



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS

INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS

CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

**MODELO ENERGÉTICO PARA EL ANÁLISIS DE SUSTENTABILIDAD
DEL SECTOR PETRÓLEO Y GAS EN MÉXICO**

**TESIS PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRÍA EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA**

ING. ALEXIA IRAIS MATA PÉREZ

DIRECTOR:

DR. ANTONIO RODRÍGUEZ MARTÍNEZ.

SINODALES:

DR. ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMINGUEZ

DR. JESUS CEREZO ROMÁN

DR. DIEGO GARCÍA GUSANO

CUERNAVACA, MORELOS

ENERO 2021



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EN CIENCIAS BÁSICAS Y APLICADAS

Jefatura de Posgrado en Sustentabilidad Energética



Cuernavaca, Morelos, a 17 de mayo de 2021.

DR. DIEGO SEURET JIMÉNEZ
COORDINADOR DEL POSGRADO
EN SUSTENTABILIDAD ENERGÉTICA
P R E S E N T E

Atendiendo a la solicitud para emitir DICTAMEN sobre la revisión de la TESIS titulada “Modelo energético para el análisis de sustentabilidad del sector petrolero y gas en México”., que presenta la alumna **Alexia Irais Mata Pérez**, para obtener el título de **Maestría en Sustentabilidad Energética**,

Nos permitimos informarle que nuestro voto es:

| NOMBRE | DICTAMEN | FIRMA |
|---------------------------------------|----------|-------|
| DR. ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMÍNGUEZ | | |
| DR. JESÚS CEREZO ROMÁN | | |
| DRA. GABRIELA HERNÁNDEZ LUNA | | |
| DR. DIEGO GARCÍA GUSANO | | |
| DR. ANTONIO RODRÍGUEZ MARTÍNEZ | | |

PLAZO PARA LA REVISIÓN 20 DÍAS HÁBILES (A PARTIR DE LA FECHA DE RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO)

NOTA. POR CUESTION DE REGLAMENTACIÓN LE SOLICITAMOS NO EXCEDER EL PLAZO SEÑALADO, DE LO CONTRARIO LE AGRADECEMOS SU ATENCIÓN Y NUESTRA INVITACIÓN SERÁ CANCELADA.

DSJ*MLGE/nmc.

Av. Universidad 1001 Col. Chamilpa, Cuernavaca Morelos, México, 62209.
Tel. (777) 329 70 00, Ext. 6212 / correo: merle.garcia@uaem.mx





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

ROSENBERG JAVIER ROMERO DOMINGUEZ | Fecha:2021-08-16 19:00:07 | Firmante

ITVZ71K7QPQ8Sbvwvxj+zpM+3xQ4FbII5HCeLx724Cd18C+7M9O/56CEMgfikyIKK9QYYUxrxD50K2m2qeFbT0h21rFZktviGWq1mfhmdQldKA+3/DFs8s3J2Z8aPHqTz4Tr1zZwe+9TrY16FSej6n4UWFXSxPYpQoq8a5bM4KAp0A8DscSEtURK9k96Y+Wk/brxrGk8X9S8kjuhNShsARqL/a2hW10IVwnJw5QqHe5ofqQv42bVtWw34HisrRuY6z/HXpmk+xrmm9PB4oEnHvInGurOYWz5aXw8Hhrkl7yglyPhXJaZi7w9RoO9g10Ca1nBSLWg5T2Of6NCrxeQWow==

ANTONIO RODRIGUEZ MARTINEZ | Fecha:2021-08-16 19:26:32 | Firmante

wEn39bU0Z4pgmFXqtPdgT3xPosyXz732EoSqLcrFu+gkVKFIYqGiSONYcF/Yc9IXGJLHBMQAPFHbvOIXC3QUcB2+R4qawbo0ulsfBZOET271aQ0RMI7rvGlz+MXp6FYKwxwGQ QXUhD2RYKwuMYHNYsP61r1kRxn5qKXNazgHECHl/qSsr46BRGH8BdlIn+gTRJ5Pd2WPKPdbjvqg1TMkEvLmoxOluIdoXEyim86e+2e/yMZSA4Flm9H5TjKXdogoBkJaZiUPZG ei1TBVEA8iGQZS429Je7Nv0xMwykeq+tn8cyFvGiluXPI6yoSqp8DM8hw7oTIOB5o3tCrRW3lg==

GABRIELA HERNANDEZ LUNA | Fecha:2021-08-16 20:14:57 | Firmante

wZjzFv7zUilO/xWuxQpxyAH5YFBhZSaPJe4xjn0fThHcHJ/2um/gc2DL9vYNMdnW/oHVH0wagUv0jirmDJ6jf3vZ2/sp8ojQfXnkEQqsf09hXpX/94JN6bw+zbjWJowOEmKOPk0qo bo6kyP7ZCjPeA+sfhhy+7l+XyQM7i09lkfzClaYtcrX6BU/8nDSPmhQrax8Di6UyKkhu174p0S6k4l7rhMdLJwwLIZCccqYqxmPrsp6RN0/TfxYvPbgMqSA1J4VwYI13BwAYuyq3ZEeqh qzA0InV4Lppltg160sfsijKeV+blHNt4d9CHA3DUKKNMmpX5XDVouBzptOYWAW==

JESUS CEREZO ROMAN | Fecha:2021-08-16 23:00:44 | Firmante

WEi/7GuPimGmk5VnhdDvK6JAvDale0XLI7QijfssKtoW7AcCzbxodD7JLF1y+c+kl+0fa3JuEKvL1L6eMsG14cNqVpEqpanlqMFy60nIPBk2wrYdK6JWVc8J+mCNKICpUH8D11Sdl 6frGHC8hbl9XuZYy4HAWKJljo0eYHkHSt5IEOuTkatkOgPyDBWmxGBtgFAX/A4unx9JqSiil0Htdjsu8XZQHewW2IEDW+Has17Ea4a3W7VAoilqJhqXEVkw1rbYqQzje2HrTIKQU vkWmebk0wmakEFXaubUP6BvY/zKHqRPdMoGZtF6H8Tv5a2C6eSejQ/llyZQ5deKSQ==

DIEGO GARCÍA GUSANO | Fecha:2021-08-17 00:49:42 | Firmante

jDkFrWn1KDuVH8Kvvr4pNifY33EG+JHH87sTXZ7R04loNavNxaLlbZOMj5SmRsblyohiS28Ji56NfsUhxhXZDDfGtAtZbfgmEe5f1/vH9OjrtBAIRysCrC8OhHUUDpDz89Bdgmw 2Qabw5AkWtNJRgZoKOLhsUm9CJ3y62reiOjL29abw5C1E1rVUXnFudABeA6YcX7jPTh+xCXJMzU+7FCSUV49QZv3JYjoKKn+yGTwV3VHworWSyA8PL2VNqsEAWUH6Nc0 p59Dav+3bpInhG6VDDGXkraRInEiYxt6/ofTlPm8dqGTyOhf3jGpF2is8h+s16KKEMPXz7y9Q2w==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



nSWAi4

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/pDvak0vWbHAI4ifVeMRv9YAVzJO5aVG8>



Contenido

| | |
|---|----|
| Lista de Figuras..... | 4 |
| Lista de Tablas | 7 |
| Dedicatoria..... | 9 |
| Resumen | 10 |
| Abstract | 12 |
| Capítulo 1. Introducción..... | 14 |
| 1.1 Marco histórico | 16 |
| 1.1.1 Sistema Nacional de Refinación..... | 16 |
| 1.1.2 Industria de procesamiento de gas..... | 17 |
| 1.1.3 Infraestructura del SNR..... | 18 |
| 1.1.4 Infraestructura de procesamiento de gas..... | 20 |
| 1.1.5 Proceso de refinación..... | 20 |
| 1.1.6 Proceso de gas | 22 |
| 1.1.7 Implicaciones ambientales de las refinerías | 24 |
| 1.2 Motivación..... | 25 |
| 1.3 Planteamiento del problema..... | 26 |
| 1.4 Hipótesis..... | 27 |
| 1.5 Objetivos..... | 27 |
| 1.5.1 General..... | 27 |
| 1.5.2 Específicos..... | 27 |
| Capítulo 2. Marco Teórico..... | 29 |
| 2.1 Sector energético en México..... | 29 |
| 2.1.1 Transformación industrial..... | 31 |

| | | |
|-------------|--|----|
| 2.1.2 | Consumo de energía por sector. | 32 |
| 2.2 | Petrolíferos y gas natural. | 36 |
| 2.2.1 | Características del crudo mexicano. | 37 |
| 2.2.2 | Petrolíferos producidos en México. | 37 |
| 2.3 | Refinación. | 41 |
| 2.4 | Complejo Procesador de Gas. | 42 |
| 2.5 | Modelos Energéticos a nivel nacional. | 44 |
| 2.6 | Software Low Emissions Analysis Platform (LEAP). | 44 |
| Capítulo 3. | Metodología. | 46 |
| 3.1 | Búsqueda de información. | 46 |
| 3.2 | Alcance. | 46 |
| 3.3 | Análisis de información. | 49 |
| 3.3.1 | Modelo energético mexicano actual. | 49 |
| 3.3.2 | Balance por producto. | 53 |
| 3.3.3 | Producción de energía primaria. | 59 |
| 3.3.4 | Conversión de energía primaria a secundaria. | 66 |
| 3.3.4 | Adiciones a la capacidad de procesamiento. | 74 |
| 3.4 | Análisis de escenarios. | 74 |
| 3.4.1 | Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2017-2032. | 75 |
| 3.4.2 | Prospectiva de Gas L.P. 2017-2031. | 79 |
| 3.4.3 | Prospectiva de Gas Natural 2017-2031. | 80 |
| 3.4.4 | Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos. | 81 |
| 3.4.5 | Agenda 2030 de la ONU. | 81 |
| 3.5 | Introducción de la información al software LEAP. | 82 |

| | | |
|------------------------------|--|-----|
| 3.5.1 | Estructura funcional..... | 82 |
| 3.5.2 | Limitaciones y suposiciones. | 83 |
| Capítulo 4. | Resultados. | 88 |
| 4.1 | Comparativo de fuentes oficiales con resultados obtenidos en el modelo. | 88 |
| 4.1.2 | Demanda. | 88 |
| 4.2 | Escenario de referencia: Business As Usual..... | 89 |
| 4.2.1 | Demanda. | 89 |
| 4.2.1.1 | Emisiones producidas por demanda. | 90 |
| 4.2.2 | Transformación..... | 95 |
| 4.1.3 | Recursos. | 99 |
| Escenario: Agenda 2030. | | 100 |
| 4.2.2 | Demanda. | 100 |
| 4.2.3 | Emisiones de demanda. | 101 |
| 4.3 | Discusión de resultados..... | 104 |
| Capítulo 5. | Conclusiones y recomendaciones. | 107 |
| 5.1 | Conclusiones..... | 107 |
| 5.2 | Recomendaciones. | 108 |
| 6 | Referencias. | 109 |
| Anexo A. | Requisitos de titulación..... | 112 |

Lista de Figuras.

| | |
|--|-----------|
| <i>Figura 1. Modelo energético mexicano al año 2017. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, 2020</i> | <i>30</i> |
| <i>Figura 2. Distribución de Transformación Industrial. Fuente: Portal comercial de PEMEX,2020.</i> | <i>31</i> |
| <i>Figura 3. Distribución de consumo energético del sector industria al 2017. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, 2020</i> | <i>33</i> |
| <i>Figura 4. Distribución del consumo energético del sector transporte al 2017.</i> | <i>34</i> |
| <i>Figura 5. Distribución del consumo energético del sector Otros al 2017.</i> | <i>35</i> |
| <i>Figura 6. Distribución del consumo energético del sector no energético al 2017.</i> | <i>36</i> |
| <i>Figura 7. Procesos principales en una refinería. Fuente: Del Rosal Díaz, 2018</i> | <i>41</i> |
| <i>Figura 8. Proceso de gas natural. Fuente: SENER, 2018</i> | <i>44</i> |
| <i>Figura 9. Distribución de refinerías, oleoductos y poliductos. Fuente: SENER,2015.....</i> | <i>47</i> |
| <i>Figura 10. Infraestructura de Gas Natural en México. Fuente: SENER, 2020.</i> | <i>48</i> |
| <i>Figura 11. Distribución de crudo y gas seco para el área de refinación al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER y PEMEX, creado con www.sankeyflowshow.com, 2020</i> | <i>50</i> |
| <i>Figura 12. Distribución de gas natural y condensados a plantas de gas y fraccionadoras al 2017. Elaboración propia con datos de SENER y PEMEX, creado con www.sankeyflowshow.com, 2020.....</i> | <i>51</i> |
| <i>Figura 13. Interconexión de Refinación, Proceso de gas y Fraccionadoras al 2017.</i> | <i>52</i> |
| <i>Figura 14. Balance de energía general. Fuente: Elaboración propia.....</i> | <i>53</i> |
| <i>Figura 15. Balance de Gas Natural a Gas Seco al 2017.....</i> | <i>54</i> |

| | |
|---|-----------|
| <i>Figura 16. Balance de Gas Seco al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.</i> | <i>55</i> |
| <i>Figura 17. Balance de Gas L.P. al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.</i> | <i>56</i> |
| <i>Figura 18. Balance de Gasolinas y naftas al 2017.</i> | <i>56</i> |
| <i>Figura 19. Balance de Queroseno al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.</i> | <i>57</i> |
| <i>Figura 20. Balance de Diésel al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.</i> | <i>57</i> |
| <i>Figura 21. Balance de Combustóleo al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.</i> | <i>58</i> |
| <i>Figura 22. Balance de Coque de petróleo al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.</i> | <i>59</i> |
| <i>Figura 23. Producción de crudo por región. Fuente: SENER, 2019</i> | <i>61</i> |
| <i>Figura 24. Comportamiento de producción de los petrolíferos en México. Fuente: SENER, 2019.</i> | <i>69</i> |
| <i>Figura 25. Producción de petróleo por escenarios. Fuente: SENER, 2019 ..</i> | <i>76</i> |
| <i>Figura 26. Distribución de crudo por escenarios, Fuente: SENER, 2019</i> | <i>77</i> |
| <i>Figura 27. Demanda sectorial de gas natural.....</i> | <i>80</i> |
| <i>Figura 28. Estructura funcional del modelo propuesto (elaboración propia).</i> | <i>83</i> |
| <i>Figura 29. Crecimiento económico de México. Fuente: Banco Mundial, 2020</i> | <i>85</i> |
| <i>Figura 30. Comparativa de datos de SENER vs Modelo energético. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.....</i> | <i>88</i> |
| <i>Figura 31. Distribución de demanda de combustibles fósiles durante años históricos. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.</i> | <i>89</i> |
| <i>Figura 32. Resultados de distribución de demanda de combustibles fósiles 2031 – 2050. Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER, 2019. ...</i> | <i>90</i> |
| <i>Figura 33. Potencial de Calentamiento Global a 100 años para los años históricos. Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018.</i> | <i>90</i> |

| | |
|---|-----|
| <i>Figura 34. Potencial de Calentamiento Global a 100 años . Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018.</i> | 93 |
| <i>Figura 35. Proceso de crudo en el SNR. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2020.</i> | 96 |
| <i>Figura 36. Proceso de gas natural en los CPG´s. Elaboración propia con datos de SENER, 2019</i> | 97 |
| <i>Figura 37. Emisiones de CO₂ en transformación industrial para el escenario Business As Usual. Fuente: Elaboración propia con información del INECC y PEMEX, 2019.</i> | 98 |
| <i>Figura 38. Producción local de recursos primarios. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.</i> | 100 |
| <i>Figura 39. Demanda del escenario A2030. Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU y SENER, 2019.</i> | 101 |
| <i>Figura 40. Emisiones de CO₂ para Demanda del escenario A2030. Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU y SENER, 2019.</i> | 102 |
| <i>Figura 41. Importaciones en el Sistema Nacional de Refinación. Escenario: Agenda 2030. Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU, 2020 y SENER, 2019</i> | 103 |
| <i>Figura 42. Importaciones en Procesamiento de gas. Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU, 2020 y SENER, 2019</i> | 103 |

Lista de Tablas

| | |
|---|-----------|
| <i>Tabla 1. Infraestructura del SNR. Fuente: SENER, 2019.....</i> | <i>19</i> |
| <i>Tabla 2. Capacidad instalada de las refinerías. Fuente: SENER,2019.</i> | <i>19</i> |
| <i>Tabla 3. Capacidad de proceso de los Complejos Procesadores de Gas. Fuente: SENER, 2018.</i> | <i>21</i> |
| <i>Tabla 4. Especificaciones de los crudos mexicanos. Fuente: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, 1998</i> | <i>39</i> |
| <i>Tabla 5. Importaciones de petrolíferos. Fuente: SENER,2020.....</i> | <i>40</i> |
| <i>Tabla 6. Importaciones de petrolíferos. Fuente: SENER,2020.....</i> | <i>40</i> |
| <i>Tabla 7. Producción de energía primaria en PJ Fuente: SENER, 2019</i> | <i>60</i> |
| <i>Tabla 8. Envío de energía primaria a transformación en PJ. Fuente: SENER, 2019</i> | <i>60</i> |
| <i>Tabla 9. Producción de crudo por región. Fuente: SENER, 2019</i> | <i>61</i> |
| <i>Tabla 10. Producción de crudo por tipo. Fuente: SENER, 2019</i> | <i>62</i> |
| <i>Tabla 11. Producción de Gas Natural por región. Fuente: PEMEX,2019.</i> | <i>62</i> |
| <i>Tabla 12. Exportaciones de crudo por destino Fuente: SENER, 2019</i> | <i>63</i> |
| <i>Tabla 13. Distribución de crudo. Fuente: SENER,2019</i> | <i>63</i> |
| <i>Tabla 14. Exportaciones de crudo en PJ. Fuente: SENER, 2019.....</i> | <i>64</i> |
| <i>Tabla 15. Comercio exterior de gas natural. Fuente: PEMEX, 2018</i> | <i>64</i> |
| <i>Tabla 16. Proceso de crudo por refinería. Fuente: SENER, 2019.....</i> | <i>65</i> |
| <i>Tabla 17. Distribución de Gas Natural, Fuente: PEMEX, 2019</i> | <i>66</i> |
| <i>Tabla 18. Producción de energía secundaria en refinación en PJ. Fuente: SENER, 2019</i> | <i>67</i> |
| <i>Tabla 19. Producción de energía secundaria en plantas de gas (endulzadora y criogénica). Fuente: SENER, 2019.</i> | <i>67</i> |
| <i>Tabla 20. Producción de energía secundaria en plantas de gas (fraccionadoras). Fuente: SENER, 2019.....</i> | <i>68</i> |
| <i>Tabla 21. Empate de rubros del PIB. Fuente: SIE, BIE 2019.</i> | <i>70</i> |
| <i>Tabla 22. Importaciones de petrolíferos y gas seco. Fuente: SENER, 2019</i> | <i>73</i> |

| | |
|--|----|
| <i>Tabla 23. Exportaciones de petrolíferos y gas seco. Fuente: SENER 2019.</i> | 74 |
| <i>Tabla 24. Incremento en población para 2050. Fuente: Elaboración propia con datos del INEGI, 2019.....</i> | 84 |
| <i>Tabla 25. Intensidades energéticas por sector (MJ/USD). Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI, 2019 y SENER, 2020.</i> | 86 |
| <i>Tabla 26. Factores de emisión para combustibles fósiles. Fuente: INECC,2014.</i> | 87 |
| <i>Tabla 27. Factores de emisión para petróleo crudo en refinación. Fuente: IMP,2012</i> | 87 |
| <i>Tabla 28. Potencial de Calentamiento Global a 100 años para los años históricos. Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018</i> | 91 |
| <i>Tabla 29. Potencial de Calentamiento Global a 100 años . Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018.</i> | 93 |

Dedicatoria.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología por el apoyo académico y económico para realizar este trabajo de investigación.

A mis padres Víctor y Victoria por apoyarme durante todo el camino recorrido, el cual reconozco ha sido difícil pero nunca me han dejado sola: TODO MI AMOR, ADMIRACIÓN Y RESPETO PARA USTEDES.

A mis hermanos Denisse y Roberto por ser los mejores compañeros de vida, consejeros y amigos que pude tener, los amo.

A mi prometido pro Jordan por seguir aquí a pesar de todo y darme todo su cariño, sé que la vida nos permitirá seguir de la mano hasta el final.

A mi asesor, el Dr. Antonio Rodriguez por todo el apoyo, atención y paciencia que tuvo para guiarme en la obtención de este grado, siempre estaré en deuda con usted.

A mis maestros y guías durante toda la maestría: Mtro. David Castrejón Botello Dr. Rosenberg Javier Romero Domínguez, Dr. David Juárez, Dra. Arianna Parrales, Dr. Jesús Cerezo, Dr. Diego García, Mtra. Merle Lisbet García Estrada y Mtra. Margarita Figueroa; gracias por darme este regalo invaluable llamado conocimiento y por hacerlo con tanto empeño y amor a la profesión.

Resumen

El sector de hidrocarburos es una de las bases fundamentales del modelo energético mexicano. En el año 2018 representó el 72% de la demanda de energía del país, sin embargo, también es el más contaminante de todos; en la presente investigación se realizó una recopilación de los históricos de producción, procesamiento y demanda del sector de hidrocarburos con el objetivo de analizar la sustentabilidad energética del mismo.

La Agencia Internacional de la Energía reportó que en el año 2018 México produjo 261 Mtoe, de las cuales consumió un 48% y el restante se repartió en exportaciones (28%), pérdidas (15%) y cambios en el almacenamiento (9%); del total producido el 50% corresponde a hidrocarburos (crudo, gas y condensados) que constituyen energía primaria.

Para efectos de análisis, se toman en cuenta tres diferentes estructuras de distribución, la primera corresponde al área de refinación, la segunda a procesamiento de gas y la tercera al balance entre las dos primeras tomando en cuenta los líquidos del gas. Posteriormente se realizó una recopilación de los datos históricos de producción, procesamiento y demanda, así como las especificaciones de los hidrocarburos, análisis de prospectivas de desarrollo del sector energético y se introdujeron estos datos en la plataforma de desarrollo “LEAP”. Posteriormente, se proponen dos escenarios: el primero denominado Business As Usual (BAU) esta basado en las prospectivas de desarrollo publicadas por la Secretaría de Energía, mientras que el segundo, llamado A2030, se basa en el Objetivo de Desarrollo Sustentable no. 7 del documento “Agenda 2030” de la ONU.

En los resultados, se observó que los dos escenarios propuestos tienen diferencias muy amplias; el escenario BaU basado en las prospectivas de desarrollo de la Secretaría de Energía muestra un crecimiento exponencial de emisiones y una declinación de los yacimientos consistentes en reservas

probadas más probables (2p); por otro lado, el escenario A2030 basado en el Objetivo de Desarrollo Sustentable no. 7 fracción I, muestra que, de cumplir con este objetivo, México emitiría 50% menos gases de efecto invernadero para 2050 de lo que emitió en 2017.

Debido a lo anterior se concluye que es posible analizar la sustentabilidad actual y futura del Sistema Nacional de Refinación (SNR), así como de los Complejos Procesadores de Gas (CPG) a través de la realización de un modelado energético.

Abstract

The hydrocarbon sector is one of the fundamental bases of the Mexican energy model; in 2018 it represented 72% of the country's energy demand, however, it is also the most polluting of all; in this research, a compilation of the production, processing and demand histories of the hydrocarbon sector was carried out in order to analyze its energy sustainability.

According to the International Energy Agency, in 2018 Mexico produced 261 Mtoe, of which it consumes 48% and the remainder is distributed between exports (28%), losses (15%) and changes in the stock (9%); of the total produced, 50% corresponds to hydrocarbons (crude, gas and condensates) that constitute primary energy.

For analysis purposes, three different distribution structures are taken into account, the first corresponds to the refining area, the second to gas processing and the third to the balance between the first two taking into account gas liquids. Subsequently, a compilation of the historical data of production, processing and demand, as well as the specifications of the hydrocarbons, analysis of prospects of development of the energy sector was carried out and these data were entered in the development platform "Low Emissions Analysis Platform". Subsequently, two scenarios are proposed: the first called Business As Usual (BAU) is based on the development prospects published by the Ministry of Energy, while the second, called A2030, is based on the Sustainable Development Goal no. 7 of the document "Agenda 2030" of the UN

Regarding the results, it was observed that the two proposed scenarios have very wide differences; the BaU scenario based on Mexican Energy Secretary's development prospects shows an exponential growth in emissions and a hyperbolic decline in the reservoirs consisting of 2p reserves (proved plus probable); on the other hand, the A2030 scenario based on the Sustainable

Development Goal no. 7 section I shows that, if this objective is met, Mexico would emit 50% less greenhouse gases by 2050 than it did in 2017.

Due to the foregoing, it is concluded that it is possible to analyze the current and future sustainability of the National Refining System and the Gas Processing Complexes through the performance of energy modeling.

Capítulo 1. Introducción.

El sistema de hidrocarburos es la unión de las diferentes etapas necesarias para obtener los subproductos del petróleo, los cuales son:

1. Estudios de Yacimientos/Geofísica.
2. Perforación.
3. Terminación.
4. Producción.
5. Recolección, Separación y Bombeo.
6. Transformación industrial (Complejos procesadores de gas, refinación y petroquímica).

