

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS

***“PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE PARA EL
PERÚ: UN ENFOQUE DESDE LA DEMANDA”***

**PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR EN CIENCIAS CON
MENCION EN ENERGÉTICA**

ELABORADO POR

JOSÉ NEIL MEZA SEGURA

ASESORES:

Dr. RAUL GONZALES PALOMINO

Dr. JAIME E. LUYO KUONG

LIMA - PERÚ

2020

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi esposa, mi hijo y familia en general por todo el apoyo que me brindaron.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por cada día de vida y por la oportunidad de llegar hasta este momento y poder concluir esta etapa academia en mi vida.

Al Dr. Raúl Gonzales Palomino y al Dr. Jaime E. Luyo Kuong, por toda la confianza y paciencia que han depositado en mí persona, por compartir sus conocimientos y por guiar el avance y culminación de la presente investigación.

A FONDECYT por la beca de doctorado en ciencias con mención en energética. (Convenio N° 207-2015-FONDECYT).

Al Programa de Doctorado en Ciencias con mención en Energética-FONDECYT-UNI, por todo el conocimiento académico brindado.

Al Centro de Conservación de Energía y del Ambiente por su apoyo en la recolección de información y ser el complemento perfecto a los conocimientos académicos.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTOS	III
ÍNDICE DE CONTENIDOS	IV
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	X
RESUMEN.....	XIII
ABSTRACT	XIV
INTRODUCCIÓN	15
CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.1 Descripción de la Realidad Problemática.....	21
1.2 Formulación del Problema.....	23
1.2.1 Problema General	23
1.2.2 Problemas Específicos.....	23
1.3 Justificación e Importancia de la Investigación.....	24
1.4 Objetivos.....	25
1.4.1 Objetivo General	25
1.4.2 Objetivos Específicos	25
1.5 Alcances.....	25
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL	27
2.1 Política Energética Mundial	27
2.1.1 Oferta de energía primaria mundial.....	30
2.1.2 Distribución de los recursos primarios de energía.....	30
2.1.3 Proyecciones consumo de energía primaria	31
2.2 Caracterización de países en vías de desarrollo y planificación energética	32
2.3 Desarrollo sostenible	35
2.4 Prácticas y Modelos de Planificación Energética Empleados en Perú.....	37
2.4.1 Metodología.....	37
2.4.2 Recolección y clasificación de Documentos	38
2.4.3 Clasificación de Metodologías	39
2.4.4 Cumplimiento de Paradigmas.....	40
2.4.5 Modelamiento de la Demanda de Energía.....	41

2.5	Modelos de Proyección de la Demanda Sub Sectoriales.....	44
2.5.1	Proyección de la demanda de electricidad realizadas en los planes de transmisión.....	44
2.5.2	Cálculo de la demanda de energéticos no comerciales.....	48
2.5.3	Proyección de la demanda de hidrocarburos	49
2.6	Características de modelos energéticos existentes	50
2.6.1	Clasificación y categorías de modelos energéticos	50
2.6.2	Principales softwares de modelamiento utilizados y sus aplicaciones	53
2.7	Modelos de Proyección de la Demanda.....	60
2.7.1	Modelos en el Sector Residencial.....	60
2.7.2	Modelos en el Sector Comercial y Público	63
2.7.3	Modelos en el Sector Transporte.....	65
2.7.4	Modelos en el Sector Industrial.....	73
2.7.5	Modelos en el Sector Agropecuario	80
CAPITULO III: METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA		81
3.1	Modelamiento de la Demanda en el Sector Residencial	81
3.1.1	Recopilación de Información.....	82
3.1.2	Modelo de Uso Final	83
3.1.3	Modelo de sustitución.....	86
3.2	Modelamiento de la Demanda en el Sector Comercial y Público	90
3.2.1	Modelo de rotación.....	90
3.2.2	Modelo de sustitución.....	93
3.3	Modelamiento de la Demanda en el Sector Transporte.....	94
3.3.1	Modelo de Stock de Vehículos.....	95
3.4	Modelamiento de la Demanda en el Sector Industrial y Minero Metalúrgico ...	97
CAPITULO IV: MODELO ENERGÉTICO		98
4.1	Componente de uso final	99
4.2	Componente de optimización	99
4.3	Consolidación y proyección de los balances de energía y cálculo de emisiones 100	
4.4	Ventajas del modelo propuesto.....	100
4.5	Posibles dificultades	101
CAPÍTULO V: PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE: PERÚ		102
5.1	Situación Actual.....	102

5.1.1 Aspectos Económicos.....	102
5.1.2 Política Energética en el Perú.....	104
5.1.3 Evolución del Consumo de Energía	104
5.1.4 Oferta Interna Bruta de Energía Primaria.....	104
5.1.5 Consumo final de energía	105
5.1.6 Producción, Importación y Exportación de Energía.....	106
5.1.7 Principales Fuentes de Producción de Electricidad.....	107
5.1.8 Marco Normativo	108
5.1.9 Principales Problemáticas del Sector Energético	112
5.2 Parámetros Principales.....	114
5.2.1 Producto Bruto Interno	114
5.2.2 Población Nacional, Urbana y Rural	115
5.2.3 Cantidad de Hogares, Urbano y Rural.....	117
5.2.4 Población Económicamente Activa.....	118
5.2.5 Población en edad de conducir	120
5.2.6 Coeficiente de Electrificación Nacional y Rural	120
5.3 Supuestos Considerados en la Planificación.....	121
5.4 Proyección de la Demanda de Energía	122
5.4.1 Sector Residencial	124
5.4.2 Sector Comercial y Público	124
5.4.3 Sector Transporte.....	125
5.4.4 Sector Industrial.....	125
5.4.5 Sector Minería	126
5.4.6 Otros Sectores.....	127
5.5 Oferta de Energía y Centros de Transformación	128
5.5.1 Estructura de Generación de Electricidad	129
5.5.2 Capacidad de Refinación	129
5.5.3 Necesidades de Importación.....	130
5.5.4 Reservas de Hidrocarburos.....	131
5.5.5 Flujo de la Matriz Energética	131
CAPITULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	132
6.1 Evolución de la Tenencia de Equipos, Efecto Del Cambio Tecnológico y Efecto Sustitución en el Sistema Energético de Perú.....	132
6.1.1 Evolución de la tenencia de equipos de consumo energético.....	132

6.1.2 Proyección de Stock y Ventas de Equipos	134
6.1.3 Efecto del Cambio Tecnológico	138
6.1.4 Efecto Sustitución entre fuentes y tecnologías	139
6.2 Desacople del Consumo de Energía y el Producto Bruto Interno en el Perú ...	144
6.3 Reducción de Emisiones de GEI en el Perú	149
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	155
GLOSARIO	159
BIBLIOGRAFÍA	162
ANEXO 1: DATOS DE ENTRADA DE CONSUMO DE ENERGÍA POR FUENTES Y USOS	177
ANEXO 2: DATOS DE ENTRADA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ANTIGÜEDAD DE EQUIPOS DE CONSUMO ENERGÉTICO	182
ANEXO 3: PROYECCIÓN DE LA TENENCIA DE EQUIPOS DE CONSUMO ENERGÉTICO	184
ANEXO 4: EVALUACIÓN DE LA SUSTITUCIÓN POR FUENTES Y TECNOLOGÍAS	187

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Estudios Analizados e Información Disponible	39
Tabla 2: Clasificación de las metodologías	40
Tabla 3: Cumplimiento de paradigmas	41
Tabla 4: Alcances y consideraciones en la proyección de la demanda	42
Tabla 5: Principales variables consideradas en la proyección de la demanda.....	42
Tabla 6: Comparación de la demanda de electricidad proyectada versus demanda real (TWh)	47
Tabla 7: Comparación de la demanda vegetativa proyectada versus demanda real (TWh)	48
Tabla 8: Variación del registro histórico de la demanda final de leña (TJ) [15].....	49
Tabla 9: Comparación de Enfoques Metodológicos.....	51
Tabla 10: Comparación de Software para el Modelamiento Energético.....	59
Tabla 11: Principales investigaciones y Tipos de Ajustes en Modelo Econométricos ..	61
Tabla 12: Principales Investigaciones que emplearon modelos de uso final	63
Tabla 13: Desagregación del sector del transporte en estudios de uso final [71].....	69
Tabla 14: Modelos del sector transporte con enfoques híbridos	72
Tabla 15: Desagregación habitual del sector industrial.....	76
Tabla 16: Softwares de uso final de energía para análisis de demanda de energía industrial.....	77
Tabla 17: Información recolectada	82
Tabla 18: Energéticos más usados por sector económico	106
Tabla 19: Balanza Comercial de Energía Primaria 2017 (TJ) [65]	107
Tabla 20: Potencia Efectiva por Tipo de Generación (MW) [151]	107
Tabla 21: Despacho de Energía Eléctrica por Tipo de Generación (GWh) [151].....	108
Tabla 22: Proyección de PBI y PBI per cápita [33] y [140].....	115
Tabla 23: Proyección de la Población Urbana y Rural [141] y [169]	116
Tabla 24: Cantidad de Hogares Urbanos y Rurales [141], [169] y [62].....	117
Tabla 25: Proyección de la Población Económicamente Activa [141] y [169]	119
Tabla 26: Proyección de la población en edad de conducir [169].....	120
Tabla 27: Proyección de los Coeficiente de Electrificación Nacional y Rural	120
Tabla 28: Supuestos considerados en el escenario base	121

Tabla 29: Parámetros Empleados en el Modelo de Tenencia Refrigeradoras [154]	132
Tabla 30: Cálculo de Unidades Retiradas Durante el Año 2018.....	136
Tabla 31: Cálculo de Unidades Retiradas Durante el Año 2018.....	138
Tabla 32: Proyección de tenencia y participación de equipos de consumo energético en el Sector Residencial – Zona Urbana	140
Tabla 33: Proyección de tenencia y participación de equipos de consumo energético en el Sector Residencial – Zona Rural	141
Tabla 34: Proyección de las emisiones de GEI de la iNDC de Perú [173]	152
Tabla 35: Análisis de medidas de mitigación de GEI	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Relación entre Consumo de Energía/persona y PBI/persona [4].....	16
Figura 2: Emisiones de CO2 relacionadas con el sector energía y reducciones por fuente en el escenario de desarrollo sostenible [1].....	18
Figura 3: Evolución del Consumo de Energía por Regiones [16].....	27
Figura 4: Suministro de energía primaria por fuente en China [18].....	28
Figura 5: Suministro histórico de energía primaria por fuente en Estados Unidos [19]	29
Figura 6: Recursos Primarios en la Matriz Energética Mundial 1971 y 2017 [16].....	30
Figura 7: Distribución del consumo de energía primaria por regiones – 2017 [16]	31
Figura 8: Evolución y Proyección de escenarios de la oferta de energía primaria mundial (2000-2040) [1]	32
Figura 9: Relación entre el índice de desarrollo humano y el consumo de energía per cápita [21] y [4]	33
Figura 10: Comparación de las proyecciones de la demanda de los escenarios evaluados en los estudios analizados	44
Figura 11: Comparación de las proyecciones de demanda de electricidad de los planes de transmisión [56], [57], [58], [59], [60] y [33].....	46
Figura 12: Comparación de las proyecciones de demanda vegetativa de los planes de transmisión [56], [57], [58], [59], [60] y [33]	48
Figura 13: Esquema de Flujo Energético [67]	54
Figura 14: Esquema General de LEAP [68].....	57
Figura 15: Determinantes de la demanda de transporte de pasajeros [5].....	70
Figura 16: Determinantes de la demanda energética para el transporte de carga [5]...	71
Figura 17: Estimación de la demanda energética industrial en el método de uso final [5]	77
Figura 18: Esquema Metodológico Propuesto.	82
Figura 19: Esquema del Modelo de Rotación de Stock.	84
Figura 20: Esquema del Modelo de Sustitución.....	87
Figura 21: Esquema representativo del enfoque metodológico.....	98
Figura 22: Diagrama de Flujo del software LEAP [68].....	99
Figura 23: Esquema Funcional del Modelo PERSEO 2.0 [161]	100
Figura 24: Tasas de crecimiento del PBI 2001-2019 [141].....	103
Figura 25: Máximo anual en reservas internacionales netas 2001-2019 [144].....	103

Figura 26: Consumo Per Cápita Nacional [65].....	104
Figura 27: Componentes de la Matriz Energética en el Perú 2017 [65].....	105
Figura 28: Participación del consumo de energía por sectores [65].....	105
Figura 29: Participación del consumo de energía por fuentes [65].....	106
Figura 30: Participación del PBI sectorial [33].....	115
Figura 31: Regresión Logarítmica Aplicada a la Variación de la Población Nacional	116
Figura 32: Población Urbana Rural [141] y [169].....	116
Figura 33: Regresión Logarítmica Aplicada al Tamaño de Hogares.....	117
Figura 34: Cantidad de Hogares Urbanos y Rurales [141], [169] y [62].....	118
Figura 35: Distribución de la Población en Edad de Trabajar (PET) por Condición de Actividad, 2018 [170].....	118
Figura 36: Pirámide Poblacional Perú, 2019 [171].....	119
Figura 37: Proyección de la Demanda del Escenario Base.....	122
Figura 38: Proyección de la Demanda de Energía por Sectores – Escenario Base.....	123
Figura 39: Proyección de la Demanda de Energía por Energéticos – Escenario Base	123
Figura 40: Proyección de la Demanda en el Sector Residencial - Escenario Base.....	124
Figura 41: Proyección de la Demanda en el Sector Comercial y Público - Escenario Base.....	125
Figura 42: Proyección de la Demanda en el Sector Transporte - Escenario Base.....	126
Figura 43: Proyección de la Demanda en el Sector Industrial - Escenario Base.....	126
Figura 44: Proyección de la Demanda en el Sector Minería - Escenario Base.....	127
Figura 45: Proyección de la Demanda en el Sector Agropecuario - Escenario Base	128
Figura 46: Proyección de la Demanda en el Sector Pesca - Escenario Base.....	128
Figura 47: Estructura de Generación Electricidad.....	129
Figura 48: Capacidad de Refinación.....	130
Figura 49: Importaciones.....	130
Figura 50: Evolución del Nivel de Reservas.....	131
Figura 51: Flujo de la Matriz Energética Simulada año 2050 – Escenario Base.....	131
Figura 52: Correlación de variables evaluadas con la tenencia de equipos.....	133
Figura 53: Proyección de Tenencia de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano ..	134
Figura 54: Función de Supervivencia y Función de Retiro Anual de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano.....	135

Figura 55: Distribución por Antigüedad del Parque de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano	136
Figura 56: Proyección de Ventas de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano	137
Figura 57: Proyección de Parque de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano	137
Figura 58: Proyección del consumo promedio anual de refrigeradoras	138
Figura 59: Evolución de la participación de las ventas de equipos de cocción.....	139
Figura 60: Evolución de la participación de las ventas de equipos de calentamiento de agua	140
Figura 61: Proyección del parque de equipos de consumo.	142
Figura 62: Proyección de la venta de equipos de consumo.....	142
Figura 63: Proyección de la demanda de energía - Sector Residencial.....	143
Figura 64: Comparación de la demanda del sector residencial con otros métodos de proyección.....	144
Figura 65: Comparación de la demanda del sector comercial y público con otros métodos de proyección.....	145
Figura 66: Comparación de la demanda del sector transporte con otros métodos de proyección.....	146
Figura 67: Comparación de la demanda total de energía con otros métodos de proyección.....	147
Figura 68: Comparación de las variaciones de la demanda final de energía y PBI en el periodo de análisis (año base 2017 = 100).....	147
Figura 69: Relación entre el consumo de energía/persona y PBI/persona, de la proyección de demanda realizada.	148
Figura 70: Distribución de las emisiones por sectores IPCC en el Inventario Nacional de GEI 2014 [162].....	149
Figura 71: Distribución de las emisiones de GEI dentro del sector Energía (GgCO ₂ eq) [162].....	150
Figura 72: Proyección de Emisiones de GEI escenario BAU.....	151
Figura 73: Proyección de Emisiones de GEI para Escenarios Evaluados	152

RESUMEN

A nivel mundial existen diferentes modelos energéticos implementados en softwares computacionales que sirven de base para el planeamiento energético desde los años 70. Sin embargo, la mayoría de estos modelos y sus respectivos softwares están enfocados en los sistemas energéticos de países desarrollados; por lo que, deben ser evaluados, complementados y mejorados, identificando las metodologías que mejor se adapten a las particularidades de un país en vías de desarrollo como el Perú y a la vez cumplan con los desafíos que plantean los sistemas energéticos actuales como son: la aparición de tecnologías disruptivas, un contexto internacional de lucha contra el cambio climático y el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible. Estos puntos hacen que el análisis exhaustivo de la demanda sea el primer paso en el proceso de planificación ya que evita las inversiones en infraestructura innecesaria que tienen altos costos económicos en caso la demanda prevista sea mucho mayor a la real; así como, también disminuye la probabilidad de déficit de infraestructura cuando la demanda prevista sea mucho menor a la real.

El objetivo de la presente investigación es desarrollar una metodología de planificación energética con un enfoque en la demanda y que tenga adecuado nivel de desagregación del consumo energético nacional que permitirá dimensionar adecuadamente las políticas energéticas. Para este fin, se desarrollaron e integraron un modelo de uso final mediante rotación de stocks y un modelo de sustitución mediante evaluación multicriterio en los diferentes sectores de consumo de energía. Este modelamiento ha sido realizado para el sistema energético peruano. Finalmente, la demanda proyectada fue integrada con la oferta de energía, modela empleando un enfoque contable de simulación; fueron implementadas en el software LEAP y se evaluó la matriz energética en su conjunto. La metodología se aplicó para el estudio de caso del Perú y se determinaron: la evolución del parque de equipos de consumo energético, el nivel de sustitución por fuente y tecnología; la ocurrencia del efecto desacople entre consumo de energía y PBI y el potencial de mitigación de GEI.

Palabras Clave: planeamiento energético, demanda de energía, rotación de stock, modelo de sustitución, mitigación de GEI

ABSTRACT

Globally, there are different energy models implemented in different software that serve as the basis for energy planning since the 1970s. However, most of these models and their respective software are focused on the energy systems of developed countries; Therefore, they must be evaluated, complemented and improved, identifying the methodologies that best adapt to the particularities of a developing country such as Peru and at the same time meet the challenges posed by current energy systems such as: the appearance of disruptive technologies, an international context in the fight against climate change and the fulfillment of the sustainable development goals. These points make the exhaustive analysis of the demand the first step in the planning process since it avoids investments in unnecessary infrastructure that have high economic costs in case the forecast demand is much higher than the real one; as well as the probability of an infrastructure deficit also decreases when the forecast demand is much lower than the real one.

The objective of this research is to develop an energy planning methodology with a focus on demand and that has an adequate level of disaggregation of national energy consumption that will allow the adequate dimensioning of energy policies. To this end, an end-use model was developed and integrated through stock rotation and a substitution model through multi-criteria evaluation in the different energy consumption sectors. This modeling has been done for the Peruvian energy system. Finally, projected demand was integrated with energy supply, modeled using a simulation accounting approach; were implemented in LEAP software and the energy matrix was evaluated. The methodology was applied to the case study of Peru and the following were determined: the evolution of the energy consumption equipment park, the level of substitution by source and technology; the occurrence of the decoupling effect between energy consumption and GDP and the GHG mitigation potential.

Keywords: energy planning, energy demand, stock rotation, replacement model, GHG mitigation.

INTRODUCCIÓN

La energía es esencial para la vida y el desarrollo humano; así como, para todas las actividades económicas y sociales. La provisión de energéticos modernos a las poblaciones tiene numerosos beneficios, que van desde la mejora de la salud, el bienestar y las oportunidades de generación de ingresos, además de permitir el acceso al empleo, la educación y los servicios sociales [1]. Sin embargo, las relaciones entre energía y desarrollo son muy complejas, y la energía es imprescindible pero no suficiente por sí sola para para lograr los objetivos de desarrollo sostenible [2].

Existe una relación entre la energía y el crecimiento económico, la Figura 1, presenta la actividad económica (PBI per cápita) en función del consumo de energía per cápita, donde se observa que: en general la tendencia es que los países con mayor actividad económica muestran mayores consumos de energía. Sin embargo, en la última década el aumento del uso de energía no coincide necesariamente con el aumento de la actividad económica, y se presenta el llamado “desacoplamiento” del uso de los recursos energéticos en los países desarrollados, postulado por Stern [3] Este desacoplamiento se observa; por ejemplo, en el aumento continuo del PBI per cápita de Estados Unidos, Alemania y Corea del Sur, todos países miembros de la OCDE, mientras que su consumo energético per cápita incluso llega a reducirse. En nuestra región, Chile, que forma parte de la OCDE aún no presenta dicha tendencia debido a su industria minera que es energéticamente intensiva; similarmente, Perú, país en vías de desarrollo, tampoco presenta dicha tendencia, con niveles de PBI y consumo energético per cápita todavía relativamente bajos.

