



---

Universidad de Valladolid



PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INDUSTRIAL

TESIS DOCTORAL:

Modelado y análisis del sistema energético  
ecuatoriano con un enfoque en recursos no  
renovables

Presentada por Vicente Sebastián Espinoza

Echeverría para optar al grado de

Doctor por la Universidad de Valladolid

Dirigida por:

Dra. Margarita Mediavilla

Dr. Jaime Martí-Herrero

Dr. Luis Javier Miguel González





## Resumen

La energía constituye un insumo fundamental para el crecimiento económico y la satisfacción de necesidades de la humanidad. Con el incesante incremento de la actividad económica, ha aumentado a su vez el consumo de energía, el cual actualmente tiene un predominio de fuentes fósiles finitas. Esto ha provocado impactos en el ambiente que pueden comprometer el futuro del planeta si no se modifican las tendencias actuales de comportamiento de sistemas socioeconómico y energético. En este sentido el modelado de las trayectorias futuras de estos sistemas considerando los límites biofísicos y sus relaciones es clave para evaluar la sostenibilidad de estos posibles caminos.

La presente tesis doctoral describe el desarrollo completo de un modelo de evaluación integrada (IAM por sus siglas en inglés) energía-economía-ambiente para Ecuador, a través del cual se analizan escenarios energéticos a 2050, comenzando con el modelado de la extracción de petróleo nacional con base en restricciones geológicas. El modelo llamado EEDEC (Ecuador Energy Development under Energy Constraints) ha sido desarrollado utilizando la Dinámica de Sistemas e incorpora nuevas características respecto a los IAM desarrollados previamente. Algunas de ellas son: la representación de límites biofísicos de disponibilidad de energía tanto a nivel nacional como mundial y su retroalimentación en la economía nacional y el consumo de energía, y el modelado de políticas de exportación de petróleo.

Las potencialidades del modelo han sido desarrolladas a través de la simulación de escenarios tendenciales que, de mantener su continuidad, generarían un déficit de oferta de energía, el cual impediría un crecimiento económico sostenido y una posible recesión. A pesar de ser un país productor de petróleo, Ecuador mantiene una alta dependencia de importación de derivados lo que lo hace vulnerable ante cambios en la oferta mundial de estos energéticos.

El modelo EEDEC también ha permitido estudiar escenarios hacia la transición energética en Ecuador. Este análisis muestra que debe haber un esfuerzo máximo hacia un cambio del sistema energético, el cual debe incluir políticas enfocadas en el aprovechamiento de los vastos recursos renovables que dispone el país para generación eléctrica, en la mejora de la eficiencia energética, la reducción de exportaciones de petróleo y la introducción de nuevas tecnologías que permitan reducir el consumo de derivados de petróleo en todos los sectores de la economía, especialmente en el transporte. Si bien en los escenarios se registra una reducción en el uso de fuentes fósiles, éstas serán aún parte de la matriz energética hasta el final del periodo de tiempo analizado, persistiendo aún la vulnerabilidad del sistema energético del país ante la disponibilidad de energía proveniente de fuentes fósiles en el mercado internacional.

## **Abstract**

Energy is a key input for achieving economic growth and satisfying human needs. The increase of economic activity has triggered a rise in energy demand with a large share of fossil fuels in the mix. The use of these finite resources has caused environmental impacts that could compromise earths' future if current trends persist regarding energy use. Thus, modelling future trajectories of socioeconomic and energy systems considering biophysical limits is a key point for assessing the sustainability of these possible futures.

This doctoral thesis depicts the complete development of an integrated assessment model (IAM) energy-economy-environment for Ecuador that will assess energy scenarios up to 2050, with a previous modelling of national oil extraction considering geological constraints. The model named EEDEC (Ecuador Energy Development under Energy Constraints) has been developed using a System Dynamics approach and includes new features compared to previous IAMs for Ecuador. Some of the features included are representation of biophysical limits regarding energy availability at national and global scale, and its feedback on the economy and energy use, and modelling oil export policies.

Potentiality of the model was shown through simulation of BAU scenarios. If current trends persist, energy shortages might occur causing a potential recession by 2040. Despite its condition of oil producing country, Ecuador maintains a high dependency on fuel

imports. Which makes the country vulnerable to changes in global supply of liquid fuels.

EEDEC model also assessed energy transition scenarios for Ecuador. This analysis shows that maximum efforts are necessary for a profound change of the country's energy system. Policies for massive deployment of renewables for electricity generation, energy efficiency improvement, reduction of oil exports, and introduction of new technologies are necessary for all economic sectors, especially transportation. Even if scenarios depict a reduction in the use of oil products, these fuels will still be part of the energy mix by 2050. Ecuador would still depend on energy imports and be vulnerable to changes in energy availability in international markets.





## **Agradecimientos**

La realización de esta tesis doctoral ha sido posible sin el apoyo de varias personas a quienes quiero agradecer:

A mi tutora Margarita por su guía y colaboración.

A Jaime por su constante motivación, consejos, ayuda y confianza en este largo viaje.

Al Instituto de Investigación Geológico y Energético y dentro de él a Ricky por su apoyo, Javi y Pao por su colaboración y compromiso con la investigación en prospectiva energética y por ser un gran equipo de trabajo.

A mis padres y mi esposa por su comprensión, su apoyo incondicional y su amor infinito, motor diario para alcanzar esta meta tan anhelada, por ustedes y para ustedes siempre cada paso y cada logro.

Salud, Fuerza y Unión

## **Abreviaturas y Acrónimos**

2P: Reservas probadas+ Reservas probables

a.a. año a año

BAU Business As Usual

BEN: Balance Energético Nacional

CO<sub>2</sub> Dióxido de carbono

Cv: Coeficiente de variación

EEDEC: Ecuador Energy Development under Energy Constraints

EROI: Energy Return On Investment

FAO: Food and Agriculture Organization

GNL: Gas natural Licuado

IAM: Integrated Assessment Model

LEAP: Long Range Energy Alternative Planning System

MBbl: Millones de Barriles

MEM: Ministerio de Energía y Minas

MERNNR: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No  
Renovables

MW: Megawatts

O: Optimista

OPEP Organización de Países Exportadores de Petróleo

EROI Energy Return On Investment

PIB: Producto Interno Bruto

TJ: Terajoules

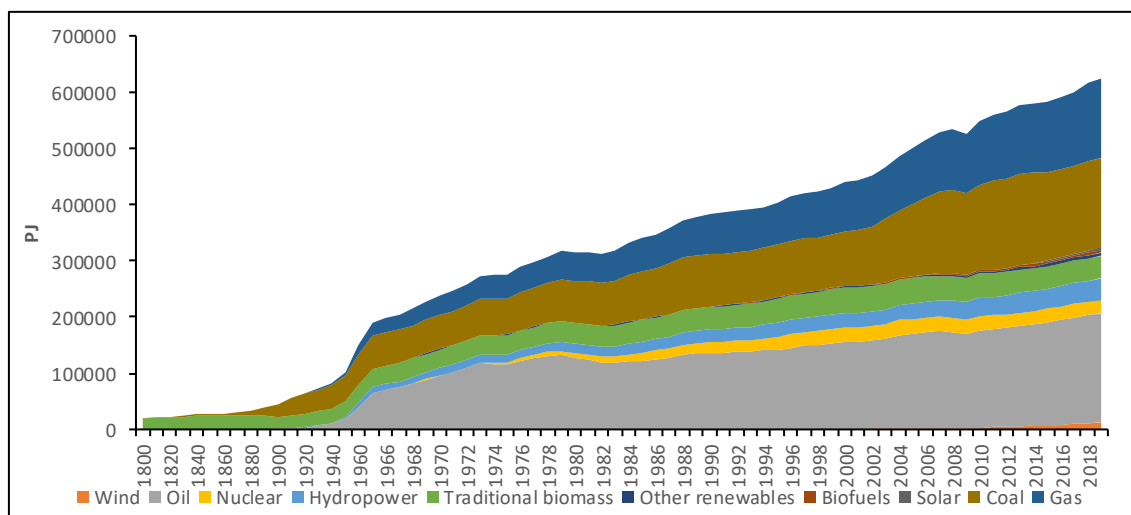
URR: Ultimate Recoverable Resources

Resumen	ii
Abstract	iv
Agradecimientos	vii
1. INTRODUCCIÓN	9
1.1. CONTEXTO Y MOTIVACIÓN	9
1.2. OBJETIVO DE LA TESIS	13
1.3. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS	14
2. METODOLOGÍA	18
2.1. MODELOS DE AGOTAMIENTO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL	18
2.2. MODELOS DE EVALUACIÓN INTEGRADA Y MODELOS DE SISTEMAS ENERGÉTICOS	21
2.3. DINÁMICA DE SISTEMAS	28
2.4. DISEÑO DE ESCENARIOS	35
3. VISIÓN GENERAL DEL SISTEMA ENERGÉTICO ECUATORIANO	38
3.1. OFERTA DE ENERGÍA	38
3.2. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN	43
3.3. CONSUMO	54
3.4. RECURSOS ENERGÉTICOS	64
4. MODELADO DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN ECUADOR USANDO EL ENFOQUE DE HUBBERT	71
5. MODELADO DEL SISTEMA ENERGÉTICO ECUATORIANO BAJO DINÁMICA DE SISTEMAS CONSIDERANDO RESTRICCIONES NACIONALES Y MUNDIALES	72
6. ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA PARA ECUADOR BAJO UN ENFOQUE DE DINÁMICA DE SISTEMAS	73
7. CONCLUSIONES	74
7.1. PRINCIPALES CONCLUSIONES	74
7.2. ÁREAS FUTURAS DE TRABAJO	82
7.3. CONSIDERACIONES FINALES	84
8. ANEXOS	86
9. REFERENCIAS	94

# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. CONTEXTO Y MOTIVACIÓN

El desarrollo de la humanidad y el crecimiento económico han tenido como pilar fundamental el uso de la energía (Moreau and Vuille, 2018). Con la revolución industrial, se originaron cambios estructurales en la oferta de energía y su demanda tuvo un crecimiento significativo. El uso de fuentes como el sol o el viento se vio rápidamente sustituido por combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y finalmente el petróleo, que actualmente es un componente fundamental en más del 90% de la cadena de suministro de productos manufacturados industrialmente (Michaux, 2020). Como describe la Figura 1.1, el petróleo empieza a ganar participación en el consumo de energía mundial en 1940 y se convierte en la mayor fuente de energía primaria consumida, seguido del carbón y el gas natural. Muy por debajo de estos se encuentran la biomasa, hidroenergía y nuclear.



**Figura 1.1** Evolución del consumo mundial de energía primaria (1800-2019)

Elaboración Propia

Fuente: (Ritchie, 2021)

Desde 1975, la población mundial ha crecido de manera exponencial de los 4 mil millones a 8 mil millones (United Nations Department of Economic and Social Affairs - Population Division, 2022); la demanda de energía pasó de 240 EJ a 595 EJ en 2021 (BP, 2022). A su vez, la actividad económica casi se ha triplicado durante las tres últimas décadas (World Bank, 2022), así como el consumo de minerales y alimentos (FAO, 2021; International Energy Agency, 2019) El crecimiento sostenido en la demanda de energía, la actividad económica, y el crecimiento demográfico, han tenido como efecto un incremento sustancial en la extracción de recursos energéticos fósiles y de emisiones de gases de efecto invernadero por su uso intensivo. A su vez, esto se ve reducido en una pérdida de biodiversidad y su correspondiente impacto a nivel social y económico. La concentración de CO<sub>2</sub> atmosférico se incrementó de 316 ppm en 1960 a 416 en 2021 (Tiseo, 2022), en 2022 la temperatura global alcanzó 1,1 C por sobre niveles preindustriales y existe un 50% de probabilidad de que alcance 1,5 C en los próximos cinco años (World Meteorological Organization, 2022).

Por tal razón, la implementación de políticas ambientales serán un punto clave en los años por venir, esto en alineación a los compromisos que una gran proporción de naciones asumió a través del acuerdo de París, para evitar el incremento de la temperatura del planeta sobre los 2 C respecto a niveles preindustriales (Change, 2015). Tomando en cuenta los aspectos relacionados al agotamiento de recursos y la sostenibilidad (satisfacer las necesidades presentes sin comprometer la capacidad de satisfacer las necesidades de generaciones futuras (Nations, 1987) existe la preocupación del futuro que puede deparar a la sociedad y al planeta en caso de continuar con las tendencias actuales de comportamiento. Los estudios relacionados a los cambios que las

actividades antropogénicas generan sobre el planeta tienen su inicio en 1968 con la fundación del Club de Roma por parte de científicos y políticos con la intención de identificar posibles futuros a largo plazo para el planeta desde un enfoque multidisciplinario. Este grupo publicó en 1972 el informe “Los Límites del Crecimiento,” (Meadows et al., 1972) en el cual se analizó al planeta a través de un modelo de dinámica de sistemas y puso en evidencia la insostenibilidad de los escenarios de continuidad. El informe fue objeto de polémica y críticas en sus inicios, a pesar de que, con el paso de los años, los escenarios de continuidad analizados han tenido similitud con los datos históricos que se han registrado (Turner, 2008). El debate respecto a un crecimiento ilimitado en un entorno finito sigue en la actualidad puesto que existen criterios respecto a un optimismo tecnológico y una creencia en la capacidad de la civilización humana a adaptarse. Sin embargo, existen indicios del agotamiento progresivo de recursos, dentro de ellos estudios de pico de extracción de petróleo (Campbell and Laherrère, 1998) y de otras fuentes no renovables como el gas natural, el carbón, y minerales (Maggio and Cacciola, 2012; Mohr and Evans, 2010, 2009; Mudd and Ward, 2008; Patzek and Croft, 2010; Valero and Valero, 2010).

Ante las tendencias de agotamiento de recursos e impactos en el ambiente ocasionados por el continuo crecimiento económico, resulta necesario alcanzar un equilibrio entre el desarrollo socioeconómico y la conservación de los ecosistemas. Para esto es necesario el cambio del paradigma actual de los sistemas energéticos hacia un modelo de crecimiento con menos dependencia de fuentes fósiles, uso racional de recursos energéticos y minerales, y minimización de impactos ambientales. Para el análisis de las variables que intervienen en el crecimiento socioeconómico, el uso de recursos, y su

implicación en el ambiente, se han desarrollado modelos de evaluación integrada (IAM por sus siglas en inglés), cuyos resultados son fundamentales para evaluar y analizar los efectos de las actividades antropogénicas en el planeta y las políticas que pueden implementarse para alcanzar un crecimiento con criterios de sostenibilidad, considerando los límites biofísicos de la tierra.

El proceso de transición energética requiere de tiempo, una economía favorable, cambios tecnológicos, y acceso a los recursos (Gielen et al., 2019; Sovacool, 2016). Sin embargo, la transición debe ser lo suficientemente rápida para atender la creciente problemática ambiental, escasez de recursos y un potencial decrecimiento (Delannoy et al., 2021). La transición energética es un proceso que puede resultar de alta complejidad para países en vías de desarrollo dado que su demanda de energía está en constante crecimiento, atribuida en su mayoría al sector transporte, en el cual se usan combustibles importados y subsidiados (Sovacool, 2013; Vanegas Cantarero, 2020). En el caso de países productores de petróleo, la transición energética puede implicar vulnerabilidades debido a su dependencia como fuente de energía y de ingresos. (Fattouh et al., 2019; Gass and Echeverria, 2017). Por otra parte, algunos de estos países, como es el caso de Ecuador cuentan también con un vasto recurso de fuentes renovables que puede ser aprovechable para satisfacer las necesidades energéticas futuras. A su vez, por el tamaño de su economía, los niveles de consumo de energía, y la estructura de su sistema energético, es posible una transformación más rápida y factible hacia un modelo de consumo eficiente, bajo en emisiones y con baja dependencia en importaciones de energía (Vanegas Cantarero, 2020).



## 1.2. OBJETIVO DE LA TESIS

El objetivo de la tesis doctoral comprenderá el análisis de escenarios que involucren la evolución de la oferta y demanda de energía, mediante la realización de un modelo de simulación del sistema energético ecuatoriano y de los sectores de consumo incorporando la dinámica de sistemas, y enfocándose en la oferta y demanda de hidrocarburos bajo restricciones nacionales y mundiales.

Una vez desarrollado el modelo, se analizarán escenarios que involucren la consecución de los planes, programas y proyectos definidos previamente en el sector energía y sectores de consumo, de manera particular aquellos que estén enfocados en hidrocarburos, junto con políticas energéticas, económicas y tecnológicas. En este sentido se han definido los siguientes objetivos específicos:

Objetivo 1: Desarrollar un modelo de producción de petróleo y gas natural considerando la particularidad del país como exportador de petróleo. La literatura presenta escasos trabajos referentes al desarrollo de un modelo de predicción de la producción de petróleo en Ecuador, los cuales a su vez son agregados y tienen un enfoque netamente geológico con el modelo de Hubbert. El modelo por desarrollarse contempla una desagregación de producción por campo y la aplicación de varios modelos disponibles en bibliografía con el propósito de identificar aquellos que describan correctamente el comportamiento de cada campo.

Objetivo 2: Construir un modelo de simulación basado en dinámica de sistemas, del sistema energético ecuatoriano utilizando información histórica disponible

capaz de describir los procesos de cambio que se han generado previamente en la oferta, transformación y demanda de energía por parte de los sectores económicos, y el agotamiento de los recursos energéticos tanto a nivel nacional como global. El modelo nacional considerará a su vez los límites y restricciones globales establecidas en MEDEAS respecto a la disponibilidad de combustibles fósiles, de manera específica petróleo, derivados de petróleo y gas natural.

Objetivo 3: Analizar los efectos sobre el sistema energético que tendrán los planes, programas y proyectos incluidos dentro de las estrategias de cambio de matriz energética.

Objetivo 4: Realizar un análisis específico de medidas de sustitución de hidrocarburos por otras fuentes de energía renovable convencional y no convencional, así como medidas de ahorro y eficiencia energética y cambio de patrones de consumo de cara a un proceso de transición energética considerando factores tecnológicos, económicos y disponibilidad de recursos energéticos a nivel nacional y mundial.

### 1.3. ORGANIZACIÓN DE LA TESIS

La presente Tesis está dividida en cuatro partes:

- La parte I está compuesta por la Introducción (Capítulo 1), en la cual se presenta el contexto, objetivos y organización de la tesis, por la presentación de las bases metodológicas (Capítulo 2), utilizadas para el desarrollo de la investigación y la consecución de los objetivos planteados

en la tesis, y por la descripción del sistema energético ecuatoriano (Capítulo 3).

- La parte II es la parte principal de esta tesis, pues muestra el desarrollo de modelos de extracción fuentes fósiles en Ecuador, y el desarrollo del modelo de evaluación integral del sistema energético del país. El Capítulo 4 explica el desarrollo de un modelo de extracción de petróleo con base en restricciones geológicas. El Capítulo 5 contempla la descripción del Modelo Ecuador Energy Development under Energy Constraints (EEDEC) y su implementación bajo una narrativa Business as Usual considerando el efecto de las restricciones nacionales y mundiales.
- La parte III muestra la aplicación del modelo EEDEC para el análisis de posibles escenarios de transición energética y el efecto de las restricciones establecidas en la trayectoria del sistema (Capítulo 6).
- La parte IV comprende el Capítulo 7, que presenta las conclusiones de esta tesis resaltando los principales resultados y trabajos futuros dentro del modelo EEDEC.

Los capítulos 4, 5 y 6 de esta tesis se corresponden con artículos que fueron publicados en revistas científicas de impacto y que se presentan en la tesis en el idioma en que han sido publicados.

El capítulo 4 titulado **“Modelado de extracción de petróleo en Ecuador usando el enfoque de Hubbert,”** describe la aplicación de un modelo de Hubbert a nivel agregado y por campos para describir escenarios de extracción

futura de petróleo con base en restricciones geológicas. Este capítulo comprende un artículo publicado en la revista Energy como:

*Espinoza VS, Fontalvo J, Martí-Herrero J, Ramírez P, Capellán-Pérez I. Future oil extraction in Ecuador using a Hubbert approach. Energy 2019;182:520–34. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.061>.*

El capítulo 5 titulado “**Modelado del sistema energético ecuatoriano bajo dinámica de sistemas considerando restricciones nacionales y mundiales,**” describe el marco de modelización del modelo Ecuador Energy Development under Energy Constraints (EEDEC) que permite analizar las interacciones a nivel de energía, economía y ambiente que el sistema energético ecuatoriano puede experimentar a futuro. Las potencialidades del modelo se muestran en la simulación con un horizonte a 2050 de tres escenarios bajo una narrativa Business as Usual considerando un caso de acceso ilimitado a la energía fósil, y dos casos de restricciones a nivel nacional y global. Este capítulo comprende un artículo publicado en la revista Energy como:

*Espinoza VS, Fontalvo J, Martí-Herrero J, Miguel LJ, Mediavilla M. Analysis of energy future pathways for Ecuador facing the prospects of oil availability using a system dynamics model. Is degrowth inevitable? Energy 2022;259:124963. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2022.124963>.*

El capítulo 6 titulado “**Análisis de escenarios de transición energética para Ecuador bajo un enfoque de dinámica de sistemas,**” evalúa posibles trayectorias del sistema energético de cara a un cambio necesario e inevitable en la estructura de la oferta y demanda de energía, enfocada en la reducción del uso de fuentes fósiles, y el rol que estos recursos tienen en el proceso, todo esto

sin comprometer el crecimiento económico del país. Este capítulo comprende un artículo publicado en la revista *Energies* como:

*Espinoza VS, Fontalvo J, Ramírez P, Martí-Herrero J, Mediavilla M. Energy Transition Scenarios for Fossil Fuel Rich Developing Countries under Constraints on Oil Availability: The Case of Ecuador. Energies (Basel) 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15196938>.*

## 2. METODOLOGÍA

### 2.1. MODELOS DE AGOTAMIENTO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Debido a su uso extendido, el petróleo es considerado como una de las fuentes energéticas más extendidas a nivel mundial (Walters, 2006). El estimar el máximo punto de extracción (o pico) de recursos finitos, y en específico del petróleo, ha generado una gran atención debido tanto a su importancia (Kerschner and Capellán-Pérez, 2017), como al marcado crecimiento en su consumo durante el Siglo XX (Smil, 2010). A pesar de que el concepto de “pico de petróleo” tiene sus raíces en los primeros años del siglo, la cuestión de por cuánto tiempo puede continuarse su producción y uso con las condiciones actuales ha sido objeto de múltiples estudios. Uno de los trabajos claves que generó muchos de los estudios de investigación en pico de petróleo en los últimos 20 años es “The End of Cheap Oil” de Campbell y Laherrere (Campbell and Laherrère, 1998). En este artículo, los autores pronosticaron que la extracción global de petróleo crudo podría empezar a decrecer en un plazo de diez años. Sin embargo, en lugar de predicciones, los resultados usan solamente restricciones geológicas y pueden ser afectados por variables como la geopolítica, condiciones económicas, y desarrollo tecnológico (Brandt, 2010; Capellán Pérez, 2016; Hallock et al., 2014; Kerschner and Capellán-Pérez, 2017; Maggio and Cacciola, 2012)

En 1956, M.K. Hubbert señaló que la extracción acumulativa de petróleo en los Estados Unidos podía ser modelada mediante una función logística (Hallock et al., 2014; Hubbert, 1956). La primera derivada de esta función toma una forma

de campana probabilística representando la extracción anual, que permite determinar el punto temporal en el que la extracción alcanza su pico y empieza a declinar debido a restricciones geológicas (Brandt, 2010). Uno de los parámetros utilizados para esta prospectiva son los recursos finalmente recuperables (URR por sus siglas en inglés), que corresponden a la cantidad que se anticipa se podrán recuperar de un campo, región o país, desde que empieza la extracción hasta el final del proceso de extracción (Miller and Sorrell, 2014).

El modelo de Hubbert ha sido utilizado ampliamente para modelar la extracción de petróleo y minerales. Los estudios existentes cubren desde pronósticos de extracción global de petróleo (Maggio and Cacciola, 2012) hasta enfoques regionales y nacionales, como en el caso de países de la OPEP (Ebrahimi and Cheshme Ghasabani, 2015), Perú (Chavez-Rodriguez et al., 2015), Brasil (Saraiva et al., 2014; Szklo et al., 2007) o China (Tao and Li, 2007), entre otros. El uso del enfoque de Hubbert para modelar la extracción más allá del petróleo convencional, puede hallarse para casos como petróleo no convencional (Brecha, 2013, 2012), gas natural y carbón (Höök et al., 2010; Lin and Wang, 2012; Maggio and Cacciola, 2012; Patzek and Croft, 2010; Wang et al., 2016, 2013), fósforo (Cordell et al., 2008), metales preciosos (Mudd and Ward, 2008), y aluminio y cobre (Valero and Valero, 2010). A pesar de que el ajuste obtenido mediante la aplicación del método de Hubbert original ha sido útil para pronosticar la extracción en algunos casos, en otros los resultados han mostrado picos de extracción más marcados (Brandt, 2007). Este método ha sido criticado principalmente por la carencia de una base teórica firme, el uso de información empírica, por basarse en hipótesis concernientes al URR que pueden ser inciertas, por su sensibilidad a la selección de una forma funcional, y por

descartar los efectos de variables políticas y económicas (Miller and Sorrell, 2014).