Estas etapas trabajan de forma conjunta para localizar, delimitar y desarrollar un yacimiento, así como producir, recolectar, tratar y convertir los hidrocarburos extraídos del mismo. El presente proyecto se enfoca únicamente en dos de los componentes de la etapa de Transformación Industrial: la refinación y proceso de gas.

La selección de dichos componentes se dio gracias a que la refinación resulta ser la más contaminante de las seis; tan solo en 2017 la refinación de crudo en México obtuvo una intensidad de emisiones de 39.6 toneladas de CO₂ equivalente por cada mil barriles de petrolíferos producidos, en comparación con la actividad de exploración y producción de petróleo y gas que contaminó 31% más que refinación en el año, pero su intensidad de emisiones es menor debido a que producen 70% más barriles (PEMEX, Informe de Sustentabilidad 2018, 2020). El proceso de gas obtiene para el mismo año una intensidad de emisiones de 3.8 toneladas de CO₂ equivalente por cada millón de pies cúbicos de gas procesado, esta etapa fue elegida para realizar un mejor análisis del modelo, debido a que comparte salidas con el SNR.

La línea de negocio “Transformación Industrial” aportó en 2017 el 66.3% de las emisiones directas de gases de efecto invernadero y tuvo un consumo energético del 48.3% de los requerimientos energéticos publicados por PEMEX (PEMEX, Informe de Sustentabilidad 2018, 2020).

Por otro lado, en los últimos 5 años, las reservas de petróleo crudo equivalente en México han reportado una disminución del orden de 37% para las reservas 1p (probadas) (CNH, 2019), además de que para 2017 el 54% de la producción de crudo en el país corresponde a crudo pesado, el 35% a ligero y el restante 11% a crudo superligero (PEMEX, 2019). Esto quiere decir que el crudo producido en México, no cuenta con un buen rendimiento de destilación, lo cual se traduce en menor producción de petrolíferos ligeros.

En conjunto con el cambio climático, la disminución y posterior fin de los recursos fósiles, forman una razón suficiente para comenzar a evaluar y mejorar la sustentabilidad de los procesos que utilizamos actualmente.

Por otro lado, los modelos energéticos, desarrollados por primera vez en 1960 (Nathalie Spittler, 2019), son una forma de analizar los procesos utilizados en el sistema energético, para facilitar la identificación de etapas o procesos que pueden ser optimizados. Estas herramientas proveen un acercamiento más preciso al objetivo final, que es el de disminuir las emisiones de gases nocivos a la atmósfera.

1.1 Marco histórico

1.1.1 Sistema Nacional de Refinación.

El Sistema Nacional de Refinación ha sufrido diversos cambios a lo largo de la historia de la industria petrolera en México.

La primera refinería en México data del año 1880 con la inauguración de la refinería “El Águila” cuya capacidad era de 500 barriles diarios y para 1901 se construye en San Luis Potosí una refinería dedicada a producción de asfalto con capacidad de 2,000 barriles diarios.

En 1911 se inaugura la refinería “Ciudad Madero” con capacidad para 20 mil barriles diarios, además de una refinería ubicada en Mata Redonda, Veracruz con capacidad para 75 mil barriles diarios (Colohua Ramírez, 2020).

Para el 18 de marzo de 1938 cuando tiene lugar la expropiación petrolera, el país contaba ya con 6 refinerías que fueron adjudicadas a Petróleos Mexicanos.

En 1950 entran en operación tres refinerías más: Poza Rica, Ing. Antonio M. Amor (Salamanca, Guanajuato) y Reynosa y para 1956 se reconfigura la refinería “Gral. Lázaro Cárdenas del Rio” en Minatitlán, Veracruz, existente desde el año 1909, para finalizar la reconfiguración con una capacidad de proceso de 50 mil barriles diarios; en este mismo año se iniciaron las operaciones de la refinería “Francisco I. Madero” en Tampico, Tamaulipas con una capacidad de 125 mil barriles diarios.

En el año 1976 entra en operación la refinería “Miguel Hidalgo” en Tula, Hidalgo, con una capacidad de proceso de 150 mil barriles diarios; tres años después, en 1979, se inaugura la refinería “Hector R. Lara Sosa” ubicada en Cadereyta, Nuevo León, siendo la primera en ser diseñada para separar el azufre de las gasolinas (Cervantes, 2019).

La última de las refinerías existentes en el SNR es “Antonio Dovalí”, desarrollada por PEMEX comenzó operaciones el 4 de abril de 1979 con capacidad de 160 mil barriles diarios de proceso.

Para 1997 se instaura el SNR con solo seis refinerías en operación: Cadereyta, Madero, Minatitlán, Salamanca, Salina Cruz y Tula.

1.1.2 Industria de procesamiento de gas.

Los Complejos Procesadores de Gas (CPG), son parte de la filial de PEMEX denominada “Gas y Petroquímica Básica”; la historia de estos inicia en el año 1945 con el descubrimiento del yacimiento “misión” en el norte del país. Para finales de la década de los cuarenta, México no contaba con la infraestructura suficiente para comercializar gas natural debido a lo cual solo se utilizaba para autoabastecimiento.

La situación cambia para la década de 1950 y 1960 dentro de las cuales la producción de gas natural aumenta en un 80% y para finales de 1964 el gas representa el 44% de las reservas totales de hidrocarburos del país

Estos panoramas originaron un aumento en la red de gasoductos, tanto en longitud como en diámetro y a finales de los 70 se contaba con más de 4 mil kilómetros de líneas de conducción, contando con el 70% de producción de campos de gas no asociado al crudo (Márquez H., La Industria del gas natural en México)

La instalación de los complejos procesadores de gas inicia en 1951 con el CPG de Poza Rica, Veracruz; cuatro años después entra en operación el de Burgos-Reynosa.

Para 1958 se inaugura el CPG Ciudad Pemex en Macuspana, Tabasco, en 1972 y 1974 entran en operación La Venta (Huimanguillo, Tabasco) y Cactus (Reforma, Chiapas); en la década de los 80 inician dos: Matapionche (Cotaxtla, Veracruz 1981), Nuevo Pemex (Centro, Tabasco 1984).

Finalmente inicia operaciones el CPG Coatzacoalcos (Coatzacoalcos, Veracruz) en 1997 y Arenque (Cd. Madero, Tamaulipas) en 2003.

Los CPG se encuentran en la región sur- sureste del país (7) y en la región noreste (3); los más grandes son los de Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex y en ellos se endulza el 92% del gas amargo, 66% de proceso de gas dulce y 97% de la recuperación de azufre (SENER, 2019).

1.1.3 Infraestructura del SNR.

El SNR es el conjunto de instalaciones necesarias para realizar el proceso de conversión de energía primaria a secundaria del petróleo crudo, denominado “refinación”. Este proceso consiste en separar los componentes del crudo y adecuar sus características a las necesidades de la sociedad.

Por otro lado, se entiende como refinería al centro de trabajo donde el petróleo crudo se transforma en sus derivados. Esta transformación se logra mediante los procesos de: destilación atmosférica, destilación al vacío, hidrodesulfuración, desintegración térmica, desintegración catalítica, alquilación y reformación catalítica, entre otros.

La infraestructura actual del Sistema Nacional de Refinación se encuentra enlistada en la Tabla 1 (SENER, Refinación, 2015).

En la Tabla 2, se muestra la capacidad de procesamiento de crudo en miles de barriles diarios instalada en las refinerías al año 2019.

Tabla 1. Infraestructura del SNR. Fuente: SENER, 2019

| <i>Nombre</i> | <i>Cantidad</i> |
|------------------------------|---------------------------------|
| Refinerías | 6 |
| Oleoductos | 4,647 km |
| Poliductos | 9,115 km |
| Embarcaciones | 7 propios y 13 arrendados |
| Transporte terrestre | 1,849 propios y 2,978 fletados. |
| Terminales de Abastecimiento | 77 terrestres y 15 marítimas |
| Estaciones de Servicio | 7,940 |

Tabla 2. Capacidad instalada de las refinerías. Fuente: SENER, 2019.

| Nombre | Capacidad (Mbd) |
|---------------|------------------------|
| Cadereyta | 275 |
| Madero | 190 |
| Minatitlán | 285 |
| Salina Cruz | 330 |
| Salamanca | 245 |
| Tula | 315 |

1.1.4 Infraestructura de procesamiento de gas.

La infraestructura del procesamiento de gas está dividida por regiones; norte, noreste, sur, centro y sureste y es importante destacar que no toda la infraestructura para proceso y distribución de gas natural es propiedad nacional.

Una de las partes principales de la infraestructura es el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) (SENER, 2019) que en la actualidad cuenta con:

- 8610.8 km de gasoductos con diámetros desde 4” (0.1 m) hasta 48” (1.21 m).
- 9 estaciones de compresión
- 359 válvulas de seccionamiento
- 142 trampas de envío de diablos
- 141 trampas de recibo de diablos
- 121 estaciones de regulación y medición (ERM)

Además, México cuenta con 9 complejos procesadores de gas, enlistados en la Tabla 3.

1.1.5 Proceso de refinación

La refinación es un conjunto de procesos aplicados al petróleo crudo para separar los componentes que van a ser utilizados y adecuarlos a las especificaciones de los subproductos de este y cuenta con diversos procesos, que pueden ser secuenciales dependiendo de la refinería, los cuales son (SENER, 2015):

- Destilación atmosférica.

En esta etapa se separa la mezcla de los hidrocarburos líquidos en componentes específicos, a través de la aplicación de calor aprovechando los diferentes puntos de ebullición de cada uno.

Tabla 3. Capacidad de proceso de los Complejos Procesadores de Gas.

Fuente: SENER, 2018.

| CPG | Endulzamiento gas amargo (MMpcd) | Endulzamiento condensados (Mbpd) | Recuperación de azufre (tpd) | Criogénica (MMpcd) | Fraccionamiento de líquidos (Mbpd) |
|----------------|----------------------------------|----------------------------------|------------------------------|--------------------|------------------------------------|
| Poza Rica | 250 | --- | 64 | 490 | 22 |
| Reynosa-Burgos | --- | --- | --- | 1200 | 18 |
| Ciudad Pemex | 1290 | --- | 816 | 915 | --- |
| La venta | --- | --- | --- | 182 | --- |
| Cactus | 1,960 | 48 | 1513 | 1275 | 104 |
| Matapionche | 109 | --- | 40 | 125 | --- |
| Nuevo Pemex | 880 | 96 | 800 | 1500 | 208 |
| Coatzacoalcos | --- | --- | --- | 192 | 217 |
| Arenque | 34 | --- | 13 | 33 | --- |

- Destilación al vacío.

Esta etapa se considera secundaria por tratarse de un proceso intermedio que recibe el residuo de la etapa de destilación atmosférica, y separa el gasóleo, así como las fracciones pesadas para elaboración de lubricantes.

- Desintegración catalítica.

Esta etapa descompone las moléculas de los hidrocarburos más pesados, en moléculas más simples y ligeras, a través de la aplicación de calor y presión, así como el uso de catalizadores. En esta etapa se incrementa el rendimiento de la gasolina.

- Hidrotratamiento.

En esta etapa se estabiliza catalíticamente a los petrolíferos, elimina componentes contaminantes (azufre y compuestos nitrogenados) a través de una reacción con hidrogeno a temperaturas comprendidas entre 315-430°C y con presiones entre 7-210 kg/cm, en presencia de diversos catalizadores.

- Reducción de viscosidad.

Proceso empleado para obtener hidrocarburos de bajo peso molecular (gases, gasolina, gasóleo y residuo), a partir de residuos de la destilación al vacío que son de alta viscosidad.

- Reformación.

Este proceso mejora la calidad antidetonante de la gasolina modificando la estructura molecular. Existen dos tipos: térmica y catalítica.

- Terametil Metil Eter (TAME) y Metil Terbutil Eter (MTBE).

Por último, se le agregan aditivos para incrementar el octanaje de la gasolina, y su utilización depende de la composición y calidad de las gasolinas.

1.1.6 Proceso de gas

Un Complejo Procesador de Gas es un centro de trabajo donde se endulza el gas amargo, así como los condensados y posteriormente se fraccionan para obtener sus derivados, las salidas en este caso son:

- 1) Gas seco
- 2) Gas LP
- 3) Naftas
- 4) No energéticos

Los procesos involucrados son:

- Separación.

Este proceso es realizado desde las Estaciones de Recolección y Bombeo (ERB); consiste en separar los hidrocarburos líquidos de los gaseosos, así como de agua y sedimentos

- Endulzamiento de gas amargo:

Este es el proceso inicial realizado en los CPG's en el cual se introduce el gas amargo extraído de los pozos en una torre absorbadora para quitarle los componentes ácidos y las impurezas, es por ello por lo que se conoce como "endulzamiento" y tiene como salida un gas húmedo y dulce.

- Endulzamiento de condensados amargos:

Este proceso consiste, de igual manera, en quitarle los componentes amargos a los líquidos del gas y tiene como salida condensados dulces.

- Recuperación de azufre:

En este proceso se convierte el ácido sulfhídrico presente en el gas natural en azufre elemental, su entrada es un gas ácido compuesto por CO_2 y H_2S y su salida es azufre líquido.

- Proceso criogénico:

En esta etapa, el gas natural húmedo dulce se enfría y presuriza, provocando una condensación de los líquidos presentes en el gas, así como la remoción total de agua, posteriormente se pasa la corriente por un separador y tiene como salida el gas natural seco listo para su inyección al SNG y líquidos del gas natural que sirven de carga a las fraccionadoras.

- Fraccionadoras:

Aquí se reciben los condensados dulces de los procesos anteriores o directamente de la producción; a pesar de que se contabilizan sus entradas y salidas como un proceso externo, este también forma parte de los CPG y consta de cuatro torres: desetanizadora (su salida es gas etano), desbutanizadora (cuya salida es gas lp), despropanizadora (en caso de ser necesario que se separe el butano del propano) y repasadora (en la que quedan los componentes más pesados del proceso y su salida es gasolina natural conocida como “nafta”), el modo de operación de las cuatro torres consiste en una destilación controlada.

1.1.7 Implicaciones ambientales de las refinerías

Las diversas etapas del proceso de refinación tienen implicaciones ambientales que muchas veces quedan implícitas y en ocasiones son irreversibles.

De acuerdo con el columnista Salvador García Liñán (2015) del diario “El Financiero” la contaminación del aire provocada por las refinerías se debe principalmente al atraso tecnológico de estas debido a que las plantas no se han modernizado ni se ha tomado en cuenta la introducción de tecnología más eficiente y su ubicación debido a que se encuentran en centros con población numerosa.

Por otro lado, Karol García (2020) columnista del diario “El Economista” señala que tan solo la refinería de Salamanca genera el 80% del dióxido de azufre que contamina el estado de Guanajuato, mientras que la refinería de Tula.

Finalmente, el informe anual de PEMEX 2019 muestra un aumento de intensidad de emisiones relacionadas a la refinación al pasar de 49.67 toneladas de CO₂ equivalente por cada mil barriles de crudo procesado en 2018 a 55.34 en 2019.

Aun con ello, en la República Mexicana existe un alto grado de incertidumbre acerca de las verdaderas implicaciones ambientales de cada una de las refinерías, un ejemplo de ello es que la única Manifestación de Impacto Ambiental disponible es la de la Refinería “Dos Bocas” cuyo proyecto inició en 2019.

Por otro lado, la capacidad instalada total es de 1,615,000 de barriles diarios, sin embargo, en septiembre de 2019 se informó que la eficiencia del sistema paso del 38% al 50% (González, 2019). Ya que el sistema energético mexicano está basado principalmente en fósiles, el 50% de eficiencia cubre aproximadamente el 60% de la demanda de petrolíferos.

Sin embargo, el valor del petróleo en México representa el 6.6% del PIB, por lo cual se considera una de las bases de la economía y es necesario actualizar las instalaciones, así como buscar mayor eficiencia energética.

1.2 Motivación.

A partir de la entrada en vigor de la reforma energética, publicada el día 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación, donde se permite inversión extranjera en el sector hidrocarburos, los procesos anteriormente mencionados se modificaron. Posteriormente el día 24 de diciembre de 2015 se publicó la Ley de Transición Energética (LTE) de la cual se desprende la Estrategia de Transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios, el documento propone:

“El diseño de la Estrategia como el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazo en materia de Energías Limpias, aprovechamiento sustentable de la energía, mejora en la productividad energética y reducción económicamente viable de las emisiones contaminantes” (Coldwell, 2016).

El 6 de junio de 2012 se publicó en el DOF la Ley General de Cambio Climático (LGCC), que tiene como objetivo garantizar el derecho a un medio ambiente sano, a un desarrollo sustentable, así como a la preservación y restauración del equilibrio ecológico. Una de las principales características de la LGCC, es el establecimiento de un conjunto de metas con el fin de orientar el desempeño de México hacia una economía baja en carbono. Respecto a emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero (GEI), en el artículo segundo transitorio de la LGCC se asume una meta aspiracional de reducirlas al 2020 un 30% con respecto a la línea base; así como un 50% de reducción de emisiones al 2050, en relación con las emitidas en el año 2000. Mientras que el artículo tercero transitorio de la LGCC, establece el objetivo de lograr por lo menos 35% de generación de energía eléctrica a base de energías limpias para el año 2024 (Coldwell, 2016).

Todas estas regulaciones tienen como objetivo principal la disminución de los gases tipo invernadero dentro de los cuales se encuentra el CO₂ ya que en los próximos años el cambio climático supondrá un gran reto para la industria energética convencional.

Debido a ello es necesario implementar modelos que optimicen y faciliten la transición a un sistema energético menos emisor.

1.3 Planteamiento del problema.

En la actualidad y de acuerdo con las normativas planteadas para transición energética, es necesario cambiar ciertos aspectos de los sistemas que manejamos para generación de energía.

El sector de hidrocarburos contribuye significativamente a las emisiones de CO₂. Petróleos Mexicanos reportó en el informe de sustentabilidad de 2017, un total de 39.9 MMt CO₂eq, de las cuales, el 40.9% son producidas por la línea de negocio “PEMEX transformación industrial”, dentro de la que se

considera: procesamiento de gas, refinación de petrolíferos y producción de petroquímicos (PEMEX, 2017).

El impacto ambiental producido por estas emisiones va desde el aumento de temperaturas hasta la expansión oceánica debida al deshielo acelerado.

Por otro lado, la generación de energía en México es principalmente a partir de recursos fósiles, por lo cual actualmente no se cuenta con las condiciones óptimas para dejar de utilizar estos en el corto plazo, pero si es posible disminuir las implicaciones ambientales de los procesos actuales, facilitando la transición energética a sistemas de generación más sostenibles.

1.4 Hipótesis.

El diseño e implementación de un modelo energético y el análisis de sensibilidad facilitará la evaluación al 2050 de la sustentabilidad del Sistema Nacional de Refinación en México.

1.5 Objetivos.

1.5.1 General.

Diseñar e implementar por medio de software un modelo energético del Sistema Nacional de Refinación para el sector de hidrocarburos en México.

1.5.2 Específicos.

- Realizar un análisis del panorama actual del Sistema Nacional de Refinación en México.
- Búsqueda, análisis y selección de indicadores de desempeño de sistemas de refinación.
- Diseñar e implementar un modelo energético que sea aplicable al sector hidrocarburos, utilizando una herramienta de software (LEAP).

- Análisis de escenarios de crecimiento del sistema de refinación.
- Generación de recomendaciones para el desarrollo sustentable del sistema de refinación.

Capítulo 2. Marco Teórico.

2.1 Sector energético en México.

El consumo energético en México está basado principalmente en hidrocarburos, según los datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés). Para 2017 el sector energético se distribuyó de acuerdo con la Figura 1.

Según lo ilustrado en el diagrama Sankey de la IEA, para 2017 aproximadamente el 44% de la producción neta de energéticos correspondió a petróleo crudo, del cual el 42% se envió a transformación industrial para la obtención de sus derivados y el resto se exportó.

En México se produce aproximadamente el 47% de la demanda de petrolíferos del país y el 53% restante se importa. De los petrolíferos producidos e importados, el 10% se utiliza para generación de energía eléctrica, el 8% se exporta y el 82% restante se distribuye en los sectores industria, transporte, otros y uso no energético.

La producción de gas natural corresponde al 10% de la generación total de energía, esto a su vez satisface el 43% de nuestra demanda interna, debido a lo cual el 57% restante se importa. Del total de gas natural producido e importado: el 60% se va a la generación de electricidad y el 40% restante se distribuye en los sectores industria, transporte, otros y uso no energético.

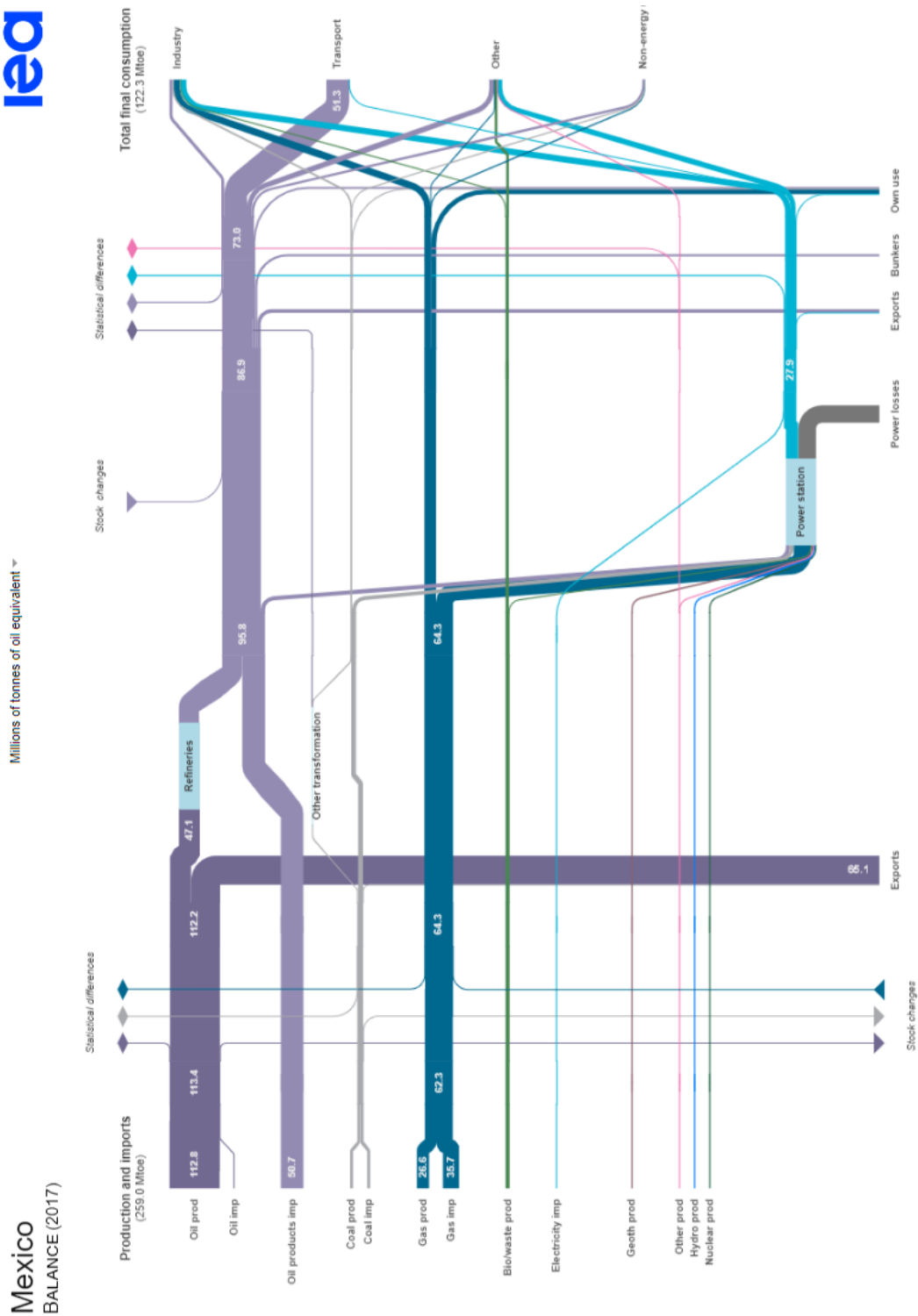


Figura 1. Modelo energético mexicano al año 2017. Fuente: Agencia Internacional de la Energía, 2020

2.1.1 Transformación industrial.

El sector transformación industrial, corresponde a la conversión de energía primaria a energía secundaria, este sector es administrado por Petróleos Mexicanos y se encarga de la refinación, transformación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos, el funcionamiento de este sistema se encuentra detallado en la Figura 2, la cual muestra el proceso con insumos y salidas, así como los sectores a los que abastece.

El presente proyecto solo se enfoca al área de refinación cuyas salidas son: gasolina, turbosina, diésel, combustóleo, lubricantes, asfalto, coque, azufre y propileno.

Para propósito del modelado se agrupan las salidas de: lubricantes, asfalto, azufre y propileno en un apartado denominado “no energético” por no encontrarse reportados como petrolíferos en el Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de energía (SENER).

