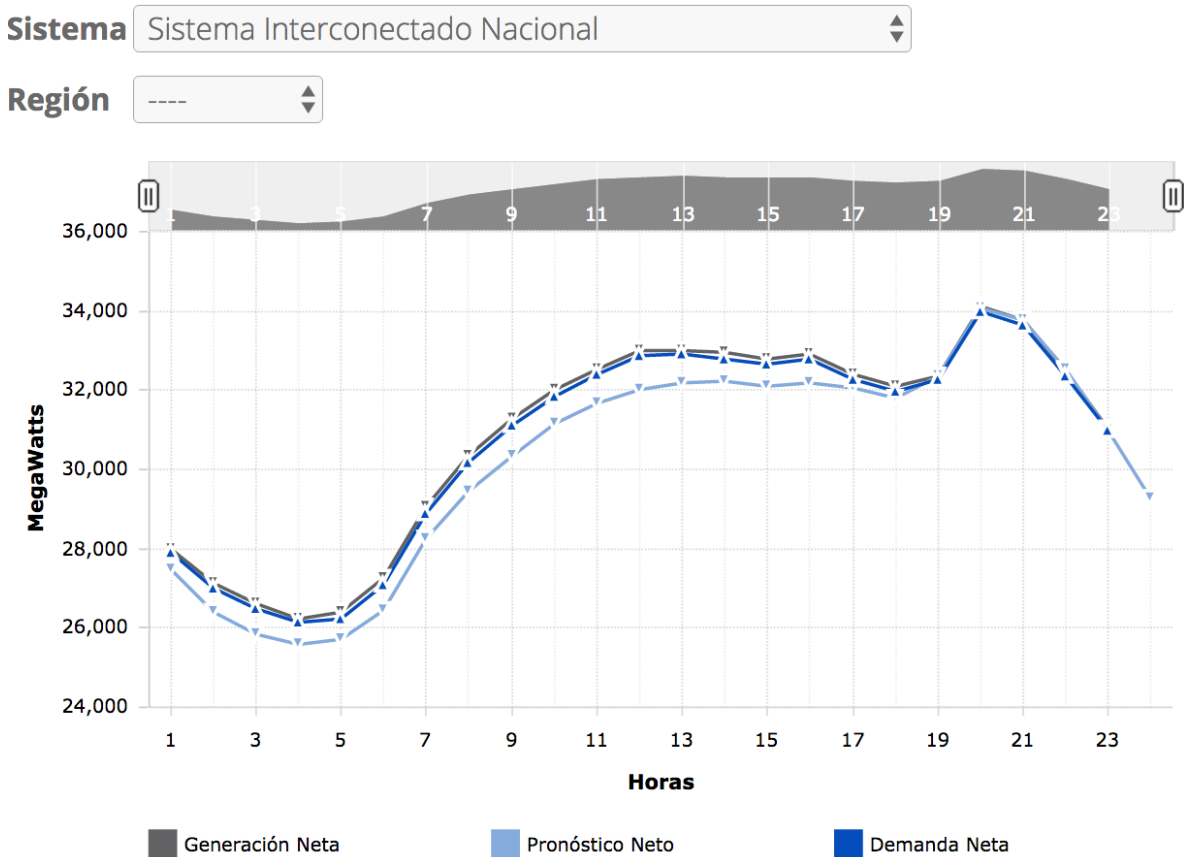


Figura 47. Gráfica de Demanda del SIN 31 enero 2017.⁷⁴

Es conocido que la gráfica de demanda de un sistema eléctrico cambia diariamente, sin embargo, para este caso vamos a tomar la curva de demanda que se tuvo en el SIN el 31 de enero de 2017 como caso base.

⁷⁴ <http://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>

4.2 Factores técnicos

El área que se encuentra debajo de la curva de carga es la energía que se tiene que despachar durante cada instante de tiempo, de manera que se esté generando la cantidad de energía que se está solicitando por la red eléctrica. Sin embargo, este despacho de energía tiene que adecuarse a las tecnologías de generación y las características de cada una de éstas.

La energía hidroeléctrica de agua fluyente y la nuclear son las tecnologías que serán las más utilizadas para abastecer la demanda, debido a sus bajos costos de combustible, de operación y mantenimiento, y su alta potencia. Para la carga intermedia se utilizan centrales térmicas, es decir, centrales que utilizan carbón, gas natural o combustóleo, lo que ayuda a abastecer la demanda durante los periodos de mayor consumo de energía. Para el caso en que la demanda fluctúa demasiado en pequeños periodos de tiempo se utilizan generalmente plantas hidroeléctricas con almacenamiento y rebombeo además de otras como las de tipo turbogás y en algunos casos de combustión interna.

En el caso del Sistema Eléctrico Nacional se produce una gran cantidad de energía por medio de centrales de ciclo combinado para abastecer la carga base y la carga intermedia, por lo que, si queremos conocer la participación de la energía nuclear en México, debemos saber cuáles son los proyectos en construcción y proyectos nuevos de centrales de ciclo combinado mostrados en el PIIRCE, con la finalidad de conocer la cantidad de energía que se pretende que estas centrales generen y así determinar cuál es su posible costo durante su vida de 30 años. Si queremos realizar una comparativa entre los costos de una central de ciclo combinado y una central nuclear tenemos que enfocarnos en los costos de instalación, de combustible y de O&M, sin embargo, el costo de instalación desfavorece a la opción nuclear y por otra parte el costo de combustible afecta a la central de ciclo combinado por lo que debemos analizar estos dos costos a detalle.

Para conocer el costo de instalación y de O&M tomaremos como referencia las tablas 4 y 5, donde se muestran los costos de instalación para diferentes centrales.

Tal como se observa en la tabla 4, el costo nivelado de instalación de las centrales nucleares es más de 6 veces el costo de las centrales de ciclo combinado, sin embargo, una gran parte de estos costos es debido a los sistemas de seguridad que con los que debe contar una central nuclear para evitar accidentes, esto hace que las demás tecnologías tengan un costo de inversión mucho menor.