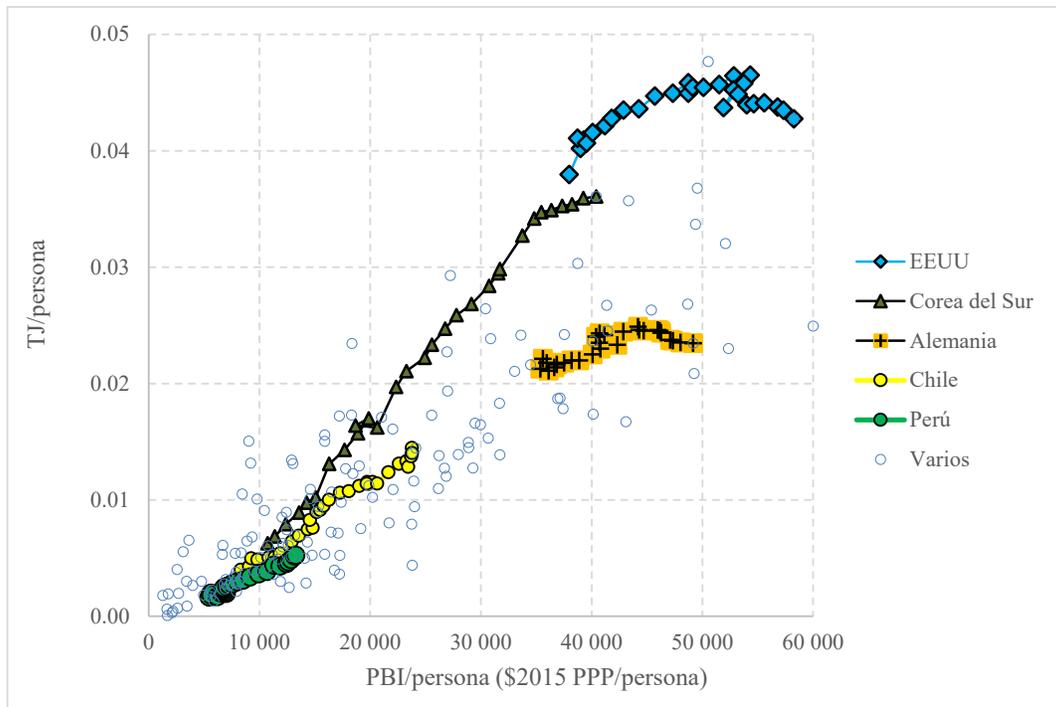


Figura 1: Relación entre Consumo de Energía/persona y PBI/persona [4]

El desacoplamiento del consumo de energía y la actividad económica se explica según Stern [3], a través de cuatro factores:

- i. La sustitución entre la energía y otros insumos dentro de una tecnología de uso/producción existente; por ejemplo, las industrias pueden responder a los cambios en los precios de la energía alternando entre diferentes técnicas de producción que utilizan diferentes proporciones de insumos.
- ii. La innovación y la eficiencia energética, también conocidos como cambios tecnológicos, que permiten el uso de menos energía para producir la misma cantidad de servicios energéticos, lo que reduce la demanda de energía; por ejemplo, el aumento en la eficiencia energética debido a los estándares gubernamentales y los esfuerzos del etiquetado y de los estándares mínimos de rendimiento energético (MEPS – Minimum Energy Performance Standard) de equipos consumidores de energía.
- iii. Los cambios en la calidad de la energía y la composición de los insumos de energía que permiten una reducción en la cantidad de energía requerida para producir una unidad de salida. La calidad de la energía se define en este sentido como la cantidad de energía útil que puede proporcionar. Algunos combustibles de mayor calidad son más flexibles que otros, lo que significa que pueden

transformarse en un mayor número de fuentes de energía o mayor cantidad de energía útil lo que producen salidas con valores económicos más altos; por ejemplo, la sustitución de la leña por GLP para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua.

- iv. Los cambios estructurales o los cambios en la composición de los productos de una economía afectan tanto el PBI como el consumo de energía. Un ejemplo común es el de los países cuyas economías, en las primeras etapas de desarrollo, cambian de la agricultura a la industria y la manufactura que requieren más recursos y son más extractivos, lo que generalmente representa una mayor demanda de energía. En las etapas posteriores del desarrollo, se produce un cambio desde la industria hacia la fabricación ligera y los servicios que requieren menos recursos a nivel nacional y representan una disminución del uso de energía por unidad de producción [3] y [5].

En contraste a este desacoplamiento observado en países en etapas más altas de desarrollo, los pequeños aumentos en el consumo de energía dentro de los países en vías de desarrollo pueden dar lugar a aumentos significativos en la calidad de vida (por ejemplo, del bienestar humano y crecimiento económico) [1]. Sin embargo, el sector energía, en muchos países en vías de desarrollo, no está adecuadamente dimensionados para sostener estas mejoras, ya sea en términos de niveles de acceso a la energía, capacidad instalada o niveles generales de consumo de energía [6].

Asimismo, ya desde el año 1987, la comisión mundial para el medio ambiente y desarrollo [7], concluyó que un uso sostenible de la energía era fundamental para apoyar el crecimiento económico, la fiabilidad energética y el bienestar humano, indicando que en los próximos cincuenta años las naciones tenían la oportunidad de producir los mismos niveles de servicios energéticos como la mitad del suministro primario consumido en ese entonces. Posteriormente, dicho paradigma fue recogido como el séptimo objetivo de la agenda 2030 para el desarrollo sostenible [2], donde se plantearon metas tanto en el lado de la demanda como de la oferta de energía.

Por otro lado, se tiene que el contexto internacional actual es de lucha contra el cambio climático a través de la reducción de gases de efecto invernadero (GEI)¹, que aparentemente se había consolidado en el acuerdo de París de la COP21 en 2015; sin embargo, luego de diversos análisis realizados se demostró que las contribuciones previstas y determinadas a nivel nacional (iNDC - Intended Nationally Determined Contributions) propuestas por las naciones serán insuficientes para llegar a la meta de mantener el incremento de temperatura por debajo de los 2°C [8] y [9]; y menos aún a valores cercanos a 1.5°C. Complementariamente, investigaciones realizadas sobre escenarios y opciones de mitigación de GEI realizadas por McKensey en [10], H. Harvey en [11] y la IEA en [1], identificaron que las medidas de mitigación ligadas a la eficiencia energética podrían llegar a representar entre un 30% y 37% de reducciones de GEI, necesarios para mantener el incremento de la temperatura global por debajo de los 1.5°C, como se presenta en la Figura 2; identificaron también que: si bien las medidas orientadas a la eficiencia energética requieren de inversiones iniciales, se tendrían beneficios económicos de largo plazo.

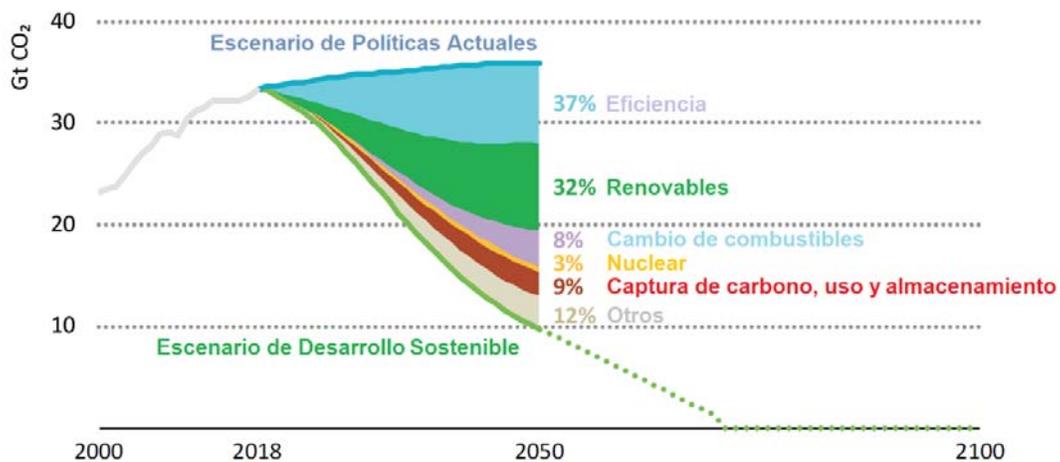


Figura 2: Emisiones de CO2 relacionadas con el sector energía y reducciones por fuente en el escenario de desarrollo sostenible [1]

En ese sentido, J. Rogelj et al [12] señalan que los diferentes sectores no son independientes entre sí, y hacer cambios en uno tiene implicaciones para otro, por ejemplo, si como sociedad se tiene un elevado consumo de energía, esto podría

¹ Es un gas atmosférico que absorbe y emite radiación dentro del rango infrarrojo. Este proceso es la fundamental causa del efecto invernadero. Los principales GEI en la atmósfera terrestre son el vapor de agua (H2O), el dióxido de carbono (CO2), el metano (CH4), el óxido nitroso (N2O) y el ozono.

significar menos flexibilidad en la elección de las opciones de mitigación disponibles. Mientras que, si usamos menos energía, la elección de posibles acciones es mayor; por ejemplo, si se implementan medidas de eficiencia energética y se reduce la demanda se dependerá menos de las tecnologías que eliminan el CO₂ de la atmósfera.

En línea con lo anterior, Pfenninger et al [13] manifiesta que existen retos de los sistemas energéticos del siglo XXI, y se debe tener cuidado al seleccionar el modelo energético o metodología para hacer frente a un problema específico que se quiera analizar, debido a que a veces se hace uso de modelos ya establecidos gracias a la familiaridad en su uso; a fin de superar dichas limitaciones, se debe innovar con métodos híbridos y/o provenientes de otros campos del conocimiento, asegurándose de que los efectos del incremento de la complejidad puedan ser capturados adecuadamente, para lo cual una fuente de mejora importante es la aplicación de los estándares de trabajo desarrollados dentro de la comunidad de desarrollo de software de código abierto. Con la finalidad de proponer una solución a dicha problemática, la tesis se ha estructurado en 8 capítulos, los cuales se describen a continuación:

El capítulo 1, presenta las principales motivaciones de la investigación, la realidad problemática, presenta los objetivos, preguntas de investigación y define el alcance de la tesis.

El capítulo 2, presenta el marco teórico y marco conceptual, describe el estado del arte de los modelos energéticos existente y describe a detalle los modelos de proyección de la demanda desagregada en los sectores: residencial, comercial y público, transporte, e Industrial.

El capítulo 3, detalla la metodología propuesta para la proyección de la demanda de los sectores residencial; comercial y público; transporte; industrial y minero metalúrgico; así como, los sectores agropecuario y pesquero, respectivamente. Se presentan también los supuestos asumidos para el desarrollo de las proyecciones de la demanda.

El capítulo 4, describe la metodología de modelamiento energético propuesto a fin de integrar los resultados de la proyección de la demanda realizada en el capítulo 3, con el modelamiento de la oferta y de esta forma obtener la proyección del total de la matriz energética.

El capítulo 5, presenta la aplicación de la metodología desarrollada a nivel del sistema energético peruano. Se da una visión general de sector energético, se realiza la proyección de la demanda, se integra con la oferta y con resto del sistema energético y se describen los principales resultados.

Los capítulos 6, desarrolla las respuestas a las preguntas de investigación planteadas, se señala como será la evolución de la tenencia de equipos y el efecto sustitución, si se producirá el efecto de desacople entre el consumo de energía y el PBI en el horizonte de análisis; así como el potencial de reducción de emisiones de GEI a fin de cumplir con el compromiso asumido en la propuesta de iNDC peruana.

Finalmente, se presenta las conclusiones de la tesis en relación con la metodología implementada, los resultados de la planificación energética sostenible en Perú, las implicaciones del trabajo desarrollado. Las contribuciones de la tesis se presentan en términos de inquietudes generales sobre el proceso de planeamiento y otras implicaciones adicionales para la política energética. Asimismo, se presentan las futuras líneas de investigación consideradas importantes sobre la base de las conclusiones del trabajo desarrollado.

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el presente capítulo se desarrolla el planeamiento del problema que dio origen a la investigación, para ello se realiza una descripción de la realidad problemática del planeamiento energético en el Perú, se formula el problema de investigación, se describe su justificación e importancia; así como se presentan los objetivos y alcances de la investigación.

1.1 Descripción de la Realidad Problemática

En el Perú el Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico (SINAPLAN) y su órgano rector, el Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (CEPLAN), fueron creados mediante el Decreto Legislativo N° 1088 en el 2008. El SINAPLAN es un conjunto articulado e integrado de órganos, subsistemas y relaciones funcionales cuya finalidad es coordinar y viabilizar el proceso de planeamiento estratégico nacional para promover y orientar el desarrollo armónico y sostenido del país. Entre los objetivos del SINAPLAN, se destaca su función de constituirse como el espacio institucionalizado para la definición concertada de una visión de futuro. Asimismo, debe articular e integrar en forma coherente y concertada las diferentes propuestas y opiniones para la elaboración del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional y los planes nacionales, sectoriales, institucionales y subnacionales, así como las orientaciones, los métodos, los procesos y los instrumentos para el planeamiento estratégico. Es decir, la institución no realiza planeamiento, sino que provee la metodología a las diferentes reparticiones del gobierno para que estas desarrollen los planes estratégicos siguiendo un mismo método y por lo tanto de forma coherente. Posteriormente “agrega” los diferentes planes y realiza un monitoreo de la performance del Estado.

En el sector energía el ente rector es el Ministerio de Energía y Minas el cual, mediante el artículo 88 del D.S. 026-20-EM encarga a la Dirección de Eficiencia Energética la conducción de la planificación energética entre otras funciones.

El sector energético es lo que en la literatura se llama un “sector transversal” y es parte de la estructura de costos de todos los sectores exportadores que utilizan energía y su competitividad o falta de ella impacta sobre la productividad de varios sectores, con lo cual países a nivel regional y mundial, desarrollan procesos para establecer planeamiento indicativo que permita identificar cuellos de botella en el suministro de

energía, y actuar con suficiente anticipación para que se desarrollen las infraestructuras para evitar estos riesgos. La planificación tiene impacto en:

- Detectar las demandas futuras de infraestructura, es decir que activos deben ser desarrollados para mejorar la competitividad/eficiencia económica del país.
- Confeccionar una lista de acciones que podrían ser desarrolladas en términos de normativas y asociaciones público-privadas que permitan el desarrollo de alguna infraestructura que cubran la necesidad, dejando al mercado la definición de cuál es la mejor forma de abastecer esta demanda.
- Testear y evaluar la “resiliencia” de las infraestructuras de un país de manera de reducir el riesgo general, la exposición de la economía a eventos internos y externos inesperados, como terremotos y bruscas modificaciones de las condiciones internacionales de comercialización de algún insumo.
- Mejorar la capacidad de atraer capitales a una economía al reducir los riesgos sistémicos, en este caso de la infraestructura, de un país;

El planeamiento energético es fundamental para el desarrollo humano y su sustentabilidad a lo largo del tiempo. A nivel mundial desde los años 70, se emplean modelos de planeamiento energético los cuales fueron implementados en diversos softwares; sin embargo, la mayoría de estos software fueron desarrollados para sistemas energéticos de países con economías desarrolladas y con las particularidades que estas poseen, por lo que dichos modelos deben ser evaluados, complementados y mejorados a fin de identificar el enfoque que mejor se adapte a las particularidades de un país en vías de desarrollo como el Perú y a la vez cumplan con los retos que plantean los sistemas energéticos actuales como la aparición de tecnologías disruptivas² y un contexto internacional de lucha contra el cambio climático y este en orden con los objetivos del desarrollo sostenible.

La experiencia en planificación energética con la que cuenta el Perú es limitada, ya que los 6 estudios identificados fueron desarrollados de manera aislada, y emplearon diferentes modelos energéticos (ver numeral 2.4.2). Además, ninguno tuvo continuidad en el tiempo debido a diversos motivos de los cuales los dos principales son: i) el diseño

² Tecnología o innovación que conduce a la aparición de productos y servicios que utilizan preferiblemente una estrategia disruptiva a fin de competir contra una tecnología dominante, buscando una progresiva consolidación en un mercado.

institucional del ente rector del sector energía, que permite una alta rotación de personal y ii) la falta del desarrollo de capacidades locales para el modelamiento del sistema energético, ya que si bien es cierto, las consultorías bajo las cuales se realizaron los estudios dejaron los modelos implementados, y capacitaron en el uso de estos, no se desarrolló la capacidad de modificar el modelamiento ni la programación del software implementado. Todos estos hechos sumados a que la información no es pública, no hacen posible la su reproductibilidad ni mucho menos su adaptación a la complejidad creciente de los sistemas energéticos (ver numeral 2.4.3). Asimismo, el enfoque que plantean para el análisis de la demanda en la gran mayoría de los casos fue a través de modelos econométricos, del tipo Top Down, que se basan en proyecciones del PBI exógenas; no hacen distinción de áreas urbanas y rurales; no toman en cuenta la evolución tecnológica ni emplean otras variables importantes como es el caso de la evolución de la población económicamente activa y la tenencia de equipos de consumo energético (ver numeral 2.4.4 y 2.4.5). Esto se debe al hecho de que, al ser consultorías contratadas por un periodo de tiempo, debieron finalizarse en dicho periodo de tiempo y adaptarse al nivel de disponibilidad de información y la calidad de esta.

La presente investigación se realiza a fin de determinar una metodológica para el planeamiento energético sostenible de largo plazo, con un adecuado análisis de la demanda que es la que finalmente determinará a la oferta, y con esto se logra un adecuado dimensionamiento de las políticas energéticas.

1.2 Formulación del Problema

Para afrontar el presente trabajo de investigación, formulamos el problema general de la forma siguiente:

1.2.1 Problema General

¿Una adecuada metodología de planificación energética integral a largo plazo contribuiría al desarrollo energético sostenible del Perú?

1.2.2 Problemas Específicos

¿Cuál es la metodología de proyección de la demanda que cuantifique la evolución de la tenencia de equipos, efecto del cambio tecnológico y el efecto sustitución de equipos

de consumo de energía a fin de dimensionar adecuadamente programas desde el lado de la demanda para un planeamiento energético sostenible a largo plazo en el Perú?

¿Cuándo se producirá el llamado desacople entre el consumo de energía y el PBI en el sistema energético en el Perú?

¿Cuál es el potencial de reducción de emisiones de GEI en el planeamiento energético sostenible a largo plazo en el Perú?

1.3 Justificación e Importancia de la Investigación

El proceso de planificación energética, en especial en países en vías de desarrollo debe incorporar un análisis exhaustivo de la composición de la demanda, así como las diferentes opciones para abastecerla; es decir, es la demanda la que origina la composición de la oferta, por lo que requiere de una atención especial en su análisis [14]. Mas aún, si se tiene en cuenta que la dinámica de la demanda de energía está influenciada por la inercia del parque (stock) de equipos de uso de energía instalados en el mercado, lo que conduce a una flexibilidad limitada como señala Bhattacharyya en [5] . Los modelos para el análisis de la demanda se dividen en 2 grandes grupos: i) econométricos y ii) de usos final. En los países en vías de desarrollo los modelos más empleados han sido los modelos econométricos; sin embargo, dichos modelos no toman en cuenta la evolución de la tenencia de equipos, el efecto del cambio tecnológico, el efecto sustitución por usos y fuentes de equipos de consumo de energía y no tienen el detalle de información necesaria a fin de dimensionar adecuadamente políticas de ahorro de energía y eficiencia energética.

La investigación se llevó a cabo con el propósito es desarrollar un enfoque metodológico de planeamiento energético que posibilite el desarrollo energético sostenible del Perú a fin de contribuir al desarrollo de capacidades locales en prospectiva energética y ser capaces de afrontar retos de los sistema energético actuales; asimismo, se busca contribuir con el diseño de la política energética en el Perú, que corresponda a las necesidades y realidad energética del país, evitando la dependencia de iniciativas de escasa utilidad y coherencia basados en estudios encargados por el Estado a través de consultorías foráneas en las dos últimas décadas. El enfoque metodológico propuesto fue comparado con información estadística y los resultados de estudios de prospectiva disponibles, finalmente se ha definido un

procedimiento estandarizado y replicable que permita su aplicación a todos los actores del sector energía, tanto entes gubernamentales como de la academia.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

El objetivo general de la investigación es desarrollar un enfoque metodológico de planeamiento energético integral a largo plazo, que posibilite el desarrollo energético sostenible del Perú.

1.4.2 Objetivos Específicos

Desarrollar una metodología de proyección de la demanda que sea de utilidad para el planeamiento energético de largo plazo y que permita dirigir adecuadamente políticas energéticas en el Perú de forma más precisa y con mayor efecto de su objetivo, a través de la cuantificación de la evolución de la tenencia de equipos, el efecto del cambio tecnológico y el efecto sustitución de equipos de consumo de energía.

Determinar si se producirá el llamado efecto de “desacople” entre el consumo de energía y PBI en el Perú.

Determinar el potencial de reducción de emisiones de GEI que existe en la matriz energética en el Perú.

1.5 Alcances

La presente investigación abarca el proceso de planeamiento energético a mediano y largo plazo con un enfoque en la demanda. La metodología fue desarrollada para su aplicación dentro del contexto del planeamiento energético del Perú. La escala de aplicación fue fijada a nivel nacional, El nivel de desagregación de la demanda es variables ya que esta fue limitada a la información disponible.

La metodología desarrollada en la investigación no fue construida para predecir el futuro o tomar decisiones definitivas sobre las mejores alternativas o elecciones, sino como una herramienta de análisis para la toma de decisiones tanto para entes gubernamentales como para la academia en general.

Si bien la investigación puede ayudar en el desarrollo del planeamiento energético, no puede garantizar el éxito de los objetivos del planeamiento energético u otros objetivos de política nacional, económicos, sociales o ambientales, ya que existen factores externos influyentes, como intereses políticos y/o económicos, crisis económicas y/o sanitarias, que siempre se producen de manera imprevista, por lo cual el ejercicio de planificación debe ser continuo en el tiempo y contar con actualizaciones periódicamente.

Debido a que los planes de energía comprenden plazos de ejecución de proyectos de las actividades o infraestructura requeridas, el horizonte de tiempo de finalización puede variar de corto (aproximadamente 1-5 años) a medio (aproximadamente 5-20 años) o hasta un horizonte a largo plazo de 30 años o más. Por ello, el horizonte de análisis que consideramos es de largo plazo, comprendiendo el periodo 2018 – 2050. Siendo el año 2017 considerado como año base de análisis, ya que a la fecha de elaboración de la investigación se contaba con el balance energético nacional 2017 [15]

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y MARCO CONCEPTUAL

2.1 Política Energética Mundial

La política energética mundial es influenciada por las decisiones tomadas por los grandes consumidores de energía, de acuerdo con el último reporte estadístico de la Agencia Internacional de la Energía [1], esta lista se encuentra liderada por los países miembros de la OCDE, seguidos por los países de Asia (no miembros de la OCDE), por su parte la región de América (no miembros de la OCDE) es la de menor consumo energético como se presenta en la Figura 3.