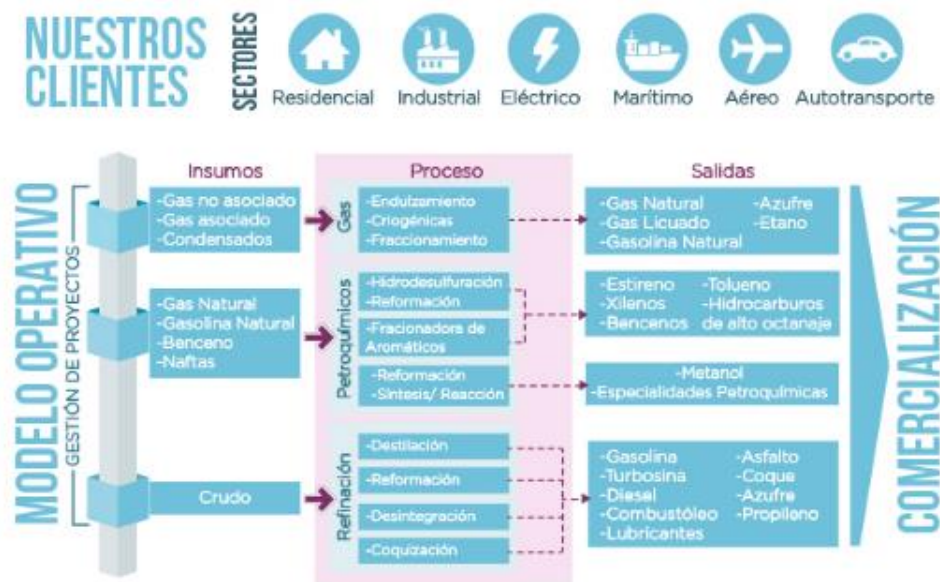


Figura 2. Distribución de Transformación Industrial. Fuente: Portal comercial de PEMEX,2020.

2.1.2 Consumo de energía por sector.

De forma general, los sectores analizados son industria, transporte, otros y uso no energético.

2.1.2.1 Sector industria.

Este sector toma en cuenta las siguientes industrias (SENER, 2020):

- Industria básica del hierro y el acero.
- Fabricación de cemento y productos a base de cemento en plantas integradas.
- Elaboración de azúcares.
- Pemex petroquímica.
- Industria química.
- Minería de minerales metálicos y no metálicos.
- Fabricación de pulpa, papel y cartón
- Fabricación de vidrio y productos de vidrio.
- Elaboración de cerveza.
- Elaboración de refrescos, hielos, otras bebidas no alcohólicas, purificación y embotellado de agua.
- Construcción.
- Fabricación de automóviles y camiones
- Fabricación de productos de hule.
- Fabricación de fertilizantes.
- Elaboración de productos de tabaco.
- Otros.

El sector industrial consume el 30% de la distribución total de energía del país, el 7% de productos petrolíferos y el 21% del gas natural (IEA, 2019). En la Figura 3, se muestra la distribución del consumo energético del sector industria.

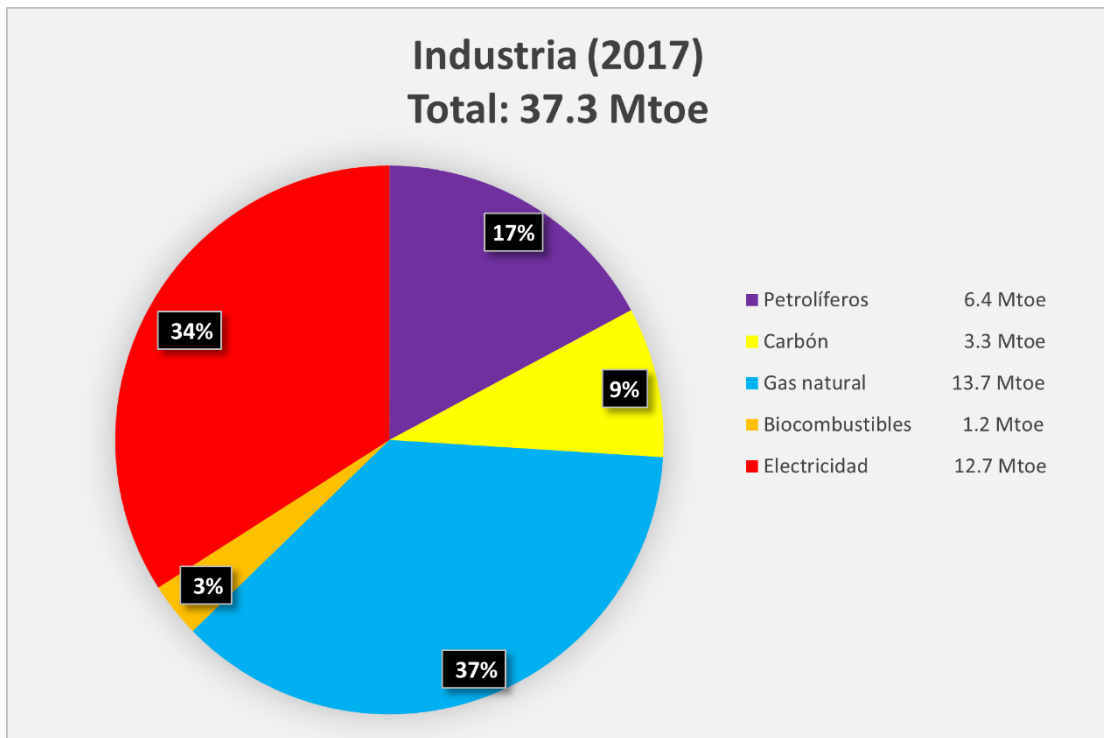


Figura 3. Distribución de consumo energético del sector industria al 2017.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, 2020

2.1.2.2 *Sector transporte.*

Este sector considera los siguientes medios de transporte (SENER, 2020):

- Autotransporte.
- Aéreo.
- Marítimo.
- Ferroviario.
- Eléctrico.

El sector transporte es el mayor consumidor de petrolíferos, abarcando el 42% del consumo final energético, así como el 70% de los petrolíferos producidos e importados, en la Figura 4 se muestra su distribución.

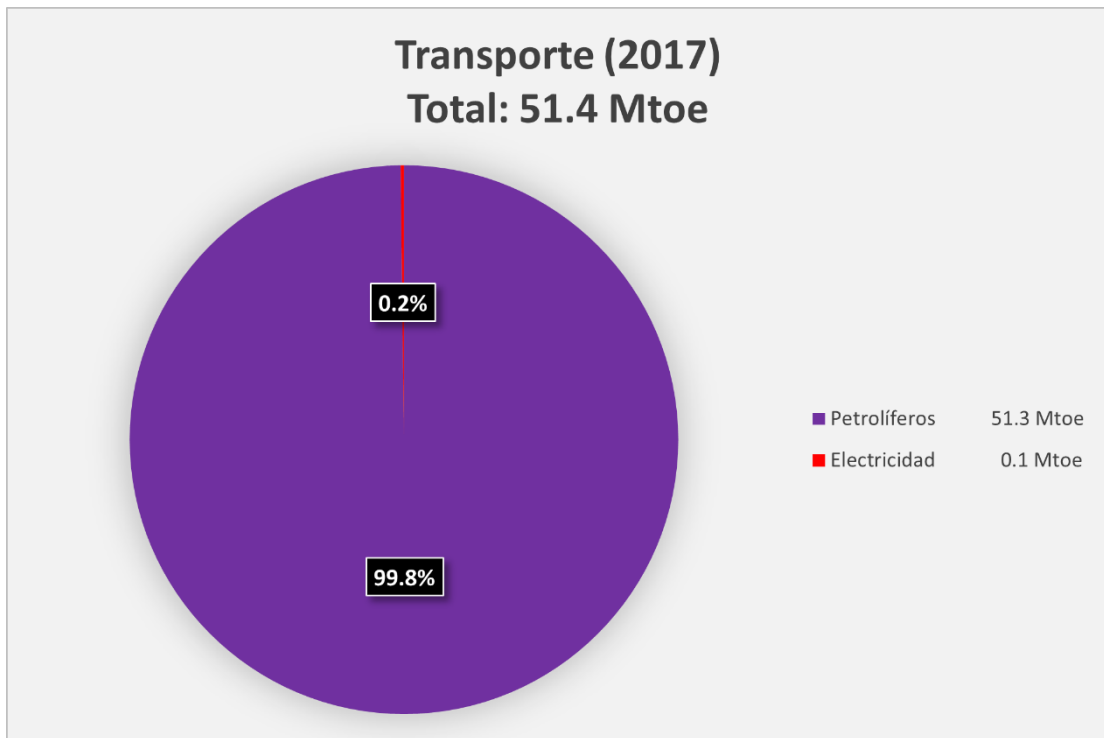


Figura 4. Distribución del consumo energético del sector transporte al 2017.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, 2020

2.1.2.3 Otros sectores energéticos.

En este apartado se consideran los sectores residencial, comercial, público y agropecuario, los cuales consumen en conjunto el 22% de la energía generada, el 15% de los productos petrolíferos producidos y el 2% del gas natural (ver Figura 5).

Es necesario destacar que en estos sectores se analiza solo la parte de consumo de petrolíferos directamente, por lo que no se toma en cuenta la electricidad generada con estos.

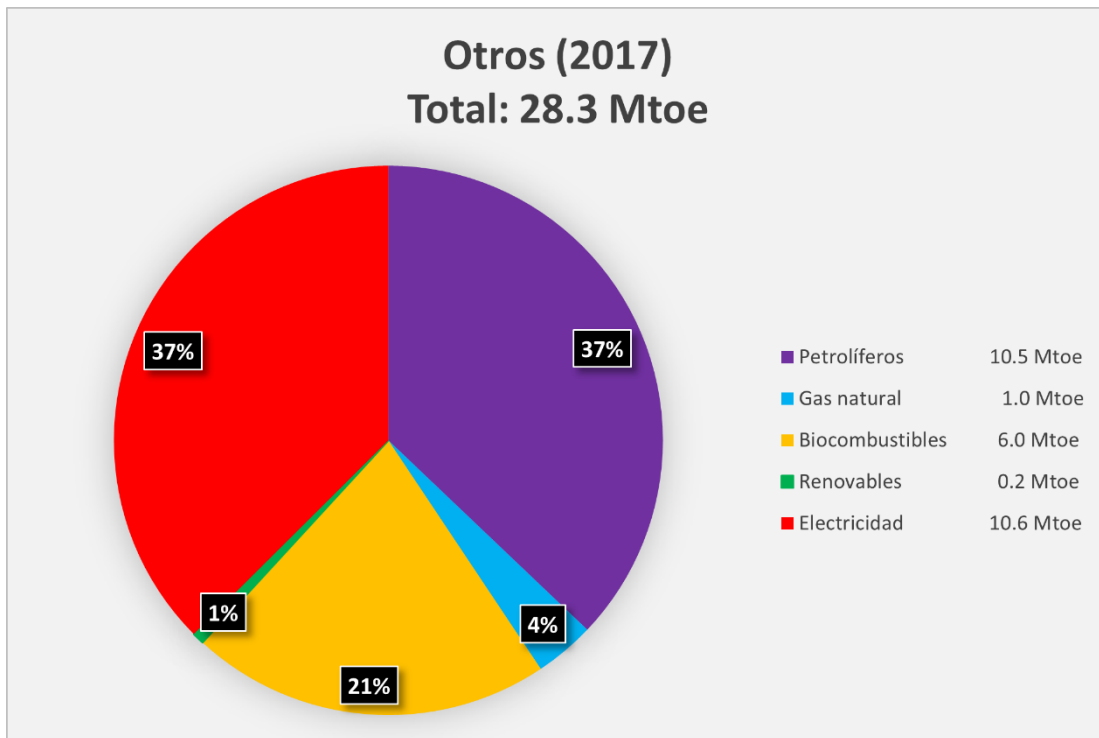


Figura 5. Distribución del consumo energético del sector Otros al 2017.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, 2020

2.1.2.4 Sector de Uso no energético.

Este sector incluye aquellos combustibles que son utilizados como materia prima en los diferentes sectores y no son consumidos como combustible o transformados en otro (IEA, 2019). Por otro lado, en el sistema de información energética, el sector de uso no energético toma en cuenta Petroquímica de PEMEX y otros sectores (ver Figura 6).

Este rubro consume aproximadamente el 5% de la energía final, el 7% del total de petrolíferos y el 0.6% del gas natural.

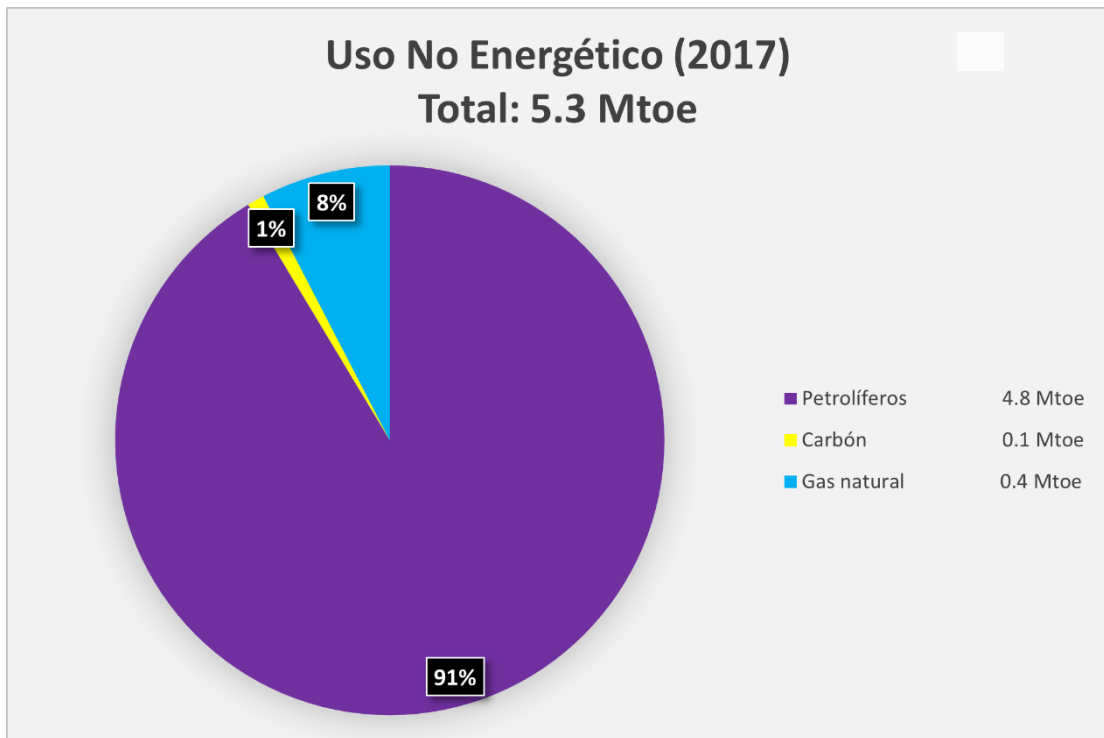


Figura 6. Distribución del consumo energético del sector no energético al 2017.

Fuente: Agencia Internacional de la Energía, 2020

2.2 Petrolíferos y gas natural.

Los petrolíferos son los derivados del petróleo que se obtienen a través de una serie de procesos realizados en una refinería y algunos en complejos procesadores de gas. La calidad y cantidad de petrolíferos obtenidos depende de las características del crudo que entra al sistema, así como de la gravedad API de este, el contenido de azufre y el tipo de petróleo.

El gas natural por otro lado es una mezcla de hidrocarburos gaseosos compuesto principalmente por metano (CH_4), además puede contener otros gases como nitrógeno, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua y tiene diversas clasificaciones de acuerdo con su origen:

- **Gas asociado:** Se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento y puede ser gas de casquete o gas en solución.
- **Gas no asociado:** Se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.
- **Gas amargo:** Gas natural que contiene derivados del azufre.
- **Gas dulce:** Gas natural libre de azufre y sus derivados.
- **Gas húmedo:** Mezcla de hidrocarburos que se obtienen del proceso de gas natural y contiene metano junto con hidrocarburos más pesados.

2.2.1 Características del crudo mexicano.

Existen diferentes clasificaciones para el crudo, por lo que en el presente proyecto se tomara en cuenta la clasificación basada en el contenido de azufre y la gravedad API.

En México se producen tres tipos de crudo con características diferentes (INEEL, 1998), a modo de clasificación, el crudo Olmeca es superligero, el Istmo es ligero y el Maya pesado, en la Tabla 4 se muestran las principales especificaciones de los crudos mexicanos.

2.2.2 Petrolíferos producidos en México.

Los petrolíferos producidos en México son: gas seco, gas LP, gasolina, turbosina, diésel, combustóleo, coque, asfalto y productos petroquímicos. A continuación, se enlistan las especificaciones de los principales:

- **Gas seco:** También conocido como “gas natural”, consta de una composición del 83% metano como volumen mínimo y el 11% etano como volumen máximo, dependiendo de la zona donde se produzca (PEMEX, Hoja de Datos de Seguridad del Gas Natural, 2015).

- Gas LP: Contiene propano al 60% (mínimo), butanos al 40% (máximo), etano al 2.5% (máximo) y pentanos y más pesados al 2% (máximo) (PEMEX, Hoja de Datos de Seguridad del Gas LP, 2015).
- Turbosina: Contiene aromáticos, naftalenos, azufre e inhibidores antioxidantes (PEMEX, Hoja de Datos de Seguridad de Turbosina, 1998)
- Gasolinas: En México se comercializan dos tipos de gasolinas que difieren en el octanaje. La gasolina “premium” cuenta con 92 octanos, mientras la gasolina “magna” cuenta con 87 octanos, su composición depende de la zona de producción (PEMEX, Hoja de Datos de Seguridad de Gasolina Premium, 2015), pero de forma general cuenta con benceno al 2%(máximo), hexano al 3.36%(máximo), Tolueno al 1.45%(máximo) y Etanol al 5.8% solo para gasolina magna (PEMEX, Hoja de Datos de Seguridad de Gasolina Magna.).
- Diésel: Contiene aromáticos al 35% como volumen máximo (PEMEX, Hoja de Datos de Seguridad del Diésel., 2008).
- Combustóleo: La hoja de datos de seguridad de PEMEX no contiene información sobre su composición.

Tabla 4. Especificaciones de los crudos mexicanos. Fuente: Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, 1998

| Propiedades | Olmecca | Istmo | Maya |
|------------------------------|----------------|--------------|-------------|
| Peso específico a 20/4 °C | 0.8261 | 0.8535 | 0.9199 |
| Grado API | 39.16 | 33.74 | 21.85 |
| Viscosidad SSU @ 15.6 °C | 43.3 | 65.6 | 2156.0 |
| Viscosidad SSU @ 21.1 | 40.3 | 57.8 | 1054.0 |
| Viscosidad SSU @ 25.0 | 39.0 | 54.5 | 696.0 |
| Factor de caracterización K | 12.00 | 11.85 | 11.63 |
| Azufre total, % peso | 0.81 | 1.45 | 3.70 |
| Carbón Ramsbottom, % peso | 1.62 | 3.92 | 10.57 |
| Cenizas, % peso | 0.006 | 0.007 | 0.074 |
| Insolubles en nC5, % peso | 1.0 | 3.0 | 15.3 |
| Insolubles en nC7, % peso | 1.0 | 2.09 | 11.2 |
| Aceites, % peso | 89.2 | 89.2 | 72.0 |
| Parafinas, % peso | 13.4 | 8.1 | 3.6 |
| Aceite desparafinado, % peso | 75.8 | 81.1 | 68.4 |
| Resinas, % peso | 10.8 | 7.8 | 12.7 |

2.2.2.1 Importaciones y exportaciones de petrolíferos.

En el año 2013 se importaron en México 602,940 barriles de petrolíferos diarios (SENER, 2020), como se muestra en la Tabla 5:

Tabla 5. Importaciones de petrolíferos. Fuente: SENER,2020

| Combustible | Cantidad (Mbd) |
|------------------------|-----------------------|
| Total de importaciones | 602.9 |
| Gas licuado | 79.5 |
| Gasolina | 358.3 |
| Turbosina | 3.2 |
| Diésel | 107.1 |
| Combustóleo | 31.3 |
| Naftas | 16.9 |
| Otros | 6.6 |

Por otro lado, se exportaron 181,421 barriles diarios, en el Sistema de Información Energética de la SENER no se aclara el destino de las exportaciones, solo el volumen, que es mostrado en la Tabla 6:

Tabla 6. Importaciones de petrolíferos. Fuente: SENER,2020

| Combustible | Cantidad (Mbd) |
|------------------------|-----------------------|
| Total de importaciones | 181.4 |
| Gas licuado | 0.2 |
| Gasolina | 66.8 |
| Turbosina | 1.2 |
| Combustóleo | 95.2 |
| Otros | 18.2 |

2.3 Refinación.

Una refinería es una planta de manufactura de productos químicos y combustibles, la materia prima es petróleo crudo y los productos finales son gasolina, querosina, nafta, combustóleos, lubricantes, asfalto, azufre, gas y otros productos útiles para el hombre; aunque la proporción en que se elaboran estos productos cambia con el tiempo (Torres Robles & Castro Arellano, 2002). La proporción cambia debido a que las especificaciones del crudo también cambian a lo largo de la vida útil del yacimiento petrolero.

Las etapas de una refinería se pueden agrupar en 9 procesos funcionales (del Rosal Díaz, 2018):

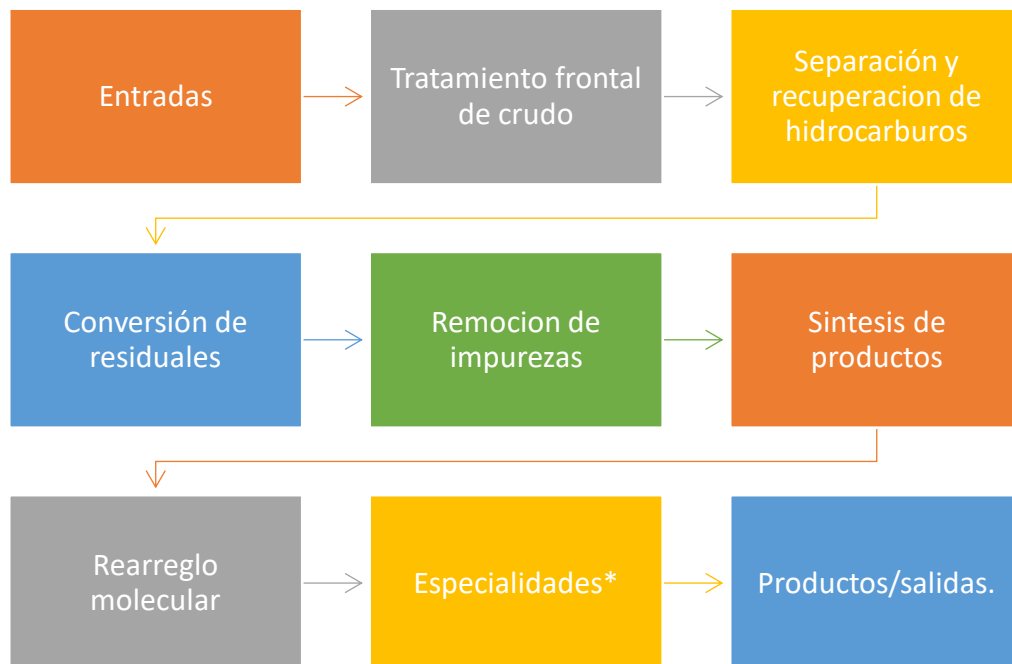


Figura 7. Procesos principales en una refinería. Fuente: Del Rosal Díaz, 2018

- Entradas: Es la materia prima e insumos de la refinería.
- Tratamiento frontal de crudo: Adecuación del crudo antes de la refinación.

- Separación y recuperación de hidrocarburos: Destilación, extracción, fraccionamiento y absorción para separar petrolíferos principales.
- Conversión de residuales: Desintegración catalítica o térmica, para obtener más productos.
- Remoción de impurezas: Endulzamiento, hidrotratamiento, absorción y separación, para eliminar contaminantes.
- Síntesis de productos: Combinación o separación química de dos o más moléculas para obtener productos de mayor valor.
- Rearreglo molecular: Isomerización, deshidrociclización, aromatización y desintegración para mejorar las características de los productos.
- Especialidades: Esta parte depende de cada refinería y son los productos como asfalto y lubricantes.
- Productos/salidas: Productos finales, de autoconsumo, emisiones y efluentes.

Los cuales se encuentran ordenados en la Figura 7.

2.4 Complejo Procesador de Gas.

Se entiende como “CPG” al centro de trabajo donde se endulza y deshidrata el gas que viene directamente de los pozos petroleros, ya sea gas asociado y no asociado, dulce o amargo.

Los procesos en orden son los siguientes:

- Entradas: Consta de una mezcla de componentes que pueden incluir agua congénita, gas natural, nitrógeno, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico.
- Separación: En esta etapa se hace una primera separación que puede desagregar agua, condensados del gas y gas natural.

- Endulzadoras de gas: Este proceso es utilizado solo en gas amargo que proviene de la filial “Perforación y Producción” de PEMEX; en esta etapa se separan los componentes amargos del gas para endulzarlo.
- Endulzadoras de líquidos: En este proceso se separan los componentes amargos de los condensados amargos de gas natural.
- Recuperación de licuables (proceso criogénico): En este proceso se introduce el gas endulzado húmedo para separar los componentes líquidos por medio de la disminución de temperatura; su salida es gas seco listo para comercialización y líquidos del gas que van a fraccionadoras.
- Plantas de azufre: Su entrada son los componentes amargos obtenidos del endulzamiento de gas para convertir el ácido sulfhídrico en azufre elemental por medio del proceso de Claus y Superclaus.
- Fraccionamiento: Tiene como entradas líquidos del gas y condensados dulces provenientes de criogénico y endulzadora de líquidos, el objetivo de esta etapa es destilar estos líquidos y obtener productos no energéticos (etano) para PEMEX Gas y Petroquímica, y gas licuado y nafta para comercialización.