Central	Número de unidades	Capacidad bruta por unidad (MW)	Capacidad neta por unidad (MW)	Costo nivelado de inversión (USD/MWhneto) 10% de tasa de descuento
Ciclo combinado	1A x 1	114.4	110.8	22.69
	1F x 1	285.7	278.3	13.44
	2F x 1	575.1	559.9	13.11
	3F x 1	864.6	841.0	13.03
	1G x 1	408.5	396.2	12.48
	2G x 1	823.8	798.0	12.77
	1H x 1	413.4	402.2	12.26
	2H x 1	833.6	809.9	12.52
	1J x 1	460.9	447.6	12.45
	2J x 1	929.7	901.7	12.42
Nuclear ABWR	1	1,400.0	1,351.0	75.30
Nuclear AP1000	1	1,200.0	1,107.0	82.23

Tabla 4. Costo nivelado de inversión para nuevas centrales de CC y nuclear.⁷⁵

Central	Número de unidades	Capacidad neta por unidad (MW)	Fijo USD/MW-año	Variable USD/MWh	Total USD/MWh
Ciclo combinado	1A x 1	110.8	24,585	4.43	7.94
	1F x 1	278.3	17,314	3.02	5.49
	2F x 1	559.9	16,980	2.96	5.38
	3F x 1	841.0	16,367	2.88	5.22
	1G x 1	396.2	15,553	2.73	4.95
	2G x 1	798.0	15,741	2.77	5.01
	1H x 1	402.2	15,471	2.73	4.93
	2H x 1	809.9	15,512	2.73	4.94
	1J x 1	447.6	15,380	2.72	4.91
	2J x 1	901.7	15,029	2.69	4.83
Nuclear ABWR	1	1,351.0	98,000	2.25	14.68
Nuclear AP1000	1	1,107.0	98,090	2.25	14.69

Tabla 5. Costo nivelado de O&M para nuevas centrales de tipo CC y nuclear.⁷⁶

⁷⁵ Costo nivelado de inversión, cuadro 2.3, COPAR 2015

⁷⁶ Costo nivelado de inversión, cuadro 2.3, COPAR 2015

Para el caso del costo nivelado de inversión se supone que este costo no cambia a través del tiempo por lo que se toma como un valor fijo. Por otra parte, el costo de generación por combustible si tiene una variación en el tiempo, sobretodo el costo de gas natural. Debido a esto es necesario llevar a cabo un análisis más profundo para conocer el posible costo de generación por concepto de combustible tomando en cuenta esta variación en el precio de dicho recurso.

4.3 Factores de seguridad

De acuerdo a la figura 48 las reservas probadas de GN que se tienen en EE. UU. han disminuido en los últimos años y la producción ha aumentado en gran proporción, cerca del 50% más en 10 años, sin embargo, necesitamos conocer cuál es la proporción de estas reservas que se encuentra cerca de la frontera con México, ya que, si las reservas de GN están demasiado lejos de la frontera no sería costeable transportar el combustible. Para conocer estos datos se tiene la figura 51 donde se muestran los estados con las mayores reservas en EE.UU.

Los estados que se mencionan en la figura 49 y que están cerca de la frontera son Texas y Oklahoma, los cuales tienen una gran cantidad de gas natural, sin embargo, debemos tomar en cuenta que EE.UU. es uno de los países donde más se consume gas natural para producción de electricidad y para actividades industriales, lo que evita que México pueda basar su disponibilidad de éste combustible en la importación desde EE.UU., ya que ellos tienen como prioridad su seguridad energética antes que la exportación de sus recursos. Para conocer la distribución de las zonas productoras de EE.UU. se muestra la figura 50.

Además, si deseamos conocer la variación de precios de gas natural exportado por gasoducto y por medio de barco como gas natural licuado, es posible acudir a la figura 51.

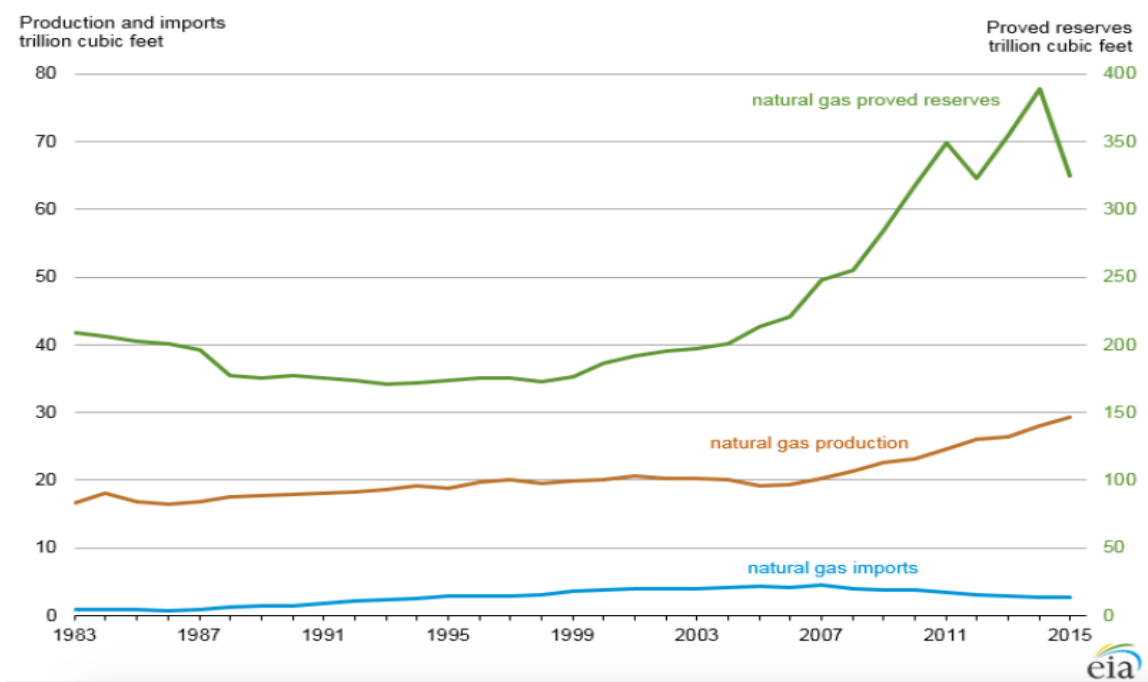


Figura 48. Reservas, producción e importaciones totales de gas natural en EE.UU. de 1983-2015 (Trillones de pies cúbicos).⁷⁷