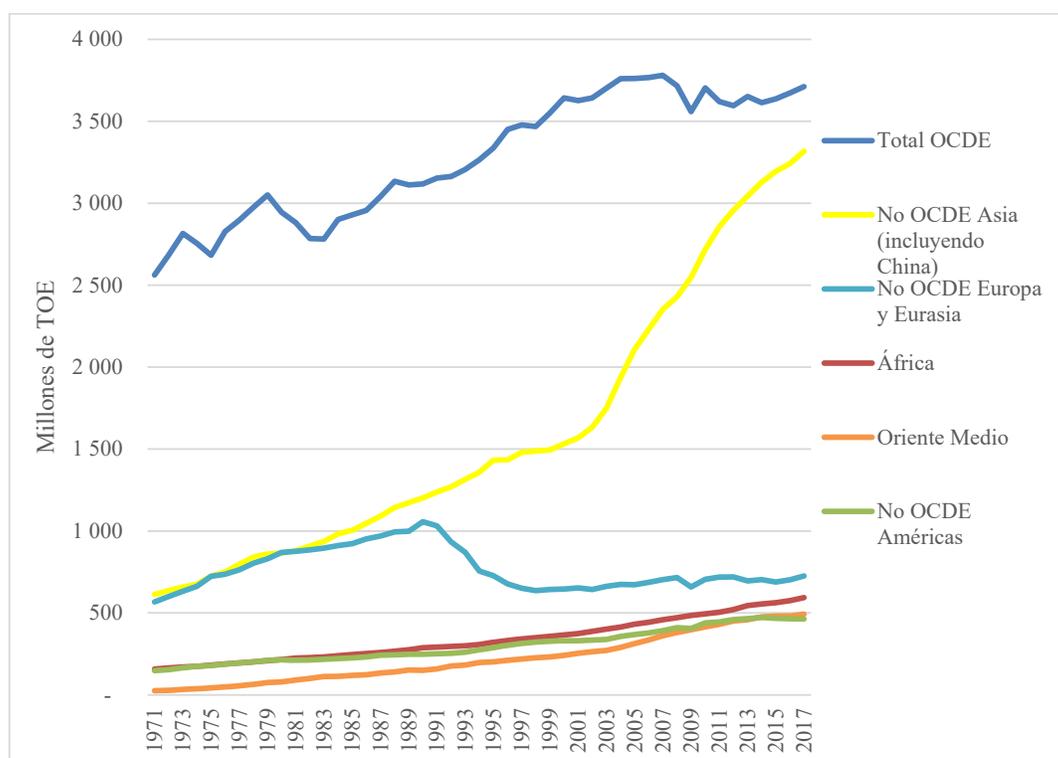


Figura 3: Evolución del Consumo de Energía por Regiones [16]

En la región de Asia el principal actor es China, La Figura 4, presenta el suministro de energía primaria en China, la fuente principal de energía para satisfacer su demanda es el carbón que representa cerca del 60% del componente energético, dedicado principalmente al sector industrial. Aunque en la actualidad China es autosuficiente en un 90% pero esto lo enfrenta a una fuerte crítica por los niveles de contaminación, lo que lo obliga a plantear la diversificación de sus fuentes de energía e identificar medidas de eficiencia energética [17].

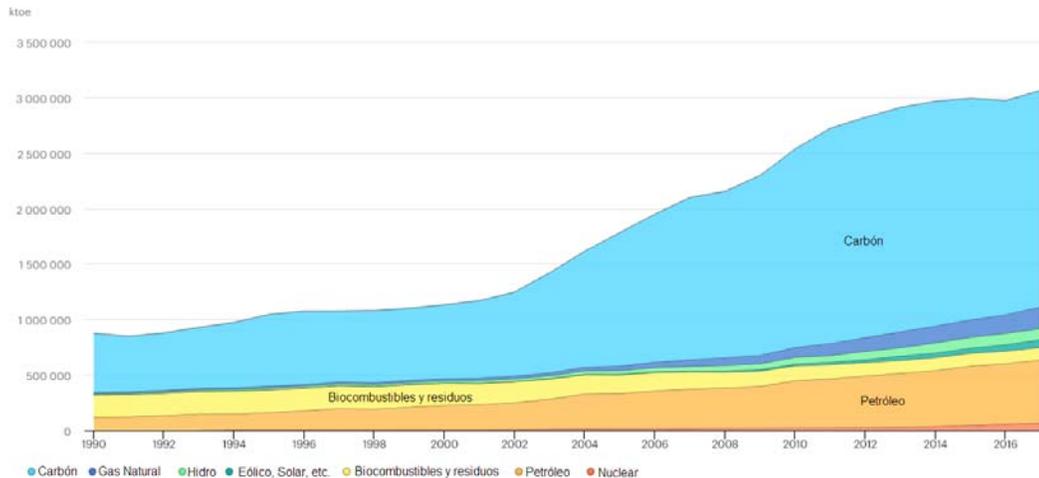


Figura 4: Suministro de energía primaria por fuente en China [18]

El sector energético de China se mueve en una nueva dirección tras el llamado de su presidente a una "revolución energética", la "lucha contra la contaminación" y la transición hacia un modelo económico basado en servicios. La política energética pone énfasis en la electricidad, el gas natural y las tecnologías más limpias, de alta eficiencia y digitales. Entre 2019 y 2024, China representará el 40% de la expansión global de la capacidad renovable, impulsada por una mejor integración al sistema, costos más competitivos de la energía solar fotovoltaica y la eólica terrestre. Durante el mismo período, se pronostica que China representará casi la mitad del crecimiento fotovoltaico distribuido global, superando a la UE para convertirse en el líder mundial en capacidad instalada para 2021. Sin embargo, la demanda de carbón y la capacidad de producción de China siguen siendo altas. Actualmente, una de cada cuatro toneladas de carbón utilizadas en todo el mundo se quema para producir electricidad en China. El gobierno está presionando para reducir las emisiones y mejorar la calidad del aire al cambiar a gas natural, pero la capacidad instalada de plantas a carbón de China no es muy antigua, y aún es diez veces más grande que su capacidad instalada de plantas a gas natural. A los precios vigentes del gas natural, los nuevos sistemas de energía eólica y solar fotovoltaica (PV) en tierra son formas mucho más baratas de generar electricidad que las nuevas turbinas de gas de ciclo combinado (CCGT). En estas circunstancias, es probable que la contribución principal de la generación a gas para desplazar el carbón sea indirecta, al ayudar a la integración de las energías renovables.

Por otro lado, el consumo de energía de los Estados Unidos se basa en el petróleo, en el 2018 se tiene una participación de 36.5%, seguidos por el gas natural 30.8% y carbón

el 13.1% [19]. El panorama de la política energética de los Estados Unidos ha cambiado fundamentalmente en la última década. Las innovaciones en la extracción de petróleo y gas a través de la perforación horizontal y la fracturación hidráulica han hecho que la producción de petróleo y gas a partir de las formaciones de esquisto sea un pilar del panorama energético estadounidense y mundial. La Figura 5, presenta el aumento en el suministro de petróleo y gas natural de la última década.

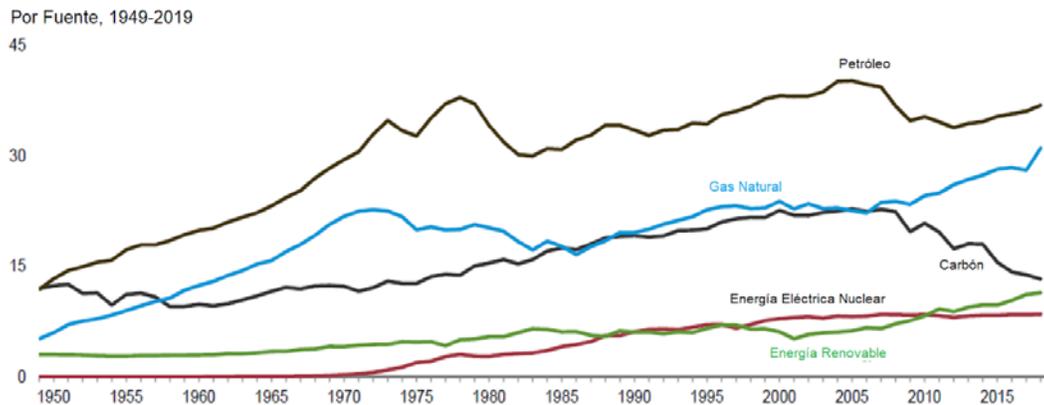


Figura 5: Suministro histórico de energía primaria por fuente en Estados Unidos [19]

La política del gobierno de los Estados Unidos se centra en el concepto de "dominio energético", que refleja una estrategia para maximizar la producción de energía, expandir las exportaciones y ser un líder en tecnologías energéticas. La desregulación ambiental es un enfoque central, aunque puede tener implicaciones para la trayectoria de las emisiones. La combinación de combustible de la generación de energía en los Estados Unidos está experimentando una transición considerable. La energía del carbón ha disminuido en la última década debido a que el auge del gas de esquisto ha hecho que los generadores de gas natural sean más competitivos en cuanto a costos. Mientras tanto, la electricidad en base a energías renovable también ha experimentado un rápido crecimiento, impulsado por la reducción de costos y el apoyo a las políticas, mientras que la energía nuclear enfrenta amenazas más competitivas [20].

En ambos casos, se observa que tanto China como Estados Unidos consumen los recursos energéticos que mayoritariamente disponen y dan importancia preponderante a su independencia energética.

2.1.1 Oferta de energía primaria mundial

La oferta de energía primaria mundial para el año 2017, estaba constituida por hidrocarburos de origen fósil (petróleo, gas natural y carbón), los cuales suministran el 81.35% de la oferta de energía primaria mundial, siendo el petróleo el energético más importante ya que constituye casi un tercio del total de la oferta con 32.38%, Esta participación es similar a la que se registraba en 1971 donde los hidrocarburos representaban un 86.52% del total de la oferta, solo se aprecia una sustitución entre la participación del petróleo por el gas natural y un aumento en la participación de la energía nuclear. Ver Figura 6.

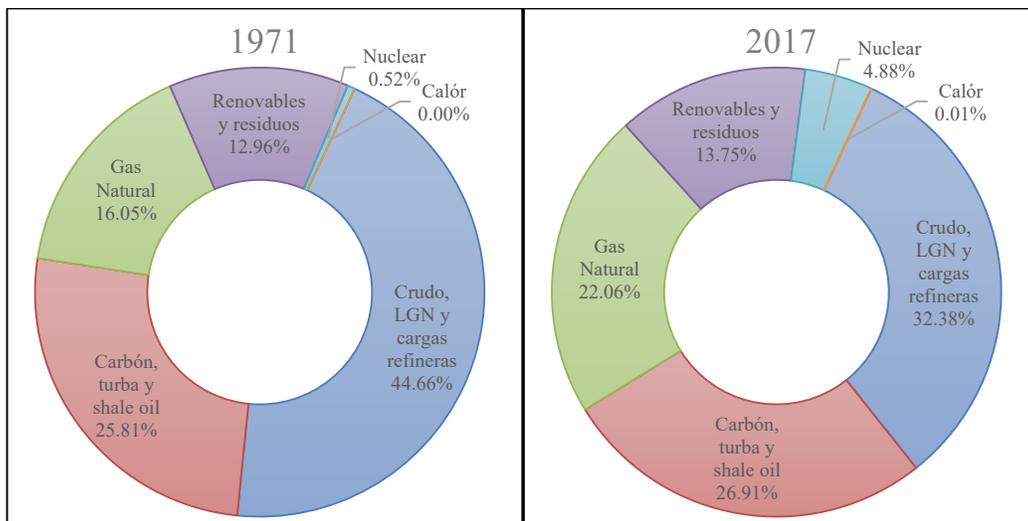


Figura 6: Recursos Primarios en la Matriz Energética Mundial 1971 y 2017 [16]

2.1.2 Distribución de los recursos primarios de energía

La oferta de energía primaria varía de acuerdo con la región que se analice, se tiene que los países integrantes de la OCDE tienen una mayor participación de hidrocarburos de origen fósil (petróleo, gas natural y carbón) y es del orden del 80% de oferta total de energía primaria, mientras que la región de Latino América (sin OCDE) es de un 65%, esto debido a que posee una participación importante de recursos renovables basados en hidroenergía, leña y residuos. Los dos casos extremos son: primero los países del África ya que solo tienen una participación de hidrocarburos del 48%, explicado por una falta de acceso a energéticos de mayor calidad y segundo el de los países del medio oriente, donde casi el 100% de su oferta está constituida por los hidrocarburos, esto atribuido a su posición de países productores de estos energéticos. Ver Figura 7.

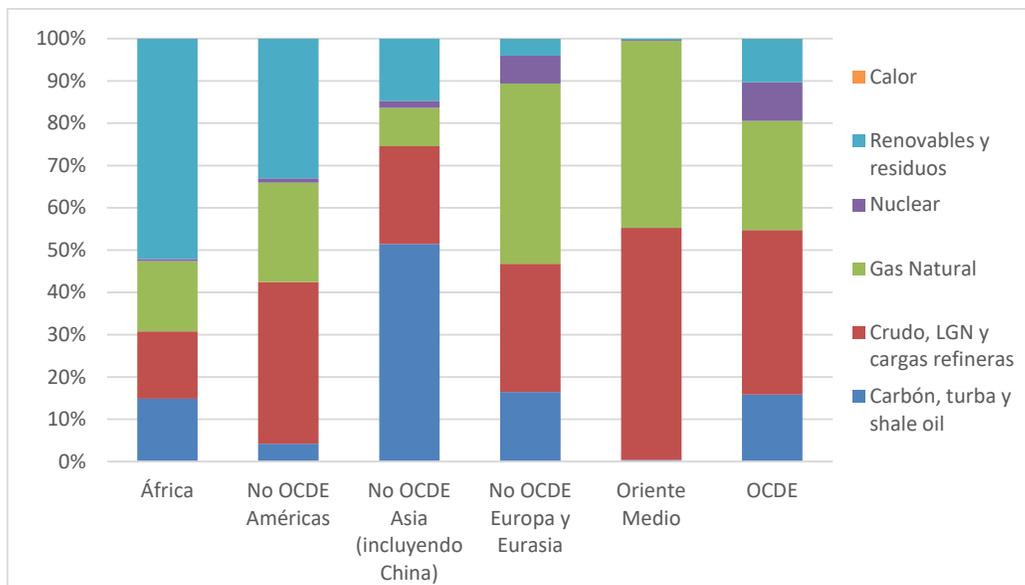


Figura 7: Distribución del consumo de energía primaria por regiones – 2017 [16]

2.1.3 Proyecciones consumo de energía primaria

Según las proyecciones realizadas en [1] para el periodo 2020 – 2040, en el escenario de desarrollo de “políticas actuales” el consumo de hidrocarburos (carbón, petróleo y gas natural) seguirían incrementándose hasta alcanzar los 14 952 Mtoe y representar el 78% del consumo de energía primaria, lo cual conduciría a un aumento de las emisiones de GEI y llegarían a los 41.3 Gt de CO₂. Mientras que en el escenario de “políticas declaradas” se presentaría una estabilización en el consumo de carbón y petróleo, mientras que el consumo de gas natural mantendría un ligero aumento hasta alcanzar los 13 145 Mtoe que representarían el 74% del consumo de energía primaria y las emisiones de GEI llegarían a los 35.6 Gt de CO₂; finalmente, en el escenario de “desarrollo sostenible” el consumo de carbón y petróleo deberían de reducirse y de gas natural estabilizarse hasta alcanzar los 7 673 Mtoe que representarían un 58% del consumo de energía primaria, con lo cual las emisiones llegarían a los 15.8 Gt de CO₂. Ver Figura 8.

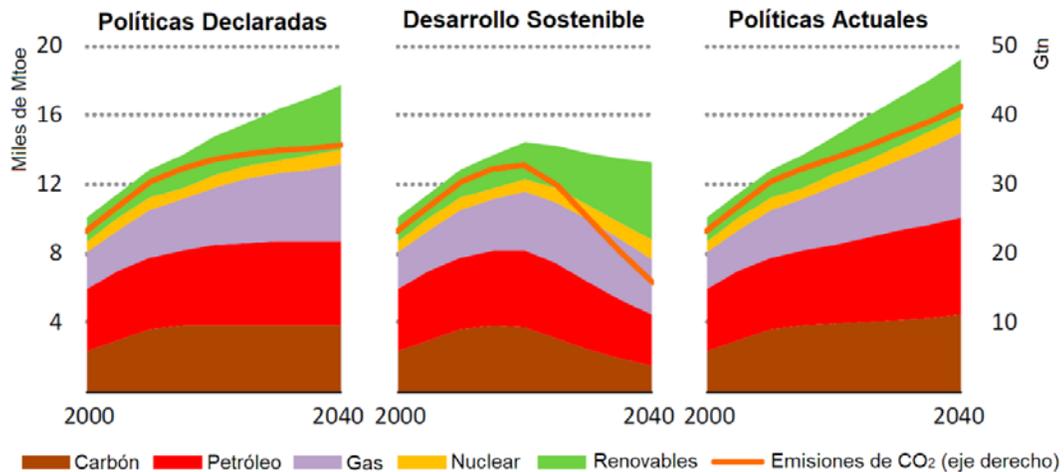


Figura 8: Evolución y Proyección de escenarios de la oferta de energía primaria mundial (2000-2040) [1]

2.2 Caracterización de países en vías de desarrollo y planificación energética

Un país en vías de desarrollo puede ser caracterizado de distintas maneras, los indicadores más comúnmente usados son: el índice de desarrollo humano (mayor a 0.800), el PBI per cápita (mayor a los 8000 US\$/persona) o que cuenten con una economía significativamente grande como es el caso de los llamados BRICS (Brasil, Rusia, India, China y Sudáfrica). La Figura 9, presenta la relación que existe entre el índice de desarrollo humano [21] y el consumo final de energía per cápita [4], donde se observa que los llamados países “desarrollados” como Estados Unidos, Corea del Sur y Alemania superior derecha y presentan un IDH superior al 0.90; sin embargo, tienen consumos energéticos variados que van entre los 7 y 13 TJ/persona; también se observa al grupo de las BRICS que se encuentran en un proceso de evolución hacia el mejorar su IDH, de la misma forma, los datos de Perú al 2017 presenta una evolución interesante con respecto a su posición en el año 1990 donde el IDH se ha mejorado en 0.24 puntos, mientras que el consumo de energía per cápita se ha incrementado en un 184%.

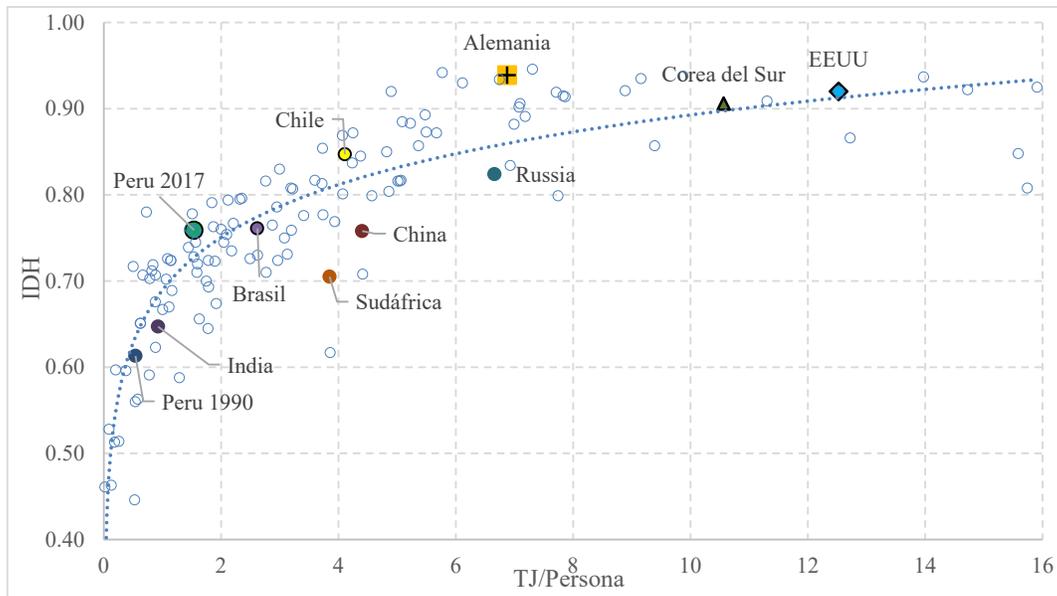


Figura 9: Relación entre el índice de desarrollo humano y el consumo de energía per cápita [21] y [4]

Asimismo, existen una amplia diversidad entre las economías en desarrollo en términos de condiciones socioeconómicas (tamaño, estructura económica, recursos humanos, recursos energéticos, nivel de electrificación, urbanización, entre otros). Urban et al en [22] señala las siguientes características comunes de los sistemas energéticos de dichas economías:

- Bajo rendimiento del sector eléctrico y de las energías tradicionales.
- Transición de energías tradicionales a energías más eficientes.
- Deficiencias estructurales en el plano económico, social y energético que resultan en una división urbano – rural muy acentuada, con decisiones de inversión inadecuadas y subsidios mal direccionados.

Según la agencia internacional de la energía, alrededor del 25% del consumo de energía primaria de los países en vías de desarrollo proviene de la biomasa y otras energías tradicionales, aunque la proporción varía según las diferentes regiones y según los países. Si bien las economías en desarrollo pasan de las energías tradicionales a las energías modernas a medida que ascienden en la escala de ingresos, la velocidad a la que se mueven los países es variable, la IEA en [1] indicó que en el 2018 aún más de 2600 millones de personas continuaban dependiendo del uso de la biomasa, residuos, carbón o kerosene como combustible para la cocción de alimentos, y se estima que en

un escenario de “políticas declaradas” este número se reduzca a 1 500 millones para el año 2050 [1]. Simultáneamente, aumenta la dependencia de los combustibles fósiles, especialmente en países grandes como China e India, y las prácticas insostenibles de uso de recursos en los países en vías de desarrollo ejercen presiones constantes sobre el desarrollo y la sostenibilidad [23] y [24].

El uso de energías tradicionales plantea problemas específicos para el proceso de planeamiento energético debido a que normalmente no existen información confiable de la demanda de energía tradicional, los precios y el potencial de suministro; asimismo, los consumidores con poco poder adquisitivo no pueden acceder a la energía comercial. Ignorar dichas energías es inapropiado dado el papel crítico del acceso a un suministro asequible, limpio y confiable de energía para el desarrollo sostenible [25], pero incorporarlos tampoco es fácil ya que se requiere de la realización de encuestas y/o la adopción de metodologías consensuadas [26].

Además, la estructura económica cambiante debido a las actividades industriales y la consecuente rápida urbanización de estas economías agregan otra dimensión a la transición económica donde un sector urbano en crecimiento coexiste con una economía predominantemente rural. La naturaleza de las actividades económicas y las oportunidades difieren significativamente entre las zonas urbanas y rurales. Asimismo, la presencia del sector informal en las economías en desarrollo conduce a elecciones no óptimas como señala Pandey en [27]; asimismo, indicó que la dinámica de transición tiene implicaciones importantes para la demanda de energía debido a los cambios en los estilos de vida, las opciones tecnológicas y la combinación de combustibles, que a su vez impactan la sostenibilidad y el medio ambiente. Por lo tanto, comprender estas dinámicas y su incorporación en las políticas y modelos son esenciales para capturar la transición de los países en vías de desarrollo.