En la Figura 8 se muestra el proceso realizado en un complejo procesador de gas.

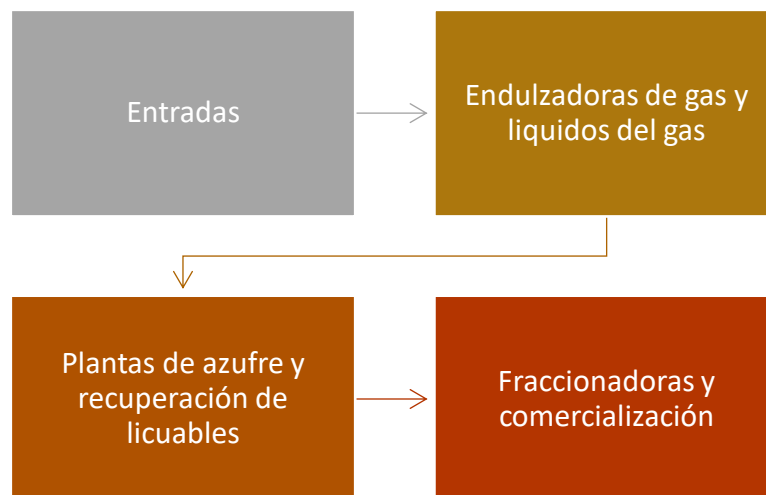


Figura 8. Proceso de gas natural. Fuente: SENER, 2018

2.5 Modelos Energéticos a nivel nacional.

Un modelo energético es una representación física, química o matemática del comportamiento de un sistema con variables alusivas a la energía.

En la presente investigación se realiza un modelado energético del comportamiento del sistema de hidrocarburos tomando en cuenta producción, distribución y procesamiento a nivel nacional.

Para realizar este tipo de modelado, se requiere analizar las regulaciones y leyes actuales y prospectivas, así como el balance de energía, el comportamiento de los recursos naturales disponibles y la demanda de energéticos actual y futura.

2.6 Software Low Emissions Analysis Platform (LEAP).

El software “Low Emissions Analysis Platform” (LEAP) es una plataforma creada por el Stockholm Environmental Institute (SEI) y sirve para realizar desde evaluaciones de demanda de un sector o combustible específico hasta realizar un modelo energético a nivel nacional; cuenta también con una

extensión que permite realizar estimaciones a mantos acuíferos y su explotación.

La selección de LEAP para realizar el modelo energético se realizó con base en su facilidad de uso, estructura y acceso.

En cuanto a la parte de modelado en LEAP existen diversas aplicaciones para diferentes sectores; específicamente en México fue utilizado para conocer la contribución de los sistemas de almacenamiento y captura de CO₂ para alcanzar los objetivos de México para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (Castrejón Botello, Zavala, Flores, Flores, & Barrón, 2016) en cuyo artículo los autores llegaron a la conclusión de que para que México alcance la meta de emisiones al 2050 es necesario que además de la tecnología de almacenamiento y captura de CO₂, se adicione nuevas tecnologías renovables, generación nuclear y cogeneración. Además, para el sector industrial, adicionando esta tecnología es posible mantener las emisiones de gases de efecto invernadero a los niveles reportados en 2015.

Por otro lado, en el año 2007 se realizó un estudio prospectivo de la bioenergía en México (Islas, Manzini, & Masera, 2007), cuyos autores llegaron a la conclusión de que el uso de bioenergía podría disminuir cerca de 16.57% las emisiones anuales de CO₂ del sector eléctrico al 2030.

Sin embargo, resulta interesante que no hay un modelo energético aplicado específicamente al área de refinación de crudo en México, ya que es uno de los principales sectores a analizar para comenzar con la transición energética.

Capítulo 3. Metodología

3.1 Búsqueda de información

Se realizó una búsqueda bibliográfica de los datos necesarios para realizar el modelo, considerando los puntos a analizar y que tan detallado se va a desarrollar. Las fuentes bibliográficas tomadas en este proyecto fueron:

- Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía (SENER).
- Base de Datos Institucional (BDI) de Petróleos Mexicanos (PEMEX).
- Balance Nacional de Energía (BNE) del año 2013 al 2017.
- Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).
- Banco Mundial.
- Prospectivas de Petróleo crudo y Petrolíferos (PPP) del 2014 al 2018.
- Reforma Energética.
- Ley General de Cambio Climático.
- Ley de Transición Energética.
- Prospectiva del Sector Eléctrico (PRODESEN) del 2014-2018.
- Banco de Información Económica (BIE) del INEGI.

Esta búsqueda debe realizarse con el objetivo de seleccionar los datos a ingresar, los cuales deben provenir de fuentes oficiales.

3.2 Alcance

El modelo energético realizado es a nivel nacional, a pesar de la localización de las refinerías en el centro del país, ya que éstas distribuyen los petrolíferos a todas las zonas restantes, misma situación con el gas natural, que es distribuido a lo largo de todo el país. En la Figura 9 se muestra la localización de las 6 refinerías del SNR, así como los poliductos y oleoductos.

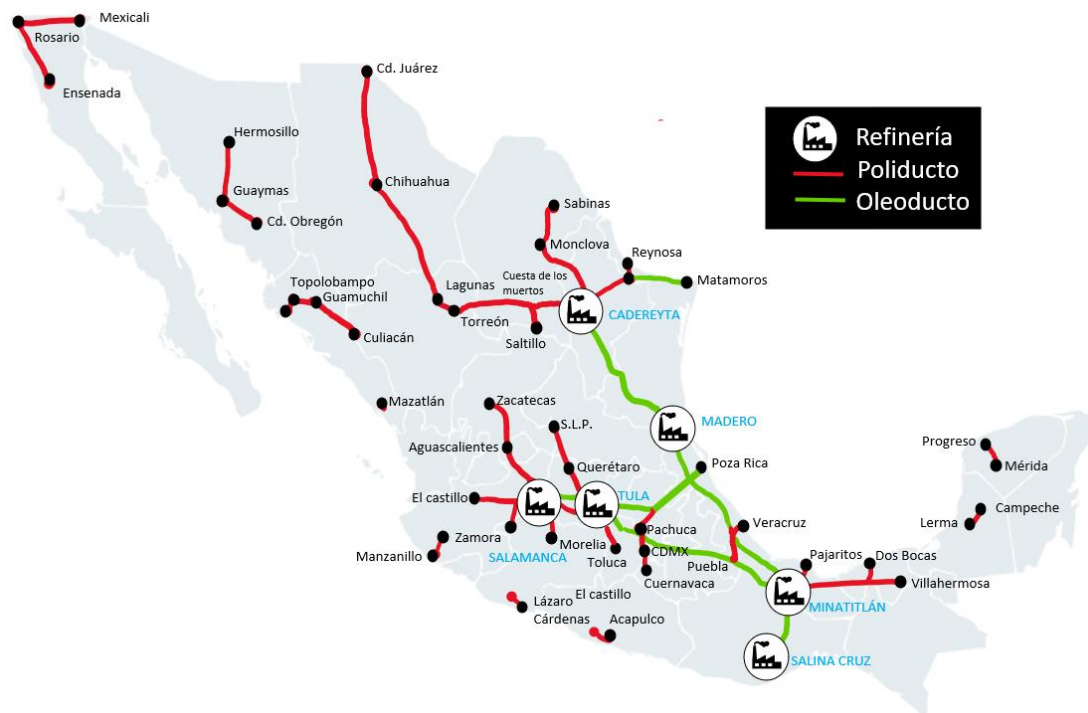


Figura 9. Distribución de refinerías, oleoductos y poliductos. Fuente: SENER, 2015

Por otro lado, en la Figura 10 se muestra la infraestructura de Gas Natural, en la cual se indica por colores las instalaciones nacionales y las privadas, además de los puntos de internación, los complejos procesadores de gas y las estaciones de compresión.

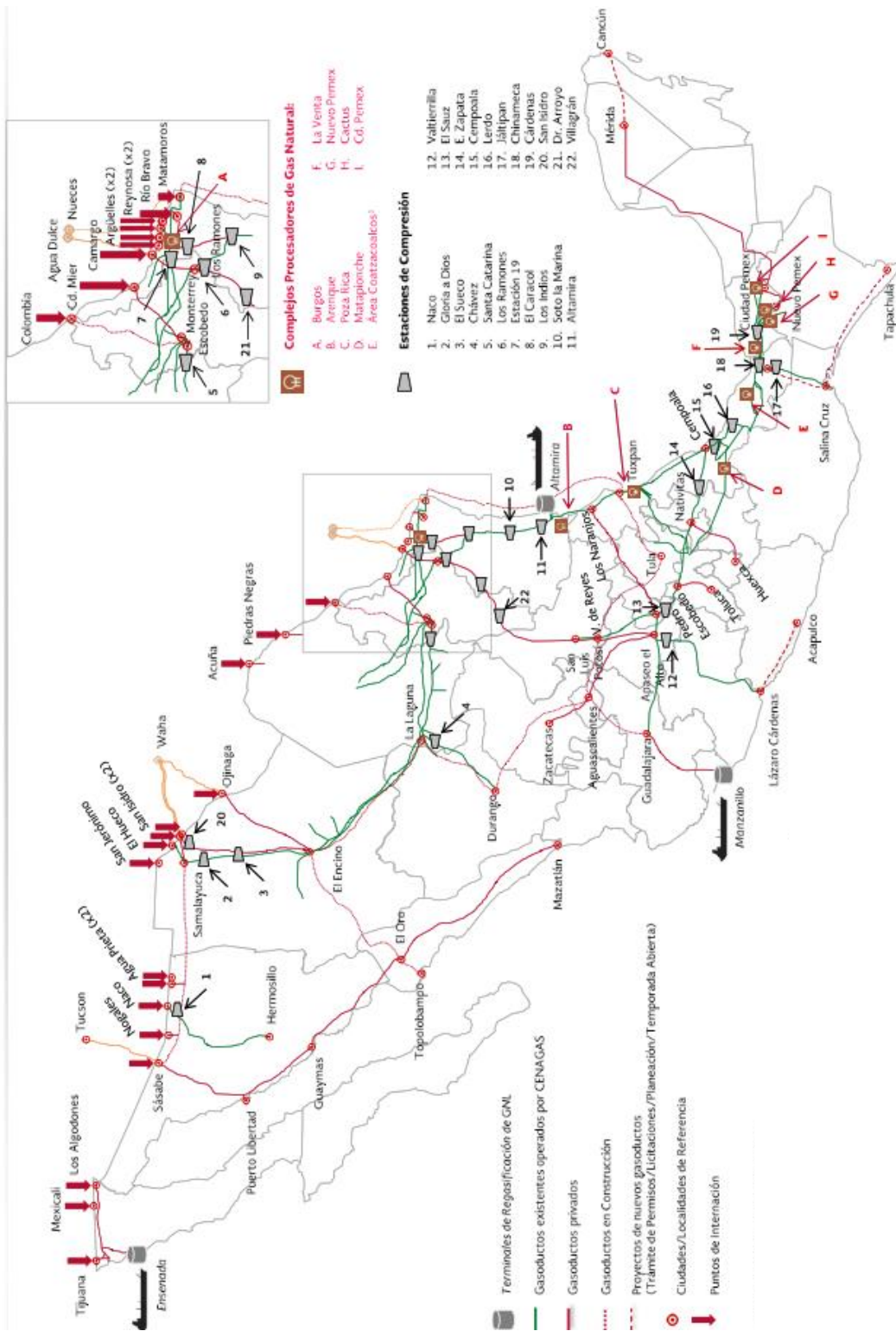


Figura 10. Infraestructura de Gas Natural en México. Fuente: SENER, 2020.

3.3 Análisis de información.

La información recopilada se analiza dentro de los años de interés (2013-2017) para conocer su comportamiento a través del tiempo.

3.3.1 Modelo energético mexicano actual.

El modelo energético al 2017 tiene su principal contribución en la distribución y transformación industrial del crudo. En la Figura 11 se muestra la repartición energética en el año 2017 desde la salida de crudo de las centrales de recolección, pasando por refinación y su comercialización a cada uno de los sectores a los que abastece.

Los datos reportados en el SIE se encuentran por lo general en unidades barriles por día (bpd), en el BNE se encuentran en unidades de energía, en este caso en petajoules (PJ). La información de una fuente complementa a la otra; por ejemplo, existe el dato total de generación de energía secundaria en el SNR, sin embargo, no está desglosado por centro de transformación, en este caso el SIE cuenta con un balance en bpd del cual se puede obtener la participación de cada refinería en la generación de energía final.

Para el caso de la distribución de gas natural y condensados, la información es incluso menor que la de refinación, por lo cual en este caso no se cuenta con un proceso muy detallado, sin embargo, la información fue suficiente para complementar las salidas de refinación y realizar el modelado completo. La distribución energética para CPG's y fraccionadoras se muestra en la Figura 12.

Finalmente, es importante destacar que las refinerías, los CPG y las fraccionadoras comparten entradas y salidas, por lo cual existe una conexión entre los tres procesos, la cual se muestra en la Figura 13.

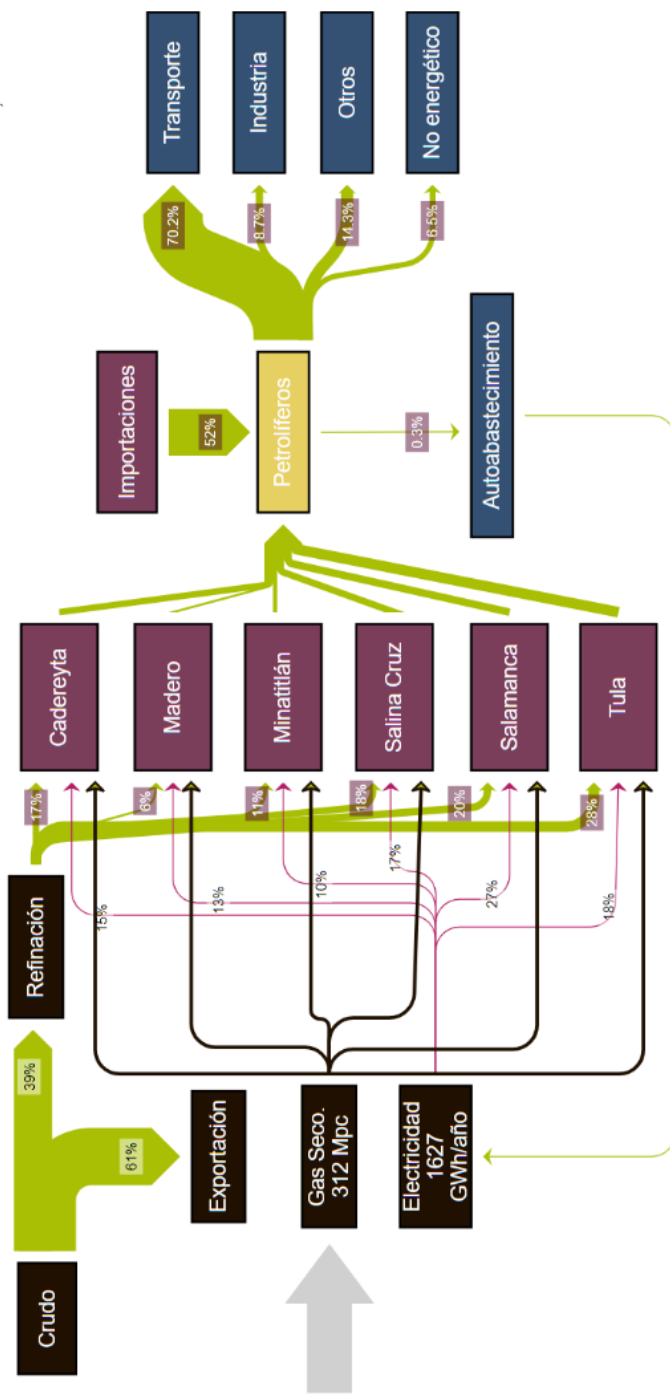


Figura 11. Distribución de crudo y gas seco para el área de refinación al 2017. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER y PEMEX, creado con www.sankeyflowshow.com, 2020

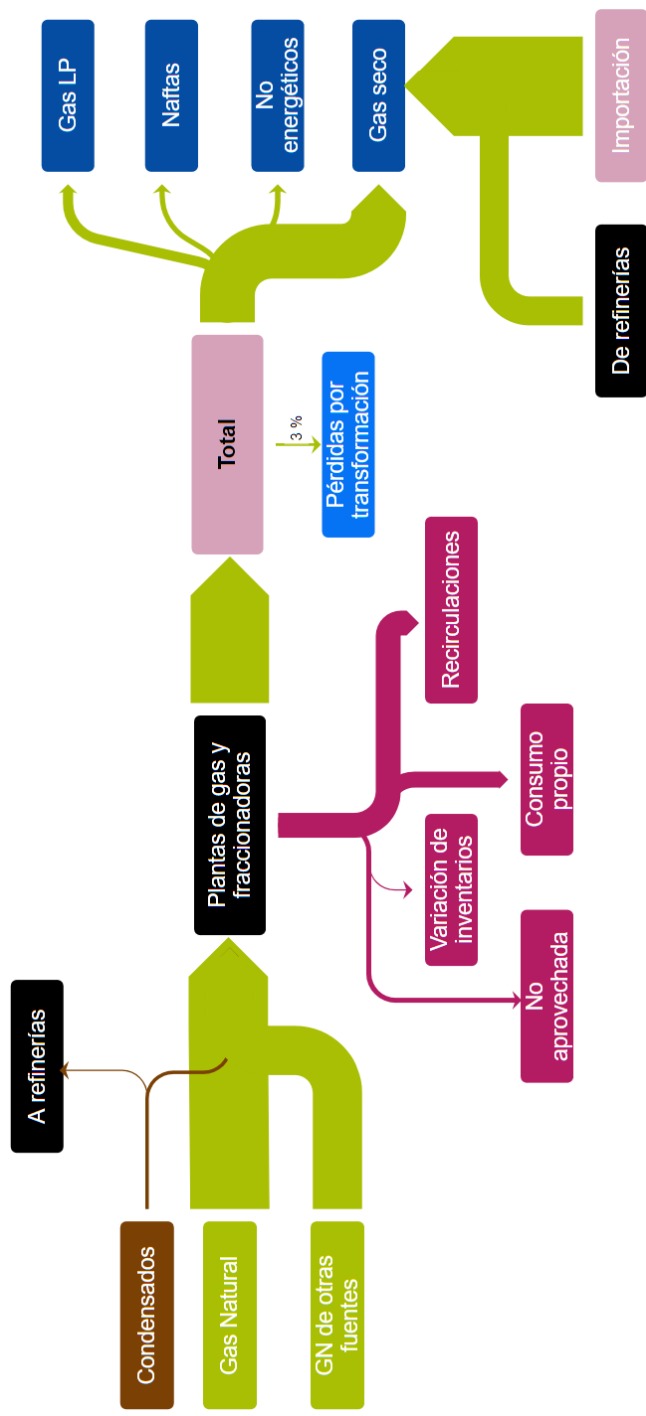


Figura 12. Distribución de gas natural y condensados a plantas de gas y fraccionadoras al 2017. Elaboración propia con datos de SENER y PEMEX, creado con www.sankeyflowshow.com, 2020

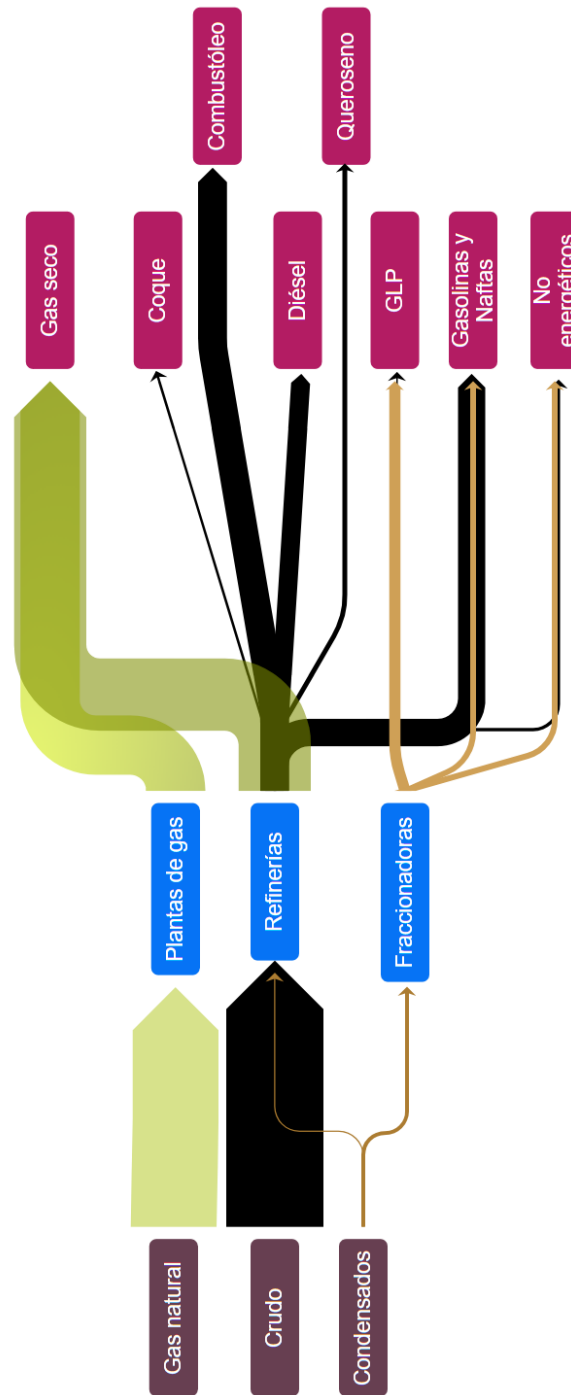


Figura 13. Interconexión de Refinación, Proceso de gas y Fraccionadoras al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER y PEMEX, creado con www.sankeyflowshow.com, 2020

Es importante destacar que el modelado energético se hizo a partir de la estructura del balance de energía emitido por SENER cada año, el cual se muestra a grandes rasgos en la Figura 14.



Figura 14. Balance de energía general. Fuente: Elaboración propia

3.3.2 Balance por producto.

3.3.2.1 Gas natural / gas seco.

Se conoce como gas natural al hidrocarburo gaseoso en su etapa primaria y con todos los componentes con los que es extraído de la Tierra, mientras tanto, el gas seco es el resultado de procesar el gas natural para retirarle los componentes indeseados con el objetivo de comercializarlo de acuerdo con la normatividad vigente. En el balance de este producto se obtienen dos importaciones, una de ellas es como gas natural y la otra como gas seco.

En las entradas de la Figura 15 tenemos la producción local de gas natural (67%) y la importación de este (33%), los cuales ingresan a las plantas de gas, en este proceso se perderá aproximadamente el 1%, de la energía ingresada, el 22% corresponde a líquidos del gas también conocidos como condensados y el restante (77%) corresponde a gas seco.

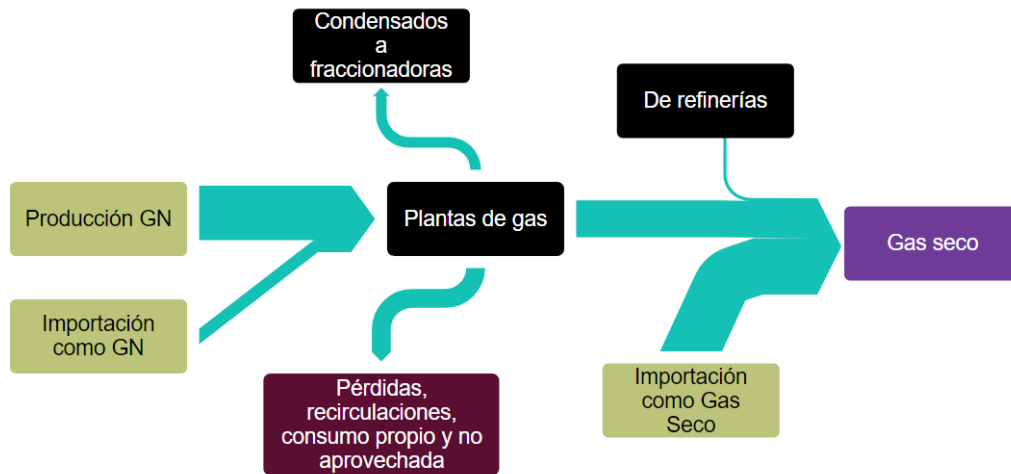


Figura 15. Balance de Gas Natural a Gas Seco al 2017

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.

El producto resultante de este proceso es gas seco, al cual se le añade la importación, las transferencias interproductos (que es el gas natural cuyas especificaciones nativas cumplen con la normatividad y será comercializados tal cual se obtiene del pozo) y el gas seco obtenido en refinación. La importación corresponde al 55%, mientras que la suma de transferencias, salida de plantas y refinación constituye el 45% restante; de esta energía se perderá el 27% en consumo propio, recirculaciones, variación de inventarios y exportación (ver Figura 16).