A través del análisis de patrones de extracción de las mayores regiones y países productores de petróleo a nivel mundial, Brandt encontró que la mayoría de los conjuntos de datos presentaban un mejor ajuste con curvas asimétricas, en comparación con la curva simétrica de Hubbert normalmente utilizada (Brandt, 2007). Objeciones similares al uso del método original de Hubbert han sido propuestas por Bardi (Bardi, 2005), Mohr (Mohr and Evans, 2007), y Nashawi (Nashawi et al., 2010).

Las interrupciones atribuidas a variables que van más allá de la geología pueden ponerse de manifiesto con la aparición de diferentes ciclos de extracción (Reynolds et al., n.d.). Adicionalmente, estos factores pueden generar un rango de diferentes curvas para los ciclos de extracción, así como incertidumbre acerca de cuándo se alcanzarían los picos de extracción (Miller and Sorrell, 2014). Una alternativa propuesta para dar solución a estas críticas es el uso de curvas múltiples de Hubbert. Este enfoque permite la modelación de ciclos de extracción, dependientes de los recursos que se espera extraer en cada ciclo a ser modelado (Chavez-Rodriguez et al., 2015). Debido a esta característica, este enfoque ha sido utilizado extensivamente en la modelación de petróleo crudo (Chavez-Rodriguez et al., 2015; Ebrahimi and Cheshme Ghasabani, 2015; Gallagher, 2011; Laherrere, 2002, 2000; Maggio and Cacciola, 2012; Nashawi et al., 2010; Reynolds, 2014; Saraiva et al., 2014; Wang et al., 2011)

De igual manera, otros métodos han sido desarrollados como alternativas a la curva de Hubbert. Laherrère (Laherrère, 2000), propuso una variante al modelo



de Hubbert al añadir una variable adicional a la ecuación “clásica”. El Modelo de Linealización de Hubbert es utilizado para estimar el URR, que a su vez es incluido como parámetro en el modelo de Hubbert (Hubbert, 1980; Laherrère et al., 2022). Los modelos Weng generalizado y Weng – generalizado multicíclico descritos por Chen (Chen, 1996) han sido ampliamente utilizados para pronosticar la extracción de petróleo (Wang et al., 2011), gas natural (Ma and Li, 2010), y tierras raras (Wang et al., 2015) en China. Mohr propuso un modelo usado inicialmente para pronosticar la extracción de carbón (Mohr and Evans, 2009) y aplicado posteriormente a la de petróleo crudo no convencional (Mohr and Evans, 2010), petróleo convencional y gas natural (Mohr et al., 2015). Se encontró que la extracción de petróleo, carbón y gas natural presenta la tendencia a crecer de manera rápida, mantener una meseta, y posteriormente caer de manera suavizada. Este modelo se ajusta cercanamente a los perfiles de extracción de los campos gigantes de petróleo.

## 2.2. MODELOS DE EVALUACIÓN INTEGRADA Y MODELOS DE SISTEMAS ENERGÉTICOS

La preocupación creciente por el cambio climático, y la satisfacción de necesidades de energía y materias primas ante un progresivo agotamiento de recursos no renovables demandan el establecimiento de un proceso de transición energética necesario e inevitable. En este sentido, grupos de interés como la academia, gobierno, y organismos intergubernamentales han emprendido esfuerzos para atender estas necesidades. Es así como, se han generado sinergias para el desarrollo de herramientas enfocadas en apoyar una

correcta toma de decisiones. Estas herramientas comprenden los modelos de evaluación integrada y han sido generados con la colaboración de científicos de diversas áreas tales como la física, la química, la ingeniería, la economía y la sociología.

Un modelo de evaluación integrada es una herramienta de simulación diseñada para comprender las interacciones existentes entre variables sociales, ambientales, tecnológicas y económicas, que describen el desarrollo de la civilización humana. Estos modelos consideran una gran cantidad de variables, así como sus relaciones y utilizan como punto de partida información histórica para la simulación de escenarios que permitan identificar alternativas y posibles trayectorias futuras del sistema analizado para alcanzar estados deseados, como reducción de emisiones, transición energética, entre otros.

Los modelos de evaluación integral tuvieron su inicio con el modelo World3, desarrollado por Donella Meadows, Dennis Meadows, Jørgen Randers y William Behrens, cuyo objetivo fue describir el comportamiento del mundo utilizando subsistemas para describir procesos como el crecimiento demográfico, producción de alimentos, consumo de recursos no renovables y la contaminación por este efecto. Las salidas del modelo serían el insumo para la generación de políticas para modificar tendencias insostenibles bajo escenarios tendenciales.

En 1992 se desarrolló el modelo Dynamic Integrated Climate-Economy-DICE que integra sistemas económico y climático, y a este, le sucedieron modelos como IMAGE (Integrated Model to Assess the Global Environment), GCAM (Global Change Assessment Model), MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) y WITCH (World

Induced Technical Change Hybrid). Estos modelos presentan estructuras que vinculan dimensiones económicas, energéticas, ambientales, de uso del suelo, entre otras. Si bien existe diversidad en el enfoque de los modelos, la mayoría de ellos presentan una estructura similar basada en módulos que definen los subsistemas analizados como la economía, la provisión y uso de la energía, emisiones al ambiente, uso del suelo, población. Estos módulos presentan interrelaciones que influyen en la evolución de las variables consideradas dentro de cada subsistema.

La evolución de las variables dependerá de las entradas al modelo, las cuales dependen de un conjunto de hipótesis coherentes que se planteen respecto a su evolución, tal es el caso de la actividad económica, el crecimiento poblacional, políticas específicas, entre otros. En este sentido, los modelos de evaluación integrada no tienen como finalidad hacer una predicción exacta del estado futuro de las variables, sino representar posibles trayectorias futuras del sistema analizado con base en un conjunto de hipótesis y supuestos coherentes y fundamentados, que sean alternativas a considerar por los tomadores de decisiones para la resolución de problemas.

Los modelos de sistemas energéticos son subcomponentes de los modelos de evaluación integrada y constituyen una herramienta dominante para evaluar cómo estos sistemas evolucionan bajo ciertas hipótesis y supuestos. La predominancia en el uso de estos modelos se debe a que representan de manera detallada la extracción de fuentes de energía primaria, su transformación en fuentes de energía secundaria (electricidad, hidrógeno, calor, derivados de petróleo), y el uso de estas por parte de los sectores económicos. Las salidas de estos modelos son principalmente respuestas respecto a cómo satisfacer la

demanda actual y futura de energía considerando restricciones de disponibilidad de recursos, límites de emisiones, políticas de eficiencia energética y sustitución de fuentes, precios de los energéticos, entre otros (Gambhir, 2019). Por otra parte, la flexibilidad de estos modelos permite probar un gran número de escenarios y políticas para responder a preguntas del tipo “¿Qué pasaría sí?”.

Los modelos de sistemas energéticos, en función de su enfoque de Modelado se clasifican inicialmente en Top-Down y Bottom-Up. Los modelos Top-Down tienen como fin vincular al sistema energético con sectores macroeconómicos y se caracterizan por una representación sencilla de los componentes y la complejidad del sistema energético, lo cual dificulta la identificación de políticas sectoriales puntuales. La aplicación de estos modelos comprende la evolución y evaluación de los impactos de políticas energéticas a nivel socio económico a través de la implementación de varias metodologías, como las matrices insumo-producto (Oliveira and Antunes, 2002), modelos econométricos (Barker et al., 2016), el equilibrio general computable, y el enfoque basado en agentes (Papadelis et al., 2012). La dinámica de sistemas es otra técnica usada para el modelado Top-Down, dado que permite evaluar la correlación entre el sector energético y la economía a través del uso de las ecuaciones diferenciales no lineales (Arroyo M and Miguel, 2020; Capellán-Pérez et al., 2020, 2015, 2014; Gravelins et al., 2018; Kiani and Ali Pourfakhraei, 2010; Papadelis et al., 2012; Robalino-López et al., 2014; Sachs et al., 2019; Sani et al., 2018).

Los modelos Bottom-Up analizan en detalle los componentes e interrelaciones entre varios sectores energéticos. Desde una perspectiva técnico-económica, estos modelos permiten la comparación del impacto de distintas tecnologías en el sistema energético para el cumplimiento de metas como reducir emisiones,

mejorar la eficiencia, expandir la oferta, entre otras. Si embargo este enfoque no considera los efectos de estas tecnologías en los sectores macroeconómicos. En este sentido, los modelos energéticos han adoptado una característica híbrida al combinar ambos enfoques. Los modelos de evaluación integrada son un ejemplo claro de la implementación de un enfoque híbrido dado que incluyen bucles cerrados entre los módulos de impactos en el clima, economía y energía. De la misma manera, los modelos economía-ingeniería son un ejemplo de la combinación de ambos enfoques, dentro de ellos se pueden mencionar el modelo NEMS (National Energy Modelling System) (Gabriel et al., 2001), el modelo desarrollado por Antosiewicz et al (Antosiewicz et al., 2020), el modelo POLES-JRC (Commission et al., 2018) y el modelo PRIMES (Capros et al., 2018).

Respecto al horizonte de estudio, los modelos pueden ser de corto o de largo plazo, los primeros analizan la configuración del sistema energético y sus alternativas futuras en un horizonte corto definido y enfocado en el año objetivo, mientras que los de largo plazo analizan la evolución del sistema modelando de manera endógena el proceso de transición, considerando variables como el ciclo de vida, puesta en marcha y desmantelamiento de infraestructura, capacidad residual, entre otras (Després et al., 2015). Otro factor de clasificación de los modelos es en función de la metodología implementada, sea esta optimización en el despacho, optimización de costos, o simulación. Los modelos de optimización de despacho o costos utilizan generalmente la programación lineal, o la programación lineal entera mixta, dentro de esta categoría están modelos como MESSAGE (Keppo and Strubegger, 2010; Soria et al., 2016), OSeMOSYS (Howells et al., 2011; Löffler et al., 2017; Prina et al., 2019; Welsch et al., 2014),

MARKAL/TIMES (Astudillo et al., 2017; Balyk et al., 2019; Kannan, 2011; Pina et al., 2011; Poncelet et al., 2016; Vaillancourt et al., 2014; Welsch et al., 2014), Temoa (Hunter et al., 2013), Balmorel (Wiese et al., 2018) Los modelos de simulación evalúan la configuración del sistema energético y obtiene como resultado la expansión del sistema y el despacho de energía junto con variables como costos, emisiones, ahorro energético modelos de este tipo ampliamente usados son EnergyPLAN (Batas Bjelić and Rajaković, 2015; Connolly et al., 2016; Lund, 2014; Østergaard, 2015; Østergaard et al., 2014; Prina et al., 2019, 2018) y LEAP (Castro Verdezoto et al., 2019; Espinoza et al., 2018; Ouedraogo, 2017; Rivera-González et al., 2020, 2019; Suganthi and Samuel, 2012), también se encuentran modelos como WoLim(Capellán-Pérez et al., 2015) y MEDEAS (Capellán-Pérez et al., 2020; de Blas et al., 2020, 2019; Nieto et al., 2020) .La tabla 2.1 presente un resumen de los modelos citados y sus características.

**Tabla 2.1** Tipos de modelos utilizados para sistemas energéticos

Modelo	Enfoque		Metodología		Área Geográfica			Horizonte De Estudio	
	Top Down	Bottom Up	Optimizació <sup>n</sup>	Simulación	Nacional	Regional	Global	Corto Plazo	Largo Plazo
World 3	x	x		x			x		x
DICE				x			x		x
IMAGE						x	x		x
GCAM	x			x			x		x
MESSAGE		x	x		x	x	x		x
NEMS					x	x	x		x
PRIMES					x	x	x		x
MARKAL-TIMES		x	x			x	x	x	x
LEAP	x	x	x	x					
BALMOREL		x	x	x			x		x
EnergyPLAN		x	x	x	x	x	x	x	
WoLim	x			x			x		x
MEDEAS	x	x		x	x	x	x		x

Un aspecto fundamental del desarrollo de un modelo comprende su validación, es decir comprobar que su aplicabilidad es satisfactoria en un rango de precisión afín con la implementación del modelo (Sargent, 2013). Pero este proceso de validación ha sido objeto de polémica debido a la falta de consensos respecto a la determinación de un rango de precisión y lo que implica como tal validar un modelo, es decir la forma de hacerlo y la metodología utilizada. Dependiendo de la existencia relaciones de correlatividad, o causalidad, la validación puede comprender el análisis de comprobación de resultados con datos reales dentro de un nivel de precisión (en el primer caso), y además a tener una precisión aceptable analizar su estructura interna y realizar pruebas formales (en el segundo caso). Sin embargo, estas no pueden tener un carácter objetivo, formal y cuantitativo de manera completa.

En este sentido, para validar el modelo es necesario en primer lugar definir de manera correcta su finalidad. Es decir, describir claramente su uso previsto y el grupo objetivo de usuarios al que está dirigido. Por otra parte, es necesario considerar el carácter iterativo de la validación de un modelo, ya que es necesario realizar pruebas continuas a medida que se avance en su desarrollo (Sargent, 2013).

Considerando que los modelos de evaluación integrada generan resultados que se usan en la toma de decisiones trascendentales y generación de políticas energética y climáticas, es necesario analizar la fiabilidad y certidumbre de estos. Sin embargo, a pesar de la atención y esfuerzos de los generadores y usuarios de estos modelos, no se disponen de normas o protocolos formalmente establecidos y totalmente aceptados para su validación. Dado que lo más adecuado es que un modelo de evaluación integrada sea transparente en su

funcionamiento, tanto su estructura interna como su comportamiento deben ser validados. Respecto a su estructura interna, un modelo presentará naturalmente incertidumbre en sus elementos (parámetros, variables, principios de causalidad), y en torno a su comportamiento, un modelo con alta precisión no significa que actúa correctamente. Considerando las limitaciones antes mencionadas y la naturaleza de los modelos, estos deben tener los siguientes atributos (Wilson et al., 2021):

- Estar orientas a su objetivo
- Debe tener una conceptualización y representación clara para su análisis y generación de resultados.
- Debe contar con documentación clara para un análisis independiente
- Debe tener credibilidad como herramienta de análisis
- Debe fomentar el entendimiento de políticas y retos.

Para verificar estos atributos, se emplean varios métodos de evaluación, dentro de ellos: simulaciones históricas, patrones históricos generalizables, observaciones en el corto plazo, análisis de sensibilidad, entre otros.

### 2.3. DINÁMICA DE SISTEMAS

La Dinámica de Sistemas es una metodología que permite la construcción de modelos de simulación y su objetivo es estudiar las relaciones causales que pueden existir entre los componentes de un sistema, y que estas sean insumo para la toma de decisiones y la resolución de problemas. Se define como sistema a una unidad, que es a su vez un conjunto de elementos que tienen interacción



entre ellos para alcanzar una meta común. El atributo dinámico de un sistema se refiere a su cambio continuo de comportamiento producto de la modificación del estado de las variables que lo conforman y las interacciones entre ellas (Aracil, 1995). Es decir que el comportamiento del sistema dependerá de las trayectorias que sus elementos o variables tengan a lo largo del tiempo.

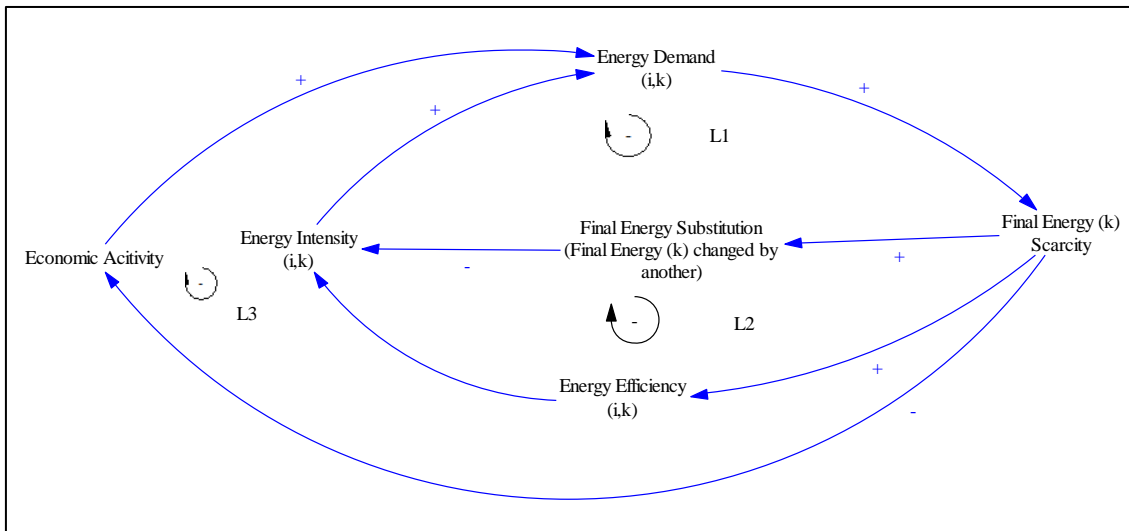
La dinámica de sistemas tiene su nacimiento en los años 60 con el desarrollo y publicación del libro "Industrial Dynamics" por parte de Jay Forrester en el Instituto Tecnológico de Massachussets. A inicio de los años 70, la dinámica de sistemas empieza a ser aplicada en el desarrollo de estudios enfocados en el análisis de sistemas sociales y en el crecimiento económico considerando los límites biofísicos, dentro de ellos es importante destacar "World Dynamics" (1971) de Jay Forrester, y "Dynamics of Growth in a finite world" de Dennis y Donella Meadows.

Desde sus inicios, hasta la actualidad, la dinámica de sistemas ha sido una herramienta utilizada para la representación y análisis de sistemas de alta complejidad (Dyson and Chang, 2005), y su aplicación se ha ampliado al ámbito de la salud, ambiente, energía, cambio climático, gestión de proyectos, biología, gobernanza, y política pública. De manera particular, el análisis del uso y agotamiento de recursos no renovables, así como el uso de recursos renovables han recibido especial atención durante los últimos años. Con su implementación, la dinámica de sistemas ha sido adoptada como una metodología robusta para la representación de sistemas con retroalimentación compleja y su evolución en el largo plazo (Dyson and Chang, 2005).

El punto de partida para la aplicación de la dinámica de sistemas involucra el establecimiento de una hipótesis dinámica, la cual se describe mediante un diagrama de bucle causal, diagrama de existencias exigencias (stock) o flujos (flow), o su combinación, esto con el fin de definir los lazos más importantes que retroalimentan al sistema y rigen su comportamiento (Bala et al., 2017). La aceptación o rechazo de la hipótesis depende del comportamiento referencial que se obtenga de la simulación del modelo en un rango de tiempo determinado. Dentro del desarrollo de la hipótesis dinámica, se debe verificar que el modelo tenga una estructura de retroalimentación endógena, se debe describir el comportamiento del modelo referencial observado y simulado y contar con una teoría que permita explicar el comportamiento del modo de referencia.

Una vez se cuenta con una hipótesis dinámica, se debe identificar las relaciones entre las variables y desarrollar los circuitos de retroalimentación, a través del diagrama de bucle causal.

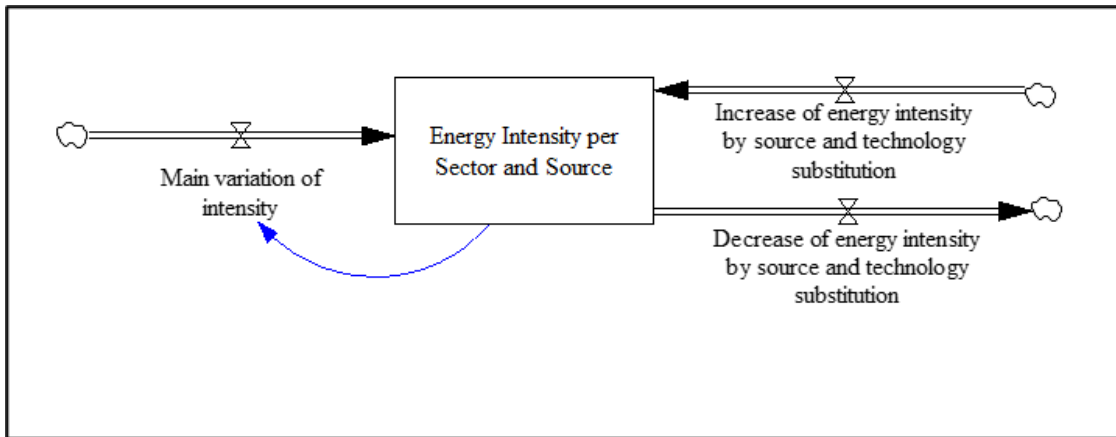
La Figura 2.1 ilustra un ejemplo de diagrama de bucle causal, en el cual una influencia causal positiva (+) indica que, si la variable de influencia incrementa, variable influenciada incrementa también. Por el contrario, si la influencia causal es negativa (-), la variable de influencia aumenta y la variable influenciada disminuye (García, 2013)



**Figura 2.1** Ejemplo de un diagrama causal

Para la construcción del diagrama causal se parte de la definición del problema y sus objetivos, se identifican los elementos de mayor importancia del sistema, seguido de los elementos secundarios y terciarios, y finalmente se definen las relaciones causa-efecto.

El diagrama de flujos – existencias comprende una representación de ecuaciones diferenciales de las variables que forman parte del circuito de retroalimentación del sistema y a través de la simulación describe el comportamiento dinámico del sistema analizado. Este diagrama describe las hipótesis de las causas dinámicas y retroalimentaciones principales. Un ejemplo se ilustra en la Figura 2.2



**Figura 2.2** Ejemplo básico de un diagrama de flujo - existencias

En la figura, la intensidad energética de cada fuente y sector siguen la siguiente relación:

$$EI_{ikt} = EI_{ikt-1} + EIMV_{ikt} + EII_{ikt} - EID_{ikt}$$

Donde:

$EI_{ikt}$ : es la Intensidad energética de la fuente  $i$  en el sector económico  $k$  en un tiempo  $t$ .

$EI_{ikt-1}$ : es la Intensidad energética de la fuente  $i$  en el sector económico  $k$  en un tiempo  $t-1$ .

$EIMV_{ikt}$ : es la variación  $p$  de la intensidad energética de la fuente  $i$  en el sector económico  $k$  por la tendencia del sistema.

$EII_{ikt}$ : es el incremento de la intensidad energética de la fuente  $i$  en el sector económico  $k$  por sustituir a otra fuente.

$EID_{ikt}$  es la disminución de la intensidad energética de la fuente  $i$  en el sector económico  $k$  al ser sustituida a otra fuente.

Los modelos de dinámica de sistemas se han constituido en un instrumento para analizar políticas dado que permite describir las relaciones dinámicas entre los componentes de un sistema. Respecto a modelos de evaluación integrada desarrollados con dinámica de sistemas se tienen importantes ejemplos como:

- Modelo World3: es un modelo pionero desarrollado en los años 70 por el equipo liderado por Donella y Dennis Meadows y fue el insumo para el reporte “Limits to Growth”. Su objetivo es mejorar la comprensión del comportamiento de la economía global con base en varios subsistemas (población, producción de alimentos, producción industrial, contaminación o consumo de fuentes no renovables) para proponer políticas que atiendan a las tendencias no sostenibles (Meadows et al., 1972).
- Modelo EN-ROADS: desarrollado por Climate Interactive, Ventana Systems y la Escuela Sloan del MIT, tiene como objetivo comprender cómo las metas climáticas pueden ser alcanzadas mediante cambios en la energía, el uso del suelo, la agricultura y otras políticas. El modelo fue construido para proveer de una herramienta con soluciones climática a los tomadores de decisión (Siegel et al., 2018)
- Modelo FeLiX3 (Functional Enviro-economic Linkages Integrated neXus): desarrollado por el International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA) en Vensim, analiza los impactos de nuevas políticas y tecnologías considerando las interrelaciones entre los subsistemas social, económico, y ambiental (Walsh et al., 2015).
- Modelo iSDG (Integrated Sustainable Development Goals): desarrollado por el Millennium Institute, asiste a elaboradores de políticas y otros actores a comprender la compleja interconexión entre los objetivos de

desarrollo sostenible (ODS), se enfoca en las interacciones entre estos y permite identificar las trayectorias más adecuadas para el cumplimiento de los ODS (Pedercini et al., 2020)

- Modelo WoLiM (World Limits Model): desarrollado por el Grupo de Energía, Economías y Dinámica de Sistemas de la Universidad de Valladolid, tiene como objetivo describir las relaciones entre la economía, la energía y el ambiente con un enfoque en los límites biofísicos y el despliegue de fuente renovables y no renovables de energía, así como el cambio climático antropogénico (Capellán-Pérez et al., 2017).
- Modelo MEDEAS (Modeling Energy System Development under Environmental and Socioeconomic constraints): desarrollado por el Grupo de Energía, Economías y Dinámica de Sistemas de la Universidad de Valladolid, como antecesor del modelo WoLiM, es un modelo de acceso abierto que tiene como objetivo contribuir a la toma de decisiones para alcanzar la transición hacia un sistema energético sostenible considerando restricciones biofísicas, económicas, sociales, y tecnológicas (Capellán-Pérez et al., 2020).