La escasez de suministro es bastante común en muchos países en vías de desarrollo, especialmente para las energías comerciales en general y la electricidad en particular, dicha escasez surge principalmente debido a políticas y decisiones de inversión inapropiadas. En tales casos, el consumo puede no representar la demanda real debido a la existencia de demanda no satisfecha o suprimida y el mercado no logra un equilibrio a través de la interacción de la oferta y la demanda debido a las intervenciones en el mercado. La existencia de pobreza a gran escala también conduce

a la inequidad en el comportamiento de consumo, lo que fomenta políticas distorsionadas por razones sociales [27]. Esto a su vez conduce a una recuperación insuficiente de los costos a través de los precios de la energía, y contribuye al bajo rendimiento financiero de las compañías de energía, reduce la disponibilidad de capital para las inversiones y perpetúa la falta de capacidad.

Finalmente, muchos países en vías de desarrollo carecen de la capacidad adecuada en términos de gestión de datos, análisis estadístico y modelado. Si bien la capacidad varía según los países, la falta de una adecuada sistematización de información energética es una limitación importante en la mayoría de los países. Por ejemplo, en el caso del Perú existe diferentes fuentes de información sectorial que pueden ser empleadas, pero se requiere de una adecuada coordinación entre los diferentes entes y la implementación de un organismo que agrupe y sistematice la información necesaria que alimentará al proceso de planeamiento.

La coexistencia de actividades modernas y tradicionales y la naturaleza evolutiva de las economías implican una rica combinación de tecnologías convencionales y no convencionales, procesos de toma de decisiones, culturas y creencias. También existen "múltiples barreras sociales y económicas para el flujo de capital y la difusión de tecnología" como señala Pandey en [27]. Al mismo tiempo, la industria energética está experimentando cambios importantes bajo la influencia global de la reforma y la reestructuración orientada a la mitigación de GEI. En consecuencia, prevalece un estado de transición energética tanto en la oferta como en la demanda de la industria energética que hace que estas economías sean diferentes de los estados estacionarios de los mercados desarrollados.

2.3 Desarrollo sostenible

El desarrollo sostenible, según [7] se define como:

“Criterio enfocado a lograr el progreso socioeconómico y calidad de vida de los ciudadanos, mediante la cobertura de las necesidades presentes, evitando el agotamiento irracional de los recursos y procurando no mermar de manera inconsciente las oportunidades de las generaciones futuras”. y [28] “Implica la sustentabilidad de las actividades extractivas e industriales en armonía con el entorno natural y sus componentes.”

Para lograr dicho fin, un elemento esencial es tener una oferta de servicios energéticos confiables a un costo asequible, de forma segura, ambientalmente benigna, y de conformidad con las necesidades de desarrollo social y económico. La energía es vital para erradicar la pobreza, mejorar el bienestar humano y elevar el nivel de vida [29]. Muchas áreas del mundo no tienen suministros de energía confiables y seguros, lo que limita su desarrollo económico. En otras áreas, aunque existe alta producción, esta se realiza con degradación ambiental lo cual inhibe el desarrollo sostenible.

La energía es fundamental para la mejora del bienestar social y económico, y es indispensable para la generación de riqueza. Pero por esencial que sea para el desarrollo, la energía es solo un medio para un fin. El fin es una economía sostenible y un medio ambiente limpio, altos niveles de vida (en términos de PBI per cápita, de la capacidad de satisfacer sus necesidades materiales, mayor longevidad y acceso a la educación), prosperidad y buena salud.

Las cuestiones energéticas clave se debatieron en 2001 en la novena sesión de la Comisión de Desarrollo Sostenible (CSD-9). En 2002, en la Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible (CMDS) celebrada en Johannesburgo, Sudáfrica [30], la comunidad internacional reafirmó que el acceso a la energía era importante para el Objetivo de Desarrollo del Milenio de reducir a la mitad, para 2015, la proporción de personas viviendo en la pobreza [31].

El 25 de septiembre de 2015, los líderes mundiales adoptaron un conjunto de objetivos globales para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible [2]. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años. De los cuales los directamente relacionados al presente tema de investigación es el objetivo 7, que se refiere garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, y el objetivo 13 que busca adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

El reto es entonces, formular una metodología de planificación energética integral con un enfoque en el modelo de proyección de la demanda para la planificación energética de largo plazo y orientado al desarrollo energético sostenible, asimismo adecuado para el Perú.

2.4 Prácticas y Modelos de Planificación Energética Empleados en Perú

En el caso Peruano, si bien se tiene experiencia en la aplicación periódica de modelos para el planeamiento energético, estos se realizaron de forma sectorial y aislada, por ejemplo, en el sector de electricidad se realizaron estudios para la fijación de tarifas en barra [32], planeamiento de la transmisión [33], planes referenciales de electricidad [34], planes de inversión de subtransmisión [35], planes de inversiones en distribución [36], plan nacional de electrificación rural [37]; mientras que en el sector hidrocarburos se tiene el plan de desarrollo de los recursos de hidrocarburos 2017 – 2021 [38] y el plan quinquenal de inversiones en distribución de gas natural [39]. Sin embargo, la experiencia en el uso de modelos integrales del sector energético es mucho más limitada. Según el análisis realizado por J. Meza en [40] ha sido 6 los estudios de planeamiento energético integral llevados a cabo en el Perú en los últimos años.

2.4.1 Metodología

Los modelos energéticos seleccionados para el análisis son aquellos que hayan sido empleados en el marco de un estudio de prospectiva para la totalidad del sistema energético peruano, es decir no se tomaron en cuenta los planes sectoriales debido a que no analizan el sistema energético en su totalidad y principalmente fueron elaborados para determinar un plan de infraestructura o inversiones, como se describe en el numeral 1.5. Los estudios analizados fueron elaborados tanto por instituciones gubernamentales como no gubernamentales, peruanas y extranjeras.

Una vez identificados los estudios bajo análisis, se hace una evaluación de la información publicada disponible y se presenta una breve descripción de cada uno, posteriormente se categorizan de acuerdo con el tipo de modelos o metodologías empleados, para ello se emplea una variante de las categorizaciones propuestas en Van Beeck [41], Urban et al [22] y Hall et al [42].

Seguidamente, dada que dichos ejercicios de planificación servirán de base para la formulación de políticas, y futuros compromisos internacionales de reducción de emisiones, debe proporcionar respuestas adecuadas a los desafíos actuales y futuros, se evalúa si dichos modelos cumplen con los siguientes paradigmas identificados por Huppmann et al [43] y la presente investigación:

- i) Objetivos de políticas cuantificados

- ii) Evaluación de escenarios modelados
- iii) Adaptarse a complejidad creciente
- iv) Interacción con otros sectores
- v) Transparencia, reproductibilidad e inteligibilidad

2.4.2 Recolección y clasificación de Documentos

Los estudios analizados son listados y descritos a continuación:

- A. Estudio Integral Energético de Perú [44], realizado el año 2001 a solicitud de la oficina técnica de energía del MINEM, empleó el software LEAP (versión 2000); sin embargo, debido a la antigüedad y poca divulgación y socialización que tuvo el estudio no se cuenta con información necesaria que pueda ser analizada a detalle.
- B. Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación [45], realizada el año 2012 a solicitud de la DGEE del MINEM. Sobre dicho estudio Luyo en [46] concluyó que el estudio representó “una primera aproximación al desarrollo del planeamiento energético nacional de largo plazo”; sin embargo, también indicó que el planteamiento metodológico manifestó limitaciones.
- C. Plan Energético Nacional 2014 – 2025 [47] elaborada el año 2014 por la DGEE del MINEM. Respecto a dicho estudio Ríos [48] manifestó que las proyecciones de demanda de largo plazo fueron basadas en un modelo económico de crecimiento infinito y sugirió incluir planes de ahorro y eficiencia energética dentro de dichas proyecciones.
- D. Planificación Ante el Cambio Climático – PLANCC [49], fue elaborado, a solicitud del MINAM en coordinación con el MEF, RREE y CEPLAN, en el marco del programa MAPS [50], dicho estudio tuvo por finalidad generar las bases científicas y políticas para explorar la factibilidad de una economía baja en carbono e incorporar el enfoque de cambio climático en la planificación del desarrollo del país; asimismo busco el desarrollo de las capacidades locales en temas de planificación. PLANCC involucró la participación de diversas entidades públicas, privadas y no gubernamentales [51]. Al tener un enfoque macro creo grupos de investigación en los diversos sectores causantes de las emisiones de GEI y como parte del equipo de investigación en el sector energía

designó a CENERGIA. Dentro de dicho sector el alcance de la investigación consideró la proyección de la matriz energética, el cálculo de emisiones de GEI hasta el año 2050 y la identificación de opciones de mitigación. Los resultados del estudio sirvieron como base para el desarrollo de la iNDC peruana.

- E. Sistema de Planificación Energética Nacional, elaborado el año 2019 a solicitud de la DGEE del MINEM con apoyo PROSEMER [52]; dicho estudio incluyó la creación de un sistema de información energética, un sistema de planificación y la elaboración de planes energéticos regionales.
- F. APEC Energy Outlook 2019 [53], elaborado por la APERC y el IEEJ para todos los países del Asia – Pacífico, dentro del estudio se realiza la proyección de la matriz energética peruana para los escenarios BAU, TGT y 2DC, para ello aplican la metodología planteada en [54].

La Tabla 1, presenta los estudios y/o planes elaborados en los últimos años en el Perú y el grado de información disponible, siendo el más antiguo y por ende con menor información disponible el EIEP; mientras que tanto el SPEN y el APEC son los estudios de reciente publicación y el PLANCC el que ofrece más información disponible a consultar.

Tabla 1: Estudios Analizados e Información Disponible

Acrónimos y Nombre del Estudio	Informe del Estudio	Documentación del Modelo	Datos Empleados
EIEP (Estudio Integral Energético del Perú)	NO	NO	NO
NUMES (Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación)	SI	SI	NO
PEN (Plan Energético Nacional 2014 – 2025)	SI	NO	NO
PLANCC (Planificación Ante el Cambio Climático)	SI	SI	SI
SPEN (Sistema de Planificación Energética Nacional)	SI	SI	NO
APEC (Asia-Pacific Economic Cooperation Energy Outlook 2019)	SI	SI	NO

2.4.3 Clasificación de Metodologías

La Tabla 2, presenta la clasificación de las metodologías empleadas en los estudios analizados, se aprecia que en la mayoría de los casos los estudios han empleado

metodologías híbridas combinando para la proyección de la demanda métodos por uso final y métodos econométricos. Asimismo, en el caso de NUMES y PLANCC si bien la oferta de energía empleo un modelo de simulación, la componente de electricidad si fue optimizada. Los softwares de modelamiento energético integral empleados son el LEAP y TIMES. Por otro lado, ninguno de los estudios indica el tipo de información, la periodicidad ni la forma de coordinación para obtenerla, solo el SPEN hace referencia a la creación de un sistema de información; sin embargo, al momento de terminada la investigación no se ha socializado los resultados de dicho estudio.

Tabla 2: Clasificación de las metodologías

Estudio	Enfoque de la Demanda	Enfoque de la Oferta	Integración Sistema Energético	Horizonte Temporal
EIEP	Uso Final	Simulación	LEAP (versión 2000)	2000-2010
NUMES	Gas Natural: Uso Final Resto: Econométrico	Electricidad: Optimización Resto: Simulación	MS Excel	2010-2040
PEN	Econométrico	Simulación	MS Excel	2014-2025
PLANCC	Gas Natural: Uso Final Resto: Econométrico	Electricidad: Optimización Resto: Simulación	MS Excel	2012-2050
SPEN	Trasporte: Uso Final, Resto: Econométrico	Optimización	TIMES	2017-2040
APEC	Trasporte: Uso Final Residencia: Uso Final Resto: Econométrico	Optimización	GAMS	2016-2050

2.4.4 Cumplimiento de Paradigmas

La Tabla 3, presenta la evaluación del cumplimiento de los paradigmas identificados, siendo evidente que ninguno de los estudios evaluados sería capaz de adaptarse a la complejidad creciente de los sistemas energéticos ya que dichos estudios son productos de consultorías que tienen un tiempo de duración limitado y si bien es cierto dejaron los modelos implementados y capacitaron a personal para su uso, no se desarrollaron capacidades locales para la modificación y mejoramiento de dichos modelos, ligado a este factor está el hecho de que ninguno cumple con el paradigma de transparencia, reproductividad e inteligibilidad ya que al ser desarrollados en software con licencia son de código cerrado y no están disponible para su evaluación. Por otro lado, solo la NUMES realizó una evaluación de los escenarios evaluados a fin de identificar un escenario robusto y tiene la capacidad de interactuar con el sector ambiental a través de su evaluación ambiental estratégica. Mientras que tanto PLANCC como el SPEN

tienen la capacidad de interactuar con el sector económico a través de un modelo de equilibrio general computable capaz de identificar el impacto de los escenarios evaluados en la economía nacional.

Tabla 3: Cumplimiento de paradigmas

Estudio	¿Cuantifica Objetivos?	¿Evalúa Escenarios Modelados?	¿Puede ser adaptado a complejidad creciente?	Interacción con otros sectores	Transparencia, reproductibilidad e inteligibilidad
EIEP	SI: 1) Inversiones	NO	NO: software discontinuado	NO	NO: data fuente no disponible
NUMES	SI: 1) Diversificación 2) % RER 3) Autosuficiencia 4) Balanza Comercial 5) Consumo GN 6) Costos 7) Emisiones GEI 8) Necesidad de Importación 9) Cobertura de GN 10) Costo medio 11) Áreas Inundables	SI: Trade-Off y Minimax	NO: data fuente no disponible	SI: Ambiental	NO: data fuente no disponible
PEN	SI: 1) Mínimo Costo	NO	NO: data fuente no disponible	NO	NO: data fuente no disponible
PLANCC	SI: 1) Inversiones 2) GEI	NO	NO: data fuente no disponible	SI: Economía	NO: data fuente no disponible
SPEN	SI: 1) Mínimo Costo	NO	NO: software con licencia comercial	SI: Economía	NO: software con licencia comercial
APEC	SI: 1) GEI	NO	NO: software con licencia comercial	NO	NO: software con licencia comercial

2.4.5 Modelamiento de la Demanda de Energía

Los métodos de pronóstico de la demanda de energía empleados en los documentos revisados se presentan en la Tabla 4. Mientras que 4 de los documentos siguieron un método estadístico (proyección econométrica), bajo un enfoque Top-Down, y solo dos, utilizado métodos de uso final bajo un enfoque Botton-Up; sin embargo, no se tiene acceso a la data empleada y tampoco se señala que sea información recopilada en el Perú o si se tomaron indicadores obtenidos en países de la región.

Tabla 4: Alcances y consideraciones en la proyección de la demanda

Estudio	Método de Proyección de la Demanda	Zonas urbanas y rurales	Año Base	Horizonte de tiempo	Número de alternativas consideradas	Herramientas de modelado	GEI cuantificadas	Emisiones contaminantes cuantificadas
EIEP	Botton Up	No	1998	20	3	LEAP (Versión 2000)	No	No
NUMES	Top Down	No	2009	31	57	MS Excel	CO2, CH4, N2O	Si
PEN	Top Down	No	2013	12	2	MS Excel	No	No
PLANCC	Top Down	No	2010	40	2	MS Excel	CO2, CH4, N2O	No
SPEN	Top-Down y Botton Up	No	2016	24	1	TIMES	CO2	No
APEC	Botton Up	No	2016	34	3	MS Excel - GAMS	CO2, CH4, N2O	No

a) Principales variables explicativas consideradas en la proyección de la demanda

Los sectores informales constituyen aun parte de las actividades económicas en el Perú, el CEPLAN estimó que el tamaño del sector informal era más del 19% del producto nacional interno en 2013 y que concentraba al 55.8% de los trabajadores informales [55]. El sector informal no se consideró explícitamente en ninguno de los documentos revisados. Asimismo, la demanda no suministrada (es decir, los servicios de energía necesarios que actualmente no se suministran) tampoco es considerada en alguno de los documentos. Las principales variables consideradas en la proyección de la demanda son listados a continuación:

Tabla 5: Principales variables consideradas en la proyección de la demanda

Estudio	Proyección de la Población	Proyección del PBI	Plan de desarrollo de infraestructura	Intensidades Energéticas	Evolución tecnológica	Demanda de Energía Histórica	Tasa de electrificación	Proyección de la población económicamente activa
NUMES	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI	NO
PEN	NO	SI	SI	NO	NO	SI	NO	NO
PLANCC	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI	NO
SPEN	SI	SI	SI	SI	NO	SI	NO	NO
APEC	SI	SI	NO	NO	NO	SI	NO	NO

Asimismo, en ninguno de los estudios listados, se estandarizó la metodología empleada ya que no existe una versión actualizada del estudio o una segunda versión, tampoco se tuvo acceso a la información primaria que sirvió de base para realizar los análisis. Sin embargo, si comparamos las proyecciones de la demanda en sus diferentes escenarios como se presenta en la Figura 10, se aprecia una marcada diferencia entre los dos escenarios del PEN que resaltan por las elevadas tasas de crecimiento que tendrían llegando la proyección del escenario PEN PBI 6.5 del año 2025 a niveles de demanda proyectados por la NUMES y por SPEN para el año 2040. En el lado contrario se encuentran las proyecciones realizadas por APEC, cuyas tasas de crecimiento son bajas, lo que significaría un escaso crecimiento del sector energético peruano en los próximos años. Otro punto resaltante es la notable concordancia entre la proyección realizada por la NUMES en su escenario BAU y el SPEN ya que se tratan de dos estudios con metodologías marcadamente diferentes como se verá más adelante.

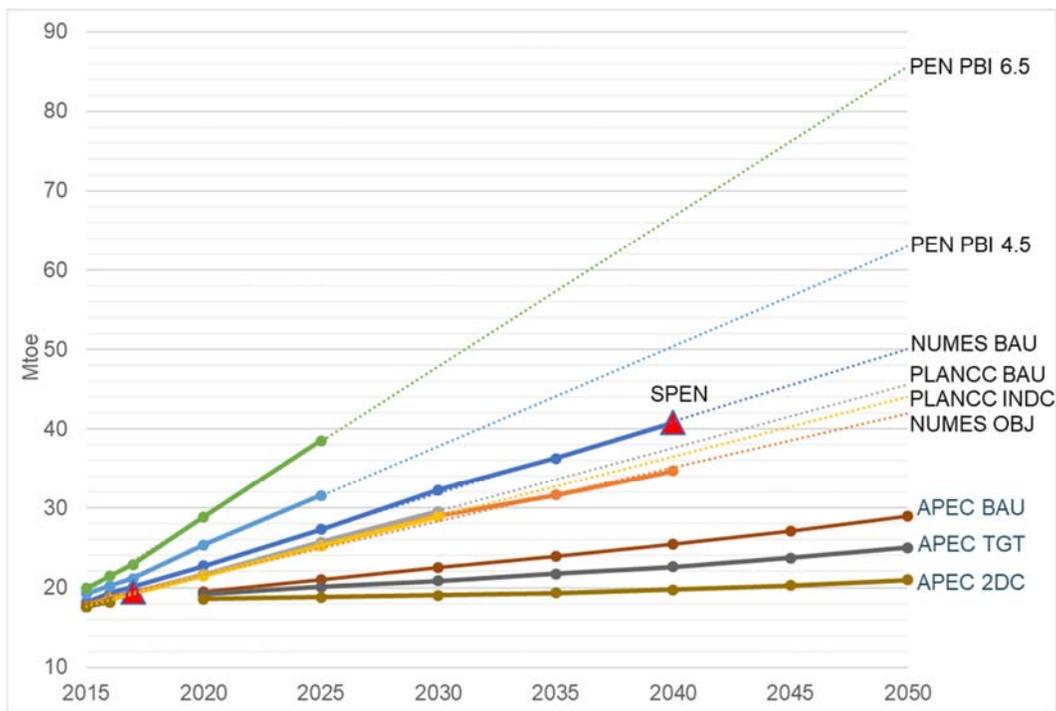


Figura 10: Comparación de las proyecciones de la demanda de los escenarios evaluados en los estudios analizados

2.5 Modelos de Proyección de la Demanda Sub Sectoriales

En esta sección se describe la proyección de la demanda realizada de manera sub sectorial las cuales, aunque no analizan la totalidad del sistema energético fueron elaboradas con la finalidad de determinar un plan de expansión de infraestructura o inversiones.

2.5.1 Proyección de la demanda de electricidad realizadas en los planes de transmisión

Las actualizaciones del plan de transmisión (PT) son elaboradas por el COES como parte de las funciones de interés público que le fueron asignadas por la Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832). Asimismo, con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, D.S. N° 027-2007-EM (RT) y su modificatoria D.S. N° 018-2016-EM, y con los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, R.M. N° 129-2009-MEM/DM (la Norma) y su modificatoria R.M. N° 051-2018-MEM/DM.

El estudio para la formulación del PT es de periodicidad bienal, y tiene como objetivo la identificación de los requerimientos de equipamiento de transmisión del SEIN, que sirven a la demanda y a la generación, para un horizonte de 10 años. En el estudio del PT se consideran diversos escenarios de crecimiento de la demanda, expansión de la generación y otras incertidumbres.

El PT tiene dos productos principales, el Plan Vinculante y el Plan de Transmisión de Largo Plazo. El Plan Vinculante es aquel conformado por proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del PT. El Plan de Transmisión de Largo Plazo incluye los proyectos no vinculantes, los cuales serán revisados en futuras actualizaciones del Plan.

El estudio considera tasas de crecimiento anual promedio de demanda en el horizonte de 10 años para escenarios muy pesimista, pesimista, base, optimista y muy optimista; también considera varios escenarios con diferentes tasas de crecimiento de la demanda entre zonas. Además, se considera una serie de estructuras de oferta de generación con diferentes hipótesis de participación térmica y renovable, entre 40 y 60%, y priorización por zonas. Las combinaciones de oferta y demanda, junto con las variaciones en la hidrología, costos de combustibles y costos de inversión.

Para realizar la proyección de la demanda emplea una metodología híbrida que se compone de los siguientes componentes:

a) Modelo econométrico:

Es un modelo de regresión econométrica para la proyección de la demanda vegetativa de electricidad, la cual se define como la venta anual de electricidad a la que se descuenta la demanda de cargas especiales y cargas incorporadas. Asimismo, emplea el PBI sin proyectos mineros, la población y la tarifa de electricidad como variables explicativas.

b) Encuestas de demanda de energía y potencia

Al inicio de cada proceso se realiza una encuesta de demanda de energía y potencia a inversionistas, propietarios y suministradores de las cargas del SEIN, quienes son clasificados como cargas especiales, cargas incorporadas, nuevos proyectos y

ampliaciones, dicha encuesta, aunque tiene rango de declaración jurada no es vinculante a la real disposición de la futura demanda declarada.

Finalmente, para obtener la proyección de la demanda agregada se suman ambos componentes.