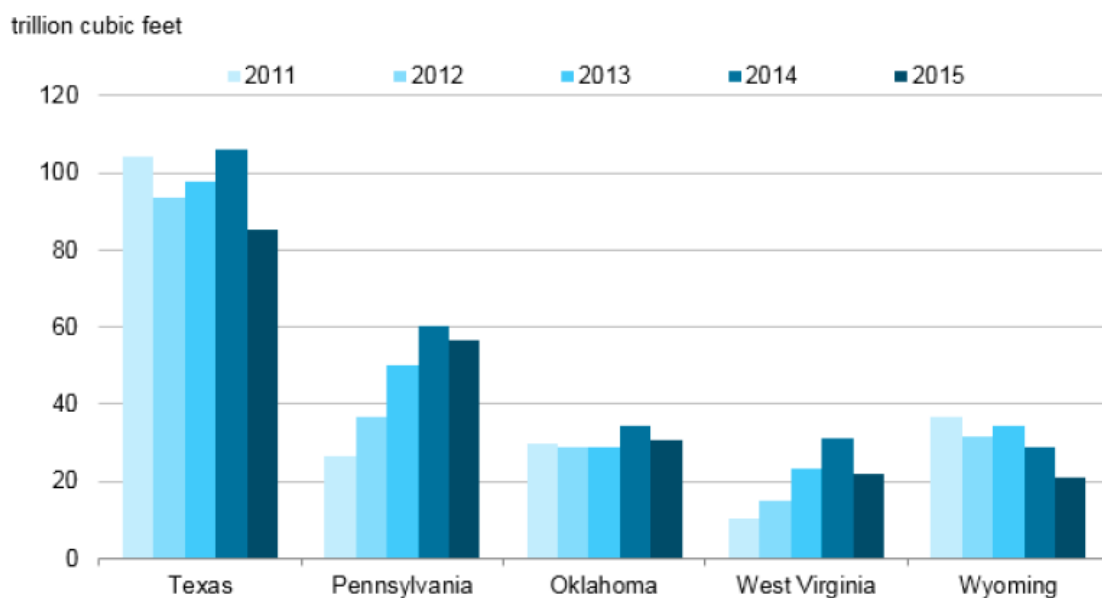


Figura 49. Estados de EE.UU. con las mayores reservas probadas de GN de 2011-2015 (Trillones de pies cúbicos).⁷⁸

⁷⁷ U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves Year-End 2015, EIA

⁷⁸ U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves Year-End 2015, EIA

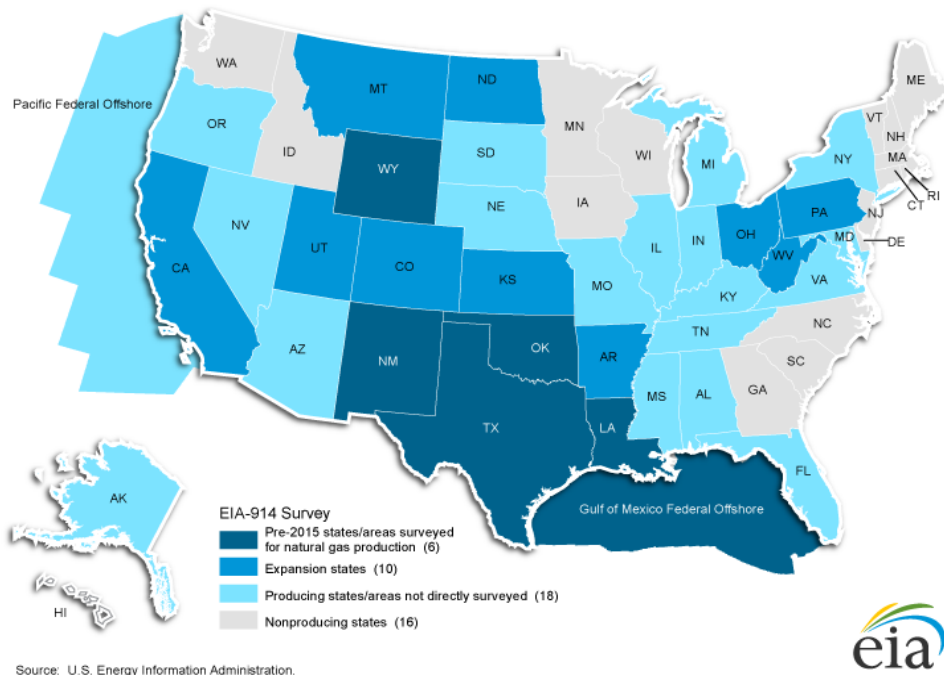


Figura 50. Cobertura geográfica expandida de la producción de gas natural en EE. UU (2015).⁷⁹

U.S. Natural Gas Exports and Re-Exports by Country

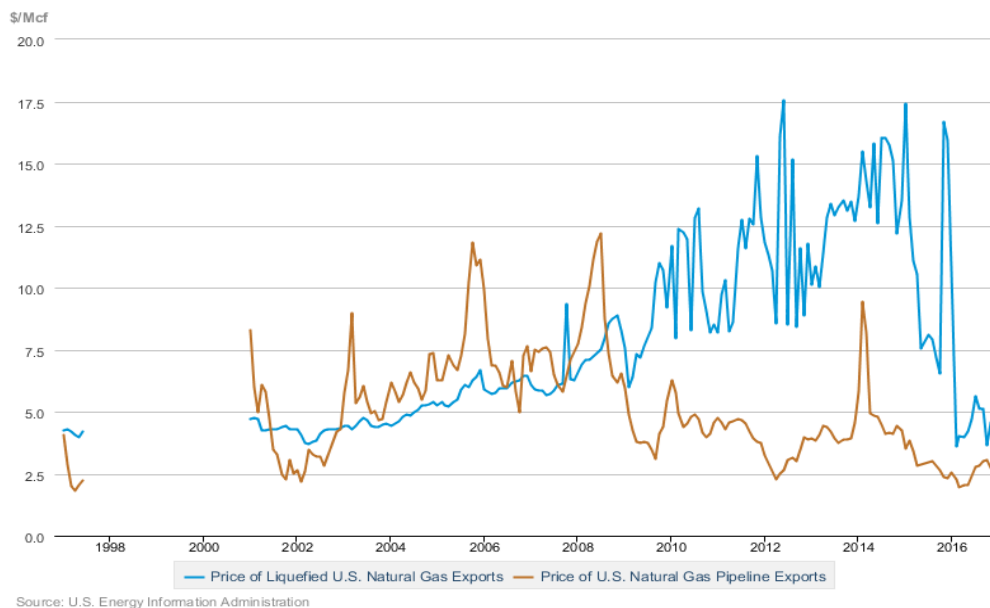


Figura 51. Precios históricos de GN para exportación por gasoductos y Gas licuado de EE.UU. (2015).⁸⁰

⁷⁹ <http://www.eia.gov/petroleum/production/images/2015-914states.png>

⁸⁰ <http://www.eia.gov/petroleum/production/images/2015-914states.png>

4.4 Factores económicos

Con estos datos podemos hacer algunos supuestos para realizar propuestas acerca del costo que podría tener el GN en el futuro como los siguientes:

- Al disminuir la cantidad de reservas de GN en EE.UU. el precio del combustible aumentará cada vez más.
- Al aumentar la producción de GN en EE.UU. el horizonte de años que se tiene será menor al actual.
- Sólo se instalará la cantidad y capacidad de ciclos combinados que se contemplan en el PRODESEN 2016-2030.
- Sólo se analizan las centrales de ciclo combinado que se mencionan en el PRODESEN de 2017 a 2030.
- Las centrales tienen una vida de 30 años únicamente.
- El factor de planta para estas centrales de CC es de 75%.
- Las reservas de GN que se tienen en México no son suficientes para abastecer la demanda, por lo que se necesitan importaciones de combustible.
- Los costos de inversión y de O&M se mantienen constantes durante el tiempo.
- El precio de importar gas licuado sería el doble del precio de importar gas por medio de gasoductos.