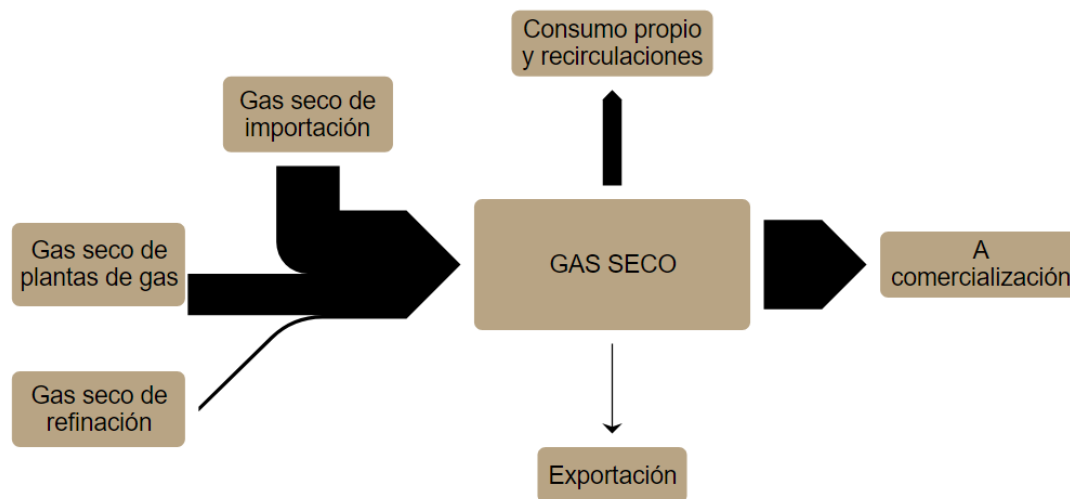


Figura 16. Balance de Gas Seco al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.

3.3.2.2 Balance de Gas L.P.

El gas l.p. se obtiene a partir del fraccionamiento de los condensados y un pequeño porcentaje se obtiene de las refinerías a partir de la destilación de los componentes ligeros del crudo.

La suma de las contribuciones de estos dos procesos satisface el 49% de los requerimientos energéticos de gas LP en el país, por lo que el 51% restante se obtiene de importaciones de acuerdo con la Figura 17.

3.3.2.3 Balance de gasolinas y naftas.

Las gasolinas son obtenidas del fraccionamiento de condensados y de la destilación del crudo en las refinerías. La suma de ambos procesos satisface apenas el 36% de la demanda energética referente a gasolinas en el país, por lo que el resto (64%) es importado. Finalmente, del total obtenido en importación y producción, el 7% se exporta (ver Figura 18).

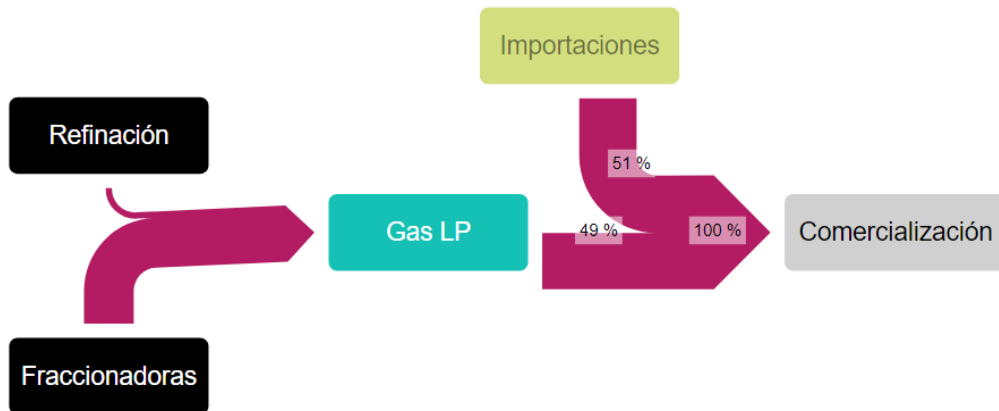


Figura 17. Balance de Gas L.P. al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.

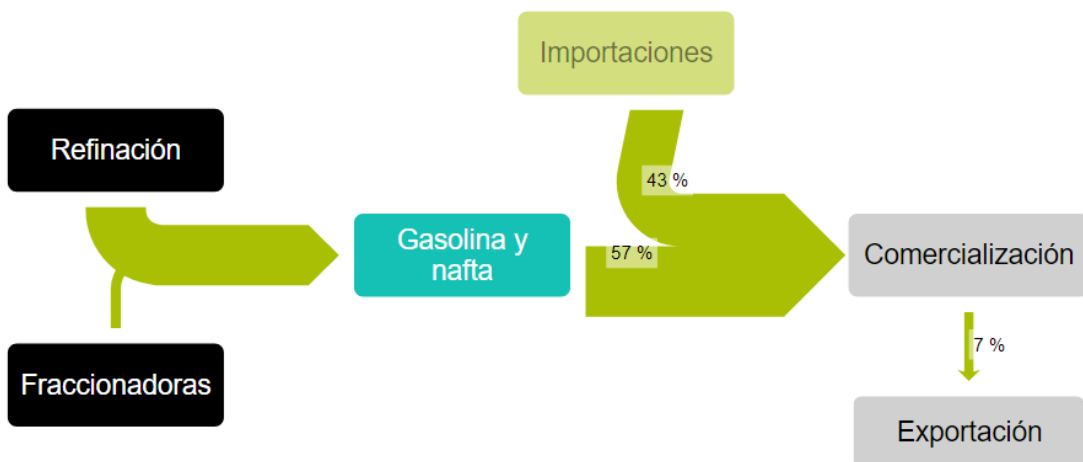


Figura 18. Balance de Gasolinas y naftas al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.

3.3.2.4 Balance de Queroseno, Diésel, Combustóleo y Coque.

El queroseno se produce a partir del fraccionamiento de ligeros del crudo mexicano. En cuanto a consumo nacional, el 95% de la demanda se satisface con producción y el resto es importado (ver Figura 19).

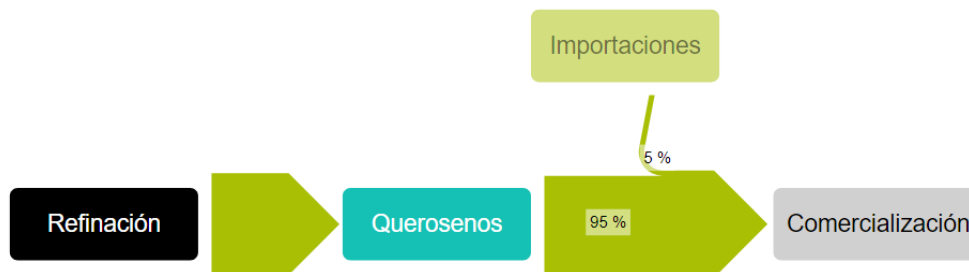


Figura 19. Balance de Queroseno al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.

El diésel es producido solo en refinación; el 75% de la demanda interna se satisface con producción y el restante 25% con importación. Finalmente, el 2% es exportado y se encuentra desglosado en la Figura 20.



Figura 20. Balance de Diésel al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.

El combustóleo se considera un residuo de refinación de bajo peso, sin embargo, aún es utilizado en algunas centrales eléctricas públicas. El 90% de los requerimientos energéticos nacionales para el combustóleo se satisface con producción local, el 10% restante se importa (ver Figura 21).

Finalmente, el coque de petróleo es el componente más pesado que se obtiene de una refinería, en México, el 51% de la demanda se satisface con producción y el resto con importación. Del total, el 12% se exporta (ver Figura 22).



Figura 21. Balance de Combustóleo al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con www.sankeyflowshow.com, 2020.

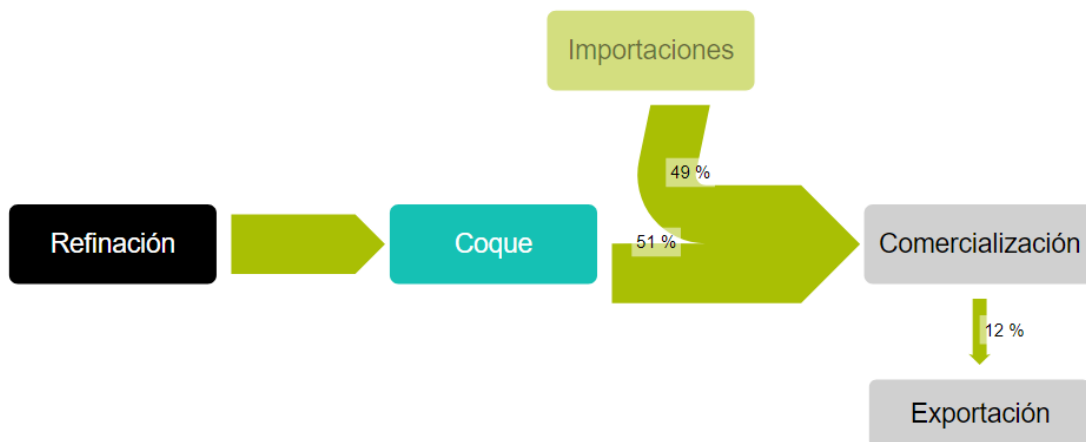


Figura 22. Balance de Coque de petróleo al 2017.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, elaborado con

www.sankeyflowshow.com, 2020.

3.3.3 Producción de energía primaria.

Se entiende por energía primaria a toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de su transformación. Este tipo de energía supone la materia prima en algunos procesos, en otros puede ser utilizada directamente.

En México se considera energía primaria al petróleo crudo, los condensados y el gas natural; el país cuenta con autosuficiencia de petróleo crudo, pero no así de condensados y gas natural.

En la Tabla 7 se indica la producción de energía primaria para los años 2013 a 2017 en el país y en la Tabla 8 se encuentra reportado el envío de energía primaria a transformación en PJ.

Tabla 7. Producción de energía primaria en PJ Fuente: SENER, 2019

| Producción de energía primaria (PJ) | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Total | 7,961.43 | 7,755.20 | 7,203.85 | 6,694.85 | 5,940.60 |
| Petróleo | 5,814.63 | 5,597.20 | 5,067.69 | 4,826.85 | 4,354.89 |
| Condensados | 101.20 | 78.55 | 98.83 | 88.31 | 67.28 |
| Gas Natural | 2,045.61 | 2,079.45 | 2,037.32 | 1,779.68 | 1,518.43 |

Tabla 8. Envío de energía primaria a transformación en PJ. Fuente: SENER, 2019

| Envío de energía primaria a transformación (PJ) | | | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Refinerías y despuntadoras | 2840.87 | 2676.57 | 2380.38 | 2097.58 | 1720.75 |
| Plantas de gas y fraccionadoras | 1977.09 | 1953.3 | 1844.12 | 1662.46 | 1497.21 |

3.3.2.1 Producción de petróleo crudo.

Como fue mencionado en el Capítulo 2, en México se producen tres tipos de crudo en tres regiones, que se muestran desglosadas en la Tabla 9, mientras que en la Tabla 10 se muestra la producción clasificada por tipo.

En la Figura 23 podemos observar el comportamiento de la producción de hidrocarburos líquidos por región, mostrando un decrecimiento de aproximadamente 5% anual. De igual modo se observa que el 75% de la producción proviene de las zonas marinas.

Tabla 9. Producción de crudo por región. Fuente: SENER, 2019

| Región | Producción en el año en miles de barriles diarios. | | | | |
|------------------------|--|--------|--------|--------|--------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Marinas | 1896.4 | 1851.4 | 1760.3 | 1700.9 | 1583.6 |
| Noreste | 1303.6 | 1231.6 | 1126.4 | 1082.4 | 1034.6 |
| Sureste | 592.9 | 619.7 | 633.9 | 618.5 | 549.0 |
| Sur Terrestre | 480.8 | 452.4 | 393.8 | 344.1 | 266.7 |
| Norte Terrestre | 144.9 | 125.0 | 112.7 | 108.5 | 97.9 |

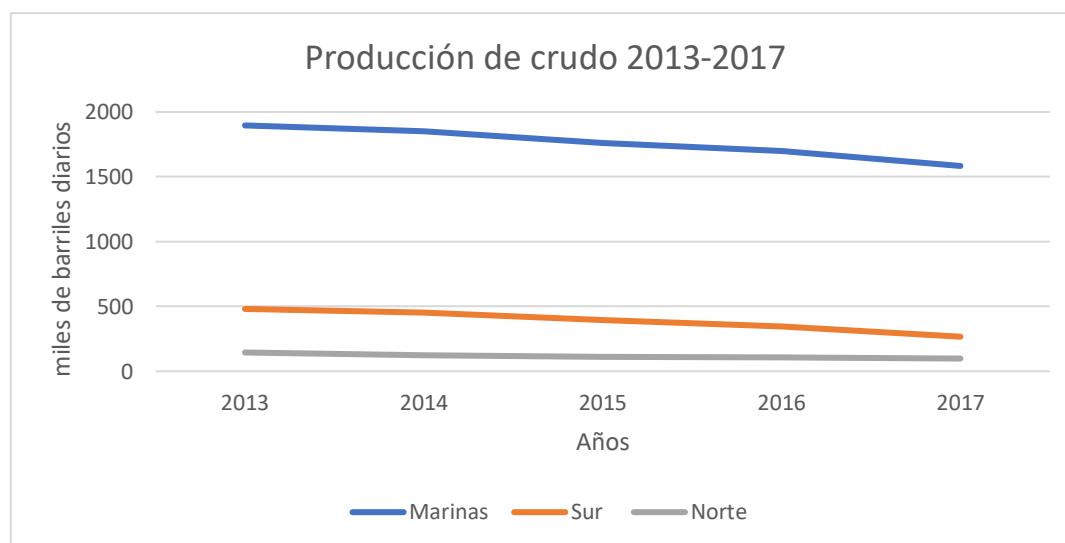


Figura 23. Producción de crudo por región. Fuente: SENER, 2019

Tabla 10. Producción de crudo por tipo. Fuente: SENER, 2019

| Tipo | Producción en el año en miles de barriles diarios. | | | | |
|--------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Total | 2522.13 | 2428.77 | 2266.83 | 2153.53 | 1948.26 |
| Pesado | 1365.05 | 1265.51 | 1152.34 | 1102.58 | 1049.05 |
| Ligero | 847.08 | 864.22 | 837.96 | 785.13 | 688.80 |
| Superligero | 309.99 | 299.04 | 276.54 | 265.82 | 210.41 |

3.3.2.2 Producción de gas natural y condensados por región.

La mayor parte de la producción de hidrocarburos gaseosos proviene de las zonas marinas de aguas someras, seguido de los bloques norte y finalmente sur; se observa además un decrecimiento de la producción en la Tabla 11.

Tabla 11. Producción de Gas Natural por región. Fuente: PEMEX,2019.

| Región | Producción en el año en millones de pies cúbicos diarios | | | | |
|---------------|--|--------------|--------------|--------------|--------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Total | 6,370 | 6,532 | 6,401 | 5,792 | 5,068 |
| Aguas Someras | 2,739 | 3,088 | 3,283 | 3,114 | 2,888 |
| Bloques Sur | 1,571 | 1,515 | 1,380 | 1,250 | 1,011 |
| Bloques Norte | 2,061 | 1,929 | 1,738 | 1,428 | 1,169 |

3.3.2.3 Comercio exterior y distribución final de energía primaria

México exportó en 2017 aproximadamente el 61% del crudo que produce, este porcentaje varía por año. A continuación, se enlistan los destinos y el volumen de exportación (Tabla 12), así como el porcentaje exportado y procesado (Tabla 13):

Tabla 12. Exportaciones de crudo por destino Fuente: SENER, 2019

| Destino | Exportaciones en miles de barriles diarios | | | | |
|----------------|--|---------|---------|---------|---------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Total | 1188.76 | 1142.23 | 1172.39 | 1194.29 | 1173.86 |
| América | 893.75 | 827.50 | 704.92 | 603.87 | 637.53 |
| Europa | 178.67 | 214.65 | 248.26 | 272.16 | 219.12 |
| Lejano Oriente | 116.33 | 100.09 | 219.21 | 318.26 | 317.20 |

Tabla 13. Distribución de crudo. Fuente: SENER,2019

| Año | Porcentajes | |
|------|-------------|-----------|
| | Exportado | Procesado |
| 2013 | 47% | 53% |
| 2014 | 47% | 53% |
| 2015 | 52% | 48% |
| 2016 | 55% | 45% |
| 2017 | 61% | 39% |

En la Tabla 14 se muestran los datos de exportaciones anuales en PJ:

Tabla 14. Exportaciones de crudo en PJ. Fuente: SENER, 2019

| Exportaciones (PJ) | | | | | |
|---------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Crudo | 2744.45 | 2646.05 | 2631.49 | 2685.64 | 2609.26 |

El gas natural por otro lado tiene importación y exportación, que se muestra en la Tabla 15.

Tabla 15. Comercio exterior de gas natural. Fuente: PEMEX, 2018

| | Gas Natural en MMpcd | | | | |
|--------------------|-----------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Importación | 1,290 | 1,358 | 1,416 | 1,934 | 1,766 |
| Exportación | 3 | 4 | 3 | 2 | 2 |

Se observa un aumento en la importación de gas natural, esto concuerda con el comportamiento de la producción de gas natural reportado en la Tabla 11; ya que la producción cae cada año, el déficit que provoca esta caída se sustituye con importaciones.

3.3.2.3 Distribución de insumos por centro de proceso.

De acuerdo con el orden de la representación del modelo energético, al salir de la estación de recolección y bombeo, el porcentaje enviado a refinación consta de una mezcla de hidrocarburo ligero y pesado. En la Tabla 16 se enlista la distribución de crudo por refinería.

El crudo reconstituido es el resultado de crudos naturales con uno a más derivados (De La Cruz Amador, 2016).

Tabla 16. Proceso de crudo por refinería. Fuente: SENER, 2019

| Refinería | Crudo distribuido en Mbd | | | | |
|--------------------|--------------------------|--------------|--------------|------------|------------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Total | 1,224 | 1,155 | 1,065 | 933 | 767 |
| Cadereyta | 189 | 181 | 159 | 122 | 127 |
| Pesado | 101 | 95 | 87 | 69 | 68 |
| Ligero | 88 | 86 | 71 | 53 | 59 |
| Madero | 130 | 111 | 129 | 87 | 45 |
| Pesado | 113 | 102 | 122 | 85 | 45 |
| Ligero | 17 | 10 | 7 | 2 | 0 |
| Minatitlán | 183 | 168 | 152 | 112 | 86 |
| Pesado | 121 | 130 | 115 | 98 | 81 |
| Ligero | 61 | 38 | 36 | 14 | 6 |
| Salamanca | 195 | 171 | 149 | 171 | 157 |
| Pesado | 27 | 29 | 25 | 31 | 30 |
| Ligero | 165 | 140 | 123 | 139 | 126 |
| Reconstituido | 2 | 3 | 1 | 1 | 1 |
| Salina Cruz | 282 | 270 | 240 | 239 | 137 |
| Pesado | 87 | 86 | 80 | 70 | 40 |
| Ligero | 195 | 183 | 159 | 168 | 97 |
| Tula | 246 | 255 | 236 | 202 | 215 |
| Pesado | 43 | 56 | 52 | 44 | 48 |
| Ligero | 202 | 196 | 184 | 157 | 168 |
| Reconstituido | 2 | 3 | 0 | - | - |

Por otro lado, el gas tiene una distribución con más salidas que el crudo. En la Tabla 17 se muestra la distribución de gas natural; se observa un aumento en las pérdidas mientras que el gas enviado a ductos y plantas disminuye, esto se debe principalmente al aumento de la condensación del gas en los ductos de transporte, del consumo propio de la industria y la inyección de las impurezas al yacimiento realizado principalmente en recuperación secundaria.

En esta tabla no se toman en cuenta las pérdidas de energía por transformación, no aprovechada y recirculaciones.

Tabla 17. Distribución de Gas Natural, Fuente: PEMEX, 2019

| Destino | Gas Natural en MMpcd. | | | | |
|--------------------|-----------------------|-------|-------|-------|-------|
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Plantas de proceso | 4,452 | 4,428 | 4,106 | 3,682 | 3,250 |
| Ductos de gas seco | 741 | 698 | 615 | 491 | 385 |
| Refinación | ---- | 3 | --- | 4 | 1 |
| Pérdidas | 1,178 | 1,404 | 1,680 | 1,611 | 1,433 |

3.3.4 Conversión de energía primaria a secundaria.

La energía secundaria se obtiene de la conversión de la energía primaria a través de diferentes procesos en los centros de transformación industrial. En este caso, los centros de interés son las 6 refinerías que conforman el SNR y los 9 complejos procesadores de gas.

México cuenta con una capacidad de destilación de 1.65 millones de barriles diarios, sin embargo, el porcentaje de utilización de todo el sistema ha variado entre 47% y 75% en los años estudiados; en la Tabla 18 se muestra la producción bruta de energía secundaria en el SNR.

Los complejos procesadores de gas cuentan con capacidad para endulzar 4,523 millones de pies cúbicos diarios de gas amargo y 144 miles de barriles diarios de condensados amargos; además de 5,912 millones de pies cúbicos de recuperación de licuables y finalmente 569 miles de barriles diarios de fraccionamiento de líquidos. El porcentaje de utilización de cada una de las partes varía entre: 72% a 98% para endulzamiento y 28% a 33% para

fraccionamiento. En la Tabla 19 y Tabla 20 se muestra la producción bruta de energía secundaria en los complejos procesadores de gas.

Tabla 18. Producción de energía secundaria en refinación en PJ. Fuente: SENER, 2019

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Total | 2,568.99 | 2,411.95 | 2,318.18 | 2,020.56 | 1,617.52 |
| Coque | 87.67 | 85.91 | 86.81 | 70.19 | 43.82 |
| Gas LP | 44.23 | 45.65 | 39.51 | 26.73 | 24.39 |
| Gasolinas/naftas | 817.56 | 789.98 | 720.52 | 638.69 | 484.37 |
| Querosenos | 123.44 | 107.79 | 102.69 | 92.61 | 85.56 |
| Diésel | 653.80 | 587.94 | 630.95 | 477.72 | 335.03 |
| Combustóleo | 625.58 | 595.72 | 565.91 | 548.05 | 508.16 |
| No energético | 78.83 | 84.76 | 62.63 | 64.13 | 58.85 |
| Gas Seco | 137.87 | 114.20 | 109.14 | 102.44 | 77.34 |

Tabla 19. Producción de energía secundaria en plantas de gas (endulzadora y criogénica). Fuente: SENER, 2019.

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Total | 1872 | 1860 | 1703 | 1566 | 1381 |
| Gas seco | 1464 | 1448 | 1366 | 1214 | 1048 |
| Condensados | 408 | 412 | 337 | 351 | 333 |

Tabla 20. Producción de energía secundaria en plantas de gas (fraccionadoras).

Fuente: SENER, 2019.

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Total | 493 | 485 | 431 | 436 | 399 |
| Gas L.P. | 267 | 264 | 225 | 216 | 195 |
| Naftas | 137 | 147 | 135 | 125 | 100 |
| No energético | 89 | 74 | 71 | 96 | 104 |

3.3.4.1 Históricos de producción de petrolíferos.

En cuanto a la producción de petrolíferos, actualmente el SNR experimenta una disminución de estos, debido a diversos factores técnicos (falta de mantenimiento, plantas de proceso antiguas, etc.). En la Figura 24, se expone una gráfica con el comportamiento de la producción de estos:

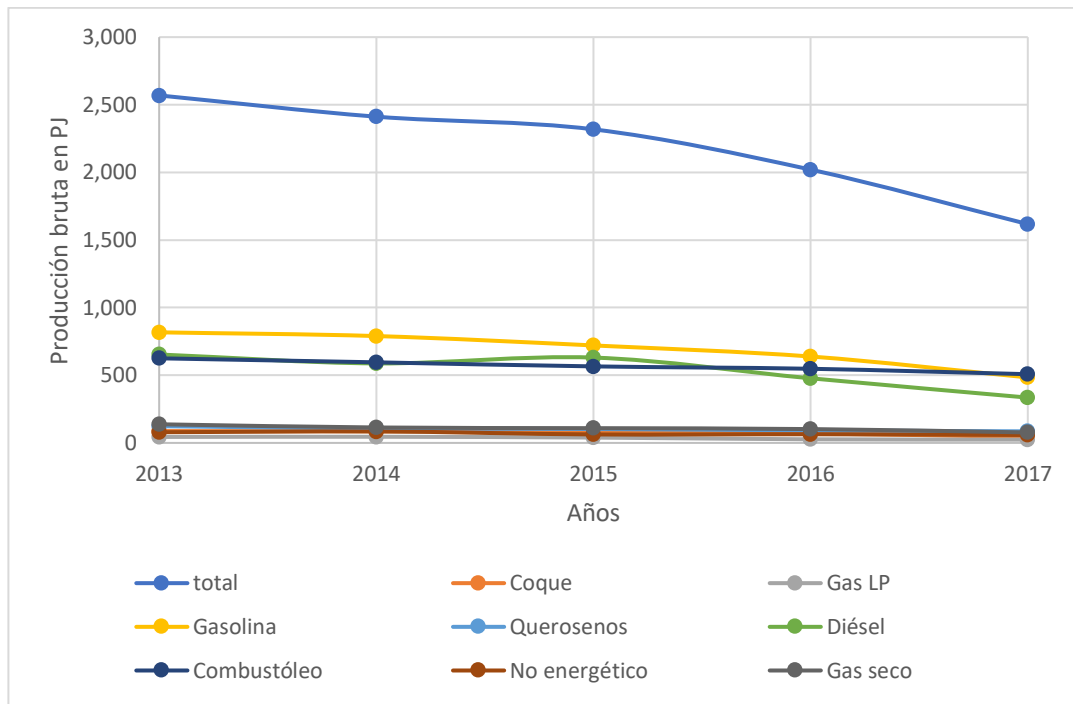


Figura 24. Comportamiento de producción de los petrolíferos en México.
Fuente: SENER, 2019.