El resultado comparativo de los 6 procesos de planeamiento realizados hasta el momento se presenta en la Figura 11, que grafica la proyección de la demanda para el escenario base, siendo el primer plan de transmisión el que presenta una tendencia más conservadora con respecto a las siguientes 3 versiones; asimismo, los planes de transmisión para los periodos 2019-2028 y 2021-2030 presentan tasas de crecimiento conservadoras.

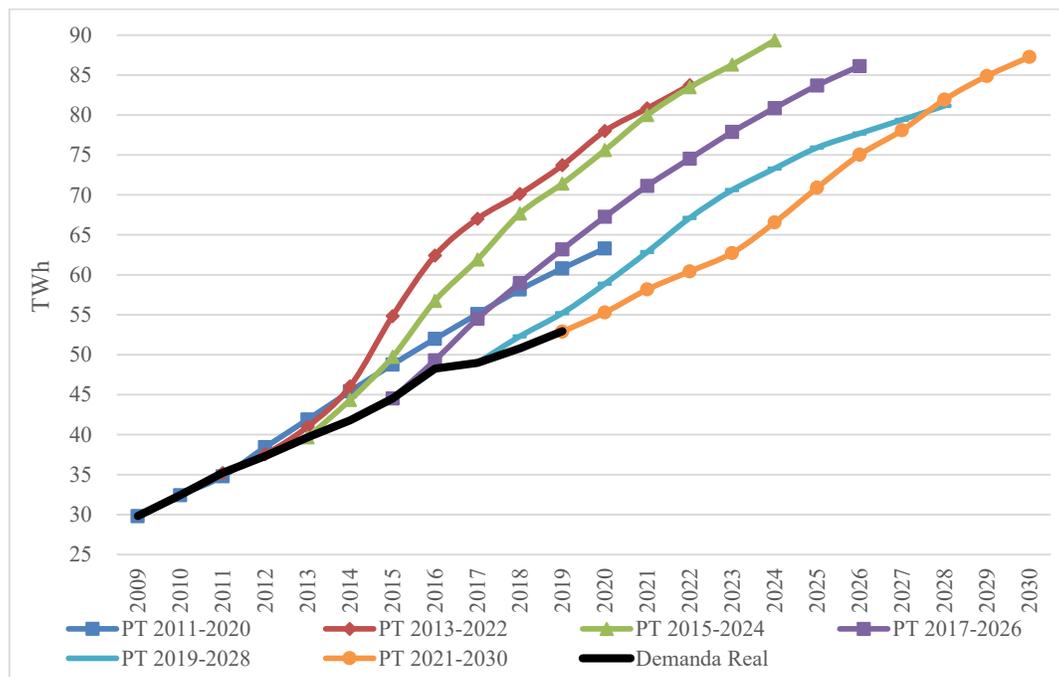


Figura 11: Comparación de las proyecciones de demanda de electricidad de los planes de transmisión [56], [57], [58], [59], [60] y [33]

La comparación de las demandas proyectadas con respecto a la demanda real registrada en el periodo 2010 – 2019, se presenta en la Tabla 6, donde se observa que los planes de transmisión para los periodos 2013-2022 y 2015-2024 presentan una sobre estimación con respecto a la demanda real de 39% y 35%, respectivamente. Mientras que el primer plan de transmisión realizado para el periodo 2011-2020 presenta una sobre estimación del 15%, esto se debe principalmente a los siguientes efectos:

- a) El modelo de regresión econométrica toma como principal variable explicativa el PBI (sin proyectos mineros), el cual explica aproximadamente el 70% del comportamiento de la demanda. La figura 12 presenta la comparación de la proyección de la demanda vegetativa de los 6 procesos de planeamiento, donde se observa que el primer plan de transmisión tenía un criterio diferente de selección de selección de cargas especiales, mientras que los procesos 2013-2022 y 2015-2024 y los procesos 2019-2028 y 2021-2030 tienen tasas de crecimiento similares debido a que la base de proyección del crecimiento del PBI tenía un contexto económico internacional que no vario mucho en dichos periodos. La comparación de las demandas vegetativas proyectadas con respecto a la demanda vegetativa real registrada en el periodo 2010 – 2019, se presenta en la Tabla 7, donde se observa que los planes de transmisión para los periodos 2013-2022 y 2015-2024 presentan una sobre estimación con respecto a la demanda real de 26% y 23%, respectivamente.
- b) Por otro lado, la adición de cargas especiales explica el incremento adicional de la demanda total con respecto a la demanda vegetativa, ya que aumenta la incertidumbre y se basa netamente en la percepción discrecional de inversionistas, propietarios y suministradores de las cargas del SEIN.

Tabla 6: Comparación de la demanda de electricidad proyectada versus demanda real (TWh)

Plan de Transmisión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda Real (A)	32	35	37	40	42	45	48	49	51	53
PT 2011-2020 (B)	32	35	38	42	45	49	52	55	58	61
PT 2013-2022 (C)	-	35	38	41	46	55	62	67	70	74
PT 2015-2024 (D)	-	-	-	40	44	50	57	62	68	71
PT 2017-2026 (E)	-	-	-	-	-	45	49	55	59	63
PT 2019-2028 (F)	-	-	-	-	-	-	-	49	52	55
PT 2021-2030 (G)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53
B/A	1.00	0.99	1.03	1.06	1.09	1.10	1.08	1.12	1.14	1.15
C/A	-	1.00	1.01	1.03	1.10	1.23	1.29	1.37	1.38	1.39
D/A	-	-	-	1.00	1.06	1.12	1.18	1.26	1.33	1.35
E/A	-	-	-	-	-	1.00	1.02	1.11	1.16	1.19
F/A	-	-	-	-	-	-	-	1.00	1.03	1.04
G/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.00

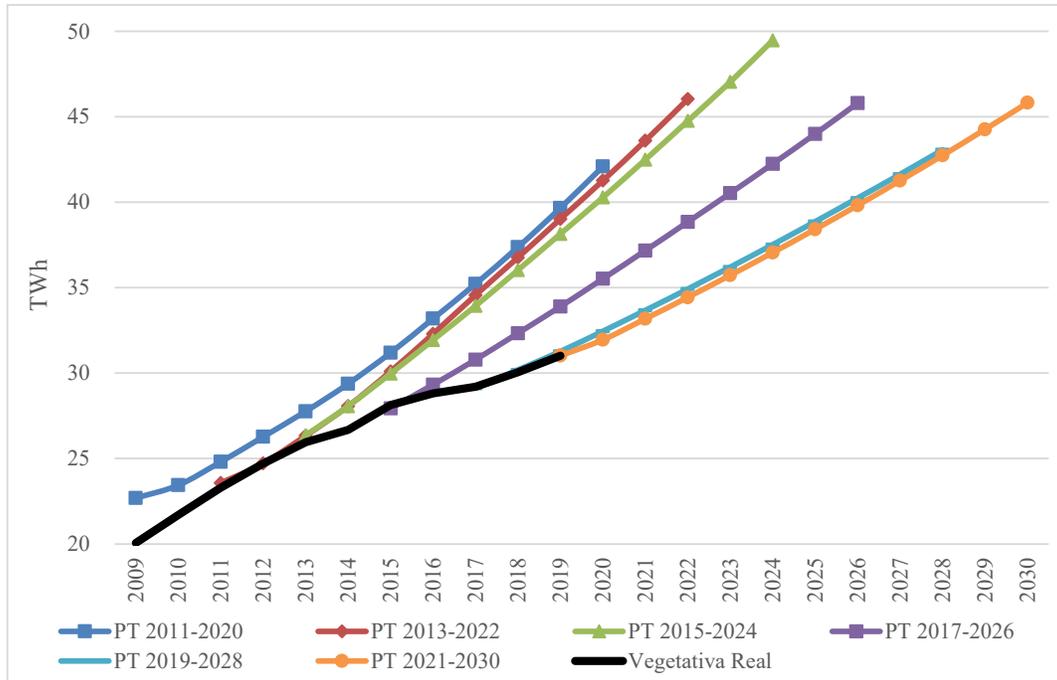


Figura 12: Comparación de las proyecciones de demanda vegetativa de los planes de transmisión [56], [57], [58], [59], [60] y [33]

Tabla 7: Comparación de la demanda vegetativa proyectada versus demanda real (TWh)

Plan de Transmisión	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Demanda Real (A)	22	23	25	26	27	28	29	29	30	31
PT 2011-2020 (B)	23	25	26	28	29	31	33	35	37	40
PT 2013-2022 (C)	-	24	25	26	28	30	32	35	37	39
PT 2015-2024 (D)	-	-	-	26	28	30	32	34	36	38
PT 2017-2026 (E)	-	-	-	-	-	28	29	31	32	34
PT 2019-2028 (F)	-	-	-	-	-	-	-	29	30	31
PT 2021-2030 (G)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	31
C/A	-	1.01	1.00	1.01	1.05	1.07	1.12	1.18	1.22	1.26
D/A	-	-	-	1.02	1.05	1.07	1.11	1.16	1.20	1.23
E/A	-	-	-	-	-	0.99	1.02	1.05	1.08	1.09
F/A	-	-	-	-	-	-	-	1.00	1.00	1.01
G/A	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.00

2.5.2 Cálculo de la demanda de energéticos no comerciales

La determinación de la demanda de los energéticos no comerciales como la leña, la bosta/yareta y el carbón vegetal, representa un reto, ya que no existe un registro de su consumo por lo que a lo largo del tiempo se han adoptado y/o actualizado diversas metodologías, lo cual originó que incluso los registros históricos publicados en los

balances de energía que realiza el Ministerio de Energía y Minas hayan cambiado cuando se realiza una nueva versión de dichos balances, la Tabla 8, presenta los registros del consumo final de leña consignados en los balances nacionales de energía en el periodo 2009 a 2017 donde se observa que los registros históricos cambiaron hasta en 4 oportunidades. En el balance nacional de energía de 2017 para la estimación del consumo de Leña y Carbón Vegetal en el sector residencial se utilizó información a nivel muestral proveniente de la Encuesta Nacional de Hogares-ENAH (1998 – 2017) [61] así como información a nivel de Censo (Censo 2007 y 2017) [62] para ajustar los resultados muestrales y datos de consumo específico por departamento provenientes del Balance Nacional de Energía útil (BNEU) 1998 y 2013 [63], adicionalmente, se consideraron los efectos del programa FISE (Fondo de Inclusión Social Energético) sobre el consumo específico a partir del año 2013, con lo cual BNE indica un consumo anual de 6.7 millones de toneladas de leña y 161.5 miles de toneladas de carbón vegetal, mientras que la cantidad estimada por el Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre (SERFOR) entidad adscrita al Ministerio de Agricultura y Riego en [64] asciende a 7 millones de m³ (lo que sería aproximadamente 5 mil toneladas) de leña y 29.3 miles de toneladas de carbón vegetal, lo cual indica que existe una seria discrepancia metodológica así como una falta de coordinación entre ambos entes del estado, como lo señala La Torre-Cuadros en [26].

Tabla 8: Variación del registro histórico de la demanda final de leña (TJ) [15]

Balance	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
BNE 2017	111 728	112 683	108 417	104 813	102 109	100 554	101 685	96 909	95 675	90 430
BNE 2016	N/D	N/D	N/D	N/D	N/D	76 254	77 095	76 082	74 797	-
BNE 2015	82 604	82 901	82 766	81 302	78 827	77 366	77 095	76 082	-	-
BNE 2014	82 604	82 901	82 766	81 302	78 827	77 366	77 095	-	-	-
BNE 2013	82 604	82 901	82 766	81 302	78 827	76 254	-	-	-	-
BNE 2012	82 604	82 901	82 766	81 302	78 827	-	-	-	-	-
BNE 2011	82 604	82 901	82 766	81 302	-	-	-	-	-	-
BNE 2010	97 170	100 693	97 531	-	-	-	-	-	-	-
BNE 2009	71 812	75 130	-	-	-	-	-	-	-	-

2.5.3 Proyección de la demanda de hidrocarburos

En el caso de la demanda de hidrocarburos no se tienen estudios específicos para la proyección de la demanda sectorial, sino que las proyecciones realizadas hasta la fecha se llevaron a cabo en el marco de los estudios analizados en el numeral 1.4.3. Asimismo, a fin de estimar del consumo sectorial de los Combustibles Líquidos en el balance de energía que realiza anualmente el MINEM [65], se tomó como referencia

la información disponible del balance nacional de energía útil (BNEU) 1998 y 2013, y se estandarizó las actividades consideradas en cada sector según el CIUU Rev.4. [66] Asimismo, se utilizó un set de variables macroeconómicas a nivel sectorial, así como las elasticidades de precio e ingreso, ya sean informadas y/o calculadas, a fin de determinar el comportamiento teórico de la demanda de combustibles. Las variables utilizadas que se utilizaron fueron los precios reales de los energéticos (ajustados por IPC a 2007) así como los ingresos y PBI sectoriales (PBI real a 2007). En consecuencia, utilizando el método de aproximación lineal a partir de una especificación de demanda del tipo isoelástica log-linealizada se estimó una tasa de crecimiento anual para cada año del horizonte de análisis (2000-2017). Finalmente, se aplicaron factores de calibración a partir de la Matriz Insumo Producto del año 2007 y factores de ajuste con la finalidad de lograr el equilibrio oferta y demanda para cada energético a nivel nacional. Se debe tener presente que, con respecto al consumo total de las fuentes energéticas, se puede hacer una diferenciación importante puesto que la información del consumo nacional de hidrocarburos se obtiene a partir de las ventas de las empresas, que se registran en OSINERGMIN y la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM.

2.6 Características de modelos energéticos existentes

Los modelos energéticos surgen a raíz de la necesidad de realizar proyecciones a futuro ya sea de demanda, oferta, etc. y tener una visión de largo plazo bastante acertada con la finalidad de poder realizar inversiones, garantizando la sostenibilidad del sistema; así como, la calidad del servicio.

El uso de modelos se explica por el interés de lograr que se reflejen sistemas complejos de manera simple y comprensible. Asimismo, los modelos contribuyen en la organización de un gran volumen de información y brindan un marco consistente para analizar distintas hipótesis. Se ha desarrollado un gran número de modelos para llevar a cabo el análisis de sistemas energéticos. Estos modelos se basan en enfoques distintos y utilizan una amplia gama de herramientas matemáticas.

2.6.1 Clasificación y categorías de modelos energéticos

Existen diversas formas de clasificar los modelos energéticos entre las principales se encuentran las siguientes, [22] y [42]:

- a) Clasificación según propósito/objetivo: Se clasifican en modelos de demanda, modelos de oferta y modelos de sistemas, éstos últimos se utilizan para analizar el sistema energético en su totalidad, incluye oferta y demanda.
- b) Clasificación según cobertura espacial: De acuerdo con la cobertura puede ser nacional, política global o regional, incluso nodal (generalmente para la demanda);
- c) Enfoque de modelación: los modelos más utilizados en el mundo son optimización, simulación, econométricos y modelos híbridos.
- d) Clasificación “bottom-up” versus “top down”: Los modelos que tienen un enfoque microeconómico son conocidos como “bottom-up”, tienen una fuerte base de ingeniería, pueden tomar demandas y ofertas energéticas locales, regionales, hasta llegar al ámbito nacional; mientras que los modelos “top-down” son modelos de corte macroeconómico, tienen su base en la teoría económica, toman, por ejemplo, demandas nacionales.

A diferencia de los “bottom-up”, los modelos “top-down” asumen eficiencias de mercados, evalúan costos y beneficios a través de impactos en producción, PBI, etc. Los modelos “bottom up” usan datos detallados bastante específicos, tecnologías y políticas individuales, se evalúan costos y beneficios de programas.

La siguiente tabla presenta un resumen de los enfoques de modelos y su relación con los criterios de clasificación.

Tabla 9: Comparación de Enfoques Metodológicos

Metodologías	Horizonte Típico de Aplicación	Nivel de Agregación	Principio de Metodología	Principio de Metodología	Modelamiento Energético
Modelos Econométricos (Se incluyen modelos de series de tiempo)	Corto y Mediano Plazo (no responde a cambios estructurales)	Bottom Up/ Top Down	Métodos estadísticos	Ventajas: Simplicidad y facilidad de aplicación. Desventaja: Requerimientos de conjuntos consistentes de datos e incapacidad de incorporar cambios estructurales (como nuevas políticas).	Modelos de demanda, Curva de demanda y consumos.

Metodologías	Horizonte Típico de Aplicación	Nivel de Agregación	Principio de Metodología	Principio de Metodología	Modelamiento Energético
Modelos de Uso Final/ Contabilidad	Mediano y largo Plazo	Bottom Up	Foco en servicios que usan energía y luego en características tecnológicas que brindan los servicios energéticos.	Ventajas: Se incorporan fácilmente cambios tecnológicos anticipados. Desventajas: Requiere muchos detalles en información de uso final y no representa comportamiento de agentes.	Modelos de demanda, y sistemas. Consumos.
Optimización	Mediano y largo Plazo	Bottom Up	Típicamente problema de optimización lineal restringida. Oferta debe satisfacer demanda energética exógena. Problema dual entrega valores de energéticos.	Ventajas: Especialmente útil cuando hay varias opciones tecnológicas. Consistente con análisis de backcasting. Desventajas: Supuestos de competencia perfecta, no simula comportamiento real de sistemas, modelos complejos y dato-intensivos.	Modelos de Oferta
Equilibrio Parcial y Simulación	Mediano y largo Plazo	Bottom up	Simula comportamiento de productores y consumidores ante señales (precios, ingresos, políticas). Típicamente usa enfoque iterativo para encontrar equilibrio de mercado. Precios de energía son endógenos.	Ventaja: No están limitados por supuestos de "comportamiento" óptimo y no asume que la energía es el único factor que afecta la decisión tecnológica. Desventajas: Complejos y dato intensivos, Relaciones de comportamiento pueden ser controversiales y de difícil parametrización.	Modelos de Sistema Energético
Modelos de Equilibrio General Computable	Mediano Plazo	Top Down	Los modelos de EGC intentan representar la respuesta macroeconómica real a políticas,	Las críticas a este tipo de modelos es que carecen de la flexibilidad tecnológica que	Modelos de Sistema Energético

Metodologías	Horizonte Típico de Aplicación	Nivel de Agregación	Principio de Metodología	Principio de Metodología	Modelamiento Energético
			como la sustitución de la energía por otros insumos de bienes de consumo.	ofrecen otro tipo de modelos.	
Modelos de Desarrollo Reciente	Corto, Mediano y Largo Plazo	Bottom up	Son modelos asociados al desconocimiento del modelo de proceso, típicamente se emplean redes neuronales, sistemas expertos o sistemas fuzzy. Se realiza el entrenamiento (redes neuronales) o etiquetado (fuzzy) a través de datos. La calidad y vigencia de los datos es crucial para el buen funcionamiento de este tipo de modelos	Presentan buen desempeño en condiciones generales, pero no responden a cambios estructurales o tecnológicos. Su estabilidad y observancia no está asegurada.	Modelos de Sistema Energético

2.6.2 Principales softwares de modelamiento utilizados y sus aplicaciones

Los principales softwares de modelamiento utilizados en la actualidad en América, Europa y Asia son los siguientes: MARKAL/TIMES, MARKAL-MACRO, ENPEP y LEAP, cada uno de ellos se ajusta a diferentes clasificaciones. A continuación, se analiza las características generales de dichos modelos y sus aplicaciones en diferentes países.

a) MARKAL/TIMES Y MARKAL-MACRO

Genera modelos de equilibrio energéticos y económicos. Calcula las cantidades y precios de equilibrio que maximizan la utilidad y además minimizan los costos totales del sistema de energía. Identifica soluciones a la planificación del sistema de energía al menor costo y evalúa opciones en el contexto del sistema de energía tales como el

balance entre oferta y demanda y restricciones de política ambiental. Selecciona tecnologías basado en los costos de las alternativas.

Asimismo, calcula las cantidades y precios maximizando el excedente del productor/consumidor en el horizonte de planificación, por lo tanto, el costo total de energía del sistema. Además, provee estimaciones de precios de energía, demanda, GEI, tecnologías. Sin embargo, la demanda no responde a precios y es determinada exógenamente del modelo.

En la Figura 13, se presenta un esquema del flujo energético del software MARKAL/TIMES:

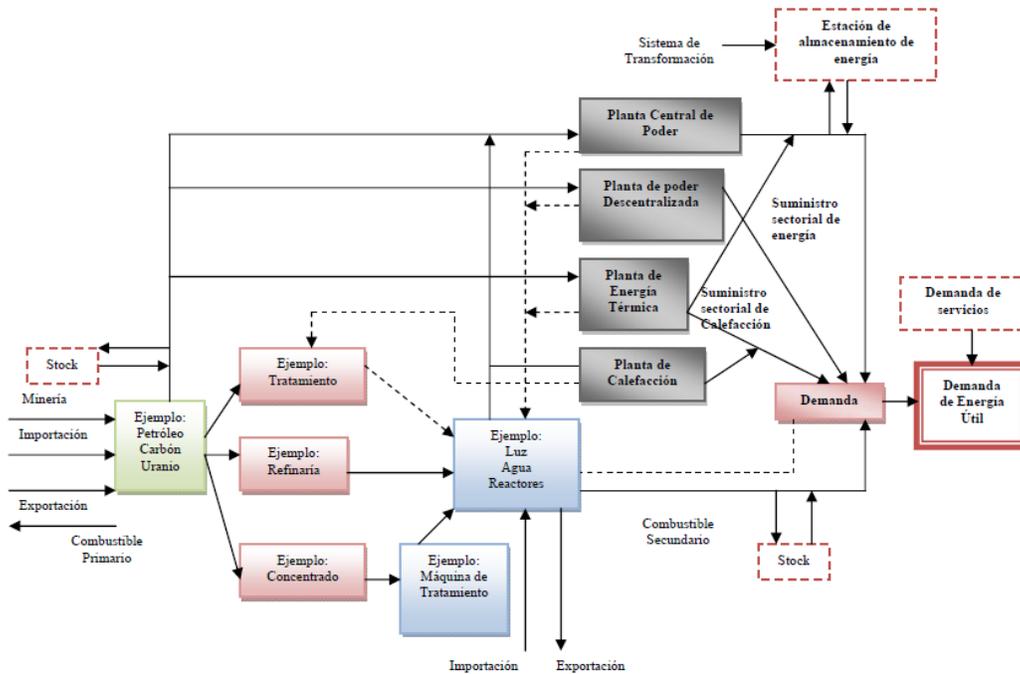


Figura 13: Esquema de Flujo Energético [67]

El esquema de flujo de energía muestra las interrelaciones que se producen para llegar a la demanda final, primero considerando combustibles primarios y variable de stock, controlando por importaciones y exportaciones. Luego, combustibles secundarios y variable de stock, controlando por importaciones y exportaciones. Finalmente se encuentran los centros de transformación que satisfacen la demanda final.