Con los supuestos anteriores se elaboraron 5 escenarios para el posible costo que tendría el GN de importación por medio de gasoductos y 5 escenarios para el costo de importación por medio de gas licuado de 2017 hasta 2050.

4.4.1 Escenarios de precio de GN por medio de gasoductos

- 1) El incremento del precio del GN aumentará en \$0.25 dólares por año.
- 2) El incremento del precio del GN aumentará en \$0.50 dólares por año.
- 3) El incremento del precio del GN aumentará en \$0.75 dólares por año.
- 4) El incremento del precio del GN aumentará de acuerdo al escenario de referencia de COPAR 2015.
- 5) El incremento del precio del GN aumentará en \$0.25 dólares por año de 2018 a 2024, en \$0.50 de 2025 a 2031, en \$0.75 de 2032 a 2038, en \$1 de 2039 a 2045 y se utiliza el precio de 2045 como constante hasta 2050.

Escenarios del comportamiento del precio del GN a 2050 (\$2017/mil pies cúbicos)

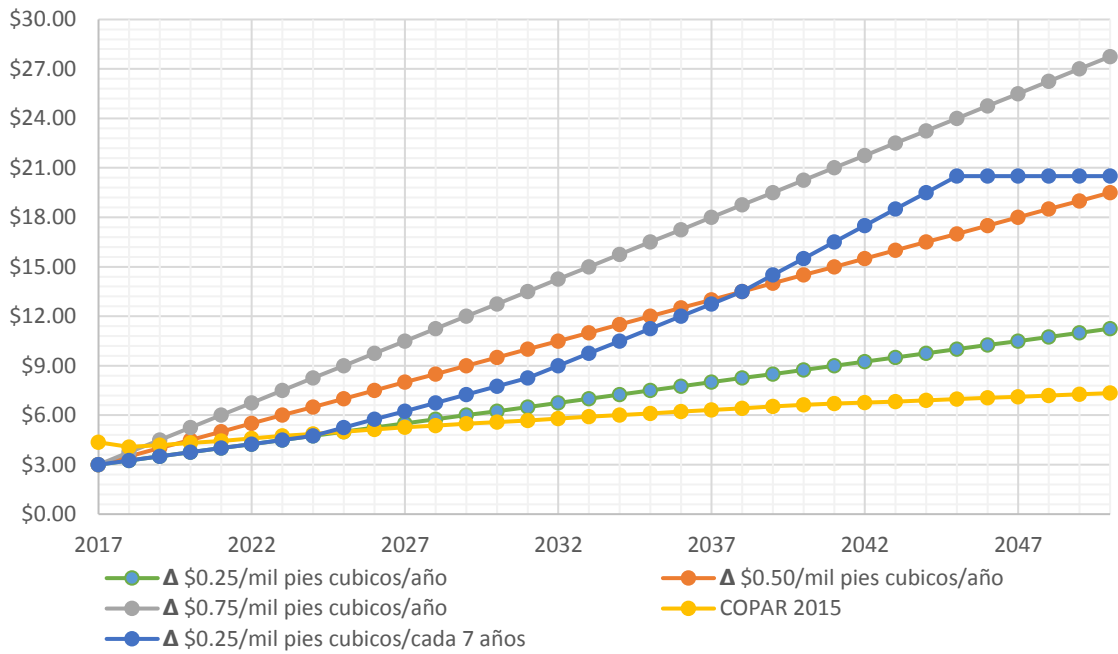


Figura 52. Escenarios propuestos de variación del precio del GN de 2017 a 2050.⁸¹

De acuerdo a lo que se observa en la gráfica anterior, se sabe que mientras mayor área exista debajo de la línea que se dibuja para cada caso el costo final de generación será mayor. Esto es posible comprobarlo en la siguiente gráfica donde se muestra el costo de generación de energía por concepto de combustible para cada uno de los escenarios propuestos:

⁸¹ Elaboración propia

\$/MWh por concepto de combustible para nuevas centrales de CC EN EL SIN

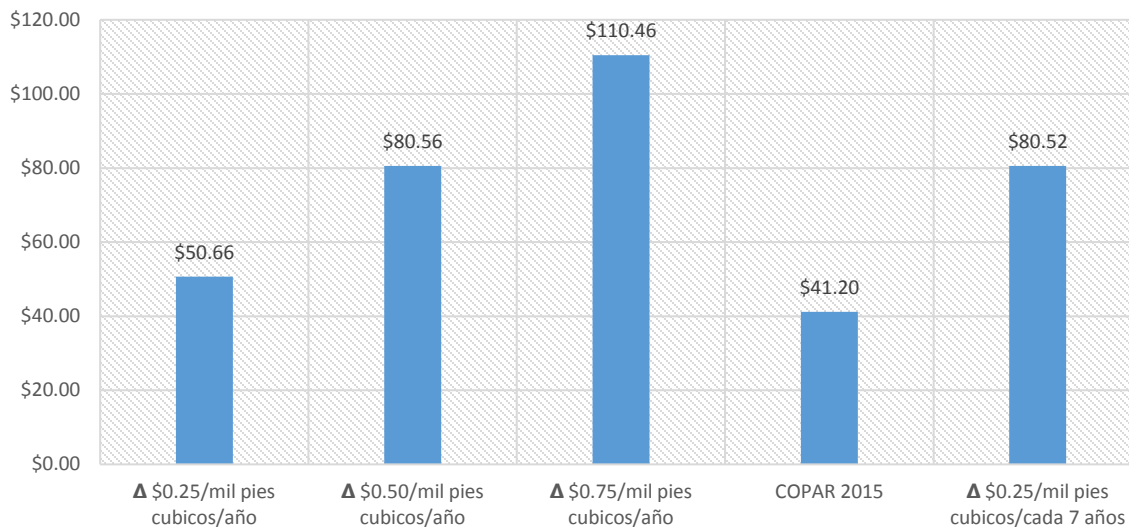


Figura 53. Costo nivelado de generación por concepto de combustible en centrales de CC para cada escenario propuesto (\$/MWh).⁸²

Tal como se esperaba el escenario con el mayor costo de generación por concepto de combustible es el número 3, debido a que en este escenario se asume que el precio del GN aumentara en \$0.75 anualmente y este precio no disminuye en ningún momento del estudio, es importante mencionar que este caso es el menos probable, ya que, el precio del gas no se ha elevado tanto sin una disminución en el mismo.

Por otra parte, el escenario mostrado en el COPAR 2015 es el de menor costo, esto debido a que, los precios del GN en ese estudio incrementan muy poco anualmente.