A pesar de las capacidades de los modelos de evaluación integrada desarrollados con dinámica de sistemas, su aceptación ha sido limitada. Ante esto, la validación del modelo que se desarrolla es uno de los principales problemas, para lo cual se realizan las siguientes pruebas (Blas Sanz, 2021) s:

- Pruebas de estructura: Comprenden comparar la estructura del modelo con la del sistema real que este representa, tiene un carácter cualitativo y puede realizarse al analizar la presencia de bucles de primer orden, al elaborar un diagrama de causalidad, o diagramas de los subsistemas.

- Pruebas de comportamiento: Comprenden el análisis de patrones de comportamiento generados por el modelo, por ejemplo, si este puede reproducir los patrones del sistema real.
- Pruebas de mejora del sistema: Comprenden identificar aquellas políticas que conducen a la mejora del sistema, implementarlas y comprobar si existe un incremento del rendimiento.

## 2.4. DISEÑO DE ESCENARIOS

Un escenario es una descripción exploratoria, y detallada situaciones futuras, plausibles, viables y coherentes de un sistema que puedan ocurrir a partir de la secuencia de sucesos interrelacionados. Estos hechos dan lugar a la pregunta “qué pasa si” se verifica tal o cual ocurrencia y a través de ellos es posible el análisis de los problemas, amenazas y oportunidades que la situación futura y probable del sistema pueda presentar. Un escenario, además de plausibilidad y viabilidad debe describir procesos causales y tener consistencia interna ya que se trata de un sistema (Organización Latinoamericana de Energía, 2017). Para ello, es necesario disponer de modelos analíticos, lógicos o matemáticos, que permitan asegurar que los procesos causales tengan una explicación entre causa y efecto que puede ser producto de alguna racionalidad social, económica o de una relación técnica. Por ejemplo, una intensidad energética de las familias combina ambos aspectos a partir de la relación entre consumo de energía y PIB. En el primer caso resultado de la racionalidad de los individuos en cada uso y en el segundo de la relación técnica insumo-producto como referencia. Mediante el análisis y contraste de varios escenarios, es posible generar una combinación

de alternativas que permitan sustentar decisiones estratégicas para llegar al estado deseado del sistema mitigando eventos no deseados, y la incertidumbre propia de eventos que pueden o no ocurrir.

La construcción de escenarios involucra una aceptación de muchos entornos futuros posibles dentro de los cuales existirán variaciones en sus elementos y parámetros (económicos, tecnológicos, políticos, sociales) tanto cuantitativos como cualitativos) (Martos, 2019) A su vez, presenta muchas ventajas ya que permite desde un punto de partida determinado concientizar sobre los múltiples futuros posibles, que no obedecen necesariamente a tendencias actuales, como cambios estructurales tomando en cuenta giros repentinos en la orientación del desarrollo. Para esto es fundamental considerar las interrelaciones de los elementos del sistema analizado y metodologías como la dinámica de sistemas son de gran utilidad.

Si bien en sus inicios tuvieron una aplicación militar, el uso de escenarios para procesos de planificación se generalizó con el establecimiento de políticas públicas en temas de cambio climático y eficiencia energética (Bhattacharyya, 2011a, 2011b). En función de la evolución de las variables del sistema, la cual depende de las hipótesis establecidas, pueden generarse escenarios de continuidad, de ruptura o evolutivos.

Un escenario de continuidad es aquel que se construye mediante una proyección razonable de las tendencias actuales, y puede presentar ciertos grados de discontinuidad, pero sin afectar a las variables significativas; a estos escenarios se los conoce como Business as Usual (BAU). Por el contrario, si existe una afectación de una variable importante (oferta de energía, demanda de energía)



se considera que escenario es de ruptura. Finalmente, existen escenarios en los cuales se registran perspectivas apoyadas sobre en comportamientos atípicos sin llegar a presentar rupturas, que se denominan evolutivos.

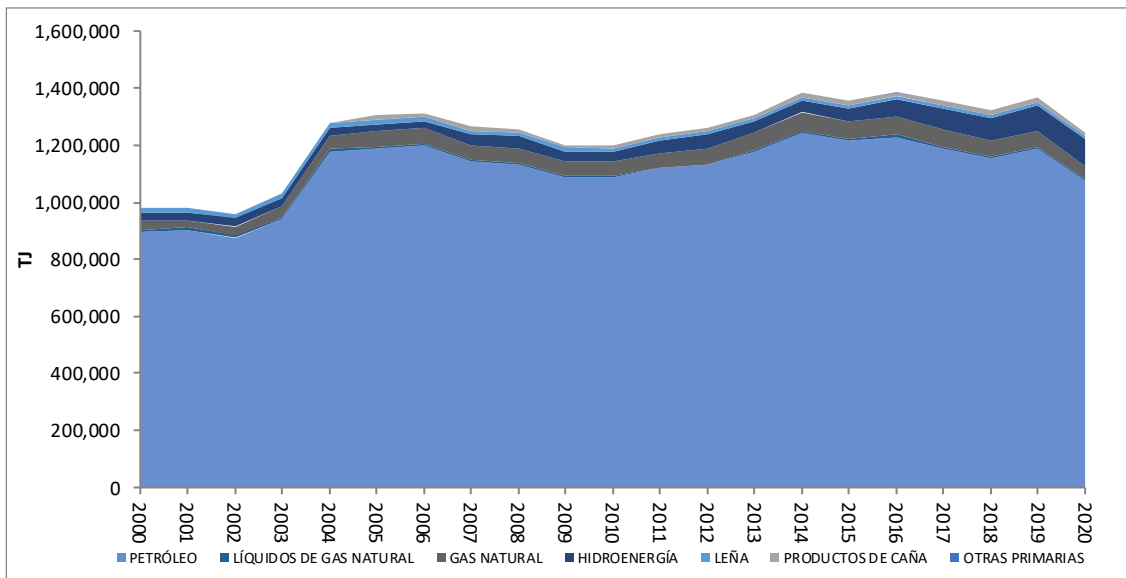
### **3. VISIÓN GENERAL DEL SISTEMA ENERGÉTICO ECUATORIANO**

En el presente apartado, se describirá el contexto energético de Ecuador, se realizará un análisis descriptivo de la oferta de energía, la demanda, la transformación, el consumo por sector y fuente, y los recursos energéticos de los que dispone el país.

#### **3.1. OFERTA DE ENERGÍA**

##### *Producción de Energía Primaria*

La producción de energía primaria de Ecuador está compuesta por petróleo, gas natural, hidroenergía, leña, productos de caña y otras primarias (eólica, solar, biocombustibles). La producción total de energía primaria ha aumentado desde el año 2000, de 930.093 TJ a 1.245.322 TJ en el año 2020, a una tasa promedio en todo el periodo de 1,4% a.a. Se han observado tasas de crecimiento variables en todo el periodo, y ello ha estado determinado por las fluctuaciones en la producción de petróleo, ya que este ha alcanzado una participación cercana al 90% en la producción total de energía primaria.



**Figura 3-1.** Evolución de la producción de Energía Primaria (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente:.(MEM, 2021)

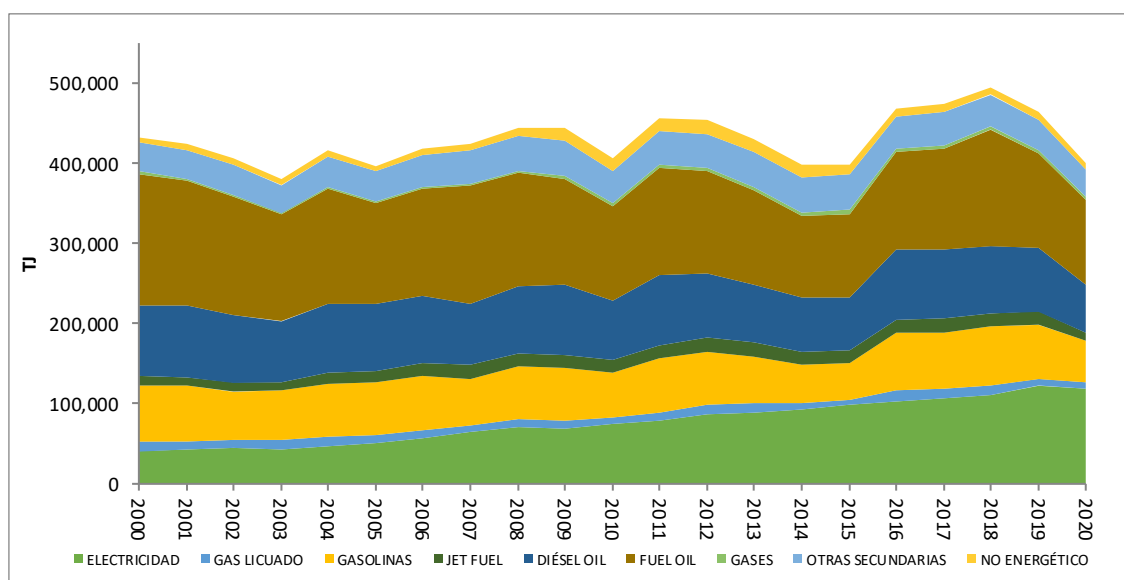
El petróleo y su participación en la producción, ha mantenido una estabilidad relativa en todo el periodo, pasando del 91,5% en 2000 al 90,5% en 2020. Luego le sigue el gas natural y sus líquidos, con una participación que prácticamente no se modifica, siendo de 3,9% en 2000 y 4,2% en 2020.

La principal fuente renovable explotada en el país es la hidroenergía, y ha crecido a una tasa promedio del 6,9% a.a. Su participación en el total de producción de energía primaria aumentó de 2,9% a 7,4% entre extremos del período.

La producción de Leña disminuyó a una tasa promedio de 2,4% a.a. y su participación baja de 1,7% en 2000 a 0,8% en 2020. Los productos de caña tienen una participación marginal, nula en 2000 y de 1,1% en 2020. Finalmente, en 2013 aumenta significativamente la producción de otras primarias (eólica), teniendo una producción de 231,1 TJ y alcanzando 1.414 TJ en 2020, aunque sólo representa el 0,11% de la producción primaria total en el último año.

## Producción de Energía Secundaria

La producción total de energía secundaria es oscilante con una tendencia general creciente a lo largo del período hasta 2019, pasando de 432.282 TJ en 2000 a 463.394 TJ en 2019, a una tasa promedio de 0,6% a.a. En 2020, debido a la interrupción de actividades económicas por la pandemia, la producción se redujo a 399.886 TJ



**Figura 3.2.** Evolución de la producción de Energía Secundaria (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021).

La electricidad es la fuente secundaria cuya producción ha crecido en todo el periodo y en forma sostenida. La tasa de crecimiento promedio fue de 5,6% a.a., lo que ha hecho aumentar su participación en la producción total secundaria de 9,3% en 2000 a 27,4% en 2020. El Fuel Oil es la fuente con mayor participación en la producción secundaria con 38,0% en 2000 y 24,5% en 2020.

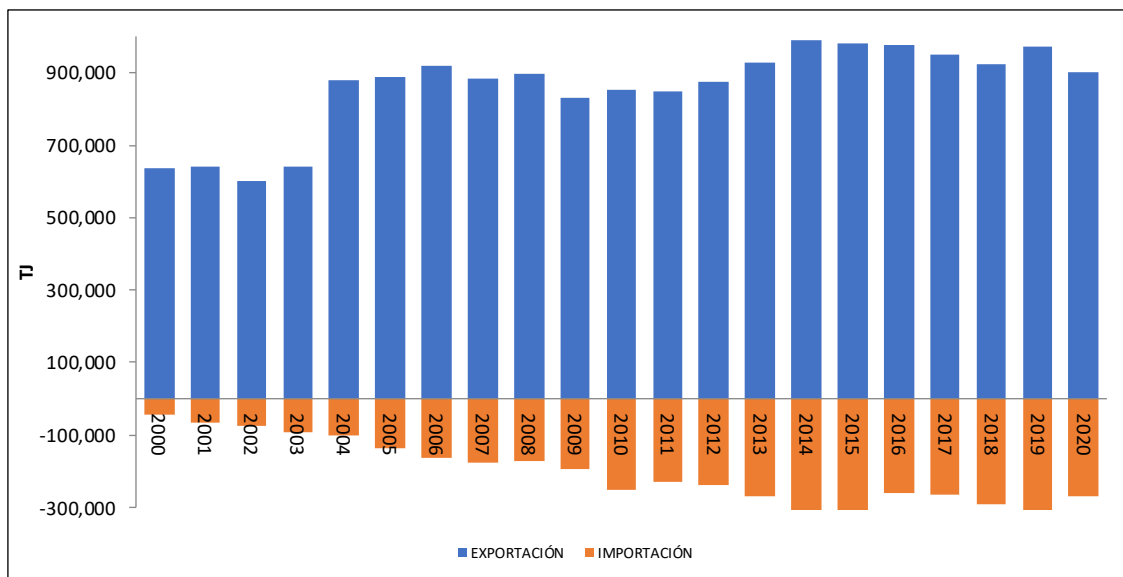
Luego sigue el diésel oil y las gasolinas que disminuyen su participación de 20,1% a 13,9% y de 16,4% a 12,1% respectivamente. El crudo reducido (otras

secundarias) reduce su participación de 8,5% a 8,0% en todo el periodo. Finalmente, con participaciones menores siguen el kerosene/jet fuel, no energéticos, gas licuado y gases.

En cuanto a la producción de alcohol en destilerías, la misma es aún muy poco significativa: en 2020 representaron solo 860 TJ, comparado con los 52.463 TJ de gasolina motor producidas en el país

### *Importación y Exportación de Energía Primaria y Secundaria*

En 2020, Ecuador importó energía por un total de 268.933TJ y exportó un total de 901.021 TJ, es decir que la balanza comercial energética fue de un saldo de 632.089 TJ, exportada. Como referencia, este saldo representó casi el 50% de la producción total de energía primaria del país y más del 100% de su demanda total de energía en el mismo año.



**Figura 3.3.** Evolución de la balanza comercial de energía (2000-2020)

Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021).

El rasgo más distintivo del comercio exterior energético de Ecuador es una fuerte exportación de Petróleo Crudo e importaciones significativas de derivados, principalmente diésel oil, gasolinas y gas licuado.

La importación total de energía tiene un gran aumento durante el período, pasando de 44.879 TJ en 2000 a 268.933 TJ en 2020, con una tasa promedio de 10,4% a.a.

Al inicio del período, el gas licuado de petróleo representaba la mayor parte de las importaciones, el 43%, pero su participación comienza a disminuir hasta llegar al 18,9% en 2020. Actualmente las importaciones están compuestas básicamente por Diésel oil y gasolinas, que aumentaron su participación de 39% a 42% y de 18% a 30,9% respectivamente. En menor medida, le siguen la electricidad y el jet fuel. A partir de 2004 hay importaciones de fuel oil, pero sus exportaciones son mayores.

La exportación total de energía presenta un crecimiento a lo largo del período pasando de 635.109TJ en 2000 a 901.021 TJ en 2020, con una tasa promedio de 2,1% a.a, como se ve en la Figura 3.3. La mayor parte está compuesta por Petróleo crudo que aumenta su participación pasando de 79% en 2000 a 86% en 2020. Luego le sigue en mucha menor medida el fuel oil, que disminuye su participación pasando de 14% en 2000 a 10% en 2020. También se observan pequeñas exportaciones de gasolinas y en algunos años se registran pequeñas cantidades de electricidad, diésel oil y kerosene y jet fuel.

### 3.2. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

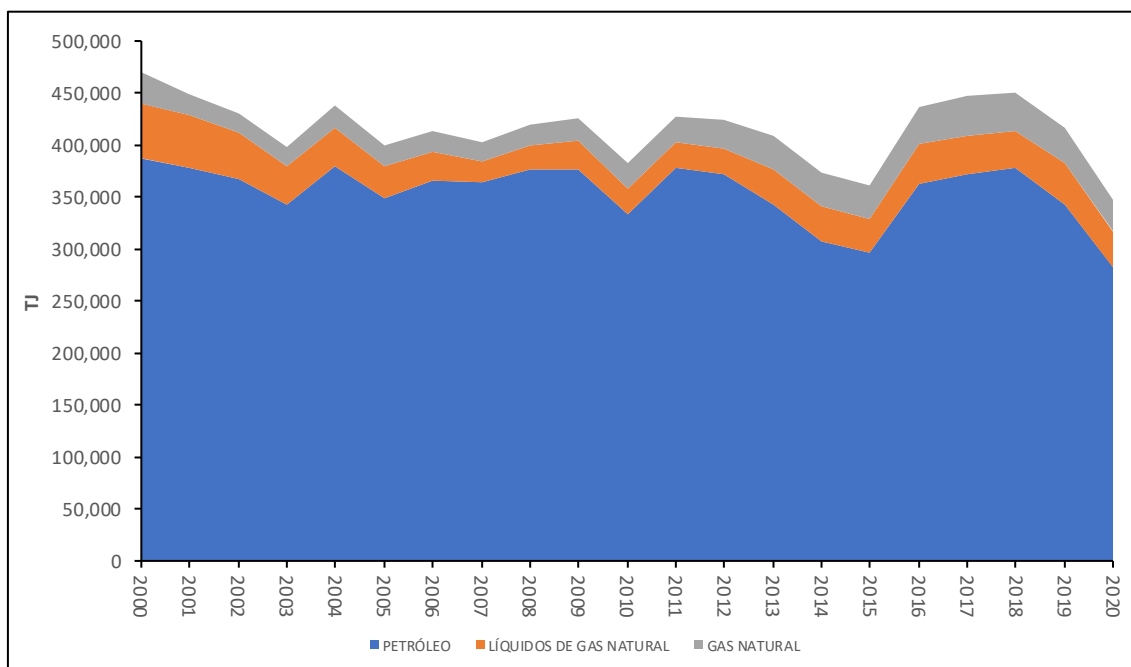
En la presente sección, se describe el balance de los Centros de Transformación para la serie histórica 2000-2020, consignados en los Balances Energéticos Nacionales del Ecuador. La descripción se realizará teniendo en cuenta los consumos y productos en términos de Terajulios (TJ). Los centros de transformación incluidos el BEN de Ecuador son: Refinerías, Centrales Eléctricas del servicio público, Autoprodutores, Centros de Gas y Destilerías de Alcohol.

#### **Refinerías**

##### *Insumos*

El principal insumo de la refinería es el energético consignado bajo el nombre de Petróleo en los balances energéticos, y ocupa el 97,3% de participación, el porcentaje restante comprenden gas natural y líquidos de gas natural. La capacidad nominal de refinación del país es 190.000 barriles diarios de los cuales 110.000 corresponden a la Refinería de Esmeraldas, 45.000 a la Refinería La

Libertad, 20.000 a la Refinería Amazonas y 15.000 barriles diarios para plantas topping. Puede notarse en todo el periodo un procesamiento relativamente constante oscilando entre 347.103 y 469.992 TJ/año, tal como puede apreciarse en la Figura 3.4.

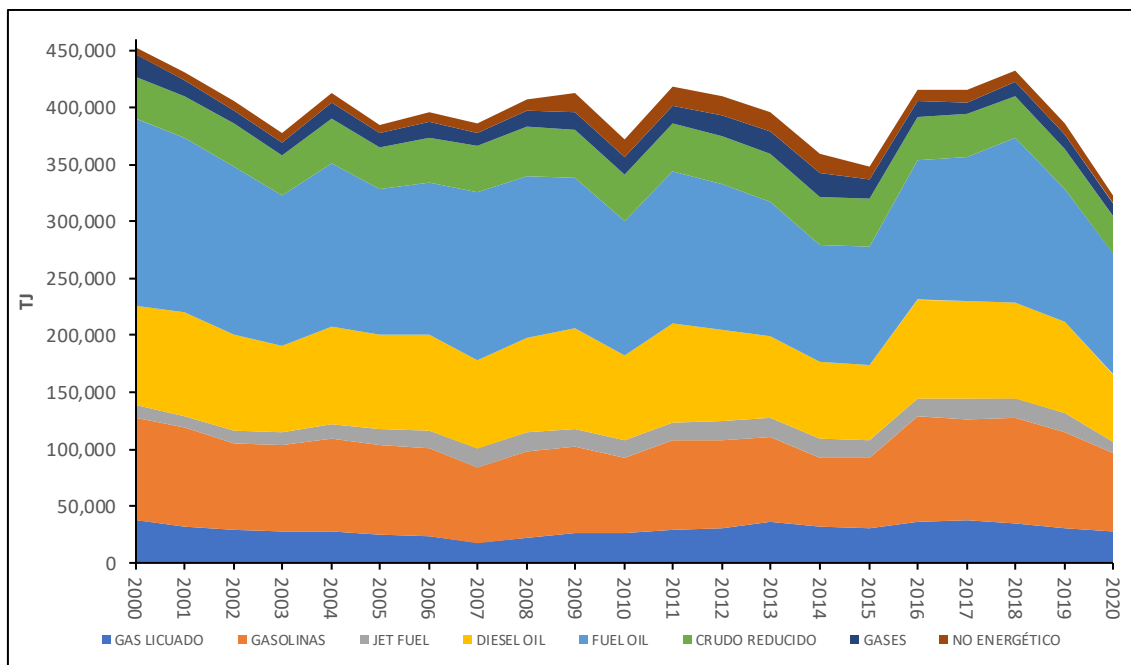


**Figura 3.4.** Evolución de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural procesado en refinerías (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021).

### *Productos*

El agrupamiento de productos generados en la refinería consignados en el Balance está conformado por gas licuado de petróleo, gasolina, kerosene/jet fuel, diésel oil, fuel oil, crudo reducido, gases y no energético. La Figura 3.5 muestra que la cantidad producida registró su valor máximo en el año 2000, alcanzando una producción de alrededor de 452.725 TJ, mostrando una alta eficiencia energética de conversión.

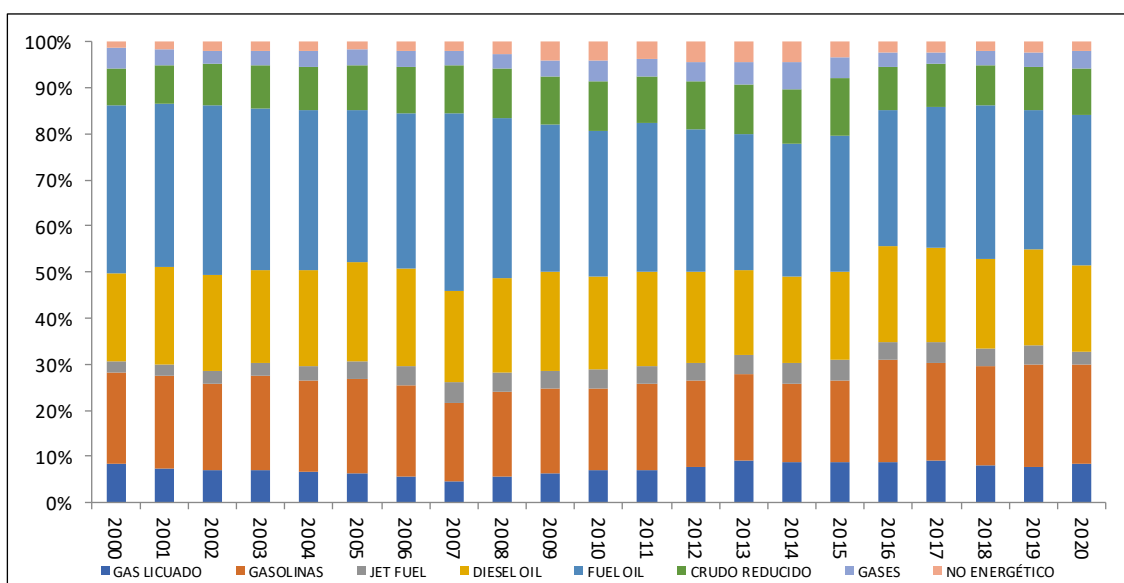




**Figura 3.5.** Evolución de la producción de derivados en refinerías (2000-2020)

Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021).

Lo que respecta a la participación relativa de productos, existió un continuo decrecimiento de la participación de fuel oil de 4 puntos porcentuales desde el año 2000, complementariamente se aprecia un incremento en el No Energético, el jet fuel y el crudo reducido, como se describe en la Figura 3.6.