El software MARKAL-MACRO, es una extensión del modelo MARKAL y resuelve simultáneamente los sistemas de energía y economía. Es una mezcla entre modelos bottom-up y top-down. En este modelo la demanda responde a precios, es decir, la

demanda es determinada endógenamente. El modelo maximiza el bienestar del consumidor, optimiza la inversión agregada y provee la configuración del sistema de menor costo. Precios de energía y costos de energía son determinados simultáneamente durante la optimización.

Los costos relativos de la energía determinan el tipo y nivel de sustitución de portadores energéticos y tecnologías.

Limitaciones:

- El software MARKAL/TIMES se emplea para el modelamiento estrictamente del sector energético y no establece relaciones con otros sectores de la economía.
- La demanda es provista exógenamente por esto no responde a precios y no posee determinación de variables económicas endógenas que puedan realimentar el modelo.
- El software MARKAL-MACRO resuelve estos últimos inconvenientes, pero el modelo macroeconómico que incorpora es un modelo neoclásico y adopta una función de producción de elasticidad de sustitución constante (CES). El modelo resuelve para un consumidor representativo óptimo, donde todas las variables relevantes son agregadas.

b) EMPEP

ENPEP es un conjunto de herramientas de análisis energéticas, ambientales y económicas integradas, realiza análisis macroeconómico, desarrolla estimaciones de demanda de energía y sobre esta base se realiza análisis conjunto de oferta y demanda.

El sistema energético está constituida por 2 módulos principales (BALANCE y MAED) y 8 módulos complementarios (MACRO-E, LOAD, PC-VALORAGUA, WASP, GTMax, ICARUS, IMPACTS, DAM) que se describen a continuación:

BALANCE: es un software que emplea un modelo de simulación basado en mercados que determina cómo varios segmentos del sistema de energía pueden responder a cambios en la demanda y precios de energía. Emplea un sistema de ecuaciones simultáneas, lineales y no lineales que especifican la cantidad de transformación de

energía y precios a través de varios escenarios de producción y usos de energía. Este modelo también calcula emisiones de GEI.

MAED: es un software que emplea un modelo de simulación diseñado para evaluar la demanda de energía de un país o una región en el mediano y largo plazo. Permite determinar el efecto de cambios estructurales sobre la demanda de energía. Para ello, realiza un análisis detallado de los sistemas sociales, económicos y tecnológicos. También permite observar la evolución de los mercados potenciales para cada forma de energía final: Electricidad, carbón, petróleo, gas y solar.

MACRO-E: Realiza la retroalimentación entre el sector energético y el resto de la economía.

LOAD: Evalúa la carga eléctrica horaria y generación de la curva de duración.

PC-VALORAGUA: Evalúa la estrategia óptima de generación para un parque Hidro-térmico.

WASP: Evalúa las alternativas de expansión de la generación a menor costo.

GTMax: Evalúa la operación de sistema energético en mercados desregulados.

ICARUS: Evalúa la confiabilidad y perspectiva económica de alternativas de expansión de la generación de electricidad.

IMPACTS: Evalúa el daño físico y económico de la contaminación del aire.

DAM: Es una herramienta de análisis de decisión para evaluar trade off entre aspectos técnicos, económicos y medioambientales.

ENPEP tiene numerosas aplicaciones en África, Asia, Europa, América y en OECD.

Limitaciones

- El modelo ENPEP analiza planificación de sistemas desde el punto de vista del mínimo costo, lo cual deja de lado la valoración de otros atributos.
- La operación del programa requiere importantes conocimientos de optimización.
- Es muy intensivo en datos.

c) LEAP

Es un software de modelamiento energético integral que está asociado a un año base y escenarios posibles, basados en contabilidad de flujos energéticos y modelos de simulación. LEAP tiene un manejo de datos flexible e intuitivo, su ámbito de operación incluye: demanda, oferta, centros de transformación, emisiones GEI, análisis de costo-beneficio social entre otros.

El LEAP al igual que otros softwares que emplean modelos de simulación, requieren de información demográfica y socioeconómica, tales como población e ingreso entre otros. En general, se analiza la demanda de diferentes sectores, subsectores y centros de transformación, se consideran variables de stock y se calcula efectos medioambientales y se evalúa costo-beneficio. Un esquema general del proceso de cálculo realizado por el software LEAP se presenta en la Figura 14:

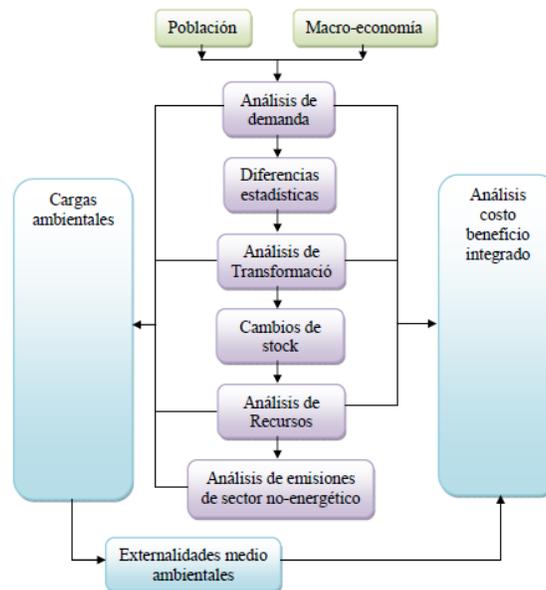


Figura 14: Esquema General de LEAP [68]

Limitaciones

- El software LEAP no genera procesos de optimización o de equilibrio de mercados, pero puede ser usado para identificar escenarios de menor costo. Una ventaja importante del LEAP es su flexibilidad y su fácil utilización, el cual permite analizar distintas políticas sin complejidad adicional.

- El software LEAP no evalúa impactos sobre variables económicas como PBI o desempleo, y es consistente físicamente pero no económicamente.

d) Modelo Energético-Ambiental

El Modelo E-A utiliza una metodología híbrida, la cual está compuesta por una parte econométrica para la proyección de la demanda y una parte de uso final que se basa en la elaboración de balances de oferta y demanda de electricidad, hidrocarburos, carbón y biomasa e integra todos estos resultados en un balance nacional consolidado, todo ello considerando diversos escenarios para el desarrollo del sector energía (futuros, planes y opciones), previamente establecidos.

También emplea un modelo ambiental, para realizar una evaluación estratégica ambiental de los diversos escenarios establecidos.

Finalmente elabora un análisis para identificar los planes más robustos, utilizando los modelos de minimización del máximo arrepentimiento (MINMAX) y de Trade Off.

El Modelo E – A se ha utilizado en:

- Estudio “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación” en Perú.

Limitaciones

- El modelo E-A es un modelo Ad-Hoc implementado para cumplir los objetivos específicos de planeamiento estratégico del estudio en el cual fue desarrollado.
- El modelo E-A cuenta con información muy agregada. Lo cual no permite evaluaciones detalladas de cambios por mejoras tecnológicas específicas.
- El modelo E-A no genera procesos de optimización o de equilibrio de mercados, pero puede ser usado para el cálculo de atributos definidos previamente.
- El modelo E-A no evalúa impactos sobre variables económicas como PBI o desempleo.

e) Comparación de Software para el Modelamiento del Sector Energético

La Tabla 10, presenta la comparación de las características principales de los softwares para el modelamiento del sector energético:

Tabla 10: Comparación de Software para el Modelamiento Energético

Característica	LEAP	MARKAL/ TIMES	MARKAL MACRO	EMPEP	E-A
Creador	Stockholm Environment Institute	IEA/ETSAP		IAEA	MINEM
Sitio web	www.energycommunity.org	www.etsap.org		www.dis.anl.gov	http://www.minem.gob.pe
Ámbito	Energías Integradas, escenarios GEI	Energías Integradas, escenarios GEI	Energías economía Integradas, escenarios GEI	Energías Integradas, escenarios GEI	Energías Integradas, escenarios GEI
Metodología					
-Tipo modelo.	Contabilidad	Optimización	Híbrida	Simulación equilibrio iteración	Econométrico, contabilidad Híbrido
-Algoritmo solución	Contabilidad	Programación Lineal	Programación no lineal		
Aplicabilidad geográfica	Local, Nacional, Regional, Global	Local, Nacional, Regional, Global		Local, Nacional, Regional, Global	Nacional
Requerimiento de datos	Medio-bajo	Medio-alto		Medio-alto	Medio-bajo
Datos incluidos (default)	Factores de emisión	Ninguno		Factores de emisión	Factores de emisión
Horizonte de tiempo	Controlado, resultados anuales	Controlado		Hasta 75 años, resultados anuales	Controlado, resultados anuales
Experticia requerida	Media	Alta		Alta	Media
Requerimiento de software	Windows	Windows, GAMS, solver e interface		Windows	Windows
Lenguajes	Español, inglés, Francés Portugués, Chino.	Inglés		Inglés	Español

f) Conclusiones

Los modelos energéticos cumplen diferentes objetivos y se basan en fundamentos conceptuales diferentes. Dentro de las clasificaciones existen consideraciones temporales, espaciales, de propósito, enfoque metodológico y agregación. Cada tipo de modelo presenta virtudes y defectos, la elección de un tipo de modelo depende de la pregunta de análisis. Sin embargo, existe consenso relativo respecto de las bondades de los enfoques híbridos ya que éstos permiten reducir los errores sistemáticos del uso de un enfoque único.

Existe una amplia gama de software para el modelamiento energético que actualmente usándose en el mundo. De estos destaca el MARKAL MACRO, que emplea un modelo modular que captura el sistema energético de manera física y económica. Son también

muy conocidos los softwares de oferta como MARKAL/TIMES y el WASP (módulo de ENPEP). Por el lado de la demanda, los softwares más utilizados son MAED (módulo de ENPEP), y LEAP, que permiten esa labor con relativa simpleza. Otros modelos que permiten caracterizar el consumo basándose en datos históricos son los econométricos que asumen la incorporación de los cambios técnicos que han ocurrido en el tiempo explicando relaciones entre el consumo energético y variables económicas.

2.7 Modelos de Proyección de la Demanda

Una revisión de los enfoques de pronóstico de la demanda sugiere la existencia de una gran variedad de técnicas utilizadas por diferentes conjuntos de usuarios como se presentan en [69] y [70]; sin embargo, muchos de los enfoques son empleados para proyecciones de energéticos de forma agregadas, por ejemplo, el consumo de electricidad nacional. Mientras que los modelos de proyección de la demanda necesarios para realizar prospectiva de largo plazo, como Bhattacharyya señala en [71], han intentado capturar la dinámica de los sectores de demanda de energía de dos maneras: i) mediante el enfoque econométrico que trata de capturar el comportamiento de la demanda dentro de la teoría económica y ii) el enfoque de uso final que sigue los conceptos de ingeniería y critica las limitaciones del comportamiento optimizador y racional asumido en el análisis econométrico y en cambio, introducen las suposiciones de comportamiento, satisfacción, enfoque evolutivo para el cambio tecnológico y creencias.

2.7.1 Modelos en el Sector Residencial

El sector residencial engloba una parte importante de la demanda final de energía en casi la todos los países. Este sector es le mas analizado en el contexto internacional, ya que las políticas del sector energético tienden a tener consecuencias para el bienestar de los hogares. En la literatura internacional que se han llevado a cabo pronósticos de demanda agregados y desagregados, es decir empleando modelos econométricos, y modelos de uso final.

2.7.1.1 Modelos Econométricos

El enfoque econométrico incorpora de manera implícita los cambios tecnológicos y la sustitución entre energéticos ocurridos en el periodo para los cuales existe data

histórica. Para ello relaciona variables explicativas como el PBI de cada subsector, población, precios relativos de combustibles, parque automotriz y/o equipos de consumo entre otros; con los consumos energéticos registrados para el mismo periodo, basado en la relación entre estos parámetros observados en el pasado. Por lo tanto, las proyecciones econométricas asumen que las evoluciones históricas de las variables se mantienen en el tiempo y no incorporan la aparición de tecnologías nuevas.

Una de las primeras aplicaciones de este enfoque se realizó en el año 1951 por Houthakker en [72], sobre la demanda de electricidad urbana en reino unido. A partir de ese hito, han sido muchas las aplicaciones de modelos econométricos en el sector residencial. La Tabla 11, presenta los principales tipos de ajustes que se emplean y estudios donde se emplearon:

El ajuste logarítmico lineal se usa comúnmente para facilitar la estimación y la simplicidad. Sin embargo, la demanda de energía residencial depende del stock de equipos y otras variables económicas, en el corto plazo se espera que la demanda sea limitada por el stock existente, que a su vez influiría en la respuesta del consumidor a cualquier cambio en las variables económicas. Otro ajuste muy empleado en modelos econométricos es el translog cuyo uso se inició en 1970 para el modelamiento en dos etapas. Mientras que los modelos logit se hicieron bastante populares, a menudo como una alternativa a los modelos translog. La otra característica de estos estudios es su uso de microdatos de encuestas o fuentes similares, lo que inició una nueva tendencia en el modelado de la demanda.

Tabla 11: Principales investigaciones y Tipos de Ajustes en Modelo Econométricos

Tipo de ajuste	Investigación
Logarítmico Lineal	[72]
Translog	[73]
Logit	[74]
Cointegración	[75], [76] y [77]

Nota: Elaborado en base a la clasificación de [71].

Los estudios académicos más recientes se han basado en el enfoque de cointegración (y otros métodos econométricos avanzados) para el análisis de la demanda del sector

residencial. La mayoría de estos estudios tienden a centrarse en la demanda agregada en el sector y están preocupados por identificar las relaciones de cointegración. Aunque existe una gran cantidad de estudios econométricos para los países desarrollados como el desarrollado por la IEA en [78], se ha dado un enfoque limitado a la demanda de energía residencial en los países en vías de desarrollo y especialmente en las zonas rurales. La principal dificultad a la que se enfrentan a menudo los sectores residencial y comercial para analizar la demanda energética es la disponibilidad de datos, especialmente de los desgloses de consumo final del consumo de energía. Además, como la eficiencia del uso final del uso tradicional de combustible es comparativamente baja, el consumo final de energía, incluidas las energías tradicionales, puede ocultar ciertos cambios que tienen lugar dentro del patrón de consumo de energía sectorial. El análisis econométrico convencional tiende a ignorar la transacción sin costo del uso de energía tradicional en las zonas rurales, especialmente debido a la falta de una serie temporal confiable. Sin embargo, tal omisión puede ser difícil de justificar dado que se espera que la población mundial con uso tradicional para cocinar de la biomasa sea de aun 1.5 billones de personas en el 2050 según [79].

2.7.1.2 Modelos De Uso Final

Los cambios en la demanda de energía en el sector residencial están relacionados con el cambio en la cantidad de población y los cambios en la demanda per cápita. Medir la actividad es difícil ya que hay muchas actividades diferentes que usan energía que tienen lugar en los hogares. Por esa razón, la cantidad de hogares se utiliza como indicador de la actividad residencial. Asimismo, como existen diferentes usos finales (iluminación, cocción, calentamiento de agua, calefacción, ventilación, refrigeración de alimentos, entre otros) y diferentes electrodomésticos o aplicaciones dentro de los usos finales, la demanda total de energía se obtiene sumando todas las aplicaciones en un uso final y luego agregando la demanda de todos los usos finales.

El consumo total de energía para calefacción y aire acondicionado de un país para un año determinado está determinado por el consumo promedio de energía por hogar y por edificio para esos fines, y el número total de hogares y edificios para ese año. Del mismo modo, la demanda energética para cocinar está relacionada con la demanda unitaria por hogar y el número de hogares. Asimismo, el requerimiento de iluminación

se expresa como una función de la cantidad de puntos de iluminación y el número de hogares. Como el patrón de demanda en los hogares varía con el nivel de ingresos y la ubicación geográfica (rural y urbana), se obtienen mejores resultados desglosando la demanda por nivel de ingresos y áreas rurales y urbanas. La demanda total en ese caso sería la suma de las demandas de todas las categorías y ubicaciones. Algunas de las principales investigaciones que utilizan este enfoque se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12: Principales Investigaciones que emplearon modelos de uso final

Tipo de uso	Investigación
Uso regional	[80]
Uso final residencial	[81]
Administración de la demanda de energía	[82]
Demanda de energía en calentamiento	[83]
Demanda residencial	[84]
Acceso universal de la energía	[85]

Nota: Elaborado en base a la clasificación de [71].

Las interrelaciones entre el comportamiento del consumo y las opciones tecnológicas se capturan comúnmente en estos estudios. También cubren las energías tradicionales, así como las diferencias en la demanda por clase de ingresos. Además, el enfoque de uso final refleja la transición del uso de energía en el sector residencial debido a los efectos inducidos por los ingresos y las políticas. En consecuencia, este enfoque se adapta mejor a las necesidades de los países en vías de desarrollo.

2.7.2 Modelos en el Sector Comercial y Público

La demanda de energía en el sector comercial ha sido menos analizada en comparación con otros sectores, los principales factores según Denton et al en [86] serían los siguientes:

- Falta de una clara definición de cobertura del sector;
- Falta de disponibilidad de datos consistentes para fines analíticos;

El sector comercial es bastante heterogéneo, ampliamente disperso y puede estar en diferentes niveles de desarrollo de acuerdo con el estado del sistema energético del país que se analiza [71].

En el contexto latinoamericano de acuerdo con [14], este sector comprende las actividades clasificadas en las secciones E, y de la G a la U, de la Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas (CIIU, Rev. 4) de Naciones Unidas [66]. De la sección H, Transporte y Almacenamiento, se incluyen únicamente los consumos de energía de las oficinas, depósitos, puertos, aeropuertos, actividades de apoyo, etc.

Como el sector comercial utiliza diferentes tipos de energéticos, los estudios se han centrado en la demanda agregada de combustible o la demanda específica de combustible (electricidad o gas natural). El enfoque de los modelos econométricos ha utilizado la información a nivel estatal o nacional. Del mismo modo, la teoría de la elección discreta también se ha aplicado para analizar la naturaleza condicional del proceso de toma de decisiones de demanda de energía.

2.7.2.1 Modelos Econométricos

Eltony y Al-Awadhi en [87] utilizaron la técnica de cointegración y el modelo de corrección de errores (ECM) para pronosticar la demanda. Emplearon las variables de ingresos y precios como variables explicativas y primero establecieron que todas las variables son estacionarias en primera diferencia. Luego estimaron la cointegración y las ecuaciones de ECM. Utilizando las relaciones establecidas, proyectaron la demanda de electricidad para 2010 y 2015 en tres escenarios alternativos (caso base y dos casos de cambio de precio alternativo). Sin embargo, existe una divergencia significativa entre el consumo de electricidad en el sector comercial para 2005 con la información reportada en este estudio. La validez de sus resultados sigue siendo cuestionable.

Asimismo, Newell y Pizer en [88] emplearon el análisis de elección discreta y continua de la demanda de combustibles para el sector comercial de los Estados Unidos, realizaron una especificación multinomial de log-it y utilizaron la encuesta de consumo de energía de edificios comerciales de 1995 para producir un análisis detallado del uso final y a nivel de combustible.

2.7.2.2 Método de uso final

El enfoque adoptado por los modelos de uso final para el análisis del sector comercial es similar al del sector residencial. Sin embargo, en lugar de la población, se utiliza otra variable de actividad como determinante de la demanda debido a la heterogeneidad de las actividades del sector. El ejemplo incluye: espacio de piso para áreas comerciales, ventas o producción económica para actividades comerciales, número de pacientes o estudiantes u ocupación de habitaciones para hospitales, escuelas / colegios y hoteles respectivamente, etc. En general, se considera que la desagregación en un nivel apropiado captura diferentes actividades cubiertas por el sector. La demanda se pronostica por el producto de la actividad y el consumo unitario (o consumo específico).

Se tiene en cuenta la demanda de energía para diversos usos finales, como la calefacción de espacios, el aire acondicionado, el calentamiento de agua, la cocina y el uso de electrodomésticos, incluida la iluminación.

2.7.3 Modelos en el Sector Transporte

En la mayoría de los países, el sector del transporte representa una gran proporción del uso de energía comercial y, a menudo, es objetivo de intervención política. Dado que la demanda de energía del sector del transporte está directamente relacionada con el modo de transporte (aéreo, marítimo, ferroviario y por carretera), y debido a los diversos combustibles utilizados en esta actividad, se tienen diferentes niveles de análisis. La mayoría de las investigaciones se centran en el principal modo de transporte: el transporte por carretera, y generalmente se considera dos combustibles principales: la gasolina y el Diesel.

Se utilizaron varios métodos para pronosticar las necesidades energéticas del sector. Debido a que el inventario de vehículos, los patrones de uso y la eficiencia promedio afectan en gran medida la demanda de energía, las investigaciones a menudo intentan capturar estos elementos en el análisis. Los principales métodos empleados son los econométricos y los de uso final, Además, en el sector del transporte, hay algunos estudios relacionados con las necesidades de transporte que no están necesariamente relacionados con las necesidades energéticas del sector del transporte como desarrolla Estache en [89].

2.7.3.1 Enfoque econométrico

La forma básica de análisis econométrico de una ecuación simplificada de la demanda estimada a nivel agregado de combustibles de transporte o a nivel de demanda de combustibles específicos (gasolina, Diesel, etc.), han sido evaluadas en varias investigaciones como Eltony en [90] y Chakravorty en [91], mientras que Sterner en [92] analizó las especificaciones del modelo para la estimación agregada. Hughes en [93] retuvo esta simple especificación en su estudio porque "proporciona un buen grado de ajuste de datos y se puede comparar directamente con los resultados en la literatura".

Los dos métodos más comúnmente utilizados para estimar la demanda de energía en el sector transporte son: el método de identidad y el método estructural. La investigación desde principios de la década de 1970 ha reconocido la importancia del inventario de automóviles, la utilización de automóviles y la eficiencia promedio de los automóviles en la demanda de energía. Esto es representado en la ecuación (1) a través de la identidad de la demanda.

$$E = S \times U \times Eff \quad (1)$$

Donde:

E : es la demanda de combustible

S : es el inventario de automóviles (Stock)

U : es la tasa de utilización anual dada en km/año

Eff : es la eficiencia del vehículo dada en l/km

Las primeras investigaciones como la de Pindyck en [73] intentaron considerar estas variables para determinar la demanda de combustible en el sector transporte. La demanda de combustible es el producto de las tres primeras variables, y cada variable se estima utilizando una función de otras variables explicativas. Por lo tanto, la demanda no se deriva de la perspectiva de la función de utilidad ni función de costos, ni de ningún proceso de optimización.