Para tener una mejor interpretación de estos resultados y hacer una buena comparación con las otras tecnologías debemos añadir el costo de inversión y de O&M, tal como se muestra en la gráfica 54:

⁸² Elaboración propia

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A DIFERENTES PRECIOS DE GN DE 2017-2050

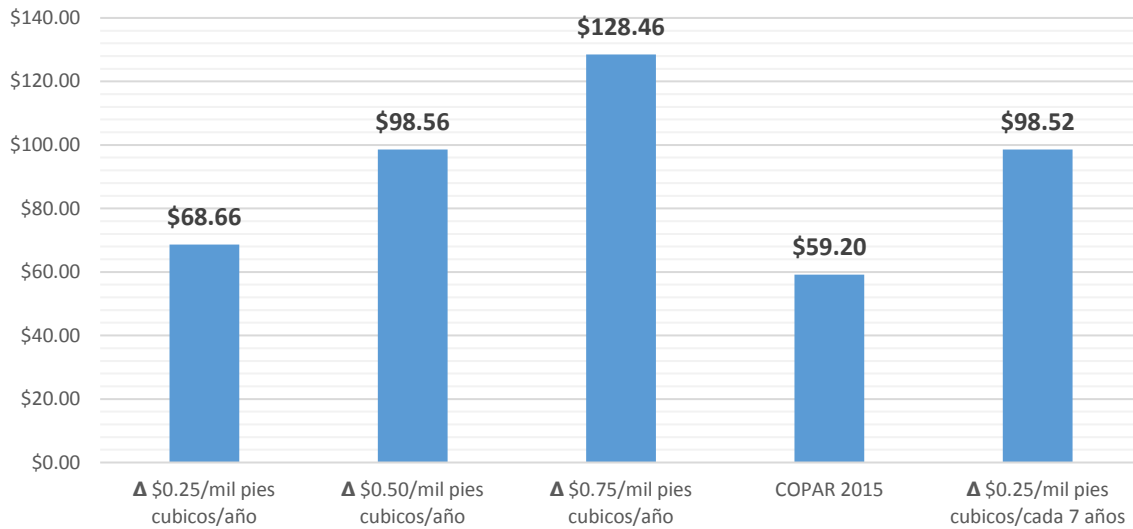


Figura 54. Costo nivelado de generación de energía en centrales de CC para cada escenario propuesto (\$/MWh).⁸³

Estos costos de generación para cada escenario otorgan un mejor panorama acerca de las implicaciones que se tienen al importar GN para la producción de electricidad utilizando CC como tecnología de generación.

Si observamos los costos obtenidos en el escenario 1 y 4, donde, los incrementos de precio del combustible son menores, existe un aumento considerable del costo nivelado de generación respecto a los mostrados en el COPAR 2015 de costos para centrales de ciclo combinado, como se muestra en la gráfica 55.

Los costos de generación de energía aumentan en los escenarios propuestos, ya que es muy probable que los precios de GN aumenten en los próximos años y que al ser más escaso este recurso será indispensable buscar otra fuente de generación que ayude a mantener la seguridad, confiabilidad y economía del Sistema Eléctrico Nacional.

Hay que tomar en cuenta que actualmente se tiene mucha incertidumbre acerca de las relaciones que México tiene con EE.UU. en diferentes sectores, sin embargo, uno de los que más preocupa es el sector energético, ya que, al ser EE.UU. el principal proveedor de GN y de otros energéticos es necesario ampliar el panorama

⁸³ Elaboración propia

acerca de cómo podría afectarnos en primera instancia si EE.UU. dejara de suministrarnos GN y se tuviera la necesidad de importarlo como Gas Natural Licuado (GNL).

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A DIFERENTES PRECIOS DE GN DE 2017-2050

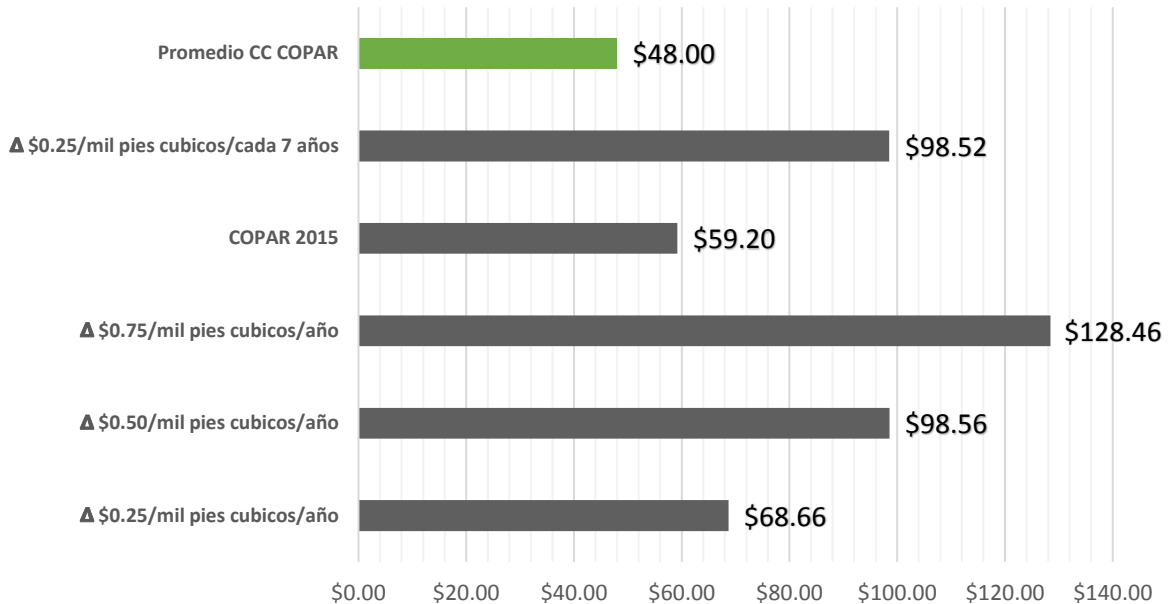


Figura 55. Costo nivelado de generación de energía a diferentes precios de GN de 2017 a 2050 (\$/MWh).⁸⁴

En el escenario de importación de gas natural licuado se considera que el precio de cada mil pies cúbicos es el doble del precio de gas importado por gasoductos, a fin de tener una referencia del costo de generación de energía en la situación de que EE.UU. no vendiera GN a México. A continuación, se describen los escenarios para GNL.

4.4.2 Escenarios de precio de importación de gas natural licuado

- 1) El incremento del precio del GN aumentará en \$0.50 dólares por año.
- 2) El incremento del precio del GN aumentará en \$1.00 dólares por año.
- 3) El incremento del precio del GN aumentará en \$1.50 dólares por año.
- 4) El incremento del precio del GN aumentará de acuerdo al escenario de referencia de acuerdo al COPAR 2015.

⁸⁴ Elaboración propia

- 5) El incremento del precio del GN aumentará en \$0.50 dólares por año de 2018 a 2024, en \$1.00 de 2025 a 2031, en \$1.50 de 2032 a 2038, en \$2 de 2039 a 2045 y se utiliza el precio de 2045 como constante hasta 2050.