3.3.3.2 Demanda de petrolíferos.

En términos generales, la demanda fue dividida en cuatro sectores:

1. Eléctrico
2. Transporte
3. Industria
4. Residencial
5. Otros
6. No Energético

En el Capítulo 2 se encuentran las gráficas que definen la demanda de los sectores industria (Figura 3) y transporte (Figura 4).

En el sector “Residencial” la intensidad energética se mide con base en la población y su crecimiento, de igual manera, viene relacionado con el

crecimiento poblacional; sus unidades serán de MJ/habitante (megajoules por habitante).

El sector “Otros” toma en cuenta el sector agricultura y comercial, debido a que el sector público no consume energía secundaria como petrolíferos si no como electricidad.

Adicionalmente se integra un sector de consumo de energía secundaria, que es el eléctrico y aunque su principal insumo es el gas natural (que es energía primaria pero también se obtiene en refinación y proceso de gas), en este caso se juntaron los consumos de gas seco y gas natural como si fueran solo gas seco debido a que no se encuentra un desglose de cuales industrias lo consumen procesado y cuáles no.

Por otro lado, la introducción de la demanda al software está dada como una intensidad energética en unidades MJ/USD_{PIB} (megajoules por cada dólar aportado al PIB), por lo que es importante conocer cómo se empataron las distribuciones de cada sector reportadas en el Banco de Información Económica (BIE) del INEGI a modo de que coincidieran con los sectores de demanda reportados en el Sistema de Información Energética (SIE) de la SENER.

En la Tabla 21 se muestra la distribución de sectores, en la columna de sectores en BIE, el acomodo se encuentra en la estructura: actividades; sector económico; subsector; especialidad, en los sectores de SIE, se encuentran separados por punto y coma en caso de que conformaran sectores separados y se hayan juntado para empatarlos con su aportación al PIB.

Tabla 21. Empate de rubros del PIB. Fuente: SIE, BIE 2019.

| Sector en LEAP | Sectores en SIE | Sectores en BIE |
|-----------------------|------------------------|------------------------|
| Transporte | Transporte | |

| | | |
|------------------------------|------------------------------|--|
| Autotransporte | Autotransporte | Secundaria; Transportes, correo y almacenamiento; Autotransporte de carga, transporte terrestre de pasajeros |
| Aéreo | Aéreo | Secundaria; Transportes, correo y almacenamiento; Transporte aéreo |
| Marítimo | Marítimo | Secundaria; Transportes, correo y almacenamiento; Transporte por agua |
| Ferroviano | Ferroviano | Secundaria; Transportes, correo y almacenamiento; Transporte por ferrocarril |
| Industrial | Industrial | |
| Básica del hierro y el acero | Básica del hierro y el acero | Secundaria; Industrias manufactureras; Industrias metálicas básicas; Industria básica del hierro y del acero |
| Sector en LEAP | Sectores en SIE | Sectores en BIE |
| Azúcar y refrescos | Azúcar; refrescos | Secundaria; Industrias manufactureras; Elaboración de azúcares, chocolates, dulces y similares |
| Petroquímica y fertilizantes | Petroquímica; fertilizantes | Secundaria; Industrias manufactureras; Fabricación de productos derivados del petróleo y del carbón |
| Química | Química | Secundaria; Industrias manufactureras; Industria química |
| Pulpa, papel y cartón | Pulpa, papel y cartón | Secundaria; Industrias manufactureras; Industria del papel |

| | | |
|-----------------------|--------------------------------------|---|
| Vidrio | Vidrio | Secundaria; Industrias manufactureras; Fabricación de productos a base de minerales no metálicos |
| Cerveza y Tabaco | Cerveza; Tabaco | Secundaria; Industrias manufactureras; Industria de las bebidas y del tabaco |
| Construcción | Construcción | Secundaria; Industrias manufactureras; Construcción |
| Automotriz | Automotriz | Secundaria; Industrias manufactureras; Fabricación de equipo de transporte |
| Hule | Hule | Secundaria; Industrias manufactureras; Industria del plástico y del hule |
| Sector en LEAP | Sectores en SIE | Sectores en BIE |
| Otros industrial | Otros | Secundaria; Industrias manufactureras; Otras industrias |
| Otros | Agropecuario; Residencial, Comercial | Primarias para agropecuario, secundarias; comercio para comercial. Residencial se calcula con base en la población. |
| No energético | No energético | Servicios de intermediación financiera medidos indirectamente (SIFMI) Impuestos a los productos, netos (-) |
| | | |

3.3.3.3 Importación de petrolíferos.

Para el 2017, México importó aproximadamente el 53% de los petrolíferos requeridos para satisfacer su propia demanda y el restante fue producido en el país a través del SNR y los CPG. En la Tabla 22 y 23 se enlistan las importaciones y exportaciones de petrolíferos.

Tabla 22. Importaciones de petrolíferos y gas seco. Fuente: SENER, 2019

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| TOTAL | 2,168.34 | 2,327.73 | 2,658.40 | 3,712.52 | 4,076.47 |
| Coque de petróleo | 85.65 | 75.78 | 90.54 | 110.45 | 140.20 |
| Gas licuado | 119.61 | 127.88 | 158.40 | 206.48 | 224.87 |
| Gasolinas y naftas | 713.79 | 711.47 | 810.82 | 978.84 | 1,061.00 |
| Querosenos | 6.56 | 24.13 | 50.35 | 72.33 | 91.19 |
| Diesel | 223.44 | 273.99 | 339.40 | 415.58 | 559.82 |
| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
| Combustóleo | 72.88 | 29.89 | 40.43 | 73.63 | 92.49 |
| Gas seco | 946.41 | 1,084.59 | 1,168.46 | 1855.21 | 1906.9 |

Tabla 23. Exportaciones de petrolíferos y gas seco. Fuente: SENER 2019

| | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| TOTAL | 370.32 | 428.95 | 434.92 | 376.56 | 328.35 |
| Gasolinas y naftas | 124.80 | 123.62 | 118.81 | 103.40 | 84.74 |
| Diesel | 19.28 | 4.44 | 15.70 | 0.00 | 0.00 |
| Combustóleo | 221.40 | 295.99 | 295.47 | 272.12 | 242.11 |
| Gas seco | 4.84 | 4.90 | 4.94 | 1.04 | 1.50 |

3.3.4 Adiciones a la capacidad de procesamiento.

En 2019 inició en México un proyecto que contempla la construcción de una nueva refinería, la cual estará ubicada en el municipio de Paraíso en el estado de Tabasco y cuyo nombre será “Dos Bocas”.

Según la página creada por el Gobierno de México específicamente para informar sobre los avances de Dos Bocas (disponible en <https://dosbocas.energia.gob.mx>), esta refinería contempla una adición a la capacidad de procesamiento de 340 mil barriles de crudo diarios y contará con la tecnología y capacidad para procesar el crudo Maya, el cual es el más pesado que se produce en México.

3.4 Análisis de escenarios.

Con base en la información analizada, se plantean escenarios en los que se van a tomar en cuenta diversos aspectos. En este caso, los escenarios de desarrollo se van a plantear por medio de uno de referencia llamado BaU (Business As Usual), cuya base es el análisis de las prospectivas de petróleo crudo y petrolíferos y la de gas L.P. y gas natural.

3.4.1 Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2017-2032.

Las Prospectivas de Petróleo crudo y Petrolíferos (PPP), son informes que entrega la SENER de forma anual en los que reporta el comportamiento de la producción y demanda de petróleo crudo y sus derivados y con base en la situación política, normativa y técnica actual, plantea una prospectiva con un horizonte temporal de 14 años.

El escenario de referencia que se tomó en cuenta en el presente proyecto fue la PPP 2017-2032, cuyos puntos principales se enlistan a continuación:

1. Producción de crudo.

En cuanto a la producción, la SENER previó una disminución del orden de 17% para el año 2020 y un aumento de la producción actual del 1% para 2030.

La producción de la ronda de licitaciones comienza a reflejarse a partir del año 2020, conduciendo a que un 56% de la producción de crudo al 2030 sea a través de estas en un escenario mínimo y un 59% para el escenario máximo. También se prevé que aumente la producción de aceite ligero y disminuya la de aceite pesado con un estimado de 46.7% y 23.4% en ese orden. La producción de crudo en el escenario mayor y menor se encuentra en la Figura 25.

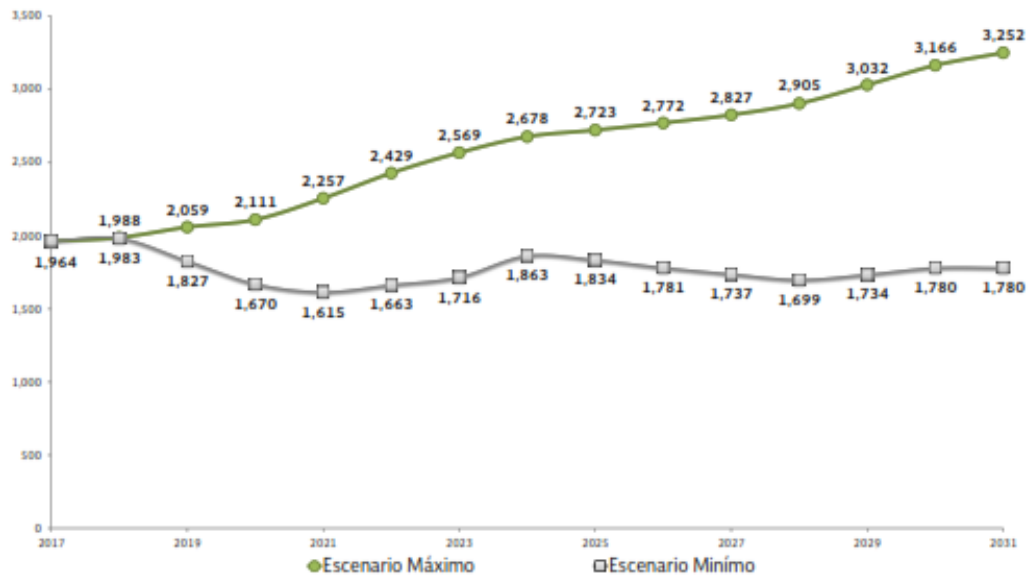


Figura 25. Producción de petróleo por escenarios. Fuente: SENER, 2019

2. Refinación.

En el área de refinación se prevé un aumento en su capacidad de procesamiento para el año 2022 con la incorporación de la refinería “Dos Bocas”, la cual tendrá una capacidad de 300 mbd, por lo cual, para 2030 el SNR tendrá una capacidad bruta de 1,915 Mbd, también se integrarán coquizadoras en las tres refinerías que no cuentan con ellas: Tula en 2021, Salamanca en 2023 y Salina Cruz en 2025, aumentando la producción de gasolinas, diésel y turbosina y disminuyendo la de combustóleo. De igual modo, se prevé que el factor de utilización de la refinería Dos Bocas y las tres refinerías a reconfigurar sea del 89%. Los rendimientos para gasolinas, diesel, turbosina y residuo aumentarían para el año 2030 como resultado de la extracción mayoritaria de crudo ligero en el mismo año.

3. Distribución de petróleo.

Derivado del aumento previsto en el escenario máximo de producción para 2030 así como del aumento de capacidad de refinación, se prevé que el porcentaje de crudo enviado a refinación aumente al 49.7% como resultado de las reconfiguraciones realizadas en 2019 y 2020, en la Figura 26 se muestra cómo se prevé que se realice la distribución de crudo.

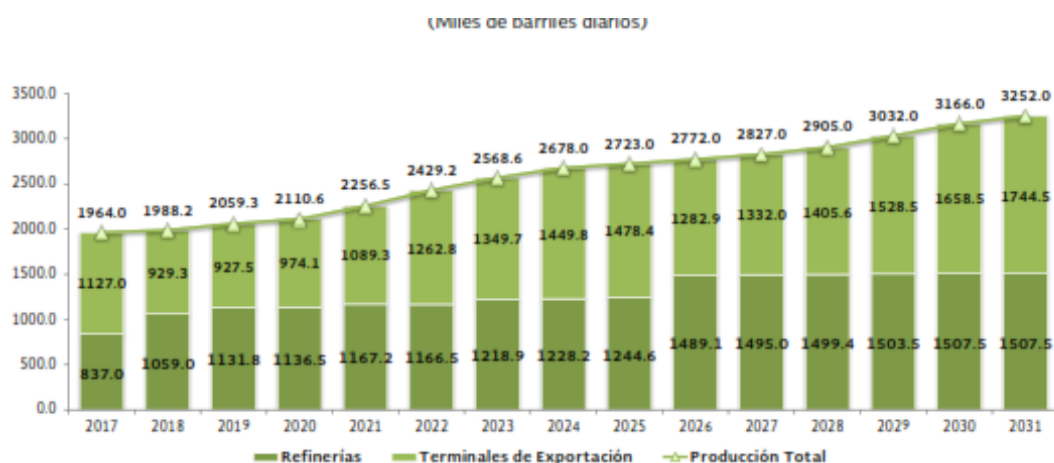


Figura 26. Distribución de crudo por escenarios, Fuente: SENER, 2019

4. Demanda por sector.

La demanda de petrolíferos hacia 2031 será impulsada principalmente por dos sectores: transporte e industrial, mientras que el sector eléctrico comenzará a emigrar hacia gas natural, solar y viento. Tomando en cuenta estos datos, en México se pretende disminuir en 1.9% la intensidad energética por año hasta el 2030 y 3.7% a partir de 2031 (SENER, 2017), esto con ayuda de las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) que establecerán criterios de eficiencia que deben cumplir los equipos que utilizan los sectores residencial, industrial, comercial, servicios, agroindustrial y transporte.

A continuación, se desglosa la prospectiva de demanda por sectores:

a) Sector Transporte.

- Incremento de 27.3% para 2031.

- Gasolinas representan 56.8%, diésel 33.5%, turbosina (7.8%) y gas L.P. 1.5%.
- b) Sector eléctrico.
- La demanda total de combustibles aumenta 12.4% para 2031.
 - Para 2031, el gas natural representara 82% del total de combustibles consumidos, mientras los demás combustibles disminuyen, registrando un 2% de aumento anual.
 - Combustóleo disminuye 10.3% anual, carbón en 0.5% anual y el diésel en 6.8%.
- c) Sector industrial.
- La demanda total aumenta en 1.5% anual.
 - El gas natural representara 73.6% del total de la demanda para 2031, desplazando a los demás combustibles.
 - El combustóleo deja de utilizarse en 2020.
 - Coque y diésel aumenta en 0.8% anual
 - Gas L.P. aumenta en 0.8%
- d) Sector Petrolero (autoconsumo).
- La demanda tiene un aumento global de 3.8% anual.
 - Gasolina representa el mayor aumento porcentual anual con 7.7%, seguido de diésel con 5.1% y finalmente el combustóleo con 2.8%.

5. Comercio exterior de petrolíferos.

Se estima que para 2031 las importaciones de petrolíferos disminuyan en 48.7% mientras las exportaciones aumenten en 6.6%. A continuación, se enlistan las perspectivas por combustible:

- Gasolina: demanda seguirá siendo mayor que oferta interna, pero se prevé que el déficit disminuya en 33.3%; además, durante todo el

periodo comprendido entre 2017-2031 las importaciones representaran 30.8% de la demanda interna.

- Diésel: de 2017 a 2022 la demanda sigue siendo mayor que oferta interna, teniendo que importar aproximadamente el 35% de la demanda; para 2023 el déficit disminuye a 17% y para 2031 se importaran apenas 32.5 mil barriles diarios.
- Turbosina: tendrá un crecimiento anual de 3.02% anual tanto en producción como en demanda, por lo que el déficit de la demanda seguirá presente.
- Combustóleo: en este caso, habrá un excedente de producción de combustóleo que será exportado hasta 2024, donde se espera que Tula y Salamanca detengan la producción del combustible.
- Coque de petróleo: se espera mantener el porcentaje actual de importaciones a la baja, hasta 2023 cuando las nuevas reconfiguraciones de Tula, Salamanca y Salina Cruz permitan aprovechar eficientemente los residuales provocando un excedente que será exportado.

3.4.2 Prospectiva de Gas L.P. 2017-2031.

1. Producción.

Se estima que para 2031 la producción de Gas L.P. aumente 7.4% total y 0.5% anual; además el 58.2% de la producción provendrá de los Complejos Procesadores de Gas, 24.4% de los complejos petroquímicos y 17.4% de refinerías.

2. Comercio exterior.

Para 2031 las importaciones de gas L.P. tendrán un aumento de 4.9% respecto a las registradas en 2017.

3.4.3 Prospectiva de Gas Natural 2017-2031.

1. Demanda.

Se espera un aumento de 26.8% en la demanda de gas natural para 2031; el incremento está asociado a la expansión de infraestructura de gas natural y la entrada en operación de varias centrales de ciclo combinado.

En cuanto a la demanda sectorial, la distribución para 2031 se muestra en la Figura 27:

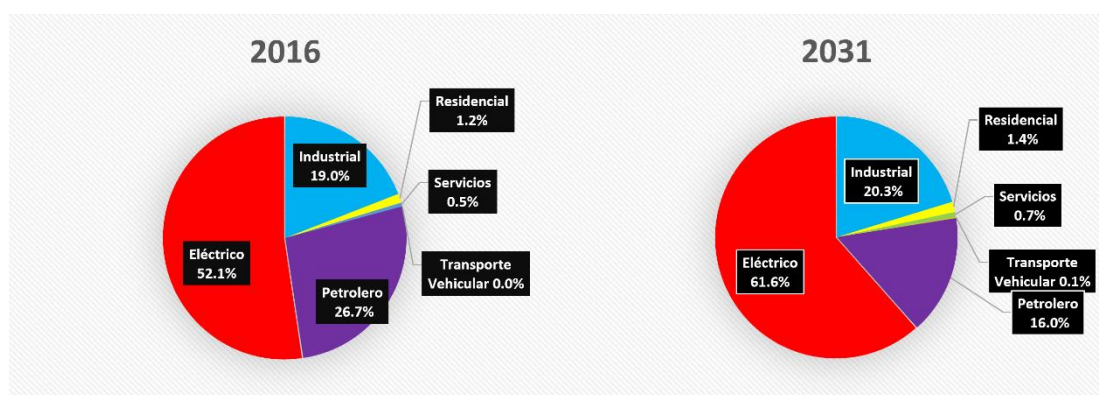


Figura 27. Demanda sectorial de gas natural.

Fuente: SENER 2019, IMP 2019

2. Producción.

En este apartado se analizan dos escenarios: mínimo tomando en cuenta reservas 2p y máximo tomando en cuenta reservas 3p. Se estima que, para el escenario máximo, la producción de gas natural aumente en 47.2% respecto al 2017, mientras que el escenario mínimo prevé que sea un decremento del 5%.

3. Comercio exterior.

Para 2031, se registrará un incremento del 10.6% respecto a 2017 de importaciones, mientras que las exportaciones serán nulas.

3.4.4 Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos.

El escenario dos, se identificará con la sigla PNPH y estará basado en el Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos.

El Plan Nacional de Hidrocarburos presentado por el presidente Andrés Manuel Lopez Obrador, prevé un aumento en las reservas enfocando las inversiones en los recursos convencionales y aguas someras del país. Además, el plan busca aumentar el factor de recuperación de los campos maduros y desarrollar los campos nuevos cuidando siempre este factor.

Por otro lado, se prevé que para 2024 se produzca en México un aproximado de 2.4 millones de barriles diarios y que para 2026 esta cifra aumente a 2.6 millones de barriles diarios

También se integrará mayor inversión en la parte de Administración Integral de Yacimientos, a modo de gestionar el yacimiento sin afectar gravemente el factor de recuperación.

3.4.5 Agenda 2030 de la ONU.

El último de los escenarios preverá cumplir con la Agenda 2030 de la Organización de las Naciones Unidas.

Esta agenda es una guía de objetivos a alcanzar para el año 2030, de la cual se extraerán los datos relevantes a las etapas de exploración, perforación, terminación, producción, transformación y comercialización de hidrocarburos.

El Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 que busca el acceso a energía asequible y no contaminante pretende el aumento de energías renovables y disminución de las fósiles debido a que el 60% de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero provienen de la industria energética. La meta significativa es la 7.a, citada a continuación:

7.a Aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.

3.5 Introducción de la información al software LEAP.

En este software, la introducción de la información inicia con el consumo de los sectores de demanda, posteriormente con la etapa de transformación y finalmente con el análisis de los recursos o materia prima.

3.5.1 Estructura funcional.

La introducción de los datos tiene una estructura funcional indizada por un árbol que distribuye los procesos de forma ascendente. Gracias a esto, los datos inician con aspectos demográficos y macroeconómicos, posteriormente la demanda, la transformación y finalmente el análisis de los recursos (encerrado en líneas punteadas de color rojo), esta estructura se muestra gráficamente en la Figura 28.

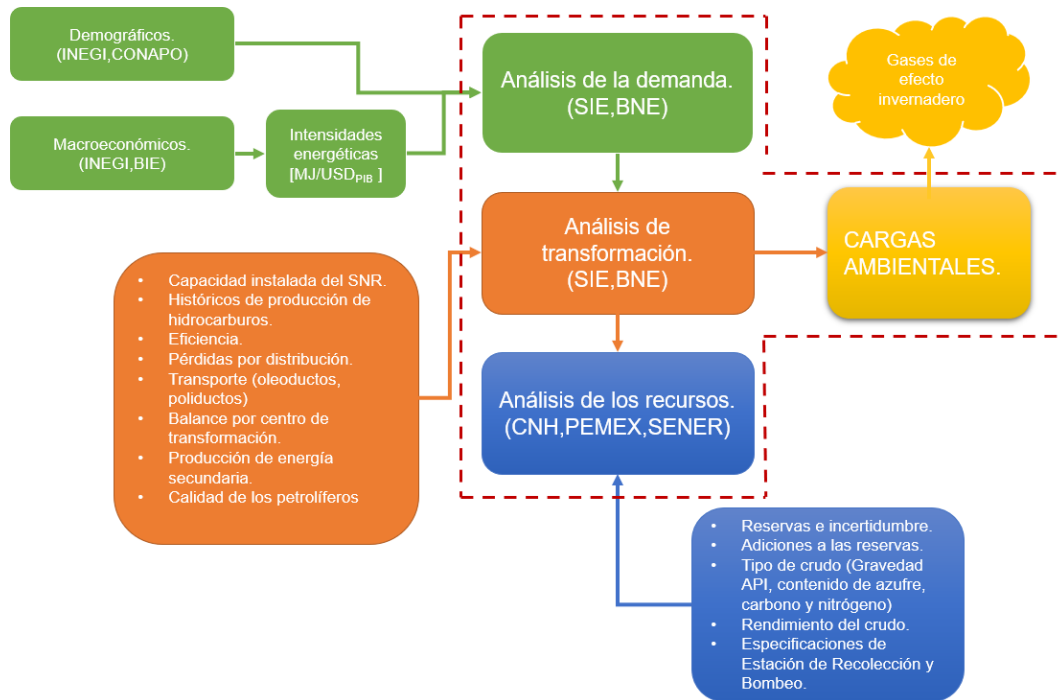


Figura 28. Estructura funcional del modelo propuesto (elaboración propia).

3.5.2 Limitaciones y suposiciones.

3.5.2.1 Población.

Al censo realizado en 2015 en el país, México contaba con 119,938,473 de habitantes (INEGI, 2015) y se prevé un crecimiento poblacional anual de 1.1%. En concordancia con los datos censales del INEGI se realizó una interpolación de los habitantes entre 2010 y 2015; para los años 2016 y 2017 se realizó una interpolación de 2015 a 2020, tomando el último dato de la “Proyección de población en México y de las entidades federativas 2016-2050” del INEGI. Del mismo modo, se tomó el dato de población para el año 2050 de este documento lo cual se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24. Incremento en población para 2050. Fuente: Elaboración propia con datos del INEGI, 2019

| Años | Habitantes |
|-------------|-------------------|
| 2013 | 116,897,699 |
| 2014 | 118,418,086 |
| 2015 | 119,938,473 |
| 2016 | 121,510,778 |
| 2017 | 123,083,083 |
| 2020 | 127,800,000 |
| 2040 | 139,700,000 |
| 2050 | 148,200,000 |

3.5.2.2 Crecimiento económico (PIB).

En el periodo comprendido entre los años 2013 y 2017, México registró un crecimiento medio de 2.3% de acuerdo con los datos del BIE posicionando al país como la quinceava economía mundial, en la Figura 29 se muestra el comportamiento del PIB total en los años de interés.