**Figura 3.6.** Estructura del parque refinador de Ecuador (2000-2020)

Fuente: (MEM, 2021)

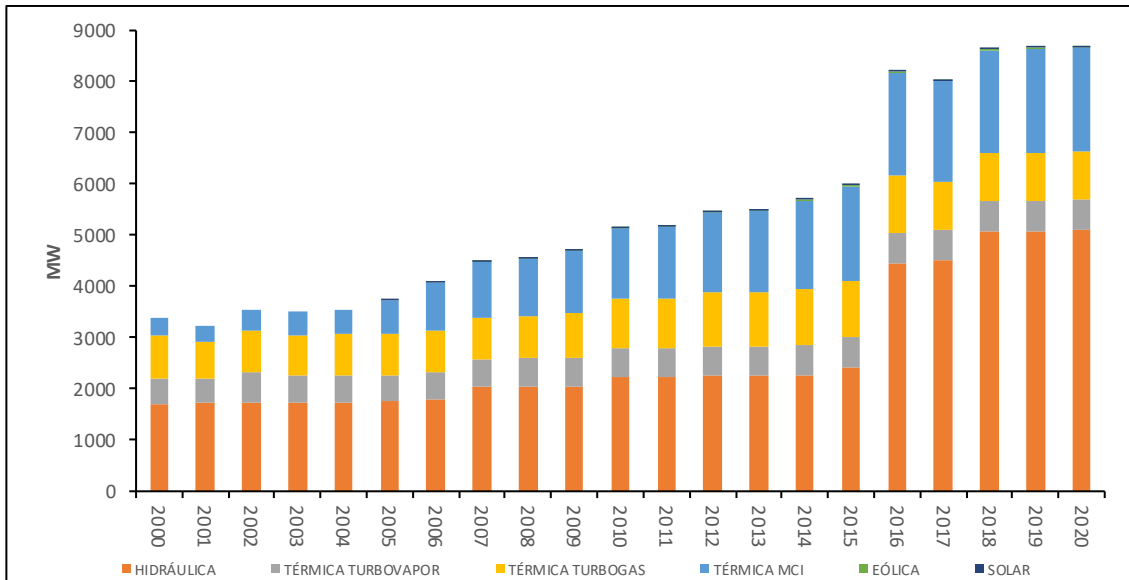
Los combustibles principales del sector transporte (gasolina y diésel oil), sin embargo, no han aumentado su participación, habiéndose convertido este uno de los principales problemas y desafíos que presenta el subsector actualmente, donde las importaciones de estos superan holgadamente la oferta interna.

## **Centrales eléctricas**

### *Insumos*

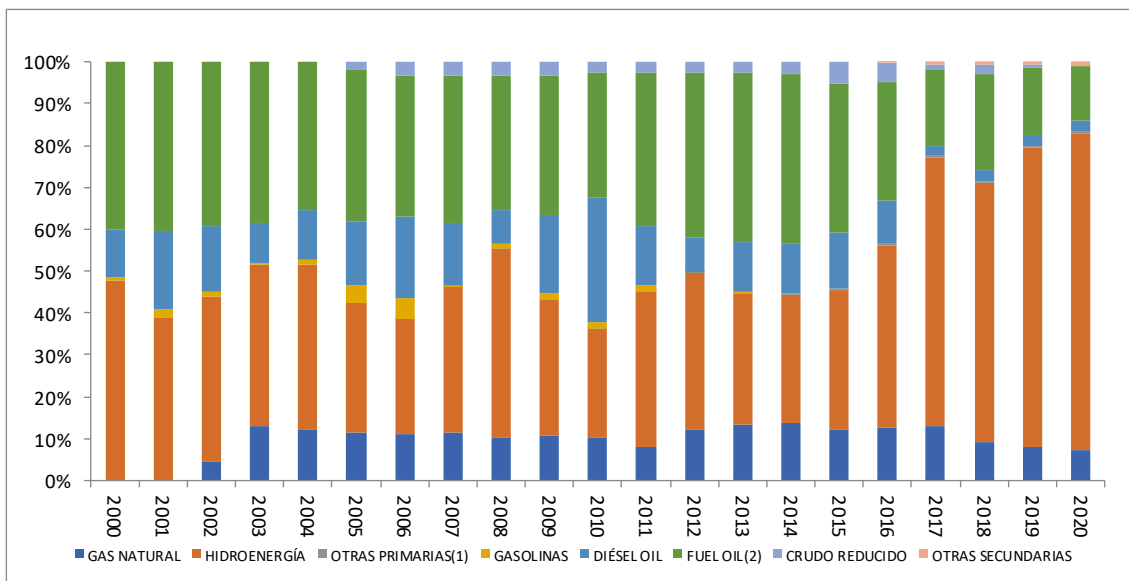
Las Centrales Eléctricas del país utilizan seis insumos principales para la generación: gas natural, hidroenergía, otras primarias (solar, eólica), gasolina, diésel oil y fuel oil. Los tipos de centrales corresponden a hidráulicas, térmicas turbo gas, térmicas turbovapor, térmicas con motor de combustión interna, eólica y solar.

Como se aprecia en la Figura 3.7, la Potencia Instalada en el periodo 2000-2020 tuvo una tendencia creciente, la cual tiene un cambio importante en 2016, año en el cual entraron en operación varias centrales hidroeléctricas dentro de ellas Sopladora con 487 MW y Coca Codo Sinclair con 1500 MW los cuales fueron parte de un plan de expansión de generación eléctrica que atendía sobre todo a una política de sustitución de fuentes en el sector residencial para cocción, introducción de movilidad eléctrica y consumo específicos de nuevas industrias. Durante el periodo de estudio la potencia instalada se incrementó 2,6 veces con un crecimiento promedio de 5,1 a.a.



**Figura 3.7.** Evolución de la Potencia Instalada para generación eléctrica (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

Lo que se observa en la evolución histórica de las centrales eléctricas presentada en la Figura 3.8 es la continua pérdida de participación de la hidroenergía para una recuperación significativa desde 2016, al mismo tiempo que se introdujo y tomó una participación de casi el 15% en muy pocos años el gas natural.



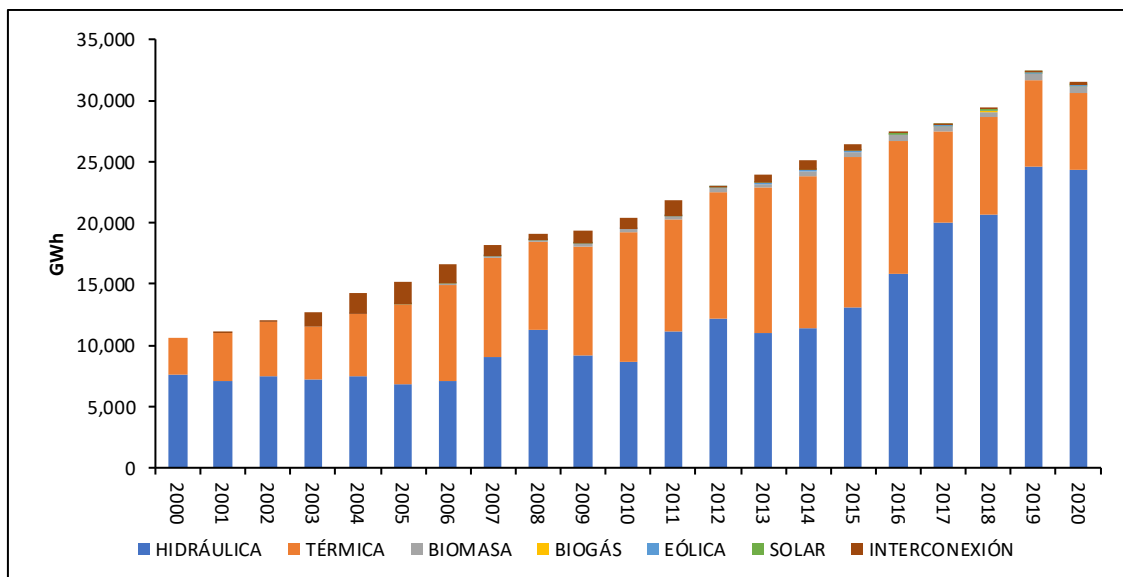
- (1) Incluye eólica, solar, leña, productos de caña, otra biomasa  
(2) Incluye residuo de Fuel Oil.

**Figura 3.8.** Evolución de la carga de energía a centrales eléctricas (2000-20120)  
Fuente: (MEM, 2021)

También se evidencian picos muy marcados de aumento del consumo de diésel oil (con su consecuente impacto económico) en concomitancia con bajas puntuales de la hidroenergía, evidenciando un sistema de reserva para baja hidrología principalmente basado en diésel e incluso gasolina. Esta situación es altamente perjudicial, sobre todo teniendo presente la estructura de producción y la falta de capacidad de refinación manifiesta en los últimos diecisiete años.

### *Productos*

La electricidad es el producto único de estos centros de transformación y creció durante todo el período. Se evidencia en la Figura 3.9, sin embargo, un conjunto de años particularmente críticos entre 2003 y 2006, donde una parte importante de la oferta interna eléctrica fue suplida con importaciones, llegando al 11% del total de la energía en 2004 y 2005. Esta situación estuvo asociada en parte a la baja hidrología, pero también bajos niveles de margen de reserva por falta de ingreso de centrales generadoras y baja disponibilidad. Se cuenta con interconexión con Colombia y Perú, pero en su mayoría las importaciones de electricidad vienen del primer país mencionado.



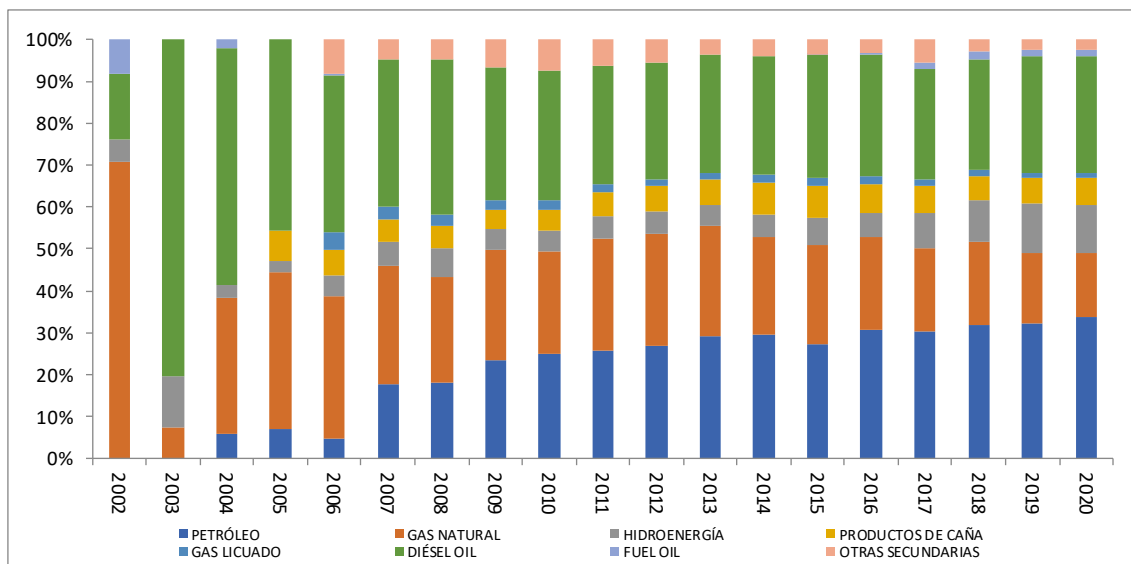
**Figura 3.9.** Evolución de la generación eléctrica por tipo de tecnología (2000-2020)  
 Elaboración Propia  
 Fuente: (MEM, 2021)

## Autoprodutores

Los autoprodutores son aquellas centrales pertenecientes a empresas cuya actividad principal no constituye la generación eléctrica en general estas plantas suministran electricidad a los procesos propios y en algunos casos venden el excedente a la red eléctrica nacional.

### *Insumos*

La serie de autoproducción comienza en 2002. Los insumos utilizados en estos centros son petróleo, gas natural, hidroenergía, productos de caña, gas licuado, diésel oil y fuel oil. En 2020 el insumo más relevante es el petróleo alcanzando el 33,2% de participación, seguido por el diésel con 27,6% y el gas natural asociado con 20,9%.



**Figura 3.10.** Evolución de la participación de carga de energía a Autoprodutores (2002-2020)

Elaboración Propia

Fuente: (MEM, 2021)

Tal como puede apreciarse en la Figura 3.10, el petróleo recuperó una fuerte participación. El resto de las fuentes se mantienen relativamente constantes en término de participación, salvo el caso de los productos de caña (bagazo) que fueron perdiendo participación, posiblemente por el destino alternativo del bagazo para su uso directo como fuente de energía en el sector industrial.

En términos absolutos, el ingreso de petróleo, gas natural y diésel consumido ha crecido fuertemente, a un promedio considerando los tres insumos de 11,4% a.a.

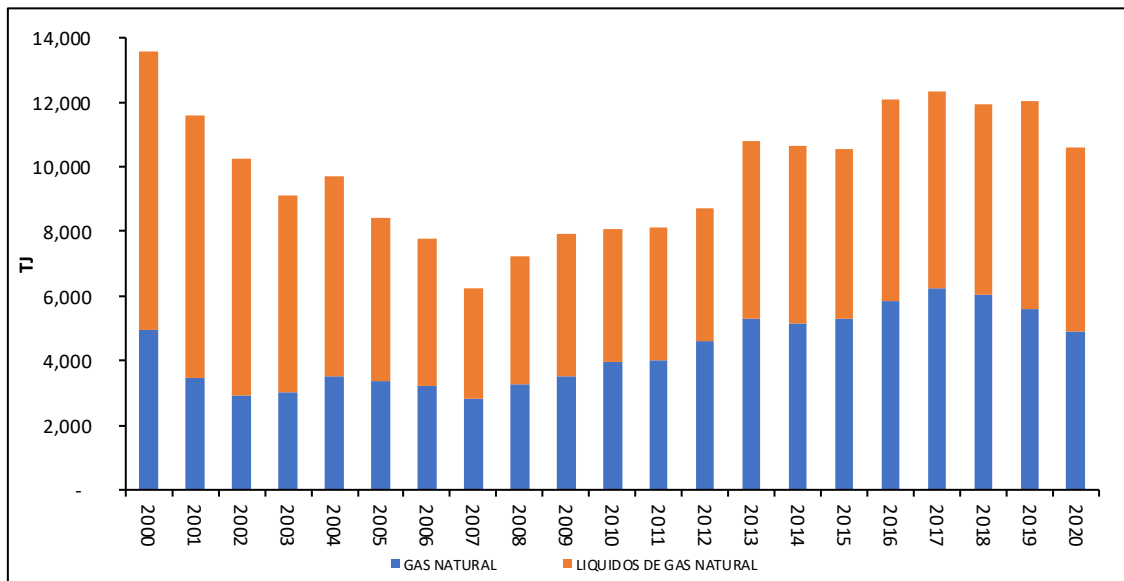
### *Productos*

El único producto generado, la energía eléctrica, ha crecido de manera significativa (25,6% a.a. considerando los últimos 18 años) al ritmo que fue creciendo la utilización de petróleo, gas y diésel.

## Centros de Gas

### *Insumos*

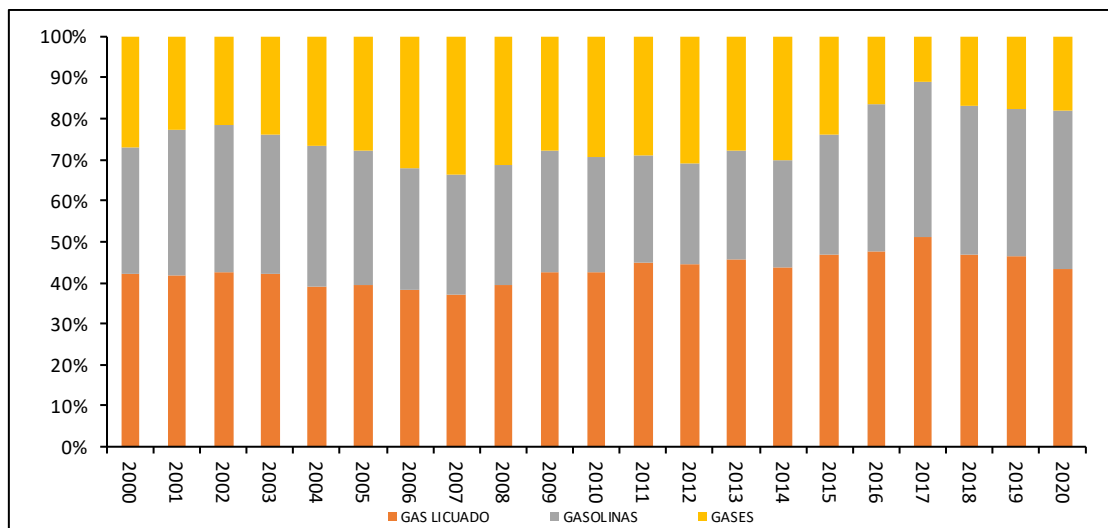
El insumo de los Centros de Gas es el gas natural asociado y sus líquidos en solución. En los últimos años ha existido un leve repunte del ingreso (en términos absolutos) el cuál se encuentra por debajo de los valores máximos históricos alcanzados, tal como se muestra en la Figura 3.11.



**Figura 3.11.** Evolución de Carga de Gas Natural y sus líquidos a Centros de Gas (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

### *Productos*

Los productos generados son gas Licuado, gasolina y gases. Su participación actual es de 51%, 38% y 11% respectivamente, pero ha variado ligeramente en términos históricos. La evolución se observa en la Figura 3.12.



**Figura 3.12.** Evolución de la participación de productos de centros de gas (2000-2017)

Elaboración Propia

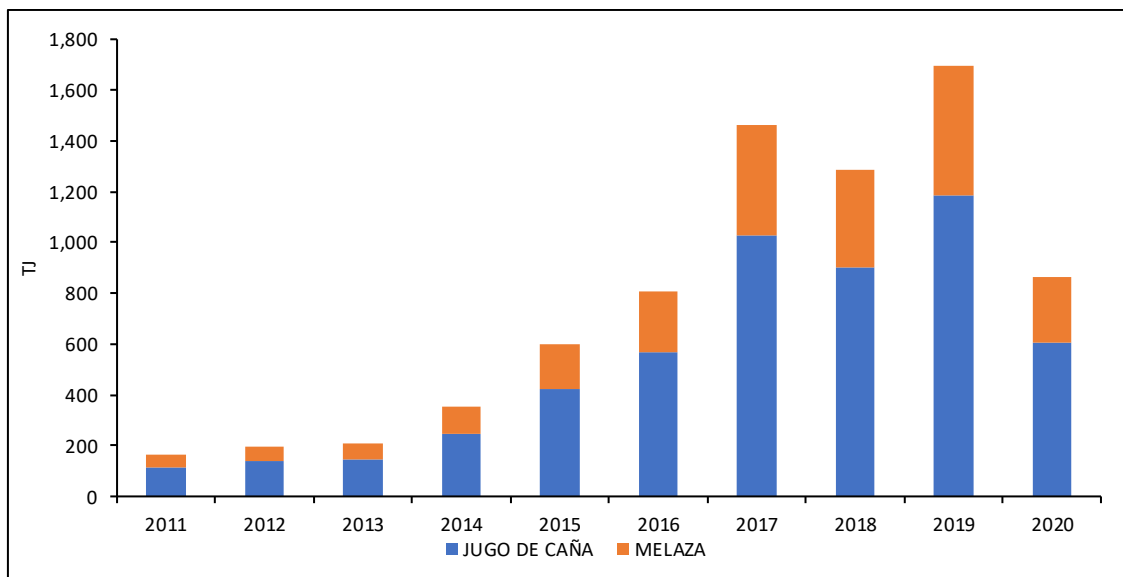
Fuente: (MEM, 2021)

## Destilería

### *Insumos*

La destilería es un centro de transformación muy sencillo, que comienza a reflejar su operación en 2011. Dentro de sus insumos están la melaza y el jugo de caña. El procesamiento de estos ha incrementado a una tasa promedio de 44% a.a. como se aprecia en la Figura 3.13.





**Figura 3.13.** Evolución de la carga de energía a destilerías (2011-2020)  
 Elaboración Propia  
 Fuente: (MEM, 2021)

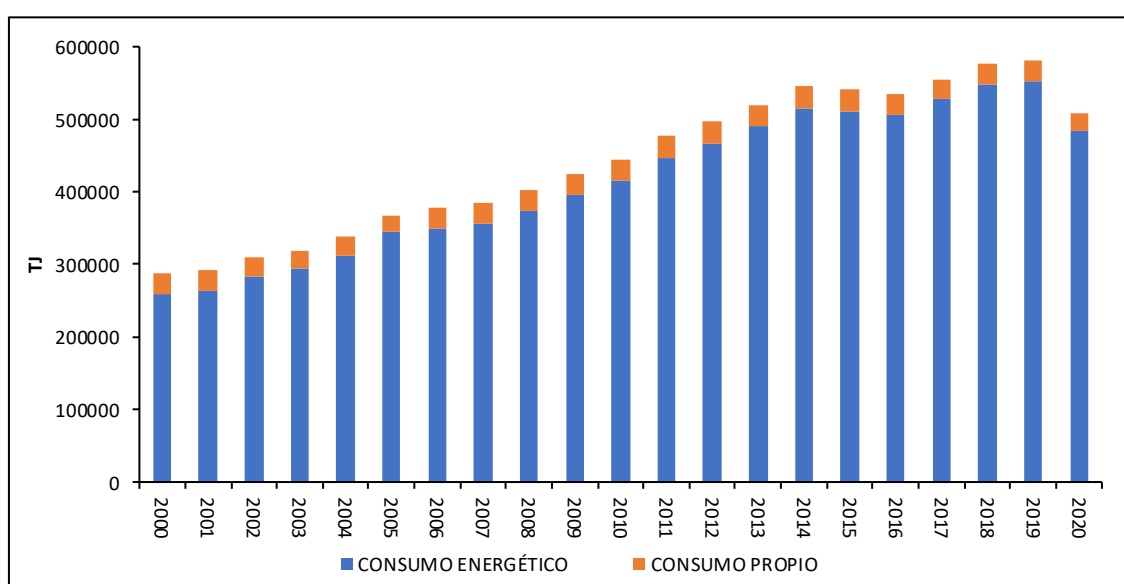
### *Productos*

El producto de la destilería es etanol el cual se mezcla con gasolina en un 5% en volumen. La producción aumentó de manera sostenida en el periodo 2014-2017 respecto del periodo 2011-2013, en 2018 vuelve a caer y para 2019 alcanza su máximo histórico volviendo a caer en 2020 debido a la baja en el consumo por la pandemia. Sin embargo, los valores son muy reducidos en relación con la demanda. A modo de comparación basta mencionar que la producción de 1.694 TJ en 2019 representa el 0,9% de la oferta de gasolina en el mismo año. No obstante, el potencial del país es muy alto.

### 3.3. CONSUMO

#### Consumo Neto Total

El Consumo Neto Total (CNT) está compuesto por el Consumo Energético y el Consumo Propio. Como describe la Figura 3.14. el CNT pasa de 288.223 TJ en 2000 a 580.119 TJ en 2019, con una tasa promedio de 3,8% a.a. A excepción de un estancamiento en 2006/2007 y una caída en 2015/2016, y 2020 por la pandemia, el crecimiento es sostenido a lo largo de todo el período.

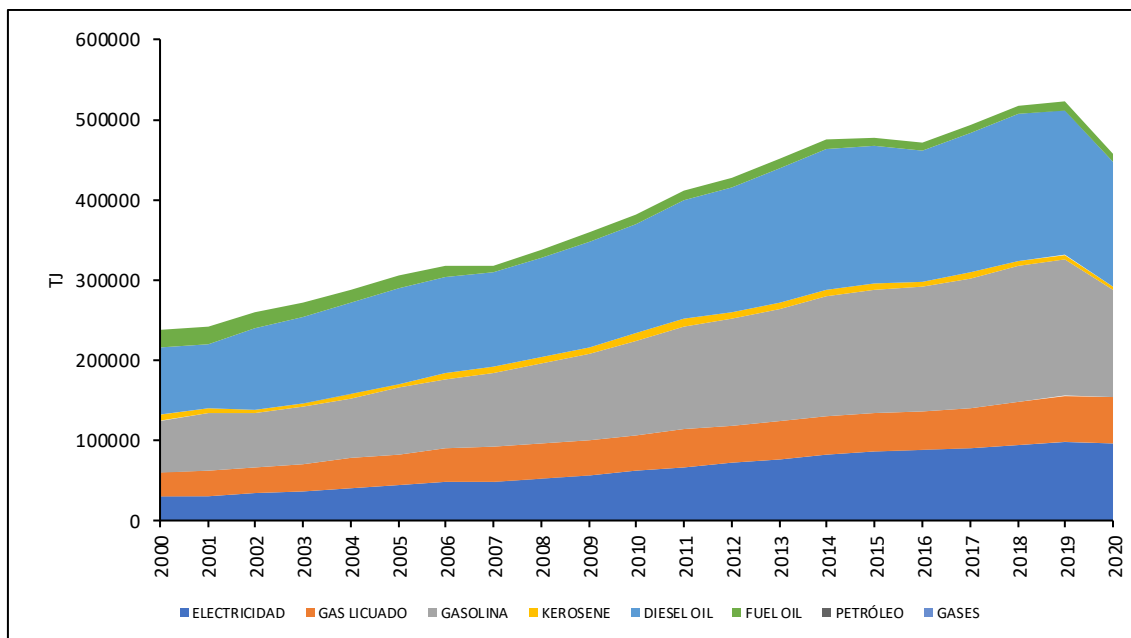


**Figura 3.14.** Evolución del consumo neto total de energía (2000-2020)

Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

#### Consumo Propio

El consumo propio es la energía consumida por el propio sector energético. El mismo presenta una reducción a lo largo del período pasando de 27.675 TJ en 2000 a 23.150 TJ en 2020, con una tasa promedio de 1,04% a.a como se aprecia en la Figura 3.15. Los principales consumos propios se registran en la cadena petrolera.