En la gráfica podemos observar cómo los precios han aumentado considerablemente, por lo que, los costos de generación por concepto de combustible y energía también serán más elevados, esto lo podemos ver en las siguientes gráficas:

**Escenarios de comportamiento del precio del GNL a 2050
(\$2017/mil pies cubicos)**

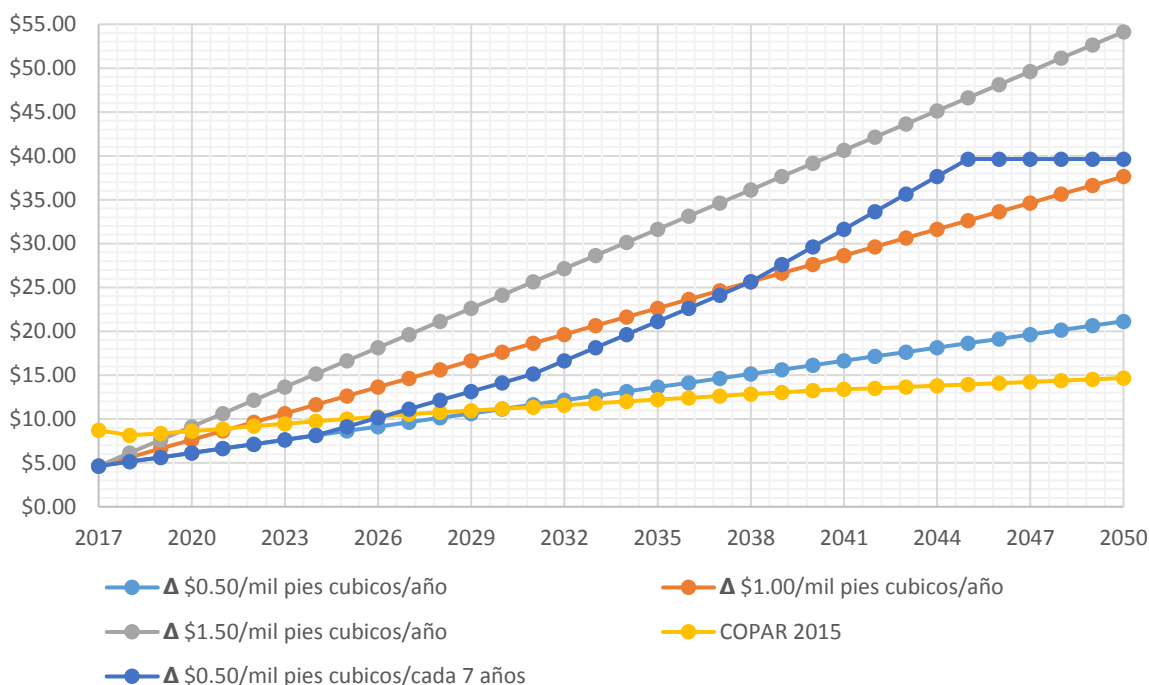


Figura 56. Escenarios propuestos de variación del precio del GNL de 2017 a 2050.⁸⁵

⁸⁵ Elaboración propia

Costo por concepto de combustible para nuevas centrales de CC en el SIN con uso de GNL

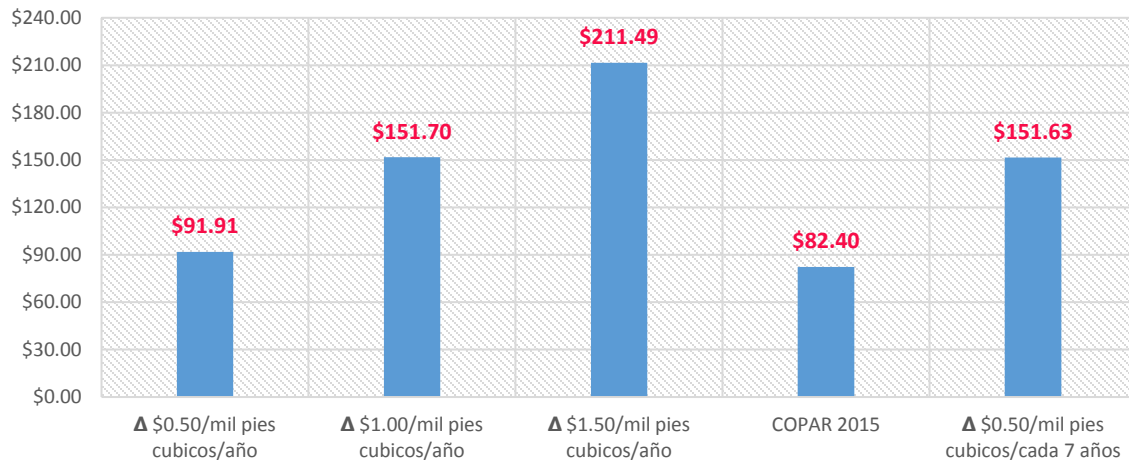


Figura 57. Costo nivelado de generación por concepto de combustible en centrales de CC para cada escenario propuesto (\$/MWh).⁸⁶

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A DIFERENTES PRECIOS DE GNL DE 2017-2050

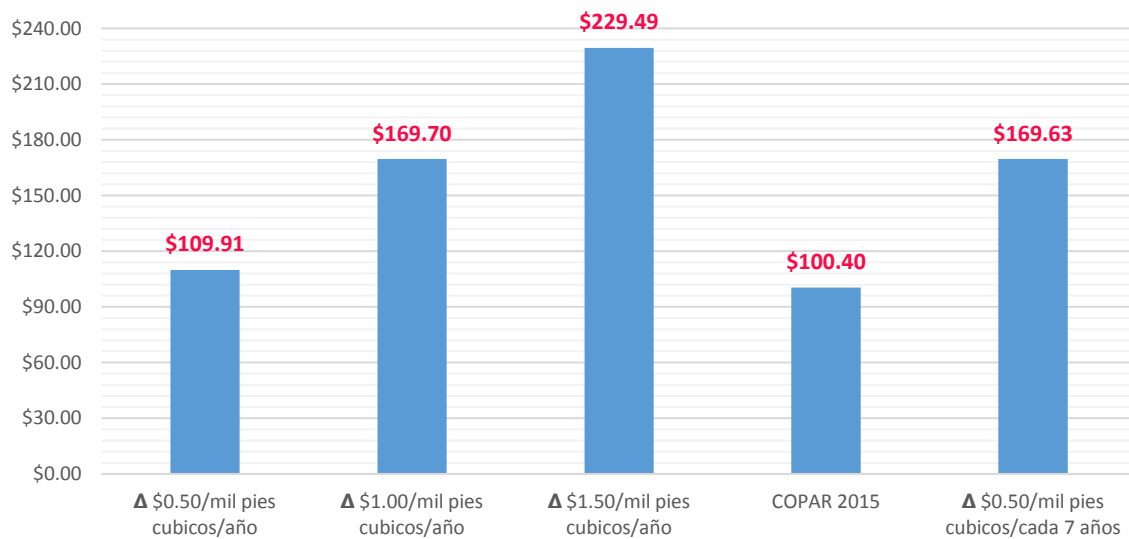


Figura 58. Costo nivelado de generación de energía en centrales de CC para cada escenario propuesto (\$/MWh).⁸⁷