Hoffman y Wood en [94] definen el modelo de demanda de gasolina de la siguiente manera: "El consumo de gasolina vehicular para cualquier período de tiempo es una

demanda derivada que depende del número total de millas conducidas y el número promedio de millas por galón (mpg) para la flota en operación durante el período. La demanda de millas de vehículos se estima en función del ingreso real disponible per cápita, la tasa de desempleo y el costo por milla de viaje en automóvil, incluido el costo de la gasolina y el tiempo (que permite la introducción de límites de velocidad). El promedio de mpg para la flota se estima primero mediante la predicción de las compras de automóviles nuevos per cápita en función de las compras de automóviles rezagadas per cápita, el total de millas de vehículos per cápita, el ingreso real disponible per cápita y la tasa de desempleo. Un promedio ponderado de ventas de mpg de automóviles nuevos se estima en función de la eficiencia del automóvil y el precio de la gasolina. El mpg para la flota luego se estima mediante la formación de una media armónica ponderada de los estimados de mpg para autos nuevos y antigüedad de autos viejos donde los pesos son las proporciones de la antigüedad en el total de millas estimadas del vehículo".

La implementación de la identidad de la demanda para propósitos de estimación puede tomar caminos alternativos. Por ejemplo: Pindyck en [73] la cual fue una investigación ampliamente difundida y un intento temprano de analizar la demanda de energía del transporte global, mientras que Johansson y Schipper en [95] empleó un marco teórico simple. Sin embargo, la disponibilidad de datos a menudo ha restringido este análisis detallado incluso en los países desarrollados, lo que obliga a los investigadores a adoptar formas más simples de especificaciones. Por ejemplo, Pindyck en [73] y Uri en [96] usaron una forma detallada para la demanda de gasolina, pero una forma agregada para la demanda de Diesel. Más recientemente, Hughes et al en [93] analizaron la demanda de gasolina en los EE. UU. Durante dos períodos diferentes utilizando una formulación simple log-lineal. Se puede encontrar una revisión detallada de los modelos de demanda y los métodos econométricos en Graham y Glaister en [97]. También es común tomar en cuenta la cuota de mercado de cada energético y pronosticar la demanda garantizando que se mantenga dicha cuota con cierta coherencia.

Bouachera y Mazraati en [98] pronosticaron el requerimiento de combustible de transporte para India, determinaron la demanda agregada de combustible del stock de automóviles en un año determinado y el requerimiento promedio de combustible por automóvil por año. La tenencia de automóviles per cápita se pronosticó utilizando

funciones no lineales como logística, Gompertz y potencial. La bondad del ajuste de las funciones se verificó para encontrar la mejor relación entre el ingreso per cápita y la tenencia per cápita del automóvil, luego se pronosticó la flota de vehículos utilizando estas relaciones y al combinar el pronóstico con supuestos sobre el consumo promedio de combustible por vehículo, se estimó la demanda total de combustible para el transporte. Claramente, dicho enfoque no hace ninguna distinción entre los diferentes tipos de combustibles y vehículos utilizados en el sector del transporte.

Algunas investigaciones que emplean enfoques econométricos sobre el pronóstico de la demanda de transporte se han basado en modelos de cointegración y corrección de errores como los realizados en [99], [100], [101] y [102]. Estos modelos se centran en las propiedades técnicas de las series de tiempo y tratan de evitar la especificación de errores. Pero a menudo estos modelos están en un nivel agregado y no consideran la eficiencia o los stocks de vehículos explícitamente. La mayoría de estos modelos se enfocan en un combustible en particular en lugar de considerar el conjunto completo de combustibles o modos de transporte, ignorando así las posibilidades de sustitución.

En los países en vías de desarrollo, donde los precios de los combustibles están regulados por el gobierno, la demanda de combustible para el transporte generalmente está influenciada por los ingresos y obviamente la sensibilidad de los precios a la demanda es limitada. Los estudios que consideran la demanda a nivel agregado sin considerar el crecimiento del stock de vehículos de transporte ni los modos de transporte, no pueden capturar las características reales de la demanda del sector transporte. Además, la dimensión espacial es particularmente importante en el contexto de los países en vías de desarrollo, ya que el análisis del crecimiento de la demanda a menudo se centra en las zonas urbanas, mientras que la demanda de transporte rural es descuidada. El nivel agregado de análisis, si bien es útil para obtener el panorama general, es menos apropiado para la formulación de políticas en el sector transporte, lo cual representa el principal problema del enfoque econométrico en la demanda de energía en el sector transporte.

2.7.3.2 Enfoque de uso final

Mientras el enfoque econométrico se ha centrado en el análisis de las elasticidades de la demanda y otras variables que influyen en la demanda de combustible, el enfoque

de uso final se ha centrado en pronosticar la demanda al capturar la diversidad de modos de transporte, tipos de vehículos, stocks de vehículos, eficiencia y otras variables. La desagregación habitual del sector del transporte se presenta en la Tabla 13.

Tabla 13: Desagregación del sector del transporte en estudios de uso final [71]

Necesidad	Modo	Vehículos	Energético
Transporte de Pasajeros Público	Carretero	Taxis	Gasolina, Diesel, GLP, GNV
		Minibuses	Diesel, GNV
		Buses urbanos	Diesel, GNV
		Buses interprovinciales	Diesel
		Otros	Gasolina, Diesel, GLP, GNV
	Ferroviario	Tranvías, por rieles	Electricidad
		por rieles	Electricidad
		Trenes de cercanías	Carbón, Diesel, electricidad
		Trenes interprovinciales	Carbón, Diesel, electricidad
	Aéreo Domestico	Aviones	Kerosene Jet
Acuático Domestico	Barcos	Residual, gasolina	
Transporte de Pasajeros Privado	Carretero	Autos	Gasolina, Diesel, GLP, GNV
		Motocicletas	Gasolina, electricidad
Transporte de Carga	Carretero	Pick-ups	Diesel
		Camiones livianos	Diesel
		Camiones pesados	Diesel
	Ferroviario	Trenes	Carbón, Diesel, electricidad
	Acuático Domestico	Barcazas, buques	Residual, gasolina

Convencionalmente para el análisis de la demanda de energía del sector transporte este se divide en pasajeros y carga. Las variables que determinan la demanda de energía y las unidades de medida de los resultados son diferentes en estos dos tipos de actividades de transporte. A nivel macro o nacional, el consumo de energía para el transporte de pasajeros depende de la cantidad de pasajeros que viajan, la frecuencia y la duración promedio de los viajes, la distribución de los viajes entre varios modos de transporte (es decir, avión, mar, ferrocarril, carretera) y las características técnicas de vehículos de transporte y sus condiciones de uso. La Figura 15 presenta estos determinantes en forma esquemática.

En el sector transporte, la energía se utiliza principalmente para el transporte de pasajeros y mercancías. En los países menos desarrollados, la frecuencia de los viajes de pasajeros y el volumen de envío de carga son bajos. Además, los métodos

tradicionales como los sistemas de transporte impulsados por humanos y animales coexisten en estos países junto con los sistemas modernos. La demanda de energía, tanto para el transporte de pasajeros como de carga, tiende a aumentar rápidamente, a menudo a una tasa superior a la tasa de crecimiento del PIB, debido al crecimiento económico. Esto también lleva a un crecimiento en la propiedad de automóviles y modos de transporte personalizados. El aumento de la demanda de vehículos a su vez provoca una mayor demanda de combustibles.

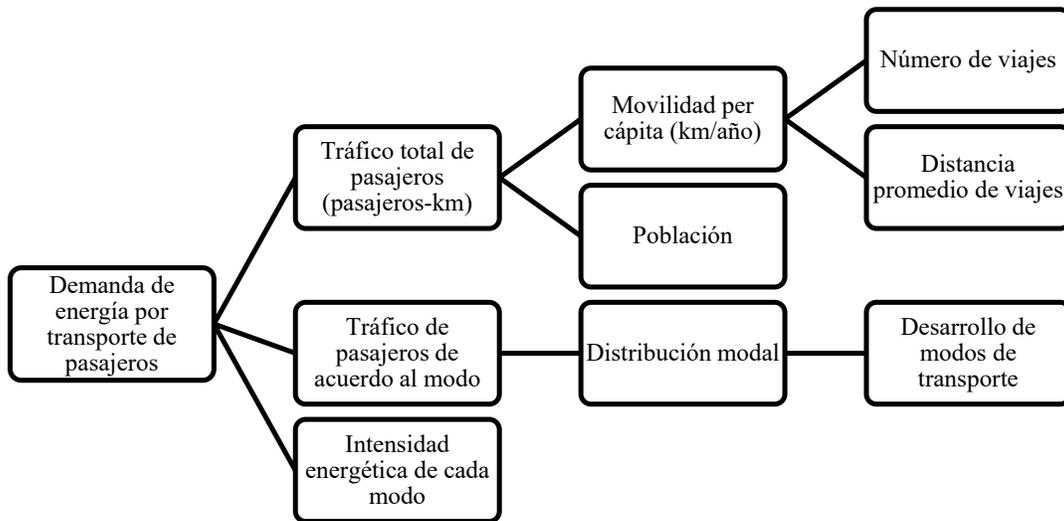


Figura 15: Determinantes de la demanda de transporte de pasajeros [5]

El desarrollo de los modos de transporte y la distribución modal de un país se ven muy afectados por la energía y la política económica general. El consumo de energía por pasajero-km varía mucho según el modo de transporte. El consumo de energía por unidad de conducción (es decir, litros / km) es, en principio, una función de la potencia del motor y de la eficiencia del motor. El peso del vehículo, el tráfico, la velocidad y el estilo de conducción son otros factores importantes que afectan la intensidad energética de los modos. Si todo esto permanece constante en el tiempo, el determinante de la intensidad energética de cada modo reduce la eficiencia del consumo de combustible.

La demanda de energía para el transporte de carga depende del volumen de productos, la distancia promedio de envío, la estructura modal del transporte de carga y las características económicas y técnicas de cada modo de transporte. La relación entre estas variables se muestra en la Figura 16.

Muchas investigaciones de pronósticos orientados a políticas del sector del transporte se han basado en el enfoque de uso final. Los estudios que utilizan el uso final relacionado a menudo se basan en un modelo estándar o paquete informático y, al contrario de los estudios econométricos, los estudios de uso final apenas se informan en las revistas académicas. Sin embargo, se pueden encontrar ejemplos de aplicación de estos modelos en softwares populares como MEDEE, LEAP, MARKAL-TIMES u otras aplicaciones de uso final como las desarrolladas por, Dhakal en [103], Shrestha en [104], Dutton y Page en [105], y de la Rue du Can en [106].

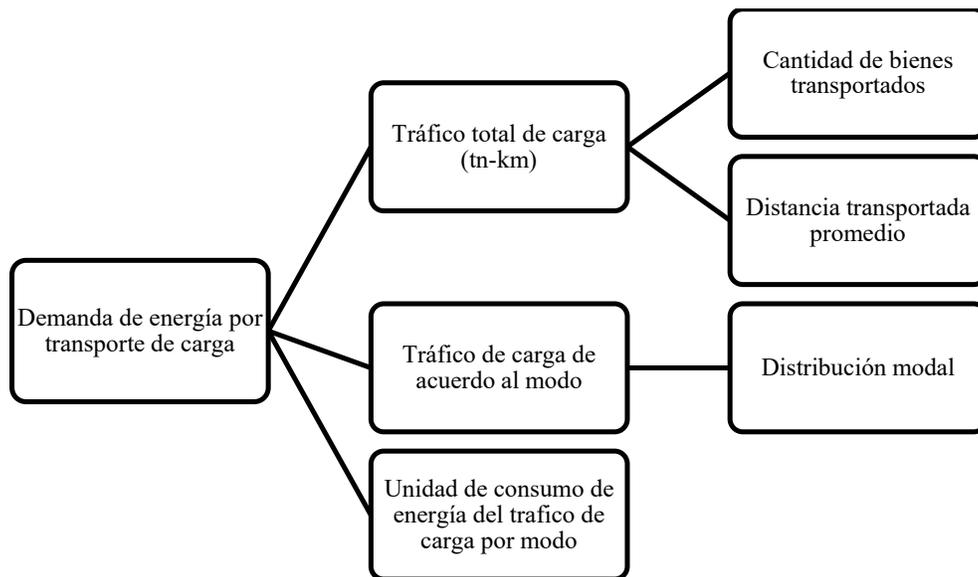


Figura 16: Determinantes de la demanda energética para el transporte de carga [5]

Los estudios orientados al uso final de la demanda de transporte intentan capturar la demanda de combustible al considerar los componentes individuales que contribuyen a la demanda y, en consecuencia, tienden a cubrir los impulsores de la demanda relevantes para los países en desarrollo. El enfoque desagregado también permite una representación detallada del stock de vehículos, las cosechas de vehículos y los cambios en la combinación de combustible, la combinación modal y las tecnologías, así como la dicotomía rural-urbana. Este método también es capaz de capturar la introducción de nuevas tecnologías o combustibles y modos de transporte tradicionales. Este método se ha aplicado a los países en desarrollo en el pasado. Aunque la mayoría de los modelos de uso final no consideran los efectos inducidos por los precios, el problema puede no ser grave debido a la inelástica demanda de combustibles para el transporte.

2.7.3.3 Otros Enfoques

En línea con la tendencia general en el desarrollo de modelos energéticos, el uso de modelos híbridos en el sector del transporte está ganando terreno. Jaccard et al en [107] proporcionan un ejemplo de un modelo híbrido donde la rica representación tecnológica del sistema de transporte se complementa mediante el uso de un modelo de elección de comportamiento de arriba hacia abajo.

De manera similar, Robert en [108] aplican enfoques de pronóstico y proyección para analizar la demanda de energía en el sistema de transporte de Estocolmo en 2030 después de que se alcanza el pico de petróleo.

El uso de modelos híbridos de uso final también puede abordar este problema específico. Los modelos empleados recientemente se presentan la Tabla 14: Modelos del sector transporte

Tabla 14: Modelos del sector transporte con enfoques híbridos

Modelo	Referencia
CHN-TIMES	[109]
GCAM	[110]
MoMo	[111]
MESSAGE-Transport	[112]
Shafer	[113]
UKTCM	[114]

El UK Transport Carbon Model (UKTCM) fue desarrollado bajo el auspicio del Centro de Investigación de Energía del Reino Unido (UKERC, por sus siglas en inglés), el UKTCM es un modelo muy desagregado del tipo “bottom-up” sobre el uso de la energía en el transporte y las emisiones de carbono durante el ciclo de vida en el Reino Unido. En pocas palabras, el UKTCM proporciona proyecciones anuales de la oferta y la demanda de transporte para todos los modos de transporte de pasajeros y carga, y calcula el consumo de energía, las emisiones del ciclo de vida y los impactos ambientales correspondientes de año en año hasta 2050. Sin embargo, se requiere de información integral del sector transporte y una visión integral del sistema de transporte, construido alrededor de un conjunto de escenarios exógenos de desarrollos socioeconómicos y políticos. El modelo es rico en tecnología y en su versión actual, proporciona proyecciones de cómo las diferentes tecnologías evolucionan a lo largo del tiempo para más de 600 categorías de tecnología de vehículos que incluyen una

amplia gama de vehículos de combustible alternativo, tales como autos de gasolina más eficientes, autos eléctricos híbridos, Furgonetas híbridas enchufables, autobuses eléctricos de batería y aviones avanzados. Sin embargo, la UKTCM está específicamente diseñada para desarrollar escenarios futuros para explorar todo el rango y el potencial de las intervenciones de política de transporte no solo tecnológicas, sino también regulatorias y de comportamiento.

2.7.4 Modelos en el Sector Industrial

Dado que el consumo de energía en el sector industrial generalmente representa una parte importante de la demanda final de energía de un país, los analistas energéticos se han preocupado del consumo de industria desde hace mucho tiempo. Como con cualquier modelo de demanda de energía, los enfoques discutidos anteriormente pueden usarse para predecir la demanda de energía industrial.

2.7.4.1 Enfoque econométrico

Brendt y Wood en [115], analizaron los estudios anteriores de la demanda energética industrial y se centraron únicamente en los productos y no consideraron la influencia del precio en la demanda y no tomaron en cuenta las posibilidades de sustitución entre combustibles y factores; sin embargo, fueron pioneros en la tradición de utilizar la función de costo trans-log para analizar la demanda de energía industrial. Esta forma funcional ha sido ampliamente utilizada en estudios posteriores, en particular por Pindyck en [73], Uri en [116], Siddayao en [117], entre otros. La mayoría de estas investigaciones fueron a nivel agregado, centrándose en la demanda industrial utilizando datos específicos del país o de países de referencia.

Muchas investigaciones utilizaron esta forma funcional flexible en los estudios de demanda hasta finales de la década de 1980. La preferencia por esta forma funcional deriva de la base teórica de la función, la flexibilidad de evitar la especificación previa de cualquier relación particular y la imposición de restricciones mínimas sobre las variables explicativas. Sin embargo, las desventajas de esta función incluyen:

- aproximación local de la demanda que puede no ser plausible a nivel mundial,
- pérdida de grados de libertad,
- técnicas de estimación complicadas (Wirl y Szirucsek en [118]).

Además, muchas de las investigaciones se basaron en datos anteriores a 1970, por lo que perdieron la oportunidad de considerar los cambios repentinos de precios en la década de 1970. Además, el modelo de translog estático no describió el proceso de ajuste a largo plazo.

Adeyemi y Hunt en [119] comentan que, a pesar de su estricta orientación neoclásica y resultados intuitivos, estos modelos estaban en desacuerdo con los datos y eran incorrectos. Como indican Griffin en [120] y Jones [121], las diferencias entre los resultados de series de tiempo y estudios transversales y el fracaso de los modelos para identificar los efectos del progreso técnico se convirtieron en cuestiones importantes. Debido a esto, los esfuerzos de modelado econométrico posteriores utilizaron versiones dinámicas del modelo translog y otras formas funcionales (como el modelo logit). Sin embargo, tales estudios estaban más preocupados por la idoneidad de las formas y especificaciones funcionales que por comprender mejor la demanda de energía industrial.

Paralelamente a los desarrollos en el enfoque de translog, el uso de modelos logit multinomiales se hizo popular en los estudios de energía. El modelo logit no se deriva de la teoría de maximización de la utilidad, pero deriva su atractivo de sus propiedades interesantes [73] y [122]:

- es relativamente fácil de estimar;
- asegura que los resultados no sean negativos y se sumen a uno;
- a medida que la parte de un componente se vuelve pequeña, se requieren cambios cada vez más grandes para hacerlo más pequeño.
- Flexible para incorporar una estructura dinámica.

En el caso del uso de energía industrial, esto se ha utilizado para analizar las cuotas de combustible o las cuotas de mercado de los combustibles.

Como se señaló anteriormente, la tendencia cambió a la dependencia de ecuaciones individuales después de la revolución de cointegración en la década de 1990. Esto marcó un punto de inflexión notable en la investigación econométrica cuando los métodos anteriores fueron casi abandonados. Estos estudios a menudo adoptaron un

análisis agregado, pero utilizaron técnicas de análisis de datos de series temporales más avanzadas. Los ejemplos para el sector industrial incluyen Hunt en [123], Dimitriopoulos en [124], Kulshrestha y Parikh en [125], y [119]. Dichas investigaciones pueden resumirse en que no existía un consenso sobre cómo estimar la demanda de energía industrial, en particular cómo es el efecto del cambio técnico y otros factores exógenos importantes.

El análisis econométrico se ha aplicado a la demanda de energía industrial de los países en vías de desarrollo, sus aplicaciones son bastante limitadas y a menudo, se limitan a los países en vías de desarrollo más avanzados con una gran base industrial. También se observa que los estudios más recientes se han centrado en los países de la OCDE en general e incluso en tales estudios, los problemas del cambio estructural y las mejoras tecnológicas no se han captado suficientemente. El foco permaneció en las estimaciones de elasticidad y la identificación de mejores variables explicativas. En el caso de los países en vías de desarrollo, el cambio en la estructura de la industria y la evolución de la combinación tecnológica de la industria son dos factores esenciales que afectan la demanda de energía futura.

La representación inadecuada de tales problemas en la tradición econométrica imposibilita una buena formulación de políticas para desarrollar un futuro energético sostenible. La extrapolación de tendencias pasadas proporciona poca ayuda cuando se debe considerar la aparición de nuevas actividades no conocidas previamente. La calidad de los datos y la disponibilidad de series de tiempo largas para asegurar la estimación correcta de los parámetros econométricos también son dudosos en muchos casos. Por lo tanto, este enfoque puede no ser adecuado para muchos países en vías de desarrollo.

2.7.4.2 Enfoque de uso final

El enfoque de uso final para la demanda de energía industrial se enfoca en el análisis de demanda desagregada y conserva al menos una clasificación de acuerdo con la Sección C del CIIU Rev. 4 [66] para cuidar la diversidad de actividades industriales y el uso de combustible, asimismo, se han adicionado los sectores de minas y construcción dentro de esta categoría como se presenta en la Tabla 15. Esta decisión está altamente influenciada por la disponibilidad de datos; grado de industrialización y

el entorno ambiental, pero se prefieren niveles más altos de desagregación a un análisis agregado.

Tabla 15: Desagregación habitual del sector industrial

Primer Nivel	Segundo Nivel
Minería y Metalurgia	No Metálicos
	Metales
Manufactura	Alimenticias
	Bebidas y Tabaco
	Textil y Cuero
	Papel
	Madera
	Química, Caucho y Plásticos
	Maquinaria y Equipos
	Otras Manufactureras
Construcción	

Siguiendo el principio básico de este enfoque, la demanda de energía de varios usos finales se considera a continuación. Estos generalmente incluyen la fuerza motriz, el calor, el enfriamiento, la energía química, la iluminación, etc. Dependiendo de la naturaleza de la industria, estas demandas de uso final podrían analizarse para procesos industriales y para edificios. Normalmente, la demanda energética del proceso sería significativa para las industrias intensivas en energía, mientras que la demanda energética relacionada con la construcción podría ser importante para las industrias intensivas en mano de obra. El método intenta capturar las características esenciales del sistema de producción a través de una descripción detallada de las tecnologías y prácticas prevalentes en una región o país.