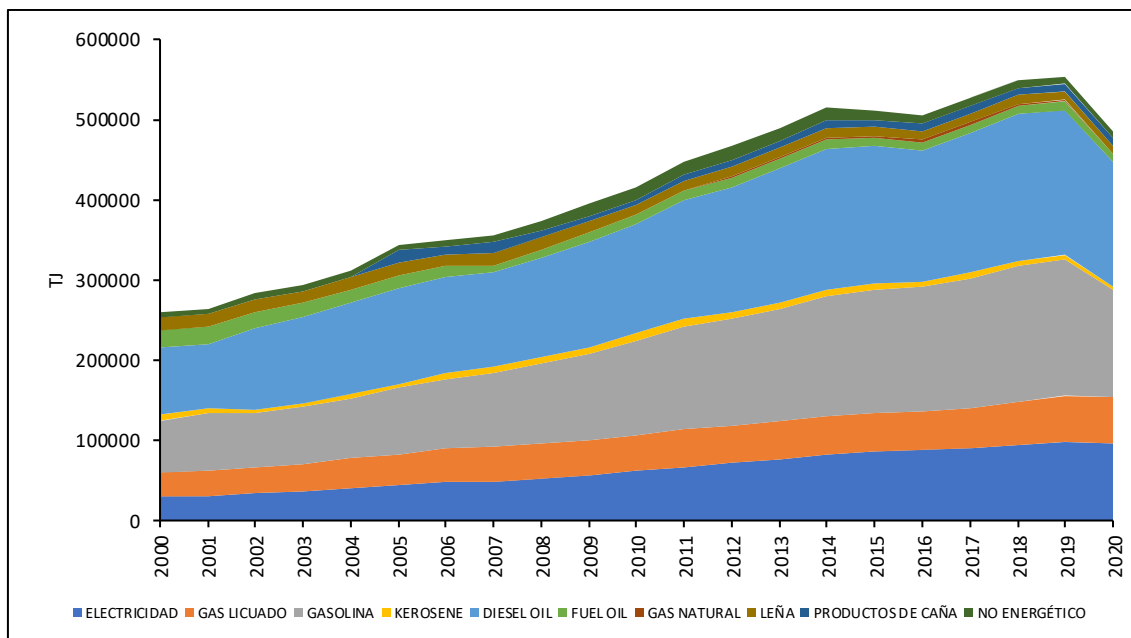
**Figura 3.15.** Evolución del consumo propio (2000-2020)

Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

El consumo propio está compuesto en su mayor parte por fuel oil, el cual pasa de representar el 33,0% en 2000 al 28% en 2020. Luego le sigue el diésel oil, que reduce su participación de 25,7% a 18,6%. A continuación, se encuentra el Petróleo que pasa de representar el 15,9% en 2000 al 27,3% en 2020. Finalmente se registran pequeños consumos de gases, electricidad, gas licuado, gasolinas y kerosene.

### Consumo por fuentes

El Consumo Final Energético fue de 259.082TJ en 2000 y de 552.950 en 2019, con una tasa de crecimiento promedio de 4,1% a.a (Figura 3.16). El crecimiento es sostenido a lo largo de todo el período a excepción de una meseta entre los años 2004 - 2005 y una caída en 2015, 2016, y 2020 por la pandemia.



**Figura 3.16.** Evolución del consumo final de energía (2000-2020)

Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

El diésel oil es actualmente la principal fuente del consumo energético, y su consumo ha aumentado a una tasa promedio de 4,4% a.a., mayor que la tasa del consumo energético total que ha sido de 4,1% a.a. Ello ha determinado que incremente su participación del 32,3% en 2000 a 32,7% en 2019.

El consumo de gasolinas es el segundo en importancia y ha crecido a una tasa de 5,3% a.a. y su participación se incrementó de 25,6% en 2000 a 30,1% en 2019.

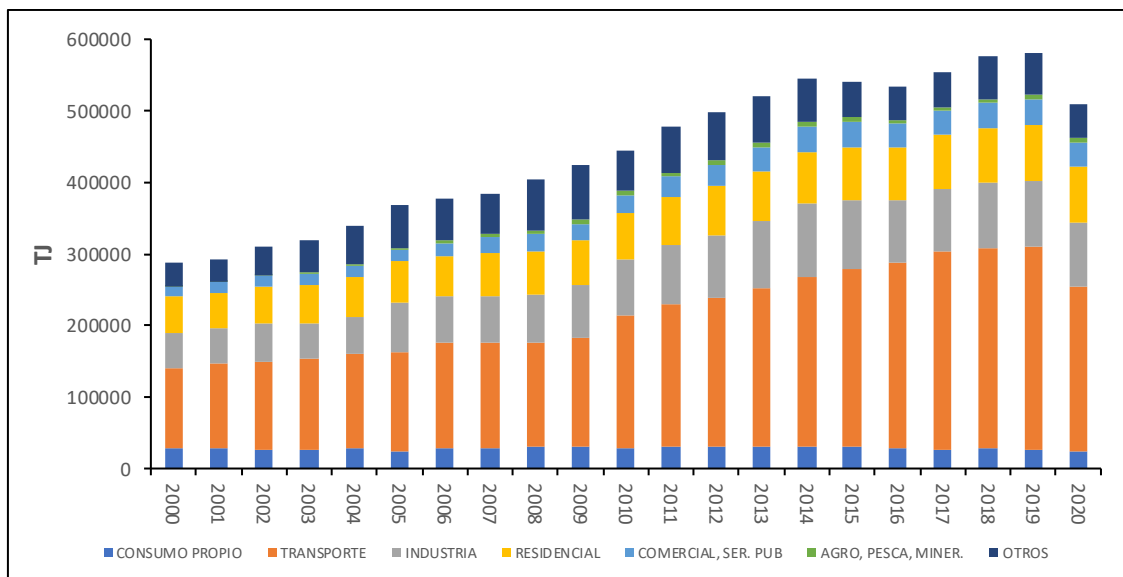
La electricidad es la fuente cuyo consumo ha crecido a la tasa más alta, siendo esta de 6,5% a.a. Este crecimiento ha sido sostenido en todo el periodo. Su participación en el consumo energético ha pasado de 11,6% en 2000 a 17,7% en 2019. El gas licuado ha tenido una tasa de crecimiento, del 3,6% a.a., y su participación en el consumo total se mantuvo entre el 9% y 11% entre 2000 y 2019.

Dentro de los derivados del petróleo, el consumo de fuel oil ha disminuido a una tasa promedio de 2,9% a.a., lo que ha hecho que pierda participación pasando de 8,2 % a 2,0 % en todo el periodo analizado. El kerosene/jet fuel ha tenido una tasa de incremento, del 1,1% a.a. y su participación en el consumo total de pasó de 2,9% a 0,7%. En cuanto a las biomásas, leña y productos de caña (bagazo), su participación ha disminuido. La leña es la que ha sufrido un importante proceso de sustitución, reduciendo su consumo a un promedio de 2,6% a.a., lo que ha bajado su participación en el consumo energético total del 6,3% en 2000 a 2,1% en 2020. El consumo de productos de caña ha decrecido a una tasa de - 0,2% a.a.; pasando su participación del 4,5% a 1,9% en el periodo (2005-2020). A partir del año 2011 se comienzan a registrar pequeños consumos de gas natural, que en 2020 representaron sólo el 0,2% del total.

### **Consumo por Sectores**

El Consumo Final Energético es la cantidad total de productos primarios y secundarios utilizados por todos los sectores de consumo para la satisfacción de sus necesidades energéticas.

El mayor consumo de energía se encuentra en el sector Transporte (Figura 3.17), que aumenta su participación pasando de 38,5% en 2000 a 49% en 2019. Luego le sigue el sector Industrial que mantiene su participación en alrededor de 17,4 durante el periodo de estudio.



**Figura 3.17.** Evolución del consumo final de energía por sector (2000-2020)

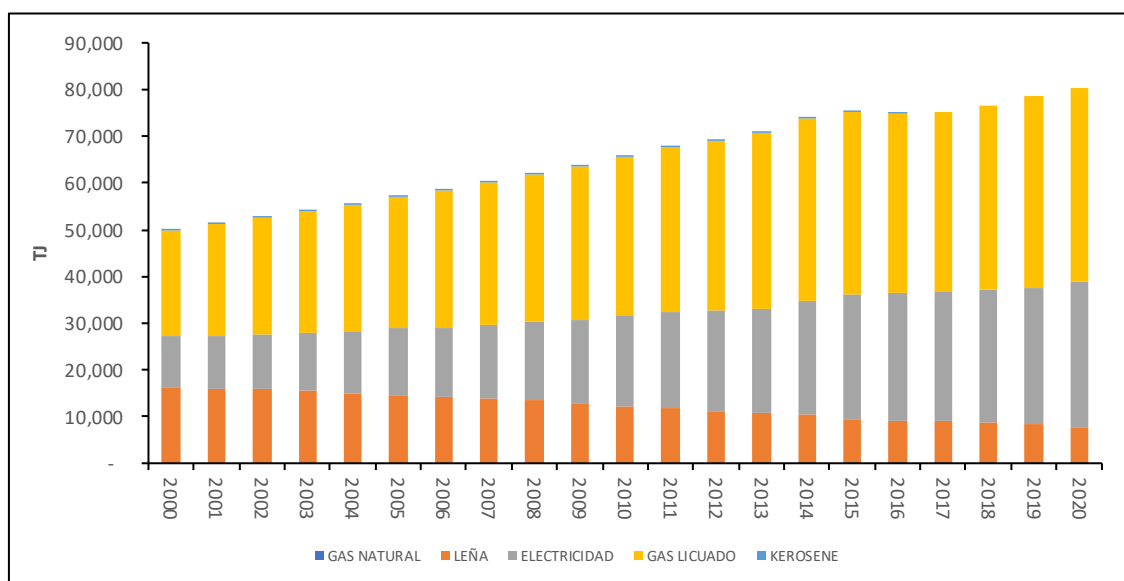
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

En tercer lugar, se encuentra el sector Residencial, que cambia su participación, pasando de 17,1% a 15,6%. El Sector Comercial, Servicios y Público que aumenta su participación de 4,7% a 6,4%. Finalmente se registran relativamente pequeños consumos en el sector Agro, Pesca y Minería y en Otros.

### *Sector Residencial*

El consumo total del sector presenta un crecimiento con una tasa promedio de 2,4% a.a a lo largo del período, pasando de 49.958TJ en 2000 a 80.465TJ en 2020, la tasa más baja del crecimiento de los consumos sectoriales, lo que llevó a que perdiera participación en el total, pasando 17,1% en 2000 a 15,6 en 2020 (Figura 3.18). Y ello fue debido a la sustitución de la leña por gas licuado y electricidad, fuentes de mucho mayor rendimiento de utilización que la leña, lo

que hace que para un mismo requerimiento de energía útil se necesite mucho menor cantidad de energía final o neta.

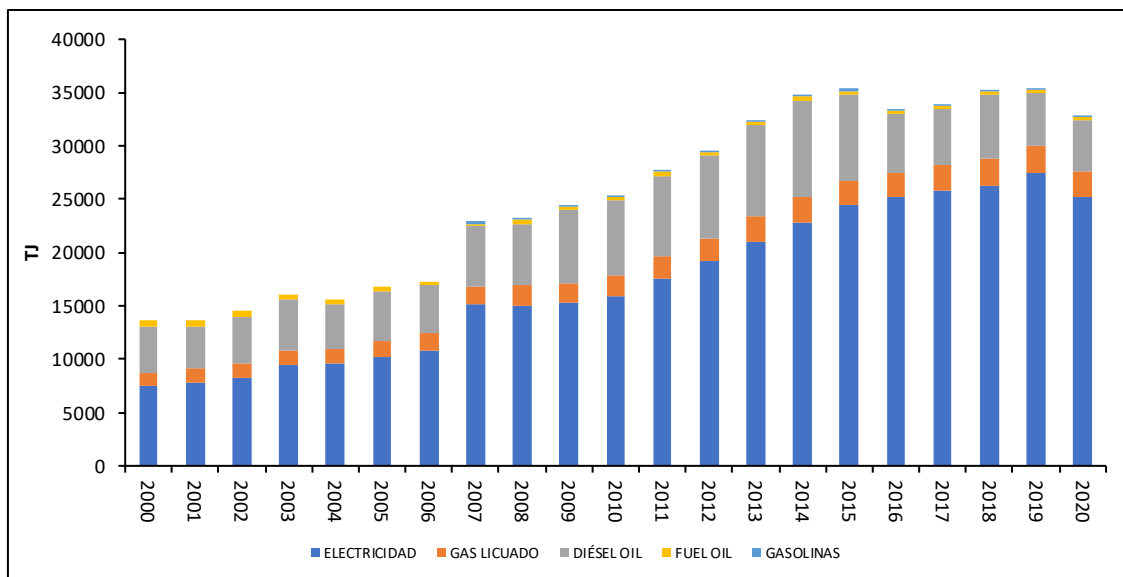


**Figura 3.18.** Evolución del consumo de energía en el sector residencial (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

El consumo del sector está compuesto por leña, kerosene, electricidad y gas licuado. Al comienzo del período la Leña tenía la segunda mayor participación, pero su consumo cae considerablemente pasando de representar el 32,8% al 9,7%. El gas licuado es la fuente de mayor consumo y su participación pasó de 45,4% en 2000 a 51,8% en 2020. Finalmente, la electricidad también aumentó su participación pasando de 21,5% a 38,4%. El kerosene presenta valores despreciables.

### *Sector Comercial, Servicios y Público*

El consumo total del sector presenta un crecimiento a lo largo del período pasando de 17.195 TJ en 2000 a 41.108 TJ en 2017, con una tasa promedio de 5,3% a.a. (Figura 3.19). El crecimiento es sostenido durante todo el período.



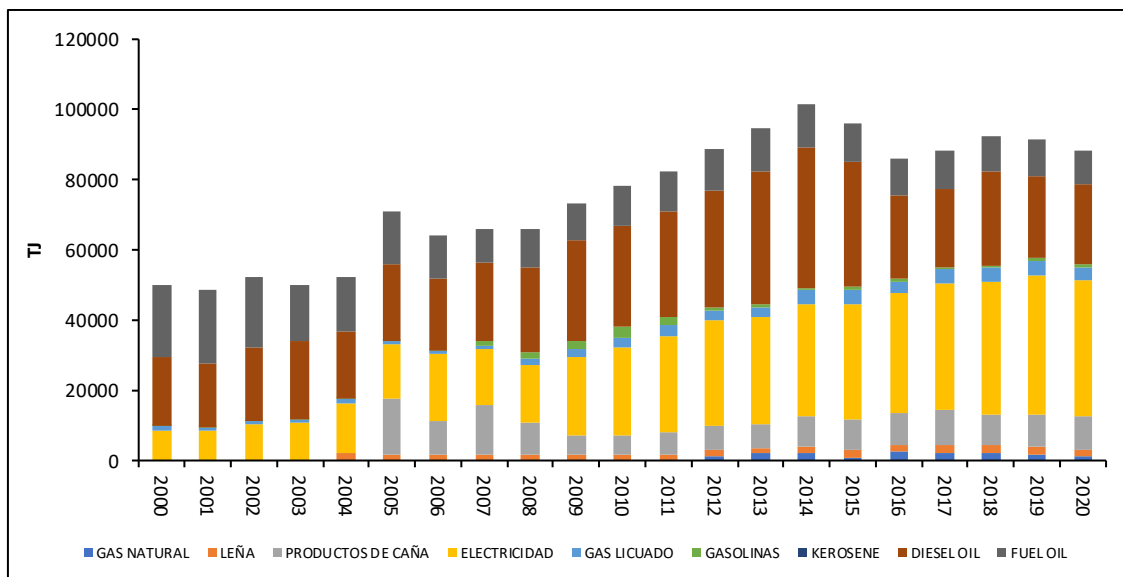
**Figura 3.19.** Evolución del consumo de energía en el sector Comercial, Servicios y Público (2000-2020)  
 Elaboración Propia  
 Fuente: (MEM, 2021)

El consumo del sector está compuesto por electricidad, gas licuado, gasolinás, diésel oil y fuel oil. La electricidad representa casi la mitad del consumo, pasando de 55,3% en 2000 a 77% en 2020. El segundo energético de mayor consumo es el diésel oil, llegando a representar el 55,3% en 2000 y el 14,8% en 2020. Finalmente, se observan pequeños consumos de gas licuado y fuel oil.

### *Sector Industria*

El consumo total del sector presenta un aumento a lo largo del período pasando de 36.969 TJ en 2000 a 74.672 TJ en 2017 con una tasa promedio de 4,22% a.a. El consumo presenta un comportamiento con altibajos durante casi todo el período, salvo a partir del año 2009 hasta el año 2014 donde se presentó un crecimiento sostenido, a una tasa de 7,2 % a.a para luego disminuir en los años 2015, 2016 y 2017 (Figura 3.20).



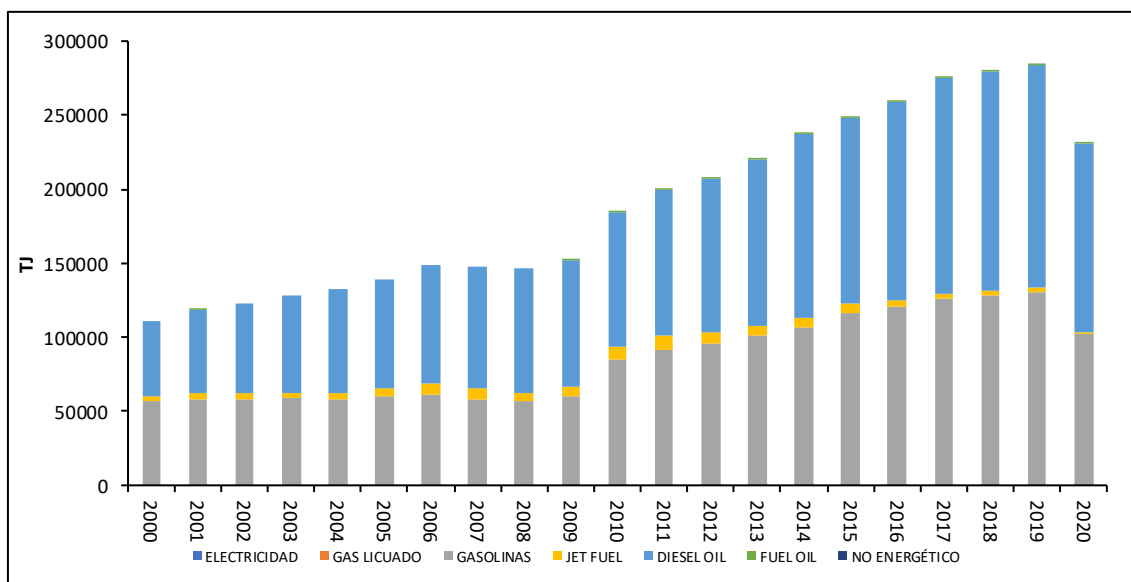


**Figura 3.20.** Evolución del consumo de energía en el sector Industrial (2000-2020)  
 Elaboración Propia  
 Fuente: (MEM, 2021)

Como es normal, y Ecuador no es la excepción, la Industria es el sector que mayor diversidad de fuentes energéticas consume. La fuente más consumida es el diésel oil, que disminuye su participación pasando de 39,4% en 2000 a 25,6% en 2020. Luego le sigue la electricidad que aumenta su participación de 16,8% a 43,5%. A continuación, se encuentra el fuel oil que era la fuente más consumida a comienzo del período, pero su participación disminuye de 41,0% a 11,1%. Luego le siguen los productos de caña registran una participación pasando de 22,2% en 2005 (primer año con registros de su consumo) a 10,8% en 2020. Finalmente, se registran pequeños consumos de gas licuado, leña, gas natural (a partir del año 2011) y gasolinas.

## Sector Transporte

El consumo total del sector, incluyendo transporte de hogares fue de 125.938 TJ en 2000 y de 262.013 TJ en 2017, con una tasa promedio de crecimiento de 4,4% a.a. Hasta 2009 presentó un comportamiento con una tendencia moderadamente creciente, y a partir de allí comienza un crecimiento sostenido mayor (Figura 3.21).



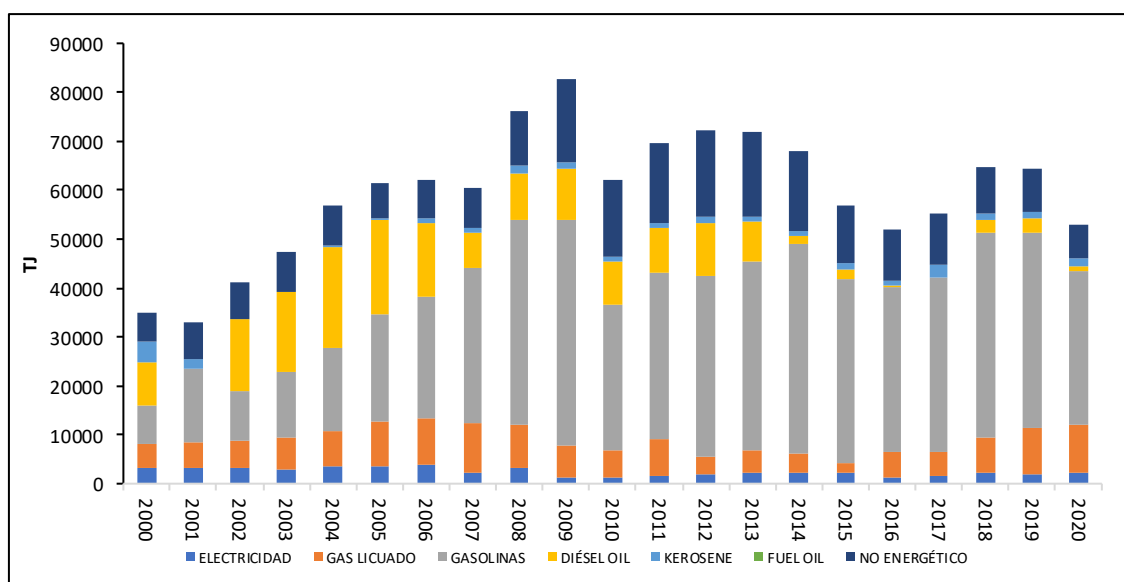
**Figura 3.21.** Evolución del consumo de energía en el sector Transporte (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

La fuente más consumida al inicio del periodo es la Gasolina, pero presenta una reducción en la participación, pasando de 51,1% a 44,0% entre 2000 y 2020. Luego le sigue el diésel oil que aumenta su contribución pasando de 46,0% en 2000 a 55,0% en 2020. El fuel oil presenta una caída pasando de 13,5% a 0,2%. Luego sigue el jet fuel con una disminución en la participación de 2,8% en 2000 a 0,8% en 2020 debido a la paralización del transporte aéreo por la pandemia. Finalmente, se registran pequeños consumos de electricidad durante todo el

periodo y desde 2008 se comienzan a registrar pequeños consumos de gas licuado.

### Otros Sectores

Dentro del Balance energético Nacional se tiene una clasificación por separado de los sectores Agro-Pesca-Minería y Construcción-Otros. Sin embargo, dada su participación en la matriz total de consumo, se los ha integrado como una categoría denominada Otros Sectores. El consumo total de este agregado, como se muestra en la Figura 3.22, fue de 31.538 TJ en 2000 y de 47.096 TJ en 2017, con una tasa promedio de crecimiento de 2,4% a.a. El sector agro-pesca-minería registra un consumo correspondiente a 1.639 TJ en 2000 y 5.463 TJ en 2017, con una tasa promedio de crecimiento de 7,3%a.a.