⁸⁶ Elaboración propia

⁸⁷ Elaboración propia

COSTO NIVELADO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A DIFERENTES PRECIOS DE GN DE 2017-2050

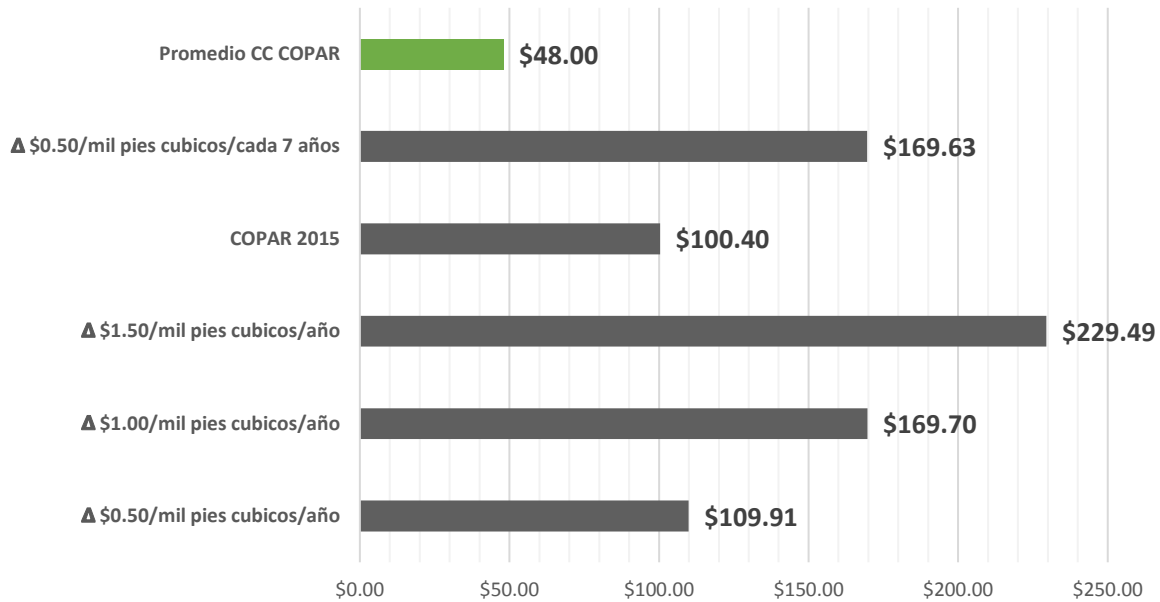


Figura 59. Costo nivelado de generación de energía a diferentes precios de GNL de 2017-2050 (\$/MWh).⁸⁸

Tal como vemos en la gráfica 59, los costos de generación de energía son muy altos respecto al promedio del COPAR 2015, lo que nos sugiere que debemos de elaborar estrategias para hacer un buen uso del GN del que disponemos y al mismo tiempo invertir en la explotación nacional de este recurso.

Otro aspecto importante que se muestra en esta gráfica es el uso de centrales de ciclo combinado, debido a que no debe ser nuestra principal fuente de generación de energía eléctrica si no se dispone del recurso energético y además se tiene poca certeza de las decisiones que pueda tomar EE.UU., del que se importa el combustible, ya que todo esto podría elevar los costos de generación de energía en México, disminuir la seguridad del suministro eléctrico y por lo tanto frenar el crecimiento económico de la nación.

Podemos resumir los resultados obtenidos en los escenarios en el siguiente cuadro comparativo, donde se muestra el costo nivelado:

⁸⁸ Elaboración propia

Escenario	Ciclo combinado con gn importado por gasoducto (USD2017/MWh)	Ciclo combinado con gnl importado por barco (USD2017/MWh)	Nucleoeléctrica (USD2017/MWh)
Δ \$0.25/mil pies cúbicos/cada año	\$68.66		
Δ \$0.50/mil pies cúbicos/cada año	\$98.56		
Δ \$0.75/mil pies cúbicos/cada año	\$128.46		
Δ \$0.25/mil pies cúbicos/cada 7 años⁸⁹	\$98.52		
Δ de acuerdo a COPAR 2015	\$59.20	\$100.40	
Δ \$0.50/mil pies cúbicos/cada año		\$109.91	
Δ \$1.00/mil pies cúbicos/cada año		\$169.70	
Δ \$1.50/mil pies cúbicos/cada año		\$229.49	
Δ \$0.50/mil pies cúbicos/cada 7 años⁹⁰		\$169.63	
Nucleoeléctrica de acuerdo al COPAR 2015			\$102.58

⁸⁹ Para este escenario se contempla que el gn aumentará el precio en \$0.25/mil pies cúbicos de 2017 a 2023, \$0.50 para 2024- 2030, \$0.75 para 2031-2037, \$1.00 para 2038-2045 y finalmente se estabiliza el precio de 2045 a 2050.

⁹⁰ Para este escenario se contempla que el gn aumentará el precio en \$0.50/mil pies cúbicos de 2017 a 2023, \$1.00 para 2024- 2030, \$1.50 para 2031-2037, \$2.00 para 2038-2045 y finalmente se estabiliza el precio de 2045 a 2050.

Conclusiones

Para la elaboración de este trabajo se consideraron tres factores para determinar la participación de la energía nuclear en la planeación eléctrica en México con el fin de mostrar una visión objetiva y real del panorama que se tiene actualmente en el sector eléctrico, estos factores son:

Técnico

En el factor técnico se consideró el funcionamiento de las centrales de generación en la vida diaria, por lo que se hizo una división de las tecnologías de acuerdo al uso dentro del abastecimiento de la curva de demanda de energía eléctrica, de modo que se concluyó que las plantas nucleares deben ser comparadas con centrales carboeléctricas, de ciclo combinado o termoeléctricas convencionales, sin embargo, por las políticas nacionales y compromisos internacionales en materia de reducción de emisiones, se ha optado por abandonar la generación por medio de termoeléctricas convencionales a corto plazo y carboeléctricas a mediano plazo, resultando como única opción la generación por medio de centrales de ciclo combinado o nucleoeeléctricas para el abastecimiento de la carga base.