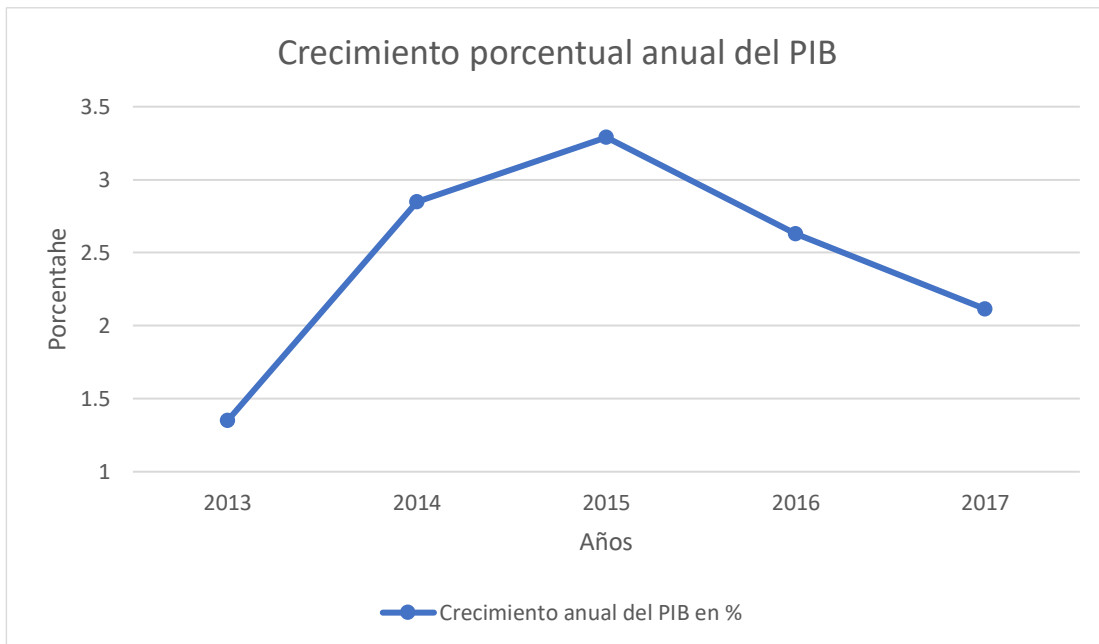


Figura 29. Crecimiento económico de México. Fuente: Banco Mundial, 2020 porcentual

Sin embargo, para efectos de modelado se tomará en cuenta una disminución del 9% para el año 2020 y un repunte de 3.5% para 2021 (Fondo Monetario Internacional, 2020); finalmente se realizó una interpolación con un valor de 4,932,300 millones de dólares a 2050 (OECD, 2020)

3.5.2.3 *Intensidad energética.*

Para la realización del modelo, se tomaron las aportaciones de cada sector de acuerdo con la Tabla 25; para los sectores de industria, transporte, otros y no energético se obtuvo una intensidad energética por unidad de PIB (MJ/USD), mientras que para el sector residencial se tomó en cuenta la intensidad energética per cápita (MJ/hab).

3.5.2.4 *Sector eléctrico.*

Si bien, el sector eléctrico debe tomarse como transformación debido a que toma energía primaria y secundaria y la convierte en secundaria, en este caso este se toma como un sector de demanda debido a que es evaluado solo el sector de hidrocarburos del país y no todo su sector energético.

Tabla 25. Intensidades energéticas por sector (MJ/USD). Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI, 2019 y SENER, 2020.

| Años | PIB (10⁶ USD) | Industria | Transporte | No energético | Otros | Eléctrico |
|-------------|---------------------------------|------------------|-------------------|----------------------|--------------|------------------|
| 2013 | 875,117.58 | 189,659 | 48,550.62 | 34,116.52 | 495,880 | 4,038.95 |
| 2014 | 899,658.86 | 196,299 | 50,246.99 | 36,184.15 | 509,275 | 4,315.45 |
| 2015 | 929,239.57 | 201,805 | 52,338.56 | 38,311.08 | 530,229 | 4,566.66 |
| 2016 | 956,285.52 | 205,401 | 53,834.63 | 41,084.17 | 551,497 | 4,747.09 |
| 2017 | 976,540.46 | 208,821 | 55,884.44 | 42,641.08 | 568,640 | 4,794.13 |

3.5.2.5 Emisiones.

LEAP cuenta con una base de datos que contiene factores de emisiones y efectos para cada uno de los combustibles con los que trabaja, sin embargo, este dato no puede ser utilizado siempre debido a que los factores difieren de acuerdo con las características particulares de los combustibles de cada región. En este trabajo de investigación se tomaron los factores de emisión de un informe titulado “Factores de emisión para los diferentes tipos de combustibles fósiles y alternativos que se consumen en México” realizado por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC), y posteriormente los resultados serán comparados con los obtenidos en el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero publicados también por el INECC, es importante resaltar que estos datos de emisión ya se toman en unidades de CO₂ equivalente. En la Tabla 26 se muestran los factores de emisión tomados en cuenta para el modelo energético para el análisis de demanda.

Para la estimación de emisiones en el sector Transformación, los factores de emisión se obtuvieron del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 1990-2010 publicado por el INECC y se muestra en la Tabla 27.

Otra de las consideraciones para la parte de emisiones es que los resultados obtenidos de LEAP específicamente para las emisiones de cada sector son atribuibles solo al consumo de combustibles fósiles, por cual es normal que este resultado sea menor al reportado por el INECC.

Tabla 26. Factores de emisión para combustibles fósiles. Fuente: INECC,2014.

| Combustible | Factor de emisión para análisis de demanda |
|--------------------|---|
| Gas L.P. | 3 kgCO ₂ /kg |
| Gas Natural | 2.69 kg CO ₂ /kg |
| Gasolina | 3,139 kg CO ₂ /kg |
| Turbosina | 3,143 kg CO ₂ /kg |
| Diésel | 3,145 kg CO ₂ /kg |
| Combustóleo | 3,100 kg CO ₂ /kg |
| Coque de petróleo | 2,640 kg CO ₂ /kg |

Tabla 27. Factores de emisión para petróleo crudo en refinación. Fuente: IMP,2012

| Combustible | Metano |
|--------------------|------------------------|
| Petróleo Crudo | 745 kg/PJ refinado |
| Gas Natural | 118000 kg/PJ procesado |

Capítulo 4. Resultados.

4.1 Comparativo de fuentes oficiales con resultados obtenidos en el modelo.

Este apartado se realiza con el objetivo de comparar los resultados calculados por el modelo realizado y los datos oficiales expedidos por la Agencia Internacional de la Energía y la Secretaria de Energía para el análisis de demanda.

4.1.2 Demanda.

En el análisis de la demanda, los datos presentan un porcentaje de error de 0.0001%, teniendo diferencias por centésimas de puntos, los resultados se muestran en la Tabla 28.

Tabla 28 . Comparativa de datos de SENER vs Modelo energético.

Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019

| Demanda final de SENER. | | |
|--------------------------------|---------------|---------------|
| | 2013 | 2017 |
| Consumo final | 5468.6 | 5948.8 |
| No energético | 69.3 | 33.0 |
| Eléctrico | 1783.3 | 2089.2 |
| Energético | 3616.0 | 3826.5 |
| Transporte | 2256.2 | 2354.1 |
| Industria | 825.6 | 958.3 |
| Residencial | 292.1 | 281.9 |
| Otros | 242.1 | 232.2 |

4.2 Escenario de referencia: Business As Usual

4.2.1 Demanda.

Los resultados del análisis de demanda para el año base (2013) y el año final de históricos (2017) se muestran en la Figura 31:

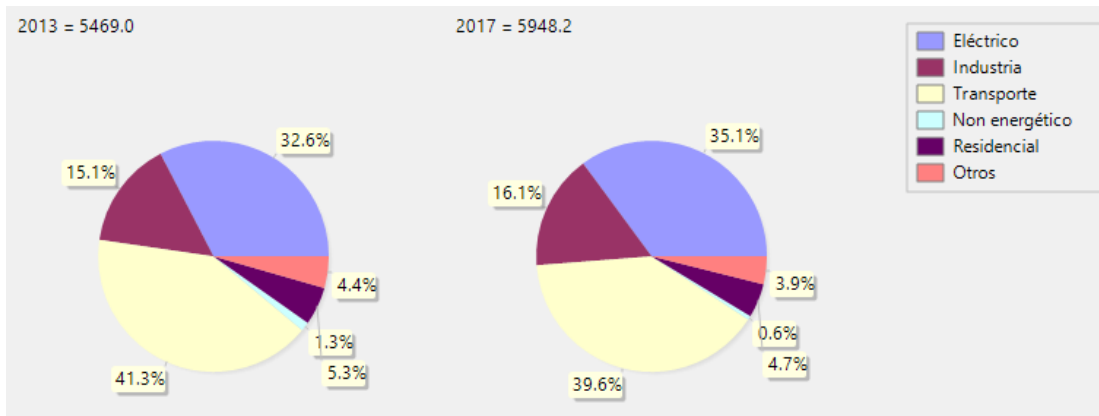


Figura 30. Distribución de demanda de combustibles fósiles durante años históricos. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.

Como puede observarse en la Figura 31, de 2013 a 2017 la distribución demanda de los sectores transporte, no energético, residencial y otros disminuye, siendo desplazados por los sectores industrial y eléctrico, sin embargo, el panorama cambia para el año 2031 y 2050 como se observa en la Figura 32.

De acuerdo con la Figura 32, la demanda del sector transporte aumentara en 3.8% para 2031 y en 6.5% para 2050, y a su vez, todos los demás sectores disminuyen su demanda en comparación con el año 2017. Este comportamiento se debe principalmente a que, en efecto, la demanda de transporte aumentará, siendo gasolina y diésel los combustibles que cubran el 90% de este sector, sin embargo, también tiene que ver con que se prevé que el sector industrial deje de consumir combustóleo y lo sustituya por gas natural.

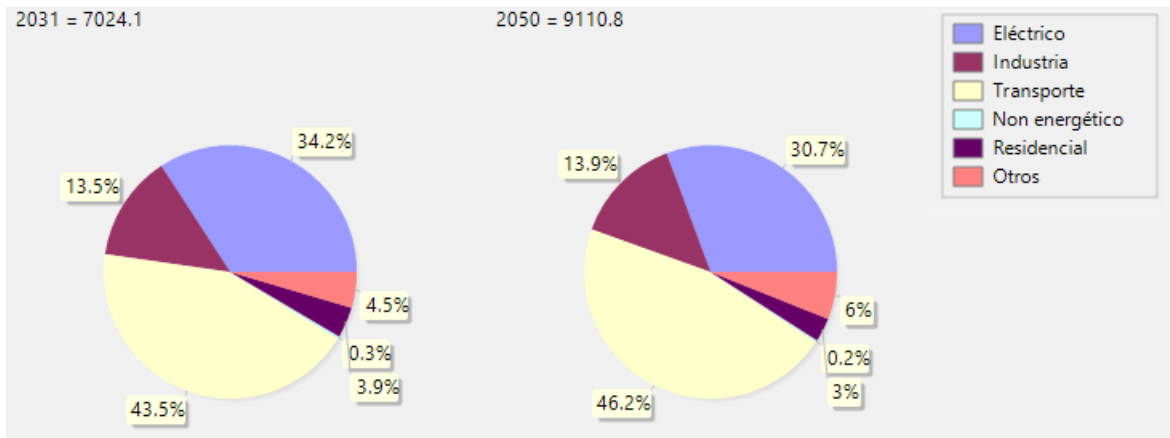


Figura 31. Resultados de distribución de demanda de combustibles fósiles 2031 – 2050. Fuente: Elaboración propia con datos de la SENER, 2019.

4.2.1.1 Emisiones producidas por los sectores de demanda.

Los datos de emisiones se introdujeron como un factor de CO₂ equivalente por unidad de consumo y no desagregado en más compuestos.

Para los años históricos, se obtienen los datos registrados en la Figura 33 y Tabla 28.

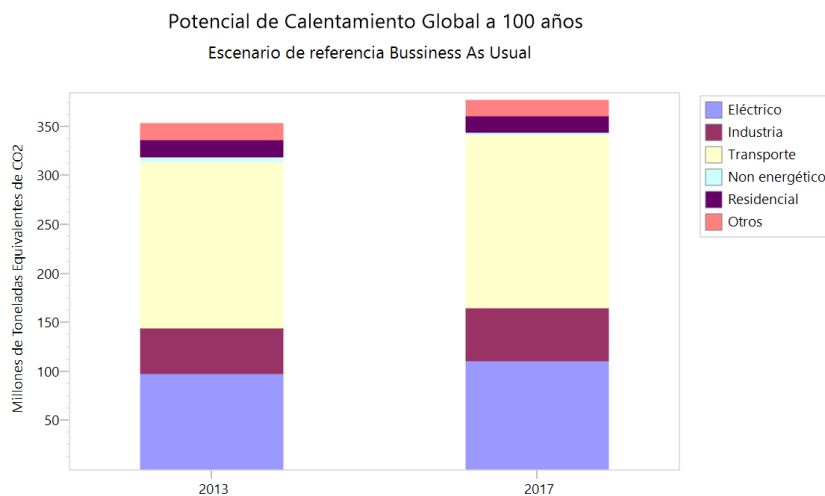


Figura 32. Potencial de Calentamiento Global a 100 años para los años históricos. Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018.

En las emisiones del sector “OTROS” se reportan las emisiones por la combustión de combustibles fósiles en los subsectores “agricultura” y “comercial” y tienden a disminuir debido a que de 2013 a 2017 disminuyó el consumo de Diesel siendo desplazado por gas seco y gas L.P.

Para el sector residencial de igual modo hubo una disminución del uso del gas L.P. siendo desplazado por el gas seco; en este caso, a pesar de que la declinación es de 0.6%, se nota la disminución de emisiones debido a que el factor de emisiones del gas L.P. es mayor que el del gas seco.

Para el sector no energético se muestra una disminución bastante notable debido a dos factores principales: la intensidad energética (unidad de energía por unidad de PIB) y la distribución de combustibles; en el primer punto, la intensidad energética disminuyó 60% para 2017, además la distribución de combustibles cambia ya que el gas seco y el gas L.P. desplazan el uso de gasolina en este sector.

En cuanto al sector Transporte; las emisiones tienen un ligero aumento a pesar de que la intensidad energética disminuye en los años de estudio. El aumento, sin embargo, es debido a que la demanda de combustibles del subsector “autotransporte” registra un aumento del 2.2% que pareciera ser despreciable con relación al aumento en las emisiones, sin embargo, este sector representa el 92% de la demanda de todo el sector transporte. Por otro lado, los subsectores “aéreo” y “ferroviario” también registran aumentos en la demanda.

Tabla 28. Potencial de Calentamiento Global a 100 años para los años históricos. Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018

Tabla 29 . Potencial de Calentamiento Global a 100 años para los años históricos. Fuente: Elaboración propia con datos del INECC,

| Rama | 2013 | 2017 |
|---------------|--------------|--------------|
| Otros | 16.6 | 15.8 |
| Residencial | 17.7 | 17 |
| No energético | 4.6 | 2 |
| Transporte | 169.9 | 176.9 |
| Industria | 46.6 | 54.5 |
| Eléctrico | 97.8 | 110.4 |
| Total | 353.1 | 367.7 |

En el sector industrial se registra un aumento en las emisiones de 11.1 millones de toneladas de CO₂ equivalente lo cual tiene su origen en un aumento en la intensidad energética y también al aumento en el uso de coque de petróleo que cuenta con uno de los factores de emisiones más altos y además desplaza al gas L.P. y gas seco.

Finalmente, el sector eléctrico también registra el aumento en emisiones más grande de todos los sectores, lo cual se debe a que en principio tiene la intensidad energética más grande de todos los sectores de análisis ya que aporta 0.4% al PIB y consume el 35% de la oferta total de energía en el país. Aunado a lo anteriormente expuesto, registró un aumento del 15% en su demanda del año 2013 al 2017.

En la Tabla 29 y Figura 34, se presentan los datos de emisiones para el año base (2013), año final de históricos (2017), año final de prospectiva (2031) y año final de modelado (2050).

Tabla 29. Potencial de Calentamiento Global a 100 años . Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018.

| | Mill. de Toneladas de CO _{2eq.} | | | |
|----------------|--|-------|-------|-------|
| Rama | 2013 | 2017 | 2031 | 2050 |
| Otros | 16.6 | 14.8 | 21.8 | 37.5 |
| Residencial | 17.7 | 17 | 16.5 | 16.5 |
| Non energético | 4.6 | 2 | 1.3 | 1.3 |
| Transporte | 169.9 | 177 | 228.8 | 315.2 |
| Industria | 46.6 | 54.5 | 53.6 | 71.1 |
| Eléctrico | 97.8 | 110.4 | 121.1 | 140.9 |
| Total | 353.1 | 375.8 | 443.1 | 582.5 |

Potencial de Calentamiento Global a 100 años

Escenario de referencia: Bussiness As Usual

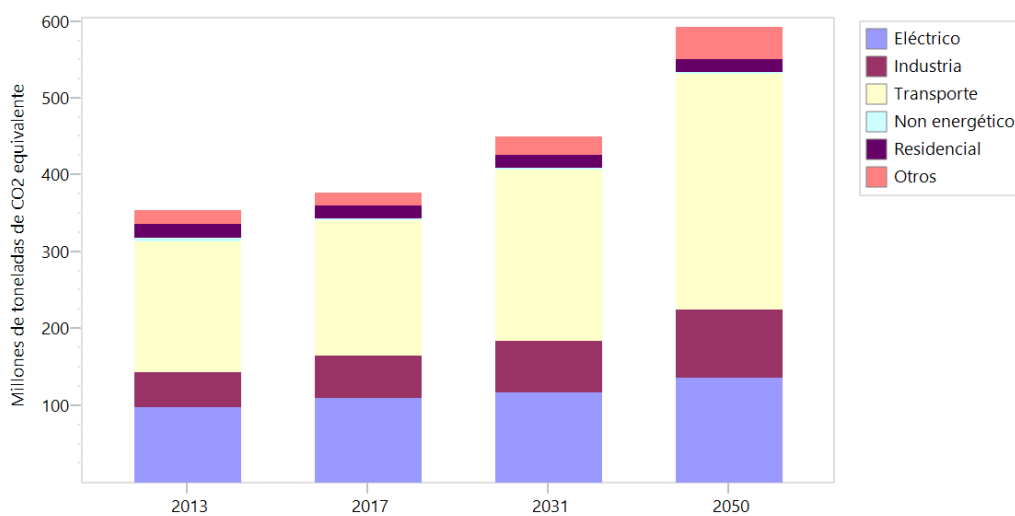


Figura 33. Potencial de Calentamiento Global a 100 años .

Fuente: Elaboración propia con datos del INECC, 2018.

Sector Otros.

Este sector registra un aumento debido a que tiene una tendencia de crecimiento de demanda anual del 2.9% y la distribución de los combustibles que utiliza no presenta cambios para ningún año.

Sector Residencial.

Este sector representa una disminución en emisiones ya que no registra aumentos en la demanda y se prevé un desplazamiento del uso de Gas L.P. siendo sustituido por Gas Natural.

Sector No energético.

En este sector no hay cambios significativos reportados por SENER en las tres prospectivas analizadas para este escenario.

Sector Transporte.

Este sector aumenta sus emisiones en 58.9 millones de toneladas de CO² equivalente en 14 años (de 2017 a 2031), esto se debe a que la demanda energética global de este sector aumenta en 1.7%.

Subsector Autotransporte.

En este subsector, el crecimiento anual es de 1.43%, sin embargo, el mayor aumento en emisiones es atribuible al mismo debido a que aumenta el uso de diésel, desplazando a la gasolina, sin embargo, es el punto de inicio para la transición energética prevista por las regulaciones mexicanas ya que el gas natural comienza a desplazar al gas L.P. para 2031.

Subsector Aéreo.

Este subsector registra una tendencia de crecimiento con 3%, sin embargo, no se le atribuye gran parte de las emisiones debido a que el único combustible que utiliza es turbosina.

Subsector Marítimo.

Registra una disminución del 0.1% anual en la demanda de combustibles y su distribución de combustibles no cambia.

Subsector Ferroviario.

Al igual que el subsector aéreo, este representa un aumento anual del 3% y solo consume diésel.

Sector Industria.

Su crecimiento anual es de 1.5% para la demanda de combustibles aumentando también un punto porcentual en la demanda de coque de petróleo, sin embargo, lo que amortigua el aumento en las emisiones es que para 2020 deja de utilizar combustóleo y gasolina sustituyéndolos con gas seco.

Sector Eléctrico.

De los consumidores importantes de combustibles fósiles, el sector eléctrico es el que tiene un menor aumento de emisiones, caso contrario con los años de históricos. Este comportamiento se da gracias a que su crecimiento anual es bajo con 0.8% y pretende disminuir su consumo de combustóleo y diésel siendo desplazados por gas natural, el cual representara un 94.7% de la demanda de este sector para 2031.

4.2.2 Transformación.

SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN.

El primer cambio notable en el SNR es la distribución de producción, la cual tiene una tendencia ascendente hacia 2031, donde comienza a declinar en un comportamiento normal de merma de proceso que para refinación es de 3.3% anual de acuerdo con el análisis de los últimos veinte años de producción

(SENER, 2020). En la Figura 35 se muestra el crecimiento en los años de escenario y la adición de la nueva refinería de Dos Bocas.

Aún con la adición de la nueva refinería, la demanda de combustibles fósiles seguirá aumentando, y como consecuencia las importaciones de petrolíferos también irán en aumento. Esto sucede porque incluso aumentando el porcentaje de crudo enviado a refinación, el sector transporte y el sector industria aumentan la demanda de petrolíferos; además es importante recordar que, aunque el sector eléctrico desplace los combustibles que utiliza actualmente por gas natural, este sigue siendo considerado un petrolífero en el modelo, por lo cual la tendencia de demanda también es ascendente; finalmente desciende hacia el año 2050 debido a que se simula una declinación por merma de proceso.

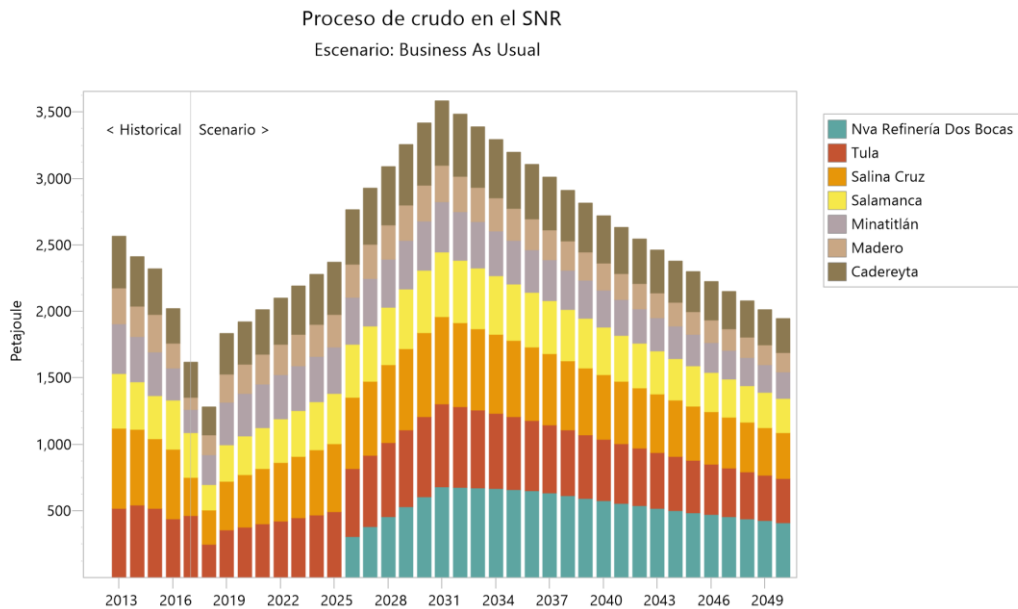


Figura 34. Proceso de crudo en el SNR. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2020.

COMPLEJOS PROCESADORES DE GAS.

La tendencia de consumo de los complejos procesadores de gas siguió la misma tendencia que el SNR; desciende en los años históricos y comienza a ascender en los años de escenario.

Este comportamiento se debe a que para los años 2016 y 2017 se realizaron algunas reconfiguraciones que provocaron esta caída en el procesamiento, además de que las pérdidas de gas natural en transporte fueron en aumento; esto se muestra en la Figura 36, de igual manera, a partir de 2031 se simula una merma de proceso anual.

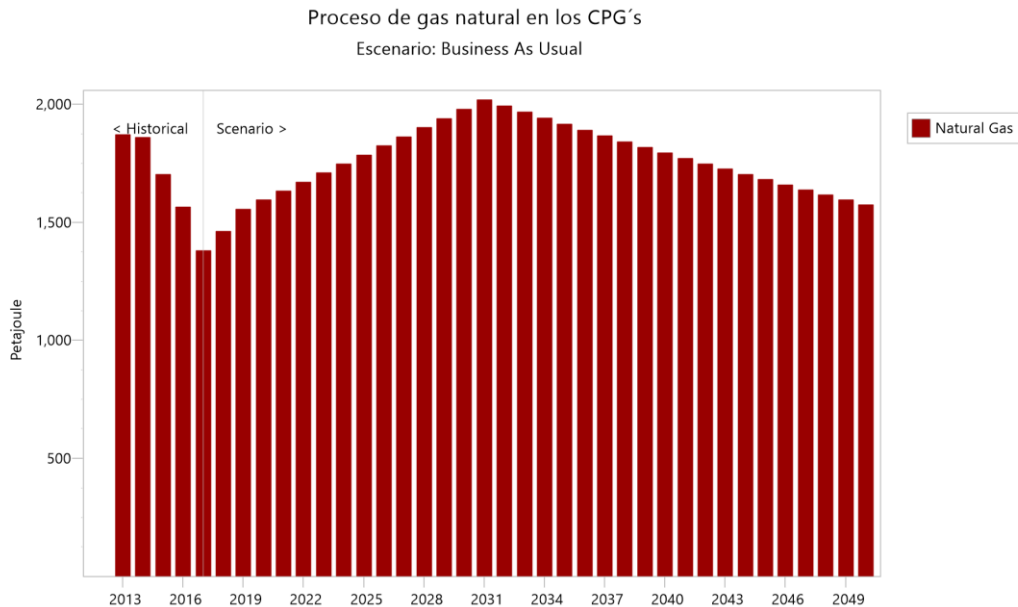


Figura 35. Proceso de gas natural en los CPG's. Elaboración propia con datos de SENER, 2019

4.2.2.1 Emisiones de Transformación.

Las emisiones de transformación muestran un comportamiento descendente en los años históricos y comienza a ascender a partir del segundo año de escenario (2019) hasta el año 2031 en el cual se daría un pico de producción para ambos procesos (refinación y gas), posteriormente descienden como resultado de la merma de proceso.