**Figura 3.22.** Evolución del consumo de energía Otros Sectores (2000-2020)  
Elaboración Propia  
Fuente: (MEM, 2021)

Es muy llamativa la evolución del consumo total del sector como así también el consumo por fuentes. A partir de 2001 hasta 2005 crece en forma sostenida a una tasa de 16,9% a.a. En 2006 y 2007 decrece para volver a incrementarse en 2008 y 2009. En 2010 existe una reducción en el consumo y se registra una nueva tendencia creciente hasta 2014 para volver a caer en 2015 y 2016. Luego de lo cual vuelve a incrementarse en 2017, se estanca en 2018 y 2019 y decrece en 2020 por la pandemia. La fuente más consumida es la gasolina durante todo el período con una participación de 23,2% en 2000, la cual se incrementa a 59,6% en 2020, seguida por no energéticos, el gas licuado, y la electricidad, respectivamente.

### 3.4. RECURSOS ENERGÉTICOS

En el presente apartado se describen los recursos energéticos renovables y no renovables de los que dispone el país.

#### *Recursos Renovables*

##### Recurso Hidráulico

El sistema hidrográfico de Ecuador está definido por la Cordillera de los Andes la cual divide al país en 11 cuencas hidrográficas agrupadas en dos vertientes: La vertiente del Amazonas y la vertiente del Pacífico (Carvajal et al., 2017). Acorde al Plan Maestro de Electricidad 2018-2027. El potencial económicamente factible hidroeléctrico estimado con base en un caudal medio mensual es de 22.000 MW. Considerando la potencia instalada hasta 2020, la cual corresponde a 5.098 MW, el potencial remanente asciende a 16.902 MW.

### Recurso Eólico

Acorde al Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica, el potencial eolo-eléctrico bruto de Ecuador asciende a 1.691 MW, si se toman en cuenta zonas con una velocidad de viento promedio anual mayor a 7 m/s. El potencial factible a corto plazo corresponde a 884 MW. Este potencial se incrementaría de incluir zonas con velocidades de viento en el rango de 5-6 m/s (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2020).

### Recurso Solar

El Atlas Solar del Ecuador con fines de generación eléctrica, reporta que el valor de insolación directa promedio en Ecuador es 2.543 Wh/m<sup>2</sup>/día; la insolación difusa promedio 2.737 Wh/m<sup>2</sup>/día; y la insolación global promedio es de 4.838 Wh/m<sup>2</sup>/día (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2020). Por otra parte, se ha determinado que el potencial fotovoltaico que puede ser explotado y complementa a la generación hidroeléctrica en épocas de estiaje es 16.637 MWp (Jara Alvear, 2018).

### Recurso Geotérmico

Con base en estudios realizados por entidades del estado, el potencial geotérmico con fines de generación eléctrica asciende a 900 MWe, divididos en

5 proyectos con 178, 330, 283, 83 y 26 MWe, respectivamente (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2020).

### Recurso Biomasa

El recurso de biomasa en el país para combustión directa o gasificación, acorde al Atlas Bioenergético del Ecuador (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2014). comprende los residuos agrícolas de banano, piña, palmito, palma, maíz, caña, café, cacao, arroz y forestal, con los cuales se tendría un potencial energético estimado de 230.584 TJ/año. Respecto a los residuos pecuarios (vacuno, porcino y avícola), cuyo uso principal sería la producción de biogás, representan un potencial estimado de 559 TJ/año.

## *Recursos No Renovables*

### Petróleo

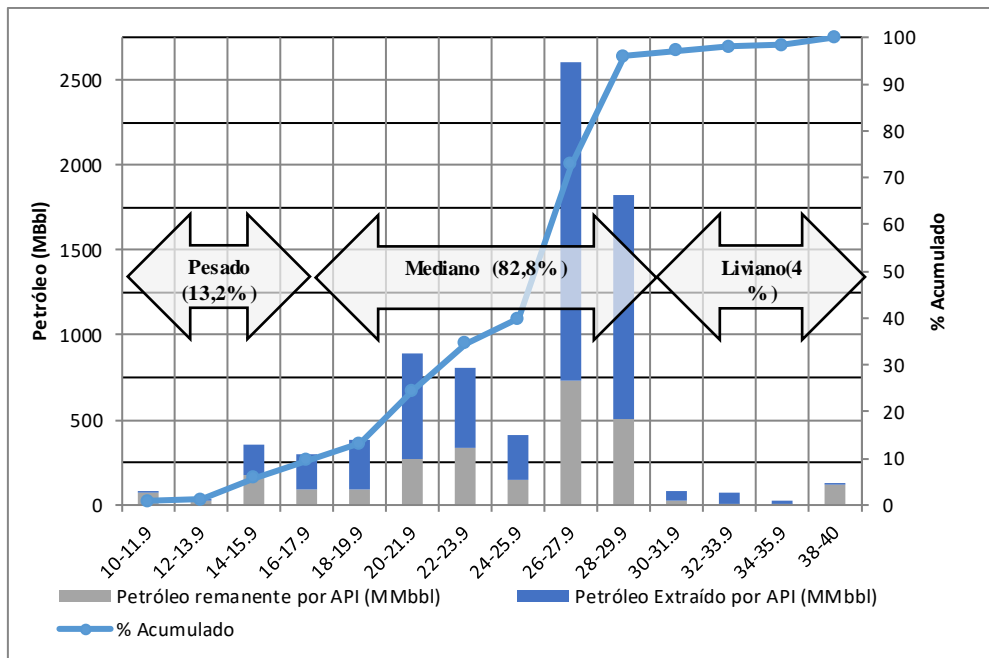
Ecuador con una extensión de 255.970 km<sup>2</sup>, dispone de seis cuencas sedimentarias: Oriente (Napo, Pastaza y Sucumbíos); Guayaquil (Progreso, Santa Elena, Golfo de Guayaquil); Manabí; Esmeraldas (Borbón); Litoral Pacífico (costa afuera) y Cuenca, que abarcan un área de 190.700 km<sup>2</sup> de roca sedimentaria; de éstos, 98.000 km<sup>2</sup> corresponden a la Región Amazónica (51,4%), 77.000 km<sup>2</sup> a la región de la Costa y 25.000 km<sup>2</sup> a la plataforma continental. De estas cuencas sedimentarias solo en las dos primeras se ha demostrado la presencia de hidrocarburos.

La extracción de este recurso tiene sus inicios en 1878 en Santa Elena. La explotación en la península de Santa Elena ha servido casi exclusivamente para

satisfacer la demanda interna. En la región amazónica, en cambio, los yacimientos encontrados han sido grandes, lo que ha permitido una expansión en la explotación de crudo. Los campos petroleros más ricos son Shushufindi-Aguarico, Sacha y Libertador. De estas regiones sale el petróleo para la exportación, crudo oriente 24° API (1,4% de azufre) y crudo napo entre 18 y 19° API (2 a 2,2% de azufre). También existen yacimientos de crudos pesados en la amazonia que van entre 15 y 20 grados y crudos livianos de 34 grados API en la Península de Santa Elena.

En 1967, el primer pozo es perforado en la Cuenca Oriental y en 1969 fueron descubiertos los campos Shushufindi-Aguarico y Sacha, con reservas probadas de 1600 y 1200 millones de barriles, respectivamente (Petroecuador, 2013). En 1980, el campo Libertador fue descubierto con reservas probadas de 430 millones de barriles (Petroecuador, 2013). Los últimos descubrimientos importantes corresponden al complejo ITT con el campo Tambococha en 1970, Ishpingo en 1992 y Tiputini en 1993 (Laherrère, 2008).

Acorde a información de la Energy Information Administration de Estados Unidos y de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), a la cual Ecuador pertenece, para finales de 2021 el país contaba con 8273 millones de barriles en reservas probadas (extraídas + remanentes) (Organización de Países Productores de Petróleo, 2022; United States Energy Information Administration, 2021) , cuya mayoría corresponde a crudo mediano como se muestra en la Figura 3.23.



**Figura 3.23.** Reservas probadas y probables, remanentes y extraídas de crudo en Ecuador por ° API  
Fuente:.(Espinoza et al., 2019)

Existe una considerable diferencia en el potencial de extracción de petróleo entre la Cuenca Oriental y la Subcuenca Santa Elena, acorde a la empresa estatal petrolera Petroecuador EP y OPEP, la región amazónica cuenta con más del 97% de las reservas probada de crudo (Organización de Países Productores de Petróleo, 2022; Petroecuador, 2012). En la actualidad el país produce dos tipos de petróleo: Crudo oriente con un promedio de 26° API y Crudo Napo con un promedio de 19° API (Petroecuador, 2013). Desde 1972 Ecuador ha sido un exportador neto de petróleo y la totalidad del crudo exportado proviene de la cuenca Oriental. Sobre la base de la información histórica, el país ha extraído 63% de sus reservas.

En 2019 el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables publicó un reporte actualizado de las reservas probadas totales del país cuyo valor corresponde a 7549 millones de barriles (extraídas + remanentes) y utiliza el



término Recuperación Final Estimada para representar esta cifra. Al tomar en cuenta las reservas probables, el valor de la recuperación asciende a 7825 millones (MERNNR, 2020a). Si se consideran las reservas probables, reservas posibles, y el volumen de crudo incluido en el reporte como Recurso Contingente y Recurso Prospectivo, con base en normativa internacional, el recurso recuperable ascendería a 10957 millones de barriles, incluido el crudo ya extraído.

### Gas Natural

Ecuador cuenta con un potencial de reservas gasíferas naturales en la región del Golfo de Guayaquil, de manera específica en el Bloque 6, Campo Amistad, el cual es operado actualmente por la Empresa Pública Petroamazonas EP. Este campo comprende 4 plataformas offshore ubicadas a 30 millas (70 km) de Puerto Bolívar en la Provincia de El Oro (Rodríguez et al., n.d.). La producción inició en agosto de 2002 y se utiliza principalmente para la generación eléctrica en la Planta Termogas Machala, el gas natural producido se transporta mediante un gasoducto hasta esa planta termoeléctrica. En el año 2011 se instalaron cuatro turbinas adicionales de tal manera que la potencia instalada de central se incrementó de 130 MW a 210 MW. A su vez se contempla la construcción una tercera fase con una potencia de 77MW y una cuarta fase con ciclo combinado con una potencia de 110 MW (MERNNR, 2020b).

El gas natural es transportado a través de un gasoducto de 12 pulgadas de diámetro que tiene una longitud de 72 km hasta la planta deshidratadora. Acorde al Informe Anual de Potencial Hidrocarburífero de Ecuador 2019 (MERNNR,

2020a) las reservas probadas alcanzan los 154326 Millones de pies cúbicos y la producción acumulada hasta finales de 2018 alcanzó los 208985 Millones de pies cúbicos.

En referencia a la infraestructura relacionada al gas natural licuado (GNL) el país cuenta con una planta de licuefacción con una capacidad de 200 toneladas métricas por día (12 millones de pies cúbicos) la cual está bajo la administración de la empresa petrolera ecuatoriana Petroecuador EP. Se ha desarrollado también un proyecto privado de la empresa Gas Vesubio con una capacidad de 14 millones de pies cúbicos por día (SE4All, 2013). El gas natural licuado se transporta vía terrestre con tanqueros criogénicos hacia centros de consumo en algunas zonas del país (provincias de Azuay, Chimborazo, Pichincha y Guayas) para su uso en la industria de cerámica, vidrio, plástico, y pinturas.

## 4. MODELADO DE EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN ECUADOR USANDO EL ENFOQUE DE HUBBERT

### Referencia

Espinoza VS, Fontalvo J, Martí-Herrero J, Ramírez P, Capellán-Pérez I. Future oil extraction in Ecuador using a Hubbert approach. Energy 2019;182:520–34. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.061>

### Resumen

Hubbert based models to project future oil extraction in Ecuador were developed. Two values of ultimate recoverable resources (URR) (7,860 – 10,700 million barrels (MBbl)) are applied to 16 models, considering symmetric and asymmetric Hubbert models and one and two cycles under top-down and bottom-up approaches. Models are discussed based on the best fit to historical data, and year and value of maximum extraction. The peak oil extraction obtained ranges between 196-215 MBbl and would be reached in the years 2014-2025. An analysis of the implications of extraction models in a Business as Usual and Alternative oil demand scenarios up to 2035 was performed. Ecuador could become a net oil importer between 2024 and 2035, depending on the model and demand scenario. Economic oil trade balance could be seriously affected, decreasing from a current positive value of around 2 billion USD to incur deficits of 0.6 to 16.7 billion USD in 2035. Current and future oil dependence for Ecuador would increase vulnerability and compromise the country in terms of energy security and trade balance. It is critical for Ecuador to consider more ambitious policies focused on energy efficiency, renewables and diversification of the productive structure over the next few years.

# 5. MODELADO DEL SISTEMA ENERGÉTICO ECUATORIANO BAJO DINÁMICA DE SISTEMAS CONSIDERANDO RESTRICCIONES NACIONALES Y MUNDIALES

## Referencia

Espinoza VS, Fontalvo J, Martí-Herrero J, Miguel LJ, Mediavilla M. Analysis of energy future pathways for Ecuador facing the prospects of oil availability using a system dynamics model. Is degrowth inevitable? Energy 2022;259:124963. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2022.124963>.

## Resumen

The aim of this paper is to develop a system dynamics model to assess the energy future up to 2050 for Ecuador considering its condition of oil producing country. Three scenarios have been developed with different assumptions regarding national and global oil availability under a Business-As-Usual narrative. Energy demand would have a 2.4-fold increase by 2050 with predominance of petroleum products in a BAU scenario with unlimited oil access. In constrained scenarios, restricted availability of oil might pressure final demand to be reduced in 31%-40% compared to BAU. Limited imports of oil and petroleum products might produce shortages in supply, causing a downfall in economic activity in sectors with high dependency on these fuels. Electricity would partially substitute fossil fuels but is not enough to offset economy decay in constrained scenarios. Limiting oil exports would not have an important effect since the decline of Ecuador's oil wells is expected to be too fast. Oil exports would cease by 2030-2045. When BAU scenarios are evaluated considering limited fossil energy access in a decaying world oil production, arise the necessity to explore new strategies to deal with an energy/economic shock.

## 6. ANÁLISIS DE ESCENARIOS DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA PARA ECUADOR BAJO UN ENFOQUE DE DINÁMICA DE SISTEMAS

### Referencia

Espinoza VS, Fontalvo J, Ramírez P, Martí-Herrero J, Mediavilla M. Energy Transition Scenarios for Fossil Fuel Rich Developing Countries under Constraints on Oil Availability: The Case of Ecuador. *Energies* (Basel) 2022;15. <https://doi.org/10.3390/en15196938>.

### Resumen

The aim of this paper is to analyze energy pathways for Ecuador towards an energy transition. An integrated assessment model has been developed to simulate energy transition scenarios considering constraints on oil availability at national and global level. Results show that if current trends in energy demand and supply persist, energy scarcity would start around 2040 due to depletion of national oil reserves and restricted access to foreign oil. This would trigger a decay in economic activity in sectors with high dependency on petroleum products. Scenarios with conservative efforts might partially revert the increasing use of fossil fuels supported on policies for energy efficiency and substitution of liquid fuels with electricity mainly from renewables. However, energy shortages would still be foreseeable as well as a decay of the economy. Under maximum efforts scenario with an optimistic availability of national oil, a moderate, sustained economic growth could be feasible. This shows that oil would still play a key role during the transition. Furthermore, long-term ambitious policies must be implemented in the short term to smooth the effects of displacing oil as energy and income source.

## 7. CONCLUSIONES

Las principales conclusiones de la tesis doctoral están resumidas en la sección 7.1, y están organizadas con base en los tres principales apartados de la tesis: el desarrollo de un modelo de extracción futura de petróleo con base en restricciones geológicas, el desarrollo del modelo de evaluación integral Ecuador Energy Development under Energy Constraints (EEDEC) y la aplicación de EEDEC para estudiar escenarios de transición energética para Ecuador. En la sección 7.2 se plantean oportunidades de trabajos futuros en el desarrollo del modelo a corto y largo plazo. Finalmente, en la sección 7.3 se establecen consideraciones finales de la tesis.

### 7.1. PRINCIPALES CONCLUSIONES

#### **Conclusiones del desarrollo del modelo de extracción de petróleo con restricciones geológicas**

El petróleo es el recurso más abundante en términos energéticos y de ingresos que dispone Ecuador. En este sentido es fundamental analizar la extracción futura de crudo como punto de partida al desarrollo de un modelo de evaluación integrada. Se desarrollaron proyecciones de extracción futura de petróleo en el Ecuador mediante dos enfoques: uno “Top-down” que proyecta la producción total nacional, y una “Bottom-up” que realiza la proyección de cada campo y luego las integra para obtener la producción total. Cada uno de estos casos se modeló con dos posibles escenarios de recursos últimamente recuperables (URR por sus siglas en inglés): el primero con Reservas Probadas + Probables (abreviado 2P), y el segundo Optimista (abreviado O) que incluye adicionalmente

los valores de Reservas Posibles y Recursos Contingentes y Prospectivos (aún por descubrir).

Puesto que la extracción futura de petróleo puede verse afectada por factores externos, por ejemplo, políticos o sociales, los métodos de Hubbert permiten estimar la curva de producción tomando en consideración únicamente el flujo máximo que se puede extraer con las restricciones geológicas particulares, dado un valor de URR.

Los modelos que tuvieron el mejor ajuste a la información histórica de producción para todos los enfoques y valores de URR presentaron un coeficiente de variación (Cv) que se encontraba en el rango entre 5,0% y 5,7%. El año en el que se alcanzaría máxima extracción de petróleo se ubicó entre 2014 y 2017, con la excepción del modelo Nacional con Hubbert asimétrico de un solo pico, que ubicó la máxima extracción en 2025. Finalmente, los valores pico de producción anual se establecieron en el rango de 196 a 215 millones de barriles (MBbl), dentro del cual se encuentra el máximo valor alcanzado hasta el momento de 203 MBbl en el año 2014.

En general, las curvas modeladas tienen tasas de declinación. Con un URR (2P) se alcanzaría el 50% de la extracción máxima entre 2024 y 2026 para los dos enfoques estudiados. Por su parte, con un URR (O) se tiene una mayor variabilidad en los valores calculados, puesto que con el caso top-down se alcanzaría la mitad de la extracción máxima entre 2037 y 2040, mientras que con el bottom-up sería entre 2027 y 2029. Debido a su naturaleza modular, el enfoque de modelación bottom-up permite que cada bloque de producción sea estudiado individualmente en correspondencia con los requerimientos

planificados a futuro. El análisis llevado a cabo para cada bloque permitió concluir que el tener puntos de producción histórica sobre el lado descendente de la curva de Hubbert puede reducir considerablemente el error en el rango de resultados de los modelos.

## **Conclusiones del desarrollo del modelo EEDEC**

Con el objetivo de intentar atender algunas limitaciones encontradas en modelos de evaluación integrada para Ecuador (inclusión de límites biofísicos a nivel de recursos energéticos nacionales y en la oferta mundial, modelado de curvas de extracción de petróleo, retroalimentación de escasez en intensidad energético y actividad económica), se ha desarrollado un nuevo modelo que vincula a la economía, la energía y el ambiente. El modelo Ecuador Energy Development under Energy Constraints fue elaborado utilizando la dinámica de sistemas como metodología y cuenta con las siguientes características que por lo general no están desarrolladas en otros modelos de Ecuador:

- EEDEC incorpora un modelo integrado de extracción de petróleo y gas natural a nivel país considerando las limitaciones biofísicas en cuanto a su disponibilidad. Los factores que definen la extracción de crudo y gas natural además de las restricciones biofísicas modeladas con la metodología de Hubbert son la demanda interna y la exportación del energético.
- EEDEC incluye límites biofísicos globales de disponibilidad de fuentes fósiles primarias y secundarias, lo cual junto con la participación del país en la demanda mundial definen las restricciones para su importación.



- EEDEC incorpora una realimentación de la escasez física de energía al consumo, a través de la intensidad energética y la actividad económica.

EEDEC permite la simulación de escenarios diversos (de continuidad o de ruptura) mediante la activación de opciones que facilitan la introducción de hipótesis en el modelo. El enfoque de Modelado híbrido (Top Down y Bottom Up) para la estimación de la demanda permite atender con mayor detalle a los sectores de mayor consumo de energía como es el caso del transporte.

Las potencialidades de EEDEC se han descrito a través de la simulación de tres escenarios de continuidad (Business as Usual):

- En ausencia de restricciones de límites a la disponibilidad de importaciones de energía, los resultados indican que la demanda de energía a 2050 alcanzaría 2,4 veces sus valores actuales bajo un crecimiento económico moderado con un predominio del uso de combustibles fósiles líquidos. Por esta razón las emisiones de gases de efecto invernadero se duplicarían en los próximos 30 años.
- Si se toma en cuenta las restricciones a las importaciones de energía (escasez energética) global, el panorama energético de Ecuador cambia a futuro, dado que no se dispondría de energía suficiente para alcanzar un crecimiento económico moderado y se presentaría una recesión a partir del año 2040, afectando en mayor medida a los sectores económicos cuya matriz de consumo tiene una alta participación de derivados de petróleo, en el caso de Ecuador los sectores que tendrán mayor impacto antes una escasez, en un escenario de continuidad son el transporte y “otros”. La electricidad incrementará su participación en la

matriz de consumo apoyada en una expansión importante de la renovables convencionales y no convencionales, especialmente hidroenergía cuyo recurso es abundante en Ecuador.

- La evolución de la intensidad energética, variable principal que define el consumo de energía de cada fuente, depende de dos aspectos fundamentales, la implementación de mejoras en la eficiencia del uso de dicha fuente, y su sustitución por otra fuente final de energía. Estos a su vez dependen de la presión generada por la escasez de fuentes, y políticas que se planteen por escenario, por ejemplo, aquellas dentro de un proceso de transición energética.
- Los casos de disponibilidad nacional de petróleo, y políticas de exportación analizados bajo una narrativa BAU indican el carácter estratégico de este recurso. Los escenarios de continuidad reflejan la necesidad de incorporar la mayor cantidad de reservas de petróleo posible para su extracción, ya que bajo un caso conservador de URR (2P) la exportación de crudo terminaría a finales de esta década. Si las reservas tienden al caso optimista analizado (URR (O): 10700 MBbl), la exportación podría mantenerse hasta 2047. A su vez, es importante considerar que una reducción de las exportaciones de crudo permitiría amortiguar en parte el impacto de la escasez de derivados en el mercado internacional. Sin embargo, respecto a la dinámica de la intensidad energética, una menor escasez de petróleo y derivados tiende a reducir la presión en el sistema para mejorar la eficiencia en el uso de estas fuentes y la presión por reemplazarlas por otras más abundantes.

- La escasez de petróleo y derivados, que a su vez provocan la reducción en la tasa de crecimiento del PIB, y en algunos sectores el decrecimiento del PIB durante el periodo de estudio, indican que mantener una narrativa BAU en el sistema energético ecuatoriano es inviable para alcanzar un crecimiento económico moderado y sostenido. En este sentido, el planteamiento y evaluación de escenarios hacia una transición energética es fundamental.

## **Conclusiones de la aplicación del modelo EEDEC para el análisis de escenarios de transición energética para Ecuador**

La transición energética es un proceso necesario e inevitable en el corto o mediano plazo. El cambio del paradigma tradicional de los sistemas energéticos hacia la diversificación y la sostenibilidad constituye un reto para los países en vías de desarrollo y más aún para aquellos que depende de los combustibles fósiles como fuente de energía y de renta. El modelo EEDEC se ha utilizado para estudiar escenarios de transición considerando el contexto nacional, los cuales incluyen estrategias para reducir el uso de combustibles fósiles. Las principales conclusiones de este análisis se presentan a continuación:

- Los escenarios de transición planteados bajo un esfuerzo conservador (Mejora lenta de la intensidad energética entre 1% a 9% anual dependiendo del sector económico, sustitución lenta de derivados de petróleo en la matriz de consumo con gas natural, electricidad, y biomasa

a una tasa anual entre 1% y 16% dependiendo del sector, participación de movilidad híbrida y eléctrica hasta alcanzar un 40% en el parque particular, 35% buses, 33% carga liviana, 5% carga pesada) presentan una ruptura de las tendencias actuales gracias a políticas para reducir la intensidad energética de las fuentes utilizadas y sustitución de algunas de estas (particularmente diésel, fuel oil y gasolinas,) con electricidad, la cual será generada a través del aprovechamiento de los recursos hidráulico, fotovoltaico, eólico y de biomasa. Sin embargo, el escenario conservador no es suficiente para evitar la brecha entre oferta y demanda de petróleo y derivados, por lo cual no sería factible mantener la tasa de crecimiento económico moderado de 2.7%. La década de 2040 es el punto desde el cual se registraría una reducción en la actividad económica de los sectores con mayor participación de combustibles fósiles en su matriz, dentro de ellos el transporte comercial y privado. La exportación de petróleo bajo el caso URR 2P terminaría en 2029 y bajo el caso URR O en 2047, al igual que en un escenario BAU.