Económico

Considerando el factor técnico, fue necesario realizar una comparación entre las tecnologías de ciclo combinado y nuclear, mostrando las características que pueden alterar el costo de generación de electricidad en cada una de ellas. Una vez contemplada esta información, se elaboraron cinco escenarios que se enfocaron en la fuente y comportamiento del precio del gas natural mostrando su efecto en el costo nivelado de generación de energía. Por su parte la tecnología nuclear se consideró que tiene un rango en el costo nivelado de generación de energía que no cambia a través del tiempo.

Al tomar en cuenta la fuente y el precio del gas natural en el futuro, fue posible determinar las consecuencias que se tendrían si se optara por mantener la política de generación de energía por medio de centrales de ciclo combinado.

Como principal resultado del análisis se concluyó que, es necesario cambiar la política de generación de centrales de ciclo combinado y aumentar la cantidad de capacidad instalada de centrales nucleoeeléctricas debido a la sensibilidad que tiene una central de ciclo combinado a aumentar el costo de

generación a causa del incremento del precio del gas natural o de la necesidad de importar el combustible como gas natural licuado.

Es necesario aprovechar al máximo el gas natural con el que cuenta el país para su correcta utilización en los sectores más importantes como el industrial e incluso el residencial y contribuir a mantener el crecimiento económico.

Seguridad

Existe un elemento que se considera como una gran barrera para la expansión del parque nuclear en nuestro país, este es el elemento social y político, debido a que la tecnología nuclear tiene una mala imagen ante la sociedad debido a los accidentes ocurridos durante su historia. Sin embargo, existe el compromiso de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y a su vez mantener un sistema eléctrico seguro, confiable y económico. Además, nos estamos acercando al final de la era de los combustibles fósiles baratos, lo que nos obliga a buscar otras fuentes de generación de electricidad. Todos estos elementos en conjunto crean un escenario perfecto para que la energía nuclear se perfile como una opción real que debemos usar en nuestro país para asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en las diferentes regiones del país.

Bibliografía

- Administration, U. E. (01 de 09 de 2016). *eia*. Obtenido de NATURAL GAS:
<https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9130us3A.htm>
- Administration, U.S. Energy Information. (s.f.). *eia*. Obtenido de Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants:
https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf
- British Petroleum. (06 de 2016). *bp*. Obtenido de BP Statistical Review of World Energy June 2016:
<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (11 de 08 de 2014). *Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de Ley de la Industria Eléctrica:
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (06 de 06 de 2012). *INECC*. Obtenido de Ley General de Cambio Climático: http://www.inecc.gob.mx/descargas/2012_lgcc.pdf
- Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. (24 de 12 de 2015). *Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de Ley de Transición Energética:
http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
- Centro Nacional de Control de Energía. (01 de 2017). *cenace*. Obtenido de Gráfica de Demanda:
<http://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>
- Comisión Federal de Electricidad. (s.f.). *COPAR 2015 generación*. Ciudad de México: Subdirección de Programación.
- Comisión Federal de Electricidad. (2016). *cfe*. Obtenido de Informe Anual 2015:
<http://www.cfe.gob.mx/inversionistas/informacionareguladores/Documents/Informe%20Anual/Informe-Anual-2015-CFE-Acc.pdf>
- Energinet. (2016). *Energinet*. Obtenido de Electricity generation: <http://energinet.dk/EN/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/Elproduktion-i-Danmark/Sider/Elproduktion-i-Danmark.aspx>
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. (2013). *inecc*. Obtenido de Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2010:
http://www.inecc.gob.mx/descargas/cclimatico/inf_inegei_public_2010.pdf

Intergovernmental Panel on Climate Change. (2014). *ipcc*. Obtenido de Climate Change 2014 Mitigation of Climate Change: http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/wg3/ipcc_wg3_ar5_full.pdf

International Atomic Energy Agency. (2017). *iaea*. Obtenido de Under Construction Reactors: <https://www.iaea.org/PRIS/WorldStatistics/UnderConstructionReactorsByCountry.aspx>

México diplomático. (28 de 04 de 2007). *Web archive*. Obtenido de Laguna Verde, Nucleoeléctrica: http://web.archive.org/web/20130419012606/http://www.mexicodiplomatico.org/art_diplomatico_especial/laguna_verde.pdf

Nacional, P. d. (30 de 05 de 2016). *SENER*. Obtenido de Acciones y programas: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>

PEMEX. (20 de 01 de 2016). *PEMEX*. Obtenido de PEMEX factsheet: <http://www.pemex.com/en/investors/investor-tools/Paginas/factsheet.aspx>

Secretaría de Energía. (2015). *gob*. Obtenido de Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44328/Prospectiva_del_Sector_Electrico.pdf

Secretaría de Energía. (2016). *gob*. Obtenido de Complejos Procesadores de Gas Natural, Red de Gasoductos, Estaciones de Compresión y Cuencas Productoras de Gas Natural (2016): http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/116755/3._Mapa_Infraestructura.pdf

Secretaría de Energía. (2016). *sie.energia*. Obtenido de Información estadística: <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>

The Shift Project Data Portal. (30 de 06 de 2016). *tsp-data-portal*. Obtenido de Historical Electricity Generation Statistics: <http://www.tsp-data-portal.org/Historical-Electricity-Generation-Statistics#tspQvChart>

U.S. Energy Information Administration. (21 de 11 de 2016). *eia*. Obtenido de Electric Power Annual 2015: <https://www.eia.gov/electricity/annual/pdf/epa.pdf>

U.S. Energy Information Administration. (05 de 2016). *eia*. Obtenido de International Energy Outlook 2016: [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)

U.S. Energy Information Administration. (Diciembre de 2016). *eia*. Obtenido de U.S. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2015: <https://www.eia.gov/naturalgas/crudeoilreserves/pdf/usreserves.pdf>

Ux Consulting Company. (01 de 06 de 2016). *uxc*. Obtenido de Historical Ux Price Charts: <https://www.uxc.com/p/prices/UxCPriceChart.aspx?chart=spot-u3o8-full>

Westinghouse. (2017). *westinghousenuclear*. Obtenido de Small Modular Reactor by Westinghouse: <http://www.westinghousenuclear.com/New-Plants/Small-Modular-Reactor>

Westinghouse. (2017). *westinhouenuclear*. Obtenido de AP1000 Preussurized Water Reactor: <http://www.westinghousenuclear.com/New-Plants/AP1000-PWR>

World Nuclear Association. (12 de 2016). *world-nuclear*. Obtenido de Supply of Uranium: <http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>

World Nuclear Association. (01 de 03 de 2017). *world-nuclear*. Obtenido de The Economics of Nuclear Power: <http://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>

World Nuclear Association. (03 de 2017). *world-nuclear*. Obtenido de World Energy Needs And Nuclear Power: <http://www.world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/world-energy-needs-and-nuclear-power.aspx>

MÉXICO, D. F. (Mayo) 2017