Este comportamiento se debe principalmente a que las emisiones están en función de la cantidad de crudo procesado en las refinerías, el cual fue en descenso en los 5 años de análisis y tendrá un comportamiento parecido a partir de 2031

En la Figura 37 se puede observar un aumento abrupto de 2025 a 2026 debido a la entrada en operación de la refinería Dos Bocas que aumentaría la capacidad de procesamiento de crudo en el SNR.

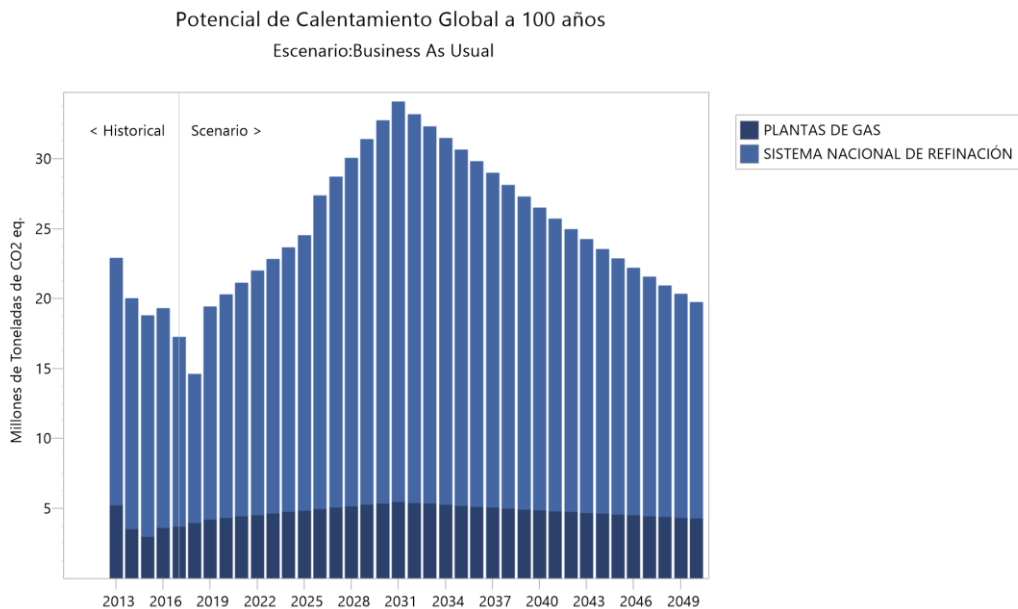


Figura 36. Emisiones de CO₂ en transformación industrial para el escenario Business As Usual. Fuente: Elaboración propia con información del INECC y PEMEX, 2019.

La tendencia de emisiones para los CPG se mantiene estable debido a que está relacionada con la cantidad de gas natural que se procesa y que no se consideran nuevas adiciones a la capacidad de procesamiento, además la tendencia de cambio anual promedio para merma de proceso es de 1.3%

4.1.3 Recursos.

En cuanto a la administración de recursos en el escenario “Business As Usual” tenemos una tendencia ascendente en producción local como resultado del aumento de demanda de energía primaria en los centros de transformación y considera que el año 2035 será el último año de producción de crudo Maya debido a que es el que reporta mayor exportación y una utilización media en el sector de transformación, de igual modo las reservas de gas natural se acaban en este año. Por otro lado, el crudo Istmo se seguirá produciendo en todos los años planteados para este escenario en conjunto con el crudo Olmeca.

En la Figura 38 se muestran la producción local de los hidrocarburos analizados, el salto mostrado en el año 2035 indica que el gas natural en reservas 2p actual se terminaría en ese año y se comenzaría a importar el 100%; el mismo comportamiento muestra el crudo maya ya que es el de mayor producción y exportación.

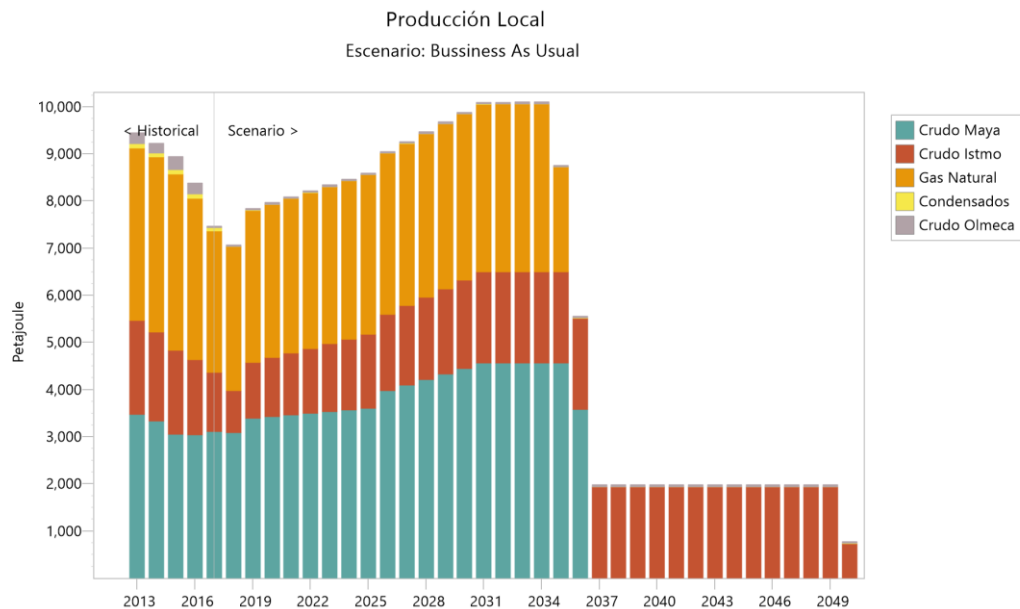


Figura 37. Producción local de recursos primarios. Fuente: Elaboración propia con datos de SENER, 2019.

Escenario: Agenda 2030.

En cuanto al escenario de la agenda 2030 solo se toma en cuenta un cambio en comparación con el escenario BUS y es que la intensidad energética de todos los sectores disminuya en 1.9 puntos porcentuales al año.

4.2.2 Demanda.

Ya que la intensidad energética registrara un decremento año con año en este escenario, la demanda también disminuye debido a que ambos factores están relacionados directamente; en este escenario se prevé una disminución del 42% para el año 2050 con respecto a la demanda del año base como se muestra en la Figura 39.

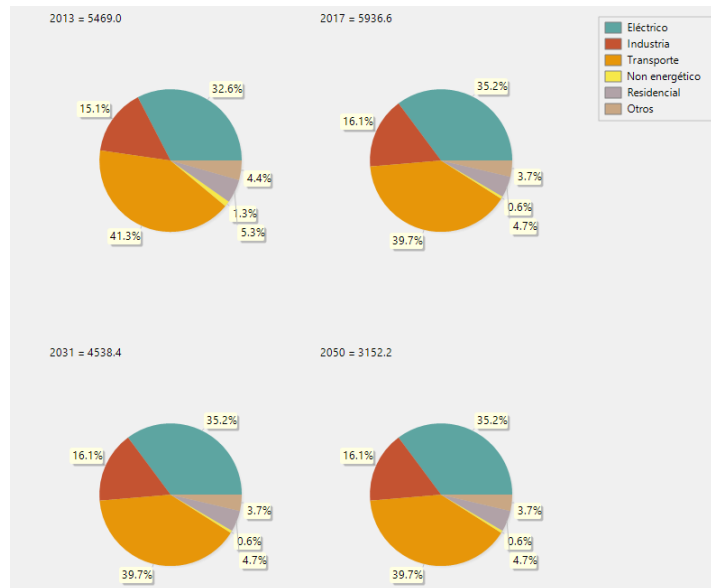


Figura 38. Demanda del escenario A2030. Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU y SENER, 2019.

4.2.3 Emisiones de demanda.

Las emisiones de la demanda disminuyen de igual manera en este escenario como se muestra en la Figura 40.

Potencial de Calentamiento Global a 100 años

Escenario: A2030

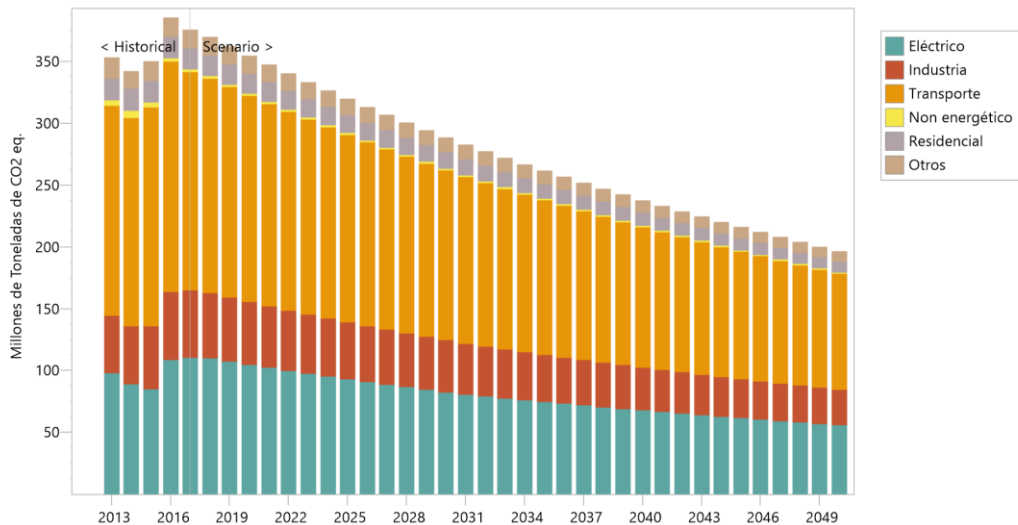


Figura 39. Emisiones de CO₂eq. para Demanda del escenario A2030.

Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU, 2019 y SENER, 2019.

En cuanto a los datos de transformación, el comportamiento sigue la misma tendencia que el mostrado en el escenario Business As Usual, esto se debe a que las refinerías y los CPG trabajarían del mismo modo. Sin embargo, es importante destacar que las importaciones si disminuyen en este escenario gracias a que la demanda disminuiría y el déficit de petrolíferos disminuirá también. Incluso, en la Figura 41 se puede observar la entrada en operación de Dos Bocas en 2026.

En cuanto a los CPG, el comportamiento de importaciones es incluso más grande que en las refinerías y se muestra en la Figura 42.

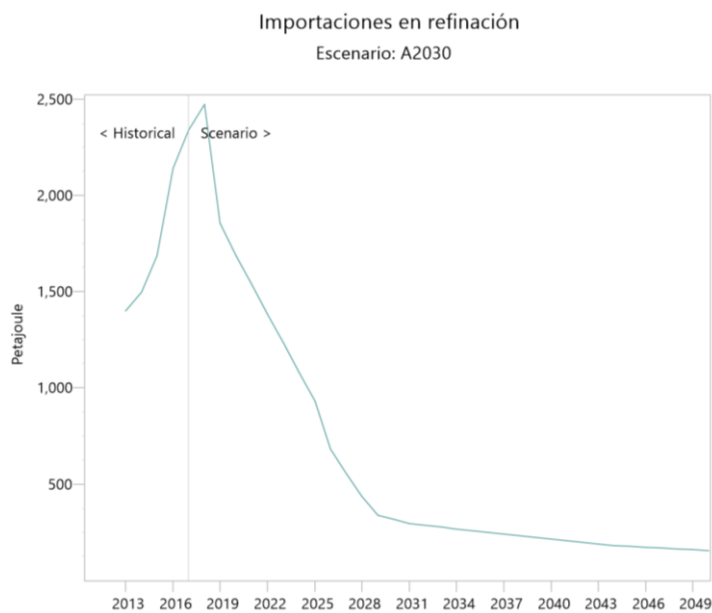


Figura 40. Importaciones en el Sistema Nacional de Refinación en México. Escenario: Agenda 2030. Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU, 2020 y SENER, 2019

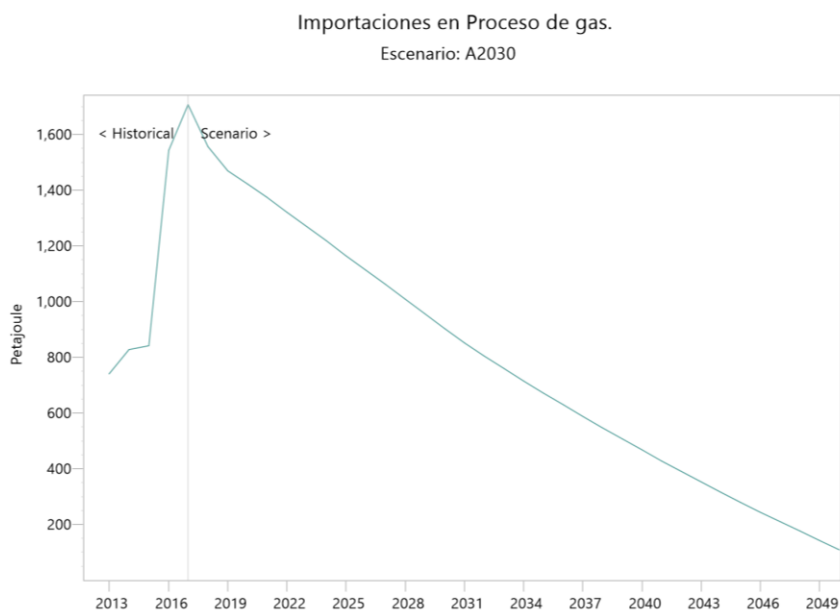


Figura 41. Importaciones en Procesamiento de gas en México. Fuente: Elaboración propia con datos de la ONU, 2020 y SENER, 2019

4.3 Discusión de resultados.

En este capítulo hubo un dimensionamiento de lo compleja que es la industria petrolera en conjunto, lo cual tiene como consecuencia que la información no se encuentre en un solo sitio con un orden establecido, si no que algunas fuentes complementaron a otras y en algunos casos hubo discrepancias en la información de un sitio con otro, también es importante señalar que no hay forma (al menos no con información pública) de modelar solo el sistema de refinación ya que esta interconectado estrechamente con el proceso de gas y un poco menos con petroquímica básica.

Otro de los puntos clave, es que en el caso del modelado de crudo las eficiencias son muy altas, ya que las pérdidas por el hecho de transformar energía primaria a secundaria en refinación son del 2%, caso contrario al gas natural en el cual las pérdidas alcanzan del 32%-41% en los años de estudio antes de entrar a los complejos procesadores y un 15% más en su distribución y comercialización.

En el análisis de escenarios posibles, se observó que ambos escenarios propuestos por SENER para SNR y CPG se realizaron en el supuesto de que tanto demanda, importaciones, exportaciones y producción sigan realizándose como hasta ahora; este escenario en especial fue muy complejo de analizar ya que, de inicio, se toman como referente las reservas 2p con una incertidumbre del 42.3% y para el escenario máximo las reservas 3p con una incertidumbre de 67%; estos porcentajes son aceptables ya que no hay certeza del volumen que se puede producir de los yacimientos recientemente descubiertos, tampoco de si ya no habrá nuevos descubrimientos o en caso de que una de las refinerías requiera más inversión de la prevista y ya no sea económicamente viable.

Para el escenario basado en el cumplimiento de la Agenda 2030 no hay información más detallada de los cambios que debieran ser aplicados

específicamente a la industria de refinación y proceso de gas, por lo cual el único cambio tomado en cuenta fue que México se compromete a disminuir la intensidad energética de todos sus sectores en 1.9% anual; en este caso el escenario luce utópico en términos del modelo, debido a que con la administración actual se prevé un aumento en la producción de crudo y refinados, no una disminución gradual de la misma; de igual modo, esta situación puede no ser la idónea para la siguiente administración y al final la incertidumbre está presente.

Se decidió sacar del modelo el escenario que tomaba en cuenta el Plan Nacional de Hidrocarburos debido a que el análisis de este proyecto trata solo de transformación industrial y el hecho de producir más volumen de crudo no aumentará la capacidad de producción de los centros de transformación, si no que más crudo será exportado.

Se observa que la validación del modelo con datos oficiales no tiene una gran diferencia por lo cual realiza el análisis de los años de históricos de forma realista.

En cuanto a los resultados de los escenarios, en BaU, se notan tendencias ascendentes en todos los puntos analizados y por supuesto, un rápido agotamiento de los recursos fósiles actuales, sin embargo, lo más alarmante está en el aumento de las emisiones, ya que, de acuerdo con este escenario, en 2050 emitiríamos 40% más CO₂ a la atmósfera de lo que se envió en el 2013. Este dato podría causar discrepancias en el lector, ya que, de analizarse detalladamente el comportamiento de las emisiones, se nota que en los años históricos estas fueron disminuyendo, pero lo hicieron como consecuencia de la disminución de la producción y no de realizar procesos más sustentables y eficientes.

En el escenario A2030, el caso es contrario a todo lo que se ha venido desarrollando en la industria petrolera, luce bien como lo que debiera ser, sin

embargo, las representaciones graficas del desarrollo de este escenario no cuentan con una adición de tecnologías más limpias al proceso de Transformación Industrial, si no como una disminución abrupta del consumo energético. Por supuesto, la tendencia de las emisiones es descendente, también producto de producir menos y no de producir “mejor”.

Finalmente, el modelo energético presentado se adecua más a la visión de desarrollo de la Secretaria de Energía y de Petróleos Mexicanos; ambos escenarios tienen ventajas y desventajas, sin embargo, pueden funcionar como una previsualización de como evolucionará la energía y su consumo en el país

Capítulo 5. Conclusiones y recomendaciones.

5.1 Conclusiones

Con el diseño e implementación de un modelo energético del sistema de procesamiento de hidrocarburos, gas natural y líquidos del gas, se puede evaluar su sustentabilidad al año 2050.

La transición energética ha iniciado con pequeños cambios, como la migración de un combustible pesado a otro más ligero; sin embargo, este cambio está impactando mayoritariamente a los sectores eléctrico e industrial, los cuales para efectos de esta tesis no realizan un cambio muy notable.

Para realizar un modelo más cercano a la realidad, se deben tomar en cuenta solo los recursos prospectivos que tengan una incertidumbre menor al 30%, lo cual, de hecho, es improbable.

El escenario BAU muestra un desarrollo indeseado, debido a que esto aumentaría de forma exponencial las emisiones de gases de efecto invernadero, sin embargo, es la visión más cercana a la realidad del crecimiento del sector energético relacionado con los hidrocarburos en México.

El escenario A2030 es una visión demasiado optimista del futuro ya que México aún no cuenta con la infraestructura suficiente para disminuir la intensidad energética, sin embargo, es la única que cumple con la meta del gobierno actual de aumentar la autosuficiencia de petrolíferos en México.

5.2 Recomendaciones.

1. Solicitar los datos de proceso de cada una de las refinerías y complejos procesadores de gas para modelarlos como un módulo de producción con un proceso y salidas específicas; esto contribuiría a un análisis más detallado de todos los procesos que engloba el sector de transformación industrial, además de adicionar el sector de petroquímica básica.
2. Considerar las emisiones alusivas a la importación de los petrolíferos y el gas natural, así como los costos de procesamiento, mantenimiento y transporte.
3. Adecuar un escenario que contenga una propuesta específica y viable para cada sector de consumo poniendo especial atención en el sector de transporte e industrial.

6 Referencias.

- Castrejón Botello, D., Zavala, A. M., Flores, J. A., Flores, M. P., & Barrón, D. (2016). Analysis of the contribution of CCS to achieve the objectives of Mexico to reduce GHG emissions. *ELSEVIER*.
- Cervantes, L. (2019). *Breve historia del Sistema Nacional de Refinación*. Obtenido de Revista "EL CEO": <https://elceo.com/bienes-raices/breve-historia-del-sistema-nacional-de-refinacion/>
- CNH. (28 de Enero de 2019). *Reservas probadas de hidrocarburos en México*. Obtenido de <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx>
- Coldwell, P. J. (02 de Diciembre de 2016). *Diario Oficial de la Federación*. Obtenido de Gobierno de México.: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016
- Colohua Ramírez, V. (2020). *Refinerías en México*. Obtenido de Ingeniería de proyectos: <https://sites.google.com/site/veronicacolohuaramirez/actividades/refinerias-en-mexico>
- De La Cruz Amador, E. G. (2016). *Análisis de las propiedades de calidad de un crudo*. Toluca de Lerdo, México: UNIVERSIDAD AUTONOMA DEL ESTADO DE MEXICO.
- del Rosal Díaz, R. (12 de Noviembre de 2018). Estructura de una refinería. Ciudad de México, México.
- Fondo Monetario Internacional. (2020). *Perspectivas de la economía mundial*. FMI.
- González, I. (2019). Pasa capacidad de refinerías del 38 al 50%: López Obrador. *Excelsior*.

- IEA. (Octubre de 2019). *International Energy Agency*. Obtenido de Diagrama Sankey de distribución energética a 2017: <https://www.iea.org/sankey/#?c=Mexico&s=Balance>
- INEEL. (Mayo de 1998). *"El crudo mexicano: sus características"*. Obtenido de <https://www.ineel.mx/publica/bolmj98/secmj98.htm>
- INEGI. (2015). *Censo de Población y Vivienda 2015*.
- Islas, J., Manzini, F., & Masera, O. (2007). A prospective study of bioenergy use in Mexico. *ELSEVIER*.
- Liñan., S. G. (23 de 06 de 2015). Contaminación por las refinerías. *El financiero*.
- Márquez. (s.f.).
- Márquez H., M. (s.f.). La industria del gas en México. En M. Márquez H..
- Márquez H., M. (s.f.). *La Industria del gas natural en México*.
- Nathalie Spittler, G. G. (2019). Understanding the current energy paradigm and energy system for more sustainable energy system development. *Energies*.
- OECD. (2020). *GDP-Long-term forecast*.
- PEMEX. (1998). *Hoja de Datos de Seguridad de Turbosina*.
- PEMEX. (2008). *Hoja de Datos de Seguridad del Diésel*.
- PEMEX. (2015). *Hoja de Datos de Seguridad de Gasolina Premium*.
- PEMEX. (2015). *Hoja de Datos de Seguridad del Gas LP*.
- PEMEX. (2015). *Hoja de Datos de Seguridad del Gas Natural*.
- PEMEX. (2017). *Informe de Sustentabilidad*.
- PEMEX. (2019). *Anuario Estadístico 2017*. PEMEX.

PEMEX. (Septiembre de 2019). *PEMEX TRANSFORMACION INDUSTRIAL*.
Obtenido de <https://www.pemex.com/nuestro-negocio/tri/Paginas/default.aspx>

PEMEX. (2020). *Informe de Sustentabilidad 2018*. PEMEX.

PEMEX. (s.f.). *Hoja de Datos de Seguridad de Gasolina Magna*.

SENER. (2015). *Refinación*. Ciudad de México.: Informes Gobierno de México.

SENER. (2017). *Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la revisión y actualización del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018*. Diario Oficial de la Federación.

SENER. (2019). *Infraestructura del gas natural en México*. Obtenido de Portal de Gobierno de México:
<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/infraestructura-de-gas-natural-en-mexico>

SENER. (2019). *Prospectiva de Petróleo crudo y Petrolíferos 2017-2031*.

SENER. (2020). *¿Qué es el Gas Natural?* Obtenido de Portal del Gobierno de México:
<https://www.gob.mx/sener/es/articulos/gas-natural-y-petroquimica?idiom=es>

SENER. (12 de Febrero de 2020). *Sistema de Información Energética*. Obtenido de <http://sie.energia.gob.mx>

Torres Robles, R., & Castro Arellano, J. J. (2002). *Análisis y simulación de procesos de refinación del petróleo*. Ciudad de México: Dirección de publicaciones del Instituto Politécnico Nacional.

Anexo A. Requisitos de titulación.



Otorga el presente
RECONOCIMIENTO

a:

Alexia Irais Mata Pérez, Antonio Rodríguez Martínez, Rosenberg Javier Romero Domínguez

Por la presentación del trabajo:

**ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO Y
PERSPECTIVAS AL 2030**

ID: 197



Dra. María del Rosario Enriquez Rosado
PRESIDENTE DEL AMIDIQ Y DEL COMITÉ ORGANIZADOR



Dr. Tomás Viveros García
PRESIDENTE DEL COMITÉ TÉCNICO

Evento virtual del 22 al 24 de octubre 2020