- Bajo un escenario de máximo esfuerzo hacia la transición (Mejora rápida de la intensidad energética entre 3% a 9% anual dependiendo del sector económico, sustitución rápida de derivados de petróleo en la matriz de consumo con gas natural, electricidad, y biomasa a una tasa anual entre 4% y 16% dependiendo del sector, participación de movilidad híbrida y eléctrica hasta alcanzar un 70% en el parque particular, 85% buses, 58% carga liviana, 15% carga pesada) es factible alcanzar el crecimiento económico de 2,7% hasta 2050 si se considera el caso más optimista de disponibilidad de petróleo nacional y se promueve una política de

soberanía petrolera con el objeto de salvaguardar el recurso para satisfacer la demanda interna. Sin embargo, el contexto nacional impide que se llegue a cortar la dependencia de los derivados de petróleo y el diésel seguirá siendo la fuente de mayor consumo y el transporte el sector de mayor demanda de energía. Sectores como la industria y el comercio son los que más reducción de la intensidad energética presentan, debido a la alta participación de la electricidad en su matriz de consumo.

- La expansión de la generación eléctrica con el aprovechamiento de los recursos renovables convencionales y no convencionales será fundamentales para soportar las políticas de electrificación de la demanda de energía, garantizando así la disponibilidad de esta fuente e inclusive convirtiendo al país en un exportador de electricidad.
- Si bien las políticas de transición a nivel de oferta y demanda de energía muestran un efecto disruptivo de la tendencia actual del sistema, el petróleo será un recurso estratégico para mantener un crecimiento económico moderado.

Las políticas enfocadas en el transporte tienen un efecto significativo en la disminución del consumo de gasolinas en el segmento privado, puesto que las tecnologías de combustión interna reducen su participación en el parque con el ingreso de vehículos híbridos, eléctricos, eléctricos ligeros, y movilidad sostenible, hasta alcanzar el 30% en 2050. En el caso del transporte comercial y de manera particular el de carga pesada, existe aún un predominio de vehículos a diésel a pesar del ingreso del gas natural (40% del parque), el cual juega un rol de fuente de transición. En este sentido es necesario profundizar el análisis de posibles alternativas

como trenes de carga eléctricos, análisis de logística de carga para favorecer el uso de carga intermedia o liviana.

## 7.2. ÁREAS FUTURAS DE TRABAJO

En la presente tesis se ha desarrollado un modelo de evaluación integrada con una representación detallada de las relaciones entre la economía, el consumo de energía, y el ambiente. El modelo EEDEC, ha cubierto varias limitaciones que los modelos previos para Ecuador presentaron, dentro de ellas: Ausencia de realimentación de la oferta de energía en el comportamiento de la intensidad energética, ausencia de realimentación en la extracción de petróleo con base en límites biofísicos y políticas de exportación, ausencia de realimentación en la importación de combustibles fósiles con base en restricciones mundiales. Sin embargo, existen características del sistema energético, económico y ambiental que no han sido modeladas en EEDEC. Algunos ejemplos de estas características a tomar en cuenta para un desarrollo futuro del modelo son:

- Inclusión de la tasa de retorno energético/energy return on investment (EROI) como variables para priorizar fuentes de energía a ser utilizadas.
- Modelado de la disponibilidad de tecnologías renovables y en el transporte terrestre considerando posibles restricciones del contexto mundial.
- Desagregación del consumo de energía a nivel subsectorial y por sus usos finales.
- Modelado de la intermitencia de fuentes renovables de manera horaria.

- Modelado de las realimentaciones de los efectos del cambio climático sobre variables económicas y sociales como pueden ser la demanda de energía.

Modelado de los diferentes usos del suelo y las potenciales competencias entre ellos. Modelado de un subsistema demográfico endógeno que incluya migraciones. Otro ámbito de trabajo futuro es el desarrollo de un modelo económico propio, dentro del cual se pueda evaluar el impacto de la exportación de petróleo en la economía nacional. A su vez, para analizar el impacto de una potencial escasez de energía, se puede considerar el uso de modelos híbridos a través del desarrollo de matrices insumo-producto. Por otra parte, se puede analizar la simulación de escenarios alternativos, como el crecimiento verde, descarbonización profunda, o un decrecimiento programado.

Si bien se ha trabajado con un enfoque bottom-up parcial en el sector transporte, el Modelado de este sector se puede realizar con un mayor detalle usando un enfoque completo si se considera la demanda en términos de pasajero-kilómetro o tonelada-kilómetro. De igual manera se pueden considerar nuevas tecnologías como el hidrógeno verde, o el biodiesel.

En el desarrollo de EEDEC se ha puesto un gran esfuerzo para que este tenga una alta transparencia y atender las limitaciones e incertidumbre que en general los modelos de evaluación integrada presentan. En este sentido la claridad y calidad del modelo puede ser potenciada con el desarrollo de versiones mejoradas de la documentación técnica, y el desarrollo de interfases que permitan comunicar los resultados del modelo de manera más didáctica e interactiva llegando así a una mayor audiencia objetivo.

### 7.3. CONSIDERACIONES FINALES

El modelo EEDEC ha sido desarrollado con el objetivo de ayudar a los tomadores de decisión a nivel nacional a evaluar políticas en el corto, mediano, y largo plazo e identificar trayectorias del sistema energético que permitan mantener las previsiones de crecimiento económico, satisfacer la demanda de energía, reducir la dependencia en fuentes fósiles y las emisiones causadas por su uso, y diversificar la matriz energética. El trabajo realizado en esta tesis ha intentado contribuir con la comprensión de la importancia de un imprescindible y urgente cambio de paradigma en el consumo de energía y la estructura productiva de Ecuador, dado que la continua dependencia en el petróleo como fuente de energía y de ingresos será insostenible en el mediano y largo plazo, terminando las exportaciones de crudo entre 2029 y 2047 dependiendo de la disponibilidad de petróleo. A pesar de esta insostenibilidad, se destaca la necesidad de aprovechar este recurso considerando el límite máximo de disponibilidad analizado para sostener la tasa de crecimiento moderado de la actividad económica durante el proceso de transición, el cual debe soportarse en políticas de máximo esfuerzo como las descritas en el escenario estudiado. La reducción rápida del uso de GLP en el sector residencial, gasolinas en el transporte particular, y diésel en el transporte de carga; así como en otros sectores con alta participación de estas fuentes en su matriz de consumo constituyen en un pilar fundamental hacia la transición. Sustituir el uso de estos derivados, cuya oferta es cubierta en más de un 50% por importaciones, con electricidad, biomasa y gas natural, junto con el aprovechamiento del recurso hídrico, solar, y eólico como fuentes primarias para generación eléctrica se constituyen como las alternativas más plausibles en el contexto ecuatoriano para abordar la transición.



Esto sin dejar de lado la implementación de medidas de eficiencia energética para las fuentes de energía actualmente utilizadas en cada sector. El transporte particular presenta grandes oportunidades de transformación con la participación de movilidad eléctrica y movilidad sostenible hasta alcanzar un 70% de manera combinada a 2050. A pesar de esto, el reto persistente es el transporte de carga, que será aún el mayor consumidor de energía y continuará fundamentando su consumo en el diésel. En este sentido, es necesario el desarrollo de marcos habilitantes que permitan construir escenarios más ambiciosos en torno a la descarbonización del transporte de carga pesada.

## 8. ANEXOS

### Código de programación de Curvas de Hubbert en MATLAB URR 2P

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
%                                                                 %  
% INER - Prospectiva Energética                                 %  
% Autor: Javier Fontalvo                                       %  
% Fecha: 30-1-2016                                             %  
% Versión: Matlab R2015b                                       %  
% Descripción: Este programa realiza el ajuste de ecuación exponencial de %  
% curva de Hubbert a los datos de producción de petróleo de Ecuador desde %  
% 1973 a 2015. Se utiliza la el enfoque de múltiples curvas de Hubbert, %  
% separando los datos en dos intervalos. Se toman los coeficientes de la %  
% ecuación como fijos y se estiman la amplitud y ancho de la campana %  
% hallando el valor que optimiza de los errores mínimos cuadrados. Las %  
% curvas resultantes son representadas, así como los valores de los %  
% coeficientes óptimos y los valores de error RMS, coeficiente de %  
% variación y área bajo la curva %  
%                                                                 %  
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%  
  
% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra  
% resultados  
function main()  
  
% carga datos de producción de petróleo  
load datos_produccion.mat  
tiempo = datos(:,1) ;  
produccion = datos(:,2)*1000 ;  
clear datos ;  
  
tmin = 1972 ;  
tmax = 2100 ;  
  
% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente  
% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015  
pm1 = max(produccion(1:2)) ;  
posPm1 = find(produccion==pm1) ;  
tm1 = tiempo(posPm1) ;  
pm2 = max(produccion(3:end)) ;  
posPm2 = find(produccion==pm2) ;  
tm2 = tiempo(posPm2) ;  
sd_dec1 = 10 ;  
sd_inc2 = 10 ;  
sd_dec2 = 10 ;  
  
% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar  
guess = [pm1 tm1 sd_dec1 pm2 tm2 sd_inc2 sd_dec2] ;  
cnt = 0 ;  
  
for sd_inc1 = 0:0.1:10
```

```

% llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab fminsearch
%para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores
min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,sd_inc1,gs) ;
gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

% calcula los datos de producción con los coeficiente calculados
tmp = tmin:1:tmax ;
[yopt,y1,y2] = FcnHubbert(tmp,sd_inc1,gopt) ;
U = trapz(tmp,yopt)

% Ventana para resultados que incluyan el dato inicial de URR
if 1.068 <= U/1e10 && U/1e10 <= 1.09

    cnt = cnt + 1 ;
    U_opt = U ;
    sinc1_opt = sd_inc1 ;
    y_opt = yopt ;
    y1_opt = y1 ;
    y2_opt = y2 ;
    p1_opt = gopt(1) ;
    t1_opt = gopt(2) ;
    sdec1_opt = gopt(3) ;
    p2_opt = gopt(4) ;
    t2_opt = gopt(5) ;
    sinc2_opt = gopt(6) ;
    sdec2_opt = gopt(7) ;
end

end

% gráfica de la curva final y curvas componentes
figure(1) ;
save('prod_pros','y1_opt','y2_opt','y_opt') ;
plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')
hold on
hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;
set(hp(1),'Linewidth',1.5) ;
axis([1960, 2100, 0, 250]) ;
xlabel ('time') ;
ylabel ('production (MMBs)') ;
legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');
title('Asymmetric MultiHubbert (Optimistic Scenario)') ;
grid
hold off

% muestra coeficientes calculados
disp ('Parametros Optimos: ')
disp(['count =',num2str(cnt)]) ;
disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;
disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;
disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;
disp(['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;
disp(['peak = ',num2str(max(y_opt))]) ;

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR
precis =4 ; % precisión para datos de salida

```

```

delta_Prod = (produccion)' - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre valor real
y estimado de producción en cada año
RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados dividido
para total de muestras
cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;
U1 = trapz(tmp,y1_opt) ;
U2 = trapz(tmp,y2_opt) ;

% muestra resultados
disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;
disp(['CV: ', num2str(cv,precis),'%']) ;
disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;
disp(['U1: ', num2str(U1,precis)]) ;
disp(['U2: ', num2str(U2,precis)]) ;
disp(['sd_inc1: ', num2str(sinc1_opt,precis)]) ;
disp(['sd_dec1 ', num2str(sdec1_opt,precis)]) ;
disp(['sd_inc2: ', num2str(sinc2_opt,precis)]) ;
disp(['sd_dec2: ', num2str(sdec2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados
intcfz = intconf(tiempo, produccion, sinc1_opt, sdec1_opt, p1_opt, t1_opt, sinc2_opt,
sdec2_opt, p2_opt, t2_opt) ;

sprintf('sdinc1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))
sprintf('sddec1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))
sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))
sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))
sprintf('sdinc2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))
sprintf('sddec2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))
sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(7,:))
sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(8,:))

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada
function rmseerror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,s_inc1,g)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , s_inc1, g) ;
rmseerror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

% función de cálculo para Hubbert múltiple
function [y,y1,y2] = FcnHubbert(tmp , sd_inc1, g)
k1 = -0.06 ;
k2 = 5.49 ;
ft1 = g(3)-(g(3)-sd_inc1)/(1+exp(k1.*(tmp-g(2)))) ;
y1 = g(1).*exp((- (tmp-g(2)).^2)/(2.*(ft1).^2));
ft2 = g(7)-(g(7) - g(6))/(1+exp(k2.*(tmp-g(5)))) ;

```

```

y2 = g(4).*exp(-(tmp-g(5)).^2)./(2.*(ft2).^2));
y = y1+y2 ;

end

function pars_ci = intconf (temp, prod, siopt1, sdopt1, popt1, topt1, siopt2, sdopt2,
popt2, topt2)

x = temp;
y = prod;
figure()
plot(x,y,'ko')
xlabel('tiempo')
ylabel('producción')
k1 = -0.06 ;
k2 = 5.49 ;

f = @(pars,x) pars(3).*exp(-(x-pars(4)).^2)./(2.*(pars(2)-(pars(2)-
pars(1))./(1+exp(k1.*(x-pars(4))))).^2)) + pars(7).*exp(-(x-pars(8)).^2)./(2.*(pars(6)-
(pars(6)-pars(5))./(1+exp(k2.*(x-pars(8))))).^2)) ;

parguess = [siopt1 sdopt1 popt1 topt1 siopt2 sdopt2 popt2 topt2]; % ajuste no lineal
[pars, resid, J] = nlinfit2(x,y,f,parguess) ;
alpha = 0.05; % para 95% intervalos de confianza
pars_ci = nlparci(pars,resid,'jacobian',J,'alpha',alpha) ;

hold on
plot(x,f(pars,x))

end

```

*Published with MATLAB® R2019a*

## Código de programación de Curvas de Hubbert en MATLAB URR O

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%                                                                 %
% INER - Prospectiva Energética                                  %
% Autor: Javier Fontalvo                                       %
% Fecha: 30-1-2016                                             %
% Versión: Matlab R2015b                                       %
% Descripción: Este programa realiza el ajuste de ecuación exponencial de %
% curva de Hubbert a los datos de producción de petróleo de Ecuador desde %
% 1973 a 2015. Se utiliza la el enfoque de múltiples curvas de Hubbert, %
% separando los datos en dos intervalos. Se toman los coeficientes de la %
% ecuación como fijos y se estiman la amplitud y ancho de la campana %
% hallando el valor que optimiza de los errores mínimos cuadrados. Las %
% curvas resultantes son representadas, así como los valores de los %
% coeficientes óptimos y los valores de error RMS, coeficiente de %
% variación y área bajo la curva                               %
%                                                                 %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Función principal. Carga datos, llama funciones de cálculo y muestra
% resultados
function main()

% carga datos de producción de petróleo
load datos_produccion.mat
tiempo = datos(:,1) ;
produccion = datos(:,2)*1000 ;
clear datos ;

tmin = 1972 ;
tmax = 2100 ;

% encuentra los valores de producción máxima y su año correspondiente
% se usan dos intervalos para multi-Hubbert: 1973 - 1991 y 1992 - 2015
pm1 = max(produccion(1:30)) ;
posPm1 = find(produccion==pm1) ;
tm1 = tiempo(posPm1) ;
pm2 = max(produccion(31:end)) ;
posPm2 = find(produccion==pm2) ;
tm2 = tiempo(posPm2) ;
sd_dec1 = 10 ;
sd_inc2 = 10 ;
sd_dec2 = 10 ;

% establece los picos como supuestos iniciales para las curvas a estimar
guess = [pm1 tm1 sd_dec1 pm2 tm2 sd_inc2 sd_dec2] ;
cnt = 0 ;

for sd_inc1 = 0:0.1:20

% llama a la función de cálculo de error RMS y usa la función de Matlab fminsearch
%para hallar los valores de coeficiente que minimizan estos errores
min_func = @(gs) HubbertErrorRms(tiempo,produccion,sd_inc1,gs) ;
```

```

gopt = fminsearch(min_func , guess) ;

% calcula los datos de producción con los coeficiente calculados
tmp = tmin:1:tmax ;
[yopt,y1,y2] = FcnHubbert(tmp,sd_inc1,gopt) ;
U = trapz(tmp,yopt)

% Ventana para resultados que incluyan el dato inicial de URR
if 7.82 <= U/1e9 && U/1e9 <= 7.88

    cnt = cnt + 1 ;
    U_opt = U ;
    sinc1_opt = sd_inc1 ;
    y_opt = yopt ;
    y1_opt = y1 ;
    y2_opt = y2 ;
    p1_opt = gopt(1) ;
    t1_opt = gopt(2) ;
    sdec1_opt = gopt(3) ;
    p2_opt = gopt(4) ;
    t2_opt = gopt(5) ;
    sinc2_opt = gopt(6) ;
    sdec2_opt = gopt(7) ;

end

end

% gráfica de la curva final y curvas componentes
figure(1) ;
%save('prod_cons','y1_opt','y2_opt','y_opt') ;
plot(tiempo,produccion/.1e7,'ko')
hold on
hp = plot(tmp,y_opt/.1e7,'k',tmp,y1_opt/.1e7,'b--',tmp,y2_opt/.1e7,'r--') ;
set(hp(1),'Linewidth',1.5) ;
axis([1960, 2100, 0, 250]) ;
xlabel ('time') ;
ylabel ('production (MMBs)') ;
legend('Historical','Estimated','Hubbert # 1','Hubbert # 2');
title('Asymmetric MultiHubbert (Conservative Scenario)') ;
grid
hold off
% muestra coeficientes calculados
clc
disp ('Parametros Optimos: ')
disp(['count =',num2str(cnt)]) ;
disp(['p1 = ',num2str(p1_opt)]) ;
disp(['t1 = ',num2str(t1_opt)]) ;
disp(['p2 = ',num2str(p2_opt)]) ;
disp(['t2 = ',num2str(t2_opt)]) ;
disp(['peak =',num2str(max(y_opt))]) ;

% calcula error RMS, coeficiente de variación y URR
precis =4 ; % precisión para datos de salida
delta_Prod = (produccion)' - y_opt(1:length(produccion)) ; % diferencia entre valor real
y estimado de producción en cada año

```

```

RMSE = sqrt((sum(delta_Prod.^2))*(1/length(produccion))) ; % suma de cuadrados dividido
para total de muestras
cv = RMSE/(max(produccion))*100 ;
U1 = trapz(tmp,y1_opt) ;
U2 = trapz(tmp,y2_opt) ;

% muestra resultados
disp(['Error RMS: ', num2str(RMSE,precis)]) ;
disp(['CV: ', num2str(cv,precis),'%']) ;
disp(['U: ', num2str(U_opt)]) ;
disp(['U1: ', num2str(U1,precis)]) ;
disp(['U2: ', num2str(U2,precis)]) ;
disp(['sd_inc1: ', num2str(sinc1_opt,precis)]) ;
disp(['sd_dec1 ', num2str(sdec1_opt,precis)]) ;
disp(['sd_inc2: ', num2str(sinc2_opt,precis)]) ;
disp(['sd_dec2: ', num2str(sdec2_opt,precis)]) ;

% muestra intervalos de confianza de los parametros ajustados
intcfz = intconf(tiempo, produccion, sinc1_opt, sdec1_opt, p1_opt, t1_opt, sinc2_opt,
sdec2_opt, p2_opt, t2_opt) ;

sprintf('sdinc1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(1,:))
sprintf('sddec1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(2,:))
sprintf('Pmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(3,:))
sprintf('Tmax1 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(4,:))
sprintf('sdinc2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(5,:))
sprintf('sddec2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(6,:))
sprintf('Pmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(7,:))
sprintf('Tmax2 está en el rango de [%1.2f %1.2f] al 95% de nivel de
confianza',intcfz(8,:))

end

% función que calcula error RMS entre producción real y estimada
function rmseerror = HubbertErrorRms(tiempo,pd,s_inc1,g)

delta_pd = pd - FcnHubbert( tiempo , s_inc1, g) ;
rmseerror = sqrt((1/length(tiempo))*(sum(delta_pd.^2))) ;

end

% función de cálculo para Hubbert múltiple
function [y,y1,y2] = FcnHubbert(tmp , sd_inc1, g)

ft1 = g(3)-(g(3)-sd_inc1)/(1+exp(1.*(tmp-g(2)))) ;
y1 = g(1).*exp((- (tmp-g(2)).^2)/(2.*(ft1).^2)) ;
ft2 = g(7)-(g(7) - g(6))/(1+exp(1.*(tmp-g(5)))) ;
y2 = g(4).*exp((- (tmp-g(5)).^2)/(2.*(ft2).^2)) ;
y = y1+y2 ;

```



```

end

function pars_ci = intconf (temp, prod, siopt1, sdopt1, popt1, topt1, siopt2, sdopt2,
popt2, topt2)

x = temp;
y = prod;
figure()
plot(x,y,'ko')
xlabel('tiempo')
ylabel('producción')
k1 = 1 ;
k2 = 1 ;

f = @(pars,x) pars(3).*exp(-(x-pars(4)).^2)./(2.*(pars(2)-(pars(2)-
pars(1))./(1+exp(k1.*(x-pars(4))))).^2)) + pars(7).*exp(-(x-pars(8)).^2)./(2.*(pars(6)-
(pars(6)-pars(5))./(1+exp(k2.*(x-pars(8))))).^2)) ;

parguess = [siopt1 sdopt1 popt1 topt1 siopt2 sdopt2 popt2 topt2]; % ajuste no lineal
[pars, resid, J] = nlinfit2(x,y,f,parguess) ;
alpha = 0.05; % para 95% intervalos de confianza
pars_ci = nlparci(pars,resid,'jacobian',J,'alpha',alpha) ;

hold on
plot(x,f(pars,x))

end

```

*Published with MATLAB® R2019a*

## 9. REFERENCIAS

- Antosiewicz, M., Nikas, A., Szpor, A., Witajewski-Baltvilks, J., Doukas, H., 2020. Pathways for the transition of the Polish power sector and associated risks. *Environ Innov Soc Transit* 35, 271–291. <https://doi.org/10.1016/J.EIST.2019.01.008>
- Aracil, J., 1995. *Dinámica de Sistemas*. Gráficas Marte S.A., Madrid.
- Arroyo M, F.R., Miguel, L.J., 2020. The Trends of the Energy Intensity and CO2 Emissions Related to Final Energy Consumption in Ecuador: Scenarios of National and Worldwide Strategies. *Sustainability* 12, 20. <https://doi.org/https://doi.org/10.3390/su12010020>
- Astudillo, M.F., Vaillancourt, K., Pineau, P.O., Amor, B., 2017. Can the household sector reduce global warming mitigation costs? sensitivity to key parameters in a TIMES techno-economic energy model. *Appl Energy* 205, 486–498. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2017.07.130>
- Bala, B.K., Arshad, F.M., Noh, K.M., 2017. Systems Thinking: System Dynamics 15–35. [https://doi.org/10.1007/978-981-10-2045-2\\_2](https://doi.org/10.1007/978-981-10-2045-2_2)
- Balyk, O., Andersen, K.S., Dockweiler, S., Gargiulo, M., Karlsson, K., Næraa, R., Petrović, S., Tattini, J., Termansen, L.B., Venturini, G., 2019. TIMES-DK: Technology-rich multi-sectoral optimisation model of the Danish energy system. *Energy Strategy Reviews* 23, 13–22. <https://doi.org/10.1016/J.ESR.2018.11.003>

- Bardi, U., 2005. The mineral economy: a model for the shape of oil production curves. *Energy Policy* 33, 53–61. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(03\)00197-6](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(03)00197-6)
- Barker, T., Alexandri, E., Mercure, J.F., Ogawa, Y., Pollitt, H., 2016. GDP and employment effects of policies to close the 2020 emissions gap. *Climate Policy* 16, 393–414. <https://doi.org/10.1080/14693062.2014.1003774>
- Batas Bjelić, I., Rajaković, N., 2015. Simulation-based optimization of sustainable national energy systems. *Energy* 91, 1087–1098. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2015.09.006>
- Bhattacharyya, S.C., 2011a. Energy Demand Management. *Energy Econ* 135–160. [https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1\\_6](https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1_6)
- Bhattacharyya, S.C., 2011b. Energy Demand Forecasting. *Energy Econ* 107–133. [https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1\\_5](https://doi.org/10.1007/978-0-85729-268-1_5)
- Blas Sanz, I. de, 2021. Desarrollo de un modelo de simulación energía-economía-medio ambiente basado en dinámica de sistemas. <https://doi.org/10.35376/10324/48601>
- BP, 2022. BP Statistical Review of World Energy [WWW Document]. BP Statistical Review of World Energy. URL (accessed 10.10.22).
- Brandt, A.R., 2010. Review of mathematical models of future oil supply: Historical overview and synthesizing critique. *Energy* 35, 3958–3974. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2010.04.045>

- Brandt, A.R., 2007. Testing Hubbert. *Energy Policy* 35, 3074–3088.  
<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2006.11.004>
- Brecha, R.J., 2013. Ten reasons to take peak oil seriously. *Sustainability (Switzerland)* 5, 664–694. <https://doi.org/10.3390/SU5020664>
- Brecha, R.J., 2012. Logistic curves, extraction costs and effective peak oil. *Energy Policy* 51, 586–597. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2012.09.016>
- Campbell, C.J., Laherrère, J.H., 1998. The end of cheap oil. *Sci Am* 278, 78–83.
- Capellán Pérez, I., 2016. Development and application of environmental integrated assessment modelling towards sustainability.
- Capellán-Pérez, I., Castro, C., Mediavilla, M., Miguel, L., de Blas, I., Carpintero, Ó., Frechoso Escudero, F.A., Nieto, J., 2017. WoLiM 1.5. Model Documentation.
- Capellán-Pérez, I., de Blas, I., Nieto, J., de Castro, C., Miguel, L.J., Carpintero, Ó., Mediavilla, M., Lobejón, L.F., Ferreras-Alonso, N., Rodrigo, P., Frechoso, F., Álvarez-Antelo, D., 2020. MEDEAS: a new modeling framework integrating global biophysical and socioeconomic constraints. *Energy Environ Sci* 13, 986–1017. <https://doi.org/10.1039/C9EE02627D>
- Capellán-Pérez, I., Mediavilla, M., de Castro, C., Carpintero, Ó., Miguel, L.J., 2015. More growth? An unfeasible option to overcome critical energy constraints and climate change. *Sustain Sci* 10, 397–411.  
<https://doi.org/10.1007/S11625-015-0299-3/FIGURES/8>

- Capellán-Pérez, I., Mediavilla, M., de Castro, C., Carpintero, Ó., Miguel, L.J., 2014. Fossil fuel depletion and socio-economic scenarios: An integrated approach. *Energy* 77, 641–666. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.063>
- Capros, P., Kannavou, M., Evangelopoulou, S., Petropoulos, A., Siskos, P., Tasios, N., Zazias, G., DeVita, A., 2018. Outlook of the EU energy system up to 2050: The case of scenarios prepared for European Commission’s “clean energy for all Europeans” package using the PRIMES model. *Energy strategy reviews* 22, 255–263.
- Carvajal, P.E., Anandarajah, G., Mulugetta, Y., Dessens, O., 2017. Assessing uncertainty of climate change impacts on long-term hydropower generation using the CMIP5 ensemble—the case of Ecuador. *Clim Change* 144, 611–624. <https://doi.org/10.1007/S10584-017-2055-4/TABLES/1>
- Castro Verdezoto, P.L., Vidoza, J.A., Gallo, W.L.R., 2019. Analysis and projection of energy consumption in Ecuador: Energy efficiency policies in the transportation sector. *Energy Policy* 134, 110948. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110948>
- Change, U.N.F.C. on C., 2015. Adoption of the Paris Agreement. Report No. FCCC/CP/2015/L. 9/Rev. 1.
- Chavez-Rodriguez, M.F., Szklo, A., de Lucena, A.F.P., 2015. Analysis of past and future oil production in Peru under a Hubbert approach. *Energy Policy* 77, 140–151. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.028>

- Chen, Y., 1996. Derivation and application of Weng's predication model. *Natural Gas Industry* 16, 22–26.
- Commission, E., Centre, J.R., Keramidas, K., Kitous, A., Schade, B., Després, J., Schmitz, A., 2018. POLES-JRC model documentation: 2018 update. Publications Office. <https://doi.org/doi/10.2760/814959>
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. v., 2016. Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 60, 1634–1653. <https://doi.org/10.1016/J.RSER.2016.02.025>
- Cordell, D., Sustainability, S.W.-, 2011, undefined, 2008. Peak phosphorus: clarifying the key issues of a vigorous debate about long-term phosphorus security. *mdpi.com* 3, 2027–2049. <https://doi.org/10.3390/su3102027>
- de Blas, I., Mediavilla, M., Capellán-Pérez, I., Duce, C., 2020. The limits of transport decarbonization under the current growth paradigm. *Energy Strategy Reviews* 32, 100543. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100543>
- de Blas, I., Miguel, L.J., Capellán-Pérez, I., 2019. Modelling of sectoral energy demand through energy intensities in MEDEAS integrated assessment model. *Energy Strategy Reviews* 26, 100419. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100419>

- Delannoy, L., Longaretti, P.Y., Murphy, D.J., Prados, E., 2021. Peak oil and the low-carbon energy transition: A net-energy perspective. *Appl Energy* 304, 117843. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2021.117843>
- Després, J., Hadjsaid, N., Criqui, P., Noirot, I., 2015. Modelling the impacts of variable renewable sources on the power sector: Reconsidering the typology of energy modelling tools. *Energy* 80, 486–495. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2014.12.005>
- Dyson, B., Chang, N. bin, 2005. Forecasting municipal solid waste generation in a fast-growing urban region with system dynamics modeling. *Waste Management* 25, 669–679. <https://doi.org/10.1016/j.wasman.2004.10.005>
- Ebrahimi, M., Cheshme Ghasabani, N., 2015. Forecasting OPEC crude oil production using a variant Multicyclic Hubbert Model. *J Pet Sci Eng* 133, 818–823. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.04.010>
- Espinoza, V.S., Fontalvo, J., Martí-Herrero, J., Ramírez, P., Capellán-Pérez, I., 2019. Future oil extraction in Ecuador using a Hubbert approach. *Energy* 182, 520–534. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.06.061>
- Espinoza, V.S., Guayanlema, V., Martínez-Gómez, J., 2018. Energy Efficiency Plan Benefits in Ecuador: Long-range Energy Alternative Planning Model. *International Journal of Energy Economics and Policy* 8, 42–54.
- FAO, 2021. World Food and Agriculture – Statistical Yearbook 2021, World Food and Agriculture – Statistical Yearbook 2021. <https://doi.org/10.4060/cb4477en>

- Fattouh, B., Poudineh, R., West, R., 2019. The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy exists for oil companies and oil-exporting countries? *Energy Transitions* 3, 45–58. <https://doi.org/10.1007/S41825-019-00013-X>
- Gabriel, S.A., Kydes, A.S., Whitman, P., 2001. The national energy modeling system: A large-scale energy-economic equilibrium model. *Oper Res* 49, 14–25. <https://doi.org/10.1287/OPRE.49.1.14.11195>
- Gallagher, B., 2011. Peak oil analyzed with a logistic function and idealized Hubbert curve. *Energy Policy* 39, 790–802.
- Gambhir, A., 2019. Planning a Low-Carbon Energy Transition: What Can and Can't the Models Tell Us? *Joule* 3, 1795–1798. <https://doi.org/10.1016/J.JOULE.2019.07.016>
- García, I., 2013. Análisis de factores económicos, tecnológicos y políticos en el futuro mercado del vehículo eléctrico en España mediante dinámica de sistemas. Universidad de Valladolid. Escuela de Ingenierías Industriales 414.
- Gass, P., Echeverria, D., 2017. Fossil fuel subsidy reform and the just transition.
- Gielen, D., Boshell, F., Saygin, D., Bazilian, M.D., Wagner, N., Gorini, R., 2019. The role of renewable energy in the global energy transformation. *Energy Strategy Reviews* 24, 38–50. <https://doi.org/10.1016/J.ESR.2019.01.006>
- Gravelins, A., Bazbauers, G., Blumberga, A., Blumberga, D., Bolwig, S., Klitkou, A., Lund, P.D., 2018. Modelling energy production flexibility: System



dynamics approach. Energy Procedia 147, 503–509.  
<https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2018.07.060>

Hallock, J.L., Wu, W., Hall, C.A.S., Jefferson, M., 2014. Forecasting the limits to the availability and diversity of global conventional oil supply: Validation. Energy 64, 130–153. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.075>

Höök, M., Zittel, W., Schindler, J., Aleklett, K., 2010. Global coal production outlooks based on a logistic model. Fuel 89, 3546–3558.  
<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2010.06.013>

Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., Hughes, A., Silveira, S., DeCarolis, J., Bazillian, M., Roehrl, A., 2011. OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System. An introduction to its ethos, structure and development. Energy Policy 39, 5850–5870.  
<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2011.06.033>

Hubbert, M., 1980. Techniques of prediction as applied to the production of oil and gas.

Hubbert, M.K., 1956. Nuclear energy and the fossil fuels. Shell Development Company, Exploration and Production Research Division ....

Hunter, K., Sreepathi, S., DeCarolis, J.F., 2013. Modeling for insight using Tools for Energy Model Optimization and Analysis (Temoa). Energy Econ 40, 339–349. <https://doi.org/10.1016/J.ENERCO.2013.07.014>

- International Energy Agency, I., 2019. Material efficiency in clean energy transitions [WWW Document]. Material efficiency in clean energy transitions. <https://doi.org/10.1787/aeaaccd8-en>
- Jara Alvear, J., 2018. Solar photovoltaic potential to complement hydropower in Ecuador: A GIS-based framework of analysis. Master Thesis in Geographical Information Science.
- Kannan, R., 2011. The development and application of a temporal MARKAL energy system model using flexible time slicing. *Appl Energy* 88, 2261–2272. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2010.12.066>
- Keppo, I., Strubegger, M., 2010. Short term decisions for long term problems - The effect of foresight on model based energy systems analysis. *Energy* 35, 2033–2042. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2010.01.019>
- Kerschner, C., Capellán-Pérez, I., 2017. Peak-Oil and Ecological Economics, in: Splash, C.L. (Ed.), *The Routledge Handbook of Ecological Economics: Nature and Society*. Routledge, Abingdon, pp. 425–435.
- Kiani, B., Ali Pourfakhraei, M., 2010. A system dynamic model for production and consumption policy in Iran oil and gas sector. *Energy Policy* 38, 7764–7774. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.08.036>
- Laherrere, J., 2002. Forecasting future production from past discovery. *International Journal of Global Energy Issues* 18, 218–238.
- Laherrère, J., Hall, C.A.S., Bentley, R., 2022. How much oil remains for the world to produce? Comparing assessment methods, and separating fact from

- fiction. *Current Research in Environmental Sustainability* 4, 100174.  
<https://doi.org/10.1016/J.CRSUST.2022.100174>
- Laherrère, J.H., 2008. Pronóstico de la producción y el consumo de petróleo del Ecuador.
- Laherrere, J.H., 2000. Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve. *Oil & Gas Journal* 98, 63.
- Lin, B., Wang, T., 2012. Forecasting natural gas supply in China: Production peak and import trends. *Energy Policy* 49, 225–233.  
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.074>
- Löffler, K., Hainsch, K., Burandt, T., Oei, P.Y., Kemfert, C., von Hirschhausen, C., 2017. Designing a model for the global energy system-GENeSYS-MOD: An application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS). *Energies (Basel)* 10. <https://doi.org/10.3390/EN10101468>
- Lund, H., 2014. Tool: The energyplan energy system analysis model. *Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and Modeling of 100% Renewable Solutions: Second Edition* 53–78.  
<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-410423-5.00004-3>
- Ma, Y., Li, Y., 2010. Analysis of the supply-demand status of China's natural gas to 2020. *Pet Sci* 7, 132–135. <https://doi.org/10.1007/s12182-010-0017-9>
- Maggio, G., Cacciola, G., 2012. When will oil, natural gas, and coal peak? *Fuel* 98, 111–123. <https://doi.org/10.1016/J.FUEL.2012.03.021>

Martos, D., 2019. El Desafío del Siglo XXI [WWW Document]. URL <https://docs.google.com/document/d/1Te2iUHenY29PxX6faq4Bpzk7E969WDseJNqw0YDKktU/mobilebasic> (accessed 9.28.22).

Meadows, D.H., Meadows, D.L., Randers, J., Behrens, W.W., 1972. The Limits to Growth: A report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. The Limits to Growth: A report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. <https://doi.org/10.1349/DDLP.1>

MEM, M. de E. y M., 2021. Balance Energético Nacional 2020 [WWW Document]. URL <https://www.rekursosyenergia.gob.ec/5900-2/> (accessed 7.11.22).

MERNNR, M. de E. y R.N.N.R., 2020a. Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2019.

MERNNR, M. de E. y R.N.N.R., 2020b. Plan Maestro de Electricidad 2018-2027.

Michaux, S., 2020. Oil from a Critical Raw Material Perspective.

Miller, R.G., Sorrell, S.R., 2014. The future of oil supply. Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences 372. <https://doi.org/https://doi.org/10.1098/rsta.2013.0179>

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, M., 2014. Atlas Bioenergético del Ecuador.

Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, M., 2020. Plan Maestro de Electricidad 2018-2027.

- Mohr, S.H., Evans, G.M., 2010. Long term prediction of unconventional oil production. *Energy Policy* 38, 265–276. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.09.015>
- Mohr, S.H., Evans, G.M., 2009. Forecasting coal production until 2100. *Fuel* 88, 2059–2067. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.01.032>
- Mohr, S.H., Evans, G.M., 2007. Mathematical model forecasts year conventional oil will peak. *Oil and Gas Journal*.
- Mohr, S.H., Wang, J., Ellem, G., Ward, J., Giurco, D., 2015. Projection of world fossil fuels by country. *Fuel* 141, 120–135. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.030>
- Moreau, V., Vuille, F., 2018. Decoupling energy use and economic growth: Counter evidence from structural effects and embodied energy in trade. *Appl Energy* 215, 54–62. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2018.01.044>
- Mudd, G.M., Ward, J.D., 2008. Will Sustainability Constraints Cause" Peak Minerals, in: Users.Monash.Edu.
- Nashawi, I.S., Malallah, A., Al-Bisharah, M., 2010. Forecasting world crude oil production using multicyclic Hubbert model. *Energy and Fuels* 24, 1788–1800. <https://doi.org/10.1021/EF901240P>
- Nations, U., 1987. Our common future: The world commission on environment and development, *Environment: Science and Policy for Sustainable Development*. Taylor & Francis.

- Nieto, J., Carpintero, Ó., Miguel, L.J., de Blas, I., 2020. Macroeconomic modelling under energy constraints: Global low carbon transition scenarios. *Energy Policy* 137, 111090. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111090>
- Oliveira, C., Antunes, C.H., 2002. An Input-output Model for Decision Support in Energy-economy Planning - a Multiobjective Interactive Approach. *Systems Analysis Modelling Simulation* 42, 769–790. <https://doi.org/10.1080/716067179>
- Organización de Países Productores de Petróleo, O., 2022. OPEC Annual Statistical Bulletin 2022.
- Organización Latinoamericana de Energía, O., 2017. Manual de Planificación Energética 2017 – OLADE [WWW Document]. URL <https://www.olade.org/publicaciones/manual-de-planificacion-energetica-2017/> (accessed 7.11.22).
- Østergaard, P.A., 2015. Reviewing EnergyPLAN simulations and performance indicator applications in EnergyPLAN simulations. *Appl Energy* 154, 921–933. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.05.086>
- Østergaard, P.A., Lund, H., Mathiesen, B.V., 2014. Energy system impacts of desalination in Jordan. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 1, 29–40. <https://doi.org/10.5278/IJSEPM.2014.1.3>
- Ouedraogo, N.S., 2017. Africa energy future: Alternative scenarios and their implications for sustainable development strategies. *Energy Policy* 106, 457–471. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.03.021>

- Papadelis, S., Flamos, A., Androulaki, S., 2012. Setting the framework for a Business Strategy Assessment Model. *International Journal of Energy Sector Management* 6, 488–517. <https://doi.org/10.1108/17506221211281993>
- Patzek, T.W., Croft, G.D., 2010. A global coal production forecast with multi-Hubbert cycle analysis. *Energy* 35, 3109–3122. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2010.02.009>
- Pedercini, M., Arquitt, S., Chan, D., 2020. Integrated simulation for the 2030 agenda†. *Syst Dyn Rev* 36, 333–357. <https://doi.org/10.1002/sdr.1665>
- Petroecuador, E., 2013. El petróleo en el Ecuador, la nueva era petrolera.
- Petroecuador, E., 2012. 40 Años construyendo el desarrollo del país, 1972-2012, Informe Estadístico.
- Petróleo, O. de P.P. de, 2022. OPEC Annual Statistical Bulletin 2022.
- Pina, A., Silva, C., Ferrão, P., 2011. Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios. *Energy Policy* 39, 4692–4702. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2011.06.062>
- Poncelet, K., Delarue, E., Six, D., Duerinck, J., D'haeseleer, W., 2016. Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models. *Appl Energy* 162, 631–643. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2015.10.100>

- Prina, M.G., Fanali, L., Manzolini, G., Moser, D., Sparber, W., 2018. Incorporating combined cycle gas turbine flexibility constraints and additional costs into the EPLANopt model: The Italian case study. *Energy* 160, 33–43. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2018.07.007>
- Prina, M.G., Lionetti, M., Manzolini, G., Sparber, W., Moser, D., 2019. Transition pathways optimization methodology through EnergyPLAN software for long-term energy planning. *Appl Energy* 235, 356–368. <https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2018.10.099>
- Reynolds, D., Development, Y.Z.-T.J. of E. and, 2007, undefined, n.d. The Hubbert curve and institutional changes: how regulations in Alaska created a US multi-cycle Hubbert curve. JSTOR.
- Reynolds, D.B., 2014. World oil production trend: Comparing Hubbert multi-cycle curves. *Ecological Economics* 98, 62–71. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.12.016>
- Ritchie, H., 2021. How have the world's energy sources changed over the last two centuries? Our World in Data.
- Rivera-González, L., Bolonio, D., Mazadiego, L.F., Naranjo-Silva, S., Escobar-Segovia, K., 2020. Long-Term Forecast of Energy and Fuels Demand Towards a Sustainable Road Transport Sector in Ecuador (2016–2035): A LEAP Model Application. *Sustainability* 12, 472. <https://doi.org/10.3390/su12020472>



- Rivera-González, L., Bolonio, D., Mazadiego, L.F., Valencia-Chapi, R., 2019. Long-Term Electricity Supply and Demand Forecast (2018–2040): A LEAP Model Application towards a Sustainable Power Generation System in Ecuador. *Sustainability* 11, 5316. <https://doi.org/10.3390/su11195316>
- Robalino-López, A., Mena-Nieto, A., García-Ramos, J.E., 2014. System dynamics modeling for renewable energy and CO<sub>2</sub> emissions: A case study of Ecuador. *Energy for Sustainable Development* 20, 11–20. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.esd.2014.02.001>
- Rodríguez, C., Sandoval Flores, L.S., Sevilla Señalín, G.F., n.d. Repositorio Digital: Integración de la Planta Deshidratadora de Gas Natural de bajo alto en Machala a la plataforma Scada del Centro de Monitoreo y Control Hidrocarburífero (CMCH) para el control y la fiscalización que ejerce la Agencia de Regulación y Co. Universidad Central del Ecuador.
- Sachs, J., Meng, Y., Giarola, S., Hawkes, A., 2019. An agent-based model for energy investment decisions in the residential sector. *Energy* 172, 752–768. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2019.01.161>
- Sani, K., Siallagan, M., Putro, U.S., Mangkusubroto, K., 2018. Indonesia energy mix modelling using system dynamics. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 18, 29–52. <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2018.18.3>
- Saraiva, T.A., Szklo, A., Lucena, A.F.P., Chavez-Rodriguez, M.F., 2014. Forecasting Brazil's crude oil production using a multi-Hubbert model variant. *Fuel* 115, 24–31. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2013.07.006>

- Sargent, R.G., 2013. Verification and validation of simulation models. *Journal of Simulation* 7, 12–24. <https://doi.org/10.1057/jos.2012.20>
- SE4All, S.E. for A., 2013. Rapid Assessment Gap Analysis Ecuador.
- Siegel, L.S., Homer, J., Fiddaman, T., McCauley, S., Franck, T., Sawin, E., Jones, A.P., Sterman, J., Interactive, C., 2018. En-ROADS simulator reference guide. Technical Report.
- Smil, V., 2010. Energy transitions: history, requirements, prospects. ABC-CLIO.
- Soria, R., Lucena, A.F.P., Tomaschek, J., Fichter, T., Haasz, T., Szklo, A., Schaeffer, R., Rochedo, P., Fahl, U., Kern, J., 2016. Modelling concentrated solar power (CSP) in the Brazilian energy system: A soft-linked model coupling approach. *Energy* 116, 265–280. <https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2016.09.080>
- Sovacool, B.K., 2016. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions. *Energy Res Soc Sci* 13, 202–215. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2015.12.020>
- Sovacool, B.K., 2013. An international assessment of energy security performance. *Ecological Economics* 88, 148–158. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2013.01.019>
- Suganthi, L., Samuel, A.A., 2012. Energy models for demand forecasting—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16, 1223–1240. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.08.014>

- Szklo, A., Machado, G., Schaeffer, R., 2007. Future oil production in Brazil— Estimates based on a Hubbert model. *Energy Policy* 35, 2360–2367. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.08.014>
- Tao, Z., Li, M., 2007. System dynamics model of Hubbert Peak for China's oil. *Energy Policy* 35, 2281–2286. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.07.009>
- Tiseo, I., 2022. • Atmospheric CO2 concentrations worldwide 1959-2021 | Statista [WWW Document]. URL <https://www.statista.com/statistics/1091926/atmospheric-concentration-of-co2-historic/> (accessed 10.10.22).
- Turner, G.M., 2008. A comparison of The Limits to Growth with 30 years of reality. *Global Environmental Change* 18, 397–411. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2008.05.001>
- United Nations Department of Economic and Social Affairs - Population Division, 2022. *World Population Prospects 2022: Summary of Results, World Population Prospects*.
- United States Energy Information Administration, 2021. *Country Analysis Brief: Ecuador* [WWW Document]. URL <https://www.eia.gov/international/analysis/country/EQU> (accessed 5.23.22).
- Vaillancourt, K., Alcocer, Y., Bahn, O., Fertel, C., Frenette, E., Garbouj, H., Kanudia, A., Labriet, M., Loulou, R., Marcy, M., Neji, Y., Waub, J.P., 2014. *A Canadian 2050 energy outlook: Analysis with the multi-regional model*

TIMES-Canada. Appl Energy 132, 56–65.  
<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2014.06.072>

Valero, Alicia, Valero, Antonio, 2010. Physical geonomics: Combining the exergy and Hubbert peak analysis for predicting mineral resources depletion. Resour Conserv Recycl 54, 1074–1083.  
<https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2010.02.010>

Vanegas Cantarero, M.M., 2020. Of renewable energy, energy democracy, and sustainable development: A roadmap to accelerate the energy transition in developing countries. Energy Res Soc Sci 70, 101716.  
<https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2020.101716>

Walsh, B.J., Rydzak, F., Palazzo, A., Kraxner, F., Herrero, M., Schenk, P.M., Ciais, P., Janssens, I.A., Peñuelas, J., Niederl-Schmidinger, A., Obersteiner, M., 2015. New feed sources key to ambitious climate targets. Carbon Balance Manag 10, 1–8. <https://doi.org/10.1186/s13021-015-0040-7>

Walters, C.C., 2006. The origin of petroleum, in: Practical Advances in Petroleum Processing. Springer, pp. 79–101.

Wang, J., Feng, L., Davidsson, S., Höök, M., 2013. Chinese coal supply and future production outlooks. Energy 60, 204–214.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.07.031>

Wang, J., Feng, L., Zhao, L., Snowden, S., Wang, X., 2011. A comparison of two typical multicyclic models used to forecast the world's conventional oil

production. Energy Policy 39, 7616–7621.  
<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2011.07.043>

Wang, J., Jiang, H., Zhou, Q., Wu, J., Qin, S., 2016. China's natural gas production and consumption analysis based on the multicycle Hubbert model and rolling Grey model. Renewable and Sustainable Energy Reviews 53, 1149–1167. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.067>

Wang, X., Lei, Y., Ge, J., Wu, S., 2015. Production forecast of China's rare earths based on the generalized Weng model and policy recommendations. Resources Policy 43, 11–18.  
<https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2014.11.002>

Welsch, M., Deane, P., Howells, M., O Gallachóir, B., Rogan, F., Bazilian, M., Rogner, H.H., 2014. Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models - A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. Appl Energy 135, 600–615.  
<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2014.08.072>

Wiese, F., Bramstoft, R., Koduvere, H., Pizarro Alonso, A., Balyk, O., Kirkerud, J.G., Tveten, Å.G., Bolkesjø, T.F., Münster, M., Ravn, H., 2018. Balmorel open source energy system model. Energy Strategy Reviews 20, 26–34.  
<https://doi.org/10.1016/J.ESR.2018.01.003>

Wilson, C., Guivarch, C., Kriegler, E., van Ruijven, B., van Vuuren, D.P., Krey, V., Schwanitz, V.J., Thompson, E.L., 2021. Evaluating process-based integrated assessment models of climate change mitigation. Clim Change 166. <https://doi.org/10.1007/S10584-021-03099-9>

World Bank, 2022. GDP, PPP (constant 2017 international \$) | Data [WWW Document]. URL

<https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.PP.KD> (accessed 10.10.22).

World Meteorological Organization, 2022. WMO update: 50:50 chance of global temperature temporarily reaching 1.5°C threshold in next five years | World Meteorological Organization [WWW Document]. Press Release Number: 09052022. URL <https://public.wmo.int/en/media/press-release/wmo-update-5050-chance-of-global-temperature-temporarily-reaching-15c-threshold> (accessed 10.10.22).