Luego se identifican variables explicativas de la demanda de uso final: el nivel de actividad industrial (expresado como valor agregado) se considera el factor principal. Sin embargo, para las industrias intensivas en energía, también se puede considerar el nivel físico de producción. Para fines de pronóstico, habría que desarrollar un mecanismo para determinar la producción de cada industria y los cambios en la composición de la producción industrial. Finalmente, la demanda de energía se estima vinculando la producción de la industria con el consumo específico o la intensidad energética. La Figura 17, presenta este esquema es una forma esquemática.

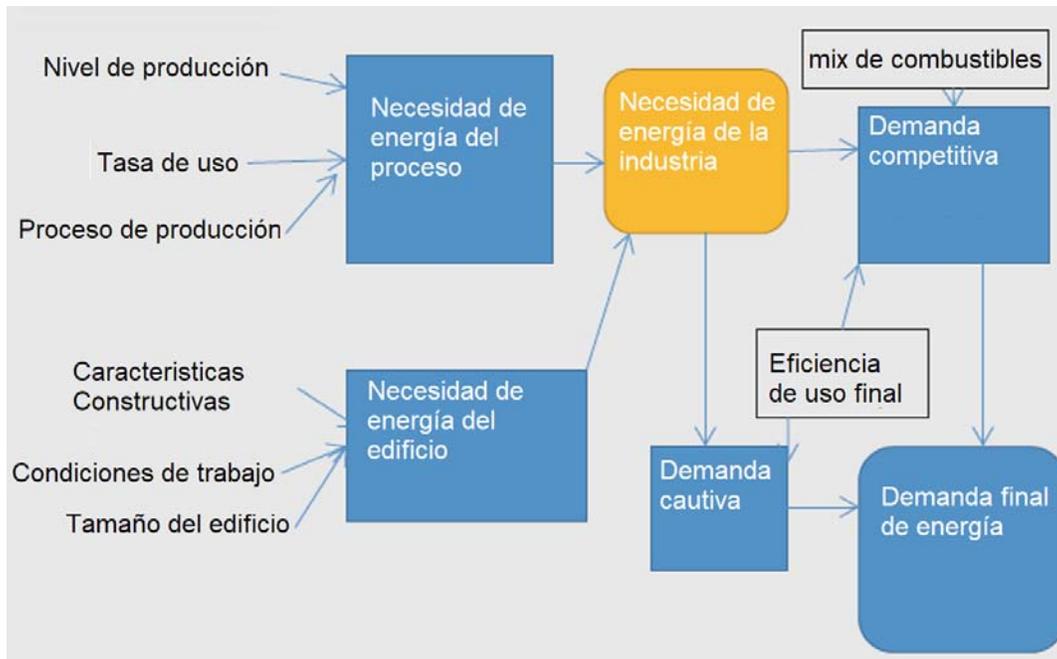


Figura 17: Estimación de la demanda energética industrial en el método de uso final [5]

El modelo de uso final se ha utilizado ampliamente en el pronóstico y análisis de la demanda energética en todo el mundo. En la Tabla 16 se presentan algunos ejemplos de softwares de modelamiento de uso final con una rica representación tecnológica.

Tabla 16: Softwares de uso final de energía para análisis de demanda de energía industrial

Software	País de origen	Representación de tecnologías	Enfoque de modelamiento	Fuente
AMIGA	US	Explicito	Simulación	[126]
ENUSIM	UK	Explicito	Simulación	[127]
ENPEP	USA	Explicito	Simulación	[128]
MAED	Austria	Explicito	Simulación	[129]
MEDEE	Francia	Explicito	Simulación	[130]
LEAP	US	Explicito	Simulación	[131]
FORECAST	Alemania	Explicito	Simulación	[132]

Fletcher y Marshall en [127] presentan un estudio del pronóstico de la demanda de energía industrial de una región inglesa utilizando un modelo de uso final desglosado, ENUSIM. (Modelo de simulación de uso de energía industrial) con un enfoque bottom-up, basado en la tecnología que considera los factores económicos y de comportamiento que afectan la inversión en nuevas tecnologías y el reemplazo de plantas. Los factores económicos considerados en el modelo incluyen el crecimiento de la producción industrial, los precios relativos de los combustibles y la tasa de

descuento de la inversión, que se utilizan para determinar el potencial de cambio tecnológico que afecta la demanda de energía industrial. La velocidad y el alcance del cambio están condicionados por un conjunto de factores de comportamiento. El modelo se utilizó para pronosticar la demanda de energía industrial. Pero dada la naturaleza regional del pronóstico de la demanda, es algo difícil comparar los resultados con la demanda real.

Más recientemente, se ha utilizado ENUSIM para pronosticar la demanda de energía en la industria del Reino Unido tras la introducción del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE. Este enfoque también se ha utilizado en industrias específicas. Por ejemplo, Ozlap y Hyman en [133] lo han usado para la industria del papel en los Estados Unidos. De manera similar, Price en [134] analizaron la industria del acero en cinco países en desarrollo utilizando la metodología de uso final. Hainoun en [135] analizaron la demanda de energía en Siria utilizando el modelo MAED, donde la demanda industrial se analizó en detalle.

El enfoque de uso final presta especial atención al aspecto tecnológico del sector industrial, aunque los detalles varían de un caso a otro. Cuando se analiza una industria en particular (por ejemplo, la industria del acero como lo hizo Price en [134], se espera que el nivel de detalles sea mucho mayor en comparación con un estudio centrado en la industria como parte de un análisis de toda la economía (como en el caso sirio mencionado anteriormente). Este enfoque también permite tener en cuenta la dimensión regional y el análisis puede realizarse a nivel específico de la región. Además, el enfoque se centra en capturar cambios estructurales, mejoras tecnológicas y efectos inducidos por políticas en lugar de dedicar todo el esfuerzo a la estimación de la elasticidad o determinar la especificación correcta.

2.7.4.3 Otros enfoques

Huntington en [136] realizó una comparación de los resultados de las proyecciones de demanda de energía en el sector industrial de los EE. UU. A partir de una variedad de modelos de pronóstico utilizando enfoques alternativos: econometría, enfoque de entrada-salida y análisis de procesos. La investigación también utilizó un caso base estándar y una variedad de escenarios alternativos para examinar cómo difieren los resultados de los modelos. Para analizar la tendencia histórica de la demanda, el estudio

utilizó un diagrama para trazar la demanda real de energía en la industria de EE. UU. Durante el período 1960-85 y comparó cuatro líneas de tendencia para el período comprendido entre 1985 y 2000 basándose en los siguientes supuestos:

- a) relación de producción de energía de 1973 y crecimiento histórico de la producción;
- b) relación de producción de energía de 1973 aplicada a un crecimiento anual de producción del 2%;
- c) relación de producción de energía de 1985 aplicada a un crecimiento anual de 2.5% en producción y
- d) La tendencia de producción de energía de 1973-1985 se aplicó a un crecimiento anual de 2.5% en la producción

Estos supuestos también se aplicaron a la demanda de combustibles fósiles y la demanda de electricidad, y se examinaron visualmente las posibles vías alternativas de crecimiento de la demanda. Luego, el estudio comparó seis modelos usando diferentes metodologías y comparó sus resultados usando un conjunto de supuestos y escenarios comunes. Los resultados sugirieron una disminución en la intensidad de la energía industrial en los EE. UU., Pero se pronostica que la demanda general crecerá modestamente debido al aumento en el nivel de actividad. Se proyectaba que la demanda de energía para calefacción y energía en la industria crecería entre el 40 y el 80% del nivel de 1985 para 2010. Sin embargo, el crecimiento real hasta 2006 fue solo del 12% (incluida la electricidad, pero solo del 10% si solo se consideran las energías primarias)

Ang en [137] utilizó un enfoque desglosado para pronosticar la demanda de energía industrial en Taiwán y Singapur, donde el efecto de intensidad y los efectos estructurales se consideran a nivel de subsector. Utilizando las tasas de crecimiento de la producción industrial como la variable impulsora, desarrolló tres escenarios alternativos para pronosticar la demanda de energía y el potencial de ahorro de energía en 2000.

Schenk y Moll en [138] utilizan indicadores físicos para desarrollar escenarios de demanda energética de la industria. En lugar de utilizar intensidades de energía, este método se basa en los resultados físicos de la industria y su relación con el consumo

de energía. Los autores indican que esta formulación no se ha utilizado antes en el pronóstico de la demanda de energía y su esfuerzo explora la posibilidad con la aplicación a dos regiones: Europa occidental y Asia y China planificadas centralmente. Los autores afirman que este método ofrece ideas significativas, la posibilidad de comprobar la realidad y el cambio estructural intersectorial plantea problemas limitados.

Murphy et al en [139] utilizaron un modelo híbrido, CIMS, para analizar la demanda de energía industrial en Canadá. Este modelo conserva la riqueza tecnológica de un modelo de uso final, agrega realismo conductual y captura las retroalimentaciones de equilibrio de los modelos de arriba hacia abajo. Esto se ha utilizado para pronosticar la demanda para 2030 y determinar las emisiones de carbono.

2.7.5 Modelos en el Sector Agropecuario

Para determinar su consumo de energía, la configuración del sector agrícola debe considerar regiones con diferentes características biogeográficas, porque estas regiones determinan el tipo de cultivo más adecuado, el suelo aplicable y la tecnología, que afecta la energía demanda. El segundo nivel de clasificación corresponde al tipo de cultivo o producto agrícola. En este sentido, la clasificación puede ser: cultivos temporales, permanentes, ganado vacuno, aves, forestales, y otros.

A su vez, según el nivel de producción de cada producto, es conveniente subdividir aún más las sub-industrias que ya involucran cultivos o productos específicos: soja, maíz, trigo, girasol, algodón, ganado vacuno, vacas lecheras, etc. O según la tecnología de producción (siembra convencional y siembra directa), el tamaño de la granja (si es una producción comercial o autosuficiente, etc.) es un factor que afecta la demanda de energía. La clasificación final dependerá del país y los objetivos y el alcance de la investigación prospectiva. Las principales variables explicativas para el consumo de energía en este sector son el área cultivada y el número de animales.

El energético más consumido en este sector suele ser el Diesel, utilizado en tractores y varias máquinas autopropulsadas utilizadas para desarrollar trabajos agrícolas. Esto limita el alcance de las aplicaciones de eficiencia energética y las medidas alternativas entre las fuentes de energía.

CAPITULO III: METODOLOGÍA DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

A continuación, se describe la metodología propuesta para la proyección de la demanda la cual incorpora un análisis exhaustivo de la composición de la demanda, y tiene en cuenta que la dinámica de la demanda de energía está influenciada por la inercia del parque (stock) de equipos de uso de energía instalados en el mercado, lo que conduce a una flexibilidad limitada. Por lo que, si se hace un riguroso análisis de la demanda, se va a evitar realizar inversiones innecesarias en la oferta de energéticos para cubrir dicha demanda, esto es esencial especialmente en países en vías en desarrollo donde los recursos económicos y la atracción de inversiones extranjera son limitados; asimismo, la metodología permite dimensionar adecuadamente las políticas energéticas desde el lado de la demanda y así evitar el uso indiscriminado de recursos naturales y a la vez que se emplean energéticos menos contaminantes y disponibles en el país.

El punto de partida para el modelamiento de la demanda es la disponibilidad de información a utilizar, ya que esta determinará el nivel de desagregación del modelo y las respuestas que será capaz de darnos. La fuente de información central para el desarrollo de la investigación es en el Balance de Energía Útil 2013 [63] ya que este nos da la idea general de las eficiencias de los diferentes energéticos y usos; asimismo, se complementado esta información cruzándola con los resultados con otros estudios y estadísticas sectoriales como: el proyecto de etiquetado de eficiencia energética, el estudio de mercado de iluminación en el Perú, la Encuesta Demográfica y Salud Familiar, Encuesta de transporte urbano, anuario estadístico industrial, entre otros.

3.1 Modelamiento de la Demanda en el Sector Residencial

Se ha estructurado una metodología que se presenta en la Figura 18, la cual está compuesta de las siguientes etapas: i) recopilación de información, ya que un análisis de uso final de la demanda residencial requiere de información muy detallada; ii) un modelo de uso final por rotación de stock para realizar análisis del parque de equipos de consumo de energía, iii) Un modelo de sustitución, debido a que existen diferentes opciones de equipos para cubrir una misma necesidad energética. iv) finalmente se empleó el software LEAP para consolidar las variables modeladas en las etapas anteriores e integrarla al balance de energía y calcular las emisiones de GEI.

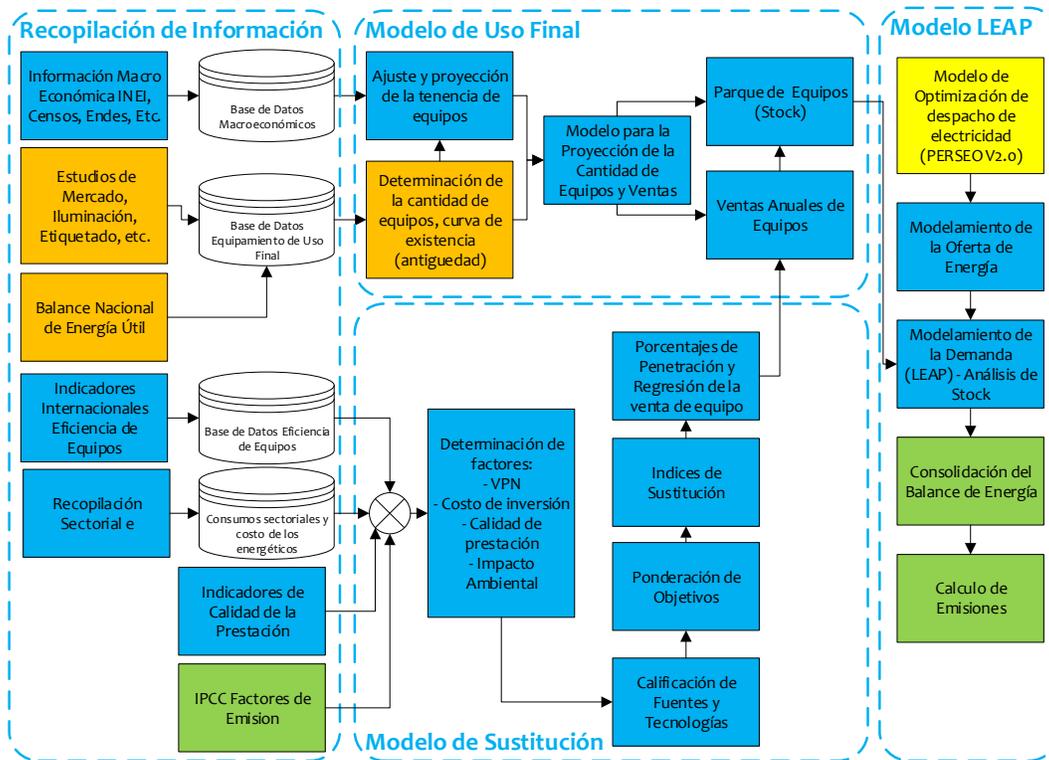


Figura 18: Esquema Metodológico Propuesto.

3.1.1 Recopilación de Información

El objetivo principal de esta etapa es la de sistematizar, ordenar y suministrar la información necesaria a fin de modelar adecuadamente la demanda energética de acuerdo con la metodología propuesta. La Tabla 17, presenta un listado con el tipo de información y los documentos consultados a fin de obtener la información.

Tabla 17: Información recolectada

Información	Documento	Fuente
Cantidad de población urbana y rural y proyección al 2050	Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población, 1950-2050, Urbana – Rural 1970-2025	[140],
Cantidad de hogares zona urbana y rural	Perfil Sociodemográfico Informe Nacional, Censos Nacionales 2017: XII de Población, VII de Vivienda y III de Comunidades Indígenas	[62]
PBI nacional valores constantes	Series Nacionales [En línea]: PBI	[141]
PIB per cápita, PPA (\$ a precios internacionales constantes de 2011)	Banco Mundial - datos,» [En línea]	[142]

Información	Documento	Fuente
Proyecciones de crecimiento de PBI	Marco Macroeconómico Multianual 2020	[143], [144]
	Reporte de Inflación diciembre 2019	
Coefficiente de electrificación urbana y rural	Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) Periodo 2016 – 2025	[145],
Parque de equipos de consumo de energía	Perú: Encuesta Demográfica y de Salud Familiar – ENDES 2018. Balance Nacional de Energía Útil 2016 Etiquetado de Eficiencia Energética: Parque y Tenencia de Equipos, [En línea] Estudio de Mercado de Iluminación en el Perú Anuario Estadístico Industrial Mipyme y Comercio Interno 2017 Encuesta de Recolección de Información Básica del Transporte Urbano en el Área Metropolitana de Lima y Callao	[146], [63], [147], [148], [149], [150]
Distribución de antigüedad del parque de consumo	Etiquetado de Eficiencia Energética: Parque y Tenencia de Equipos Estudio de Mercado de Iluminación en el Perú	[147], [148]
Consumo energético por sector	Balance Nacional de Energía 2018	[65]
Consumo de electricidad	Balance Nacional de Energía 2018 Anuario Estadístico de Operación 2019 Reporte de Información comercial año 2018	[65], [151], [152]
Consumo de gas distribuido	Balance Nacional de Energía 2018 Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural	[65], [153]
Plan de expansión de suministros con gas natural	Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022	[39]

3.1.2 Modelo de Uso Final

La componente de uso final emplea el modelamiento mediante rotación de stock, basada en los procedimientos descritos en [68] y [154], y se presenta en la Figura 21, dicho enfoque contabiliza el parque de equipos de cada año como la suma del parque

de equipos que se tenía el año anterior más la venta de equipos que se realiza en el presente año. El parque de equipos (stock) de cada año se calcula de acuerdo con la ecuación (2).

$$S_{(t)} = T_{(t)} \times H_{(t)}, \tag{2}$$

Donde:

$S_{(t)}$: Stock de equipos en el año “t”

$T_{(t)}$: Tenencia de equipos por hogar en el año “t”

$H_{(t)}$: Cantidad de hogares en el año “t”

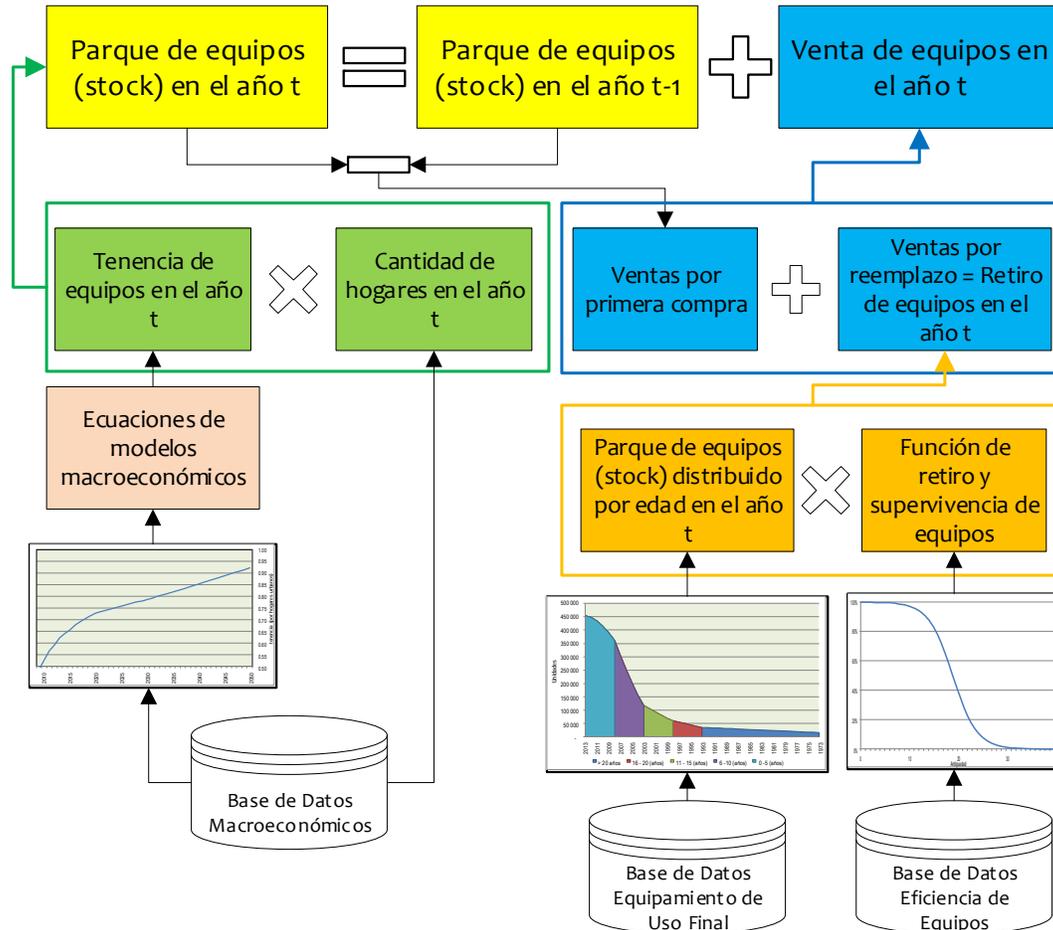


Figura 19: Esquema del Modelo de Rotación de Stock.

Los porcentajes de tenencia de equipos se calculan aplicando las ecuaciones macroeconómicas descritas en [154], [155] y [156], para el uso de iluminación en las

zonas electrificadas se evalúa la cantidad de puntos de iluminación con los que cuenta un hogar y para el uso de cocción la tenencia es mayor al 100% debido a que existen hogares que emplean más de un equipo y una fuente de energía para la cocción de alimentos.

La venta de equipos en cada año se calcula de acuerdo con la ecuación (3).

$$V_{(t)} = S_{(t)} - S_{(t-1)} + \sum_{i=0}^n Ret_{(i)} \times Ant_{(i,t)} \quad (3)$$

Donde:

$V_{(t)}$: Venta de equipos en el año “t”

$S_{(t)}$: Stock de equipos en el año “t”

$S_{(t-1)}$: Stock de equipos en el año “t-1”

$Ret_{(i)}$: Retiro de equipos con antigüedad “i”

$Ant_{(i,t)}$: Equipos con antigüedad “i” en el
año “t”

n : edad máxima de equipos

Esta venta de equipos está compuesta por: i) la venta que va destinada a cubrir la necesidad de hogares que no contaban con el equipo (primera compra) que se calcula como la variación de stock en un año y ii) la venta que va destinada a los hogares que ya contaban con el equipo y lo tienen que reemplazar por obsolescencia o por falla, y se calcula como el producto de la función de retiro anual y la distribución del parque de equipos por antigüedad.

La función de retiros por antigüedad se calcula de acuerdo con la ecuación (4) y es función directa de la función de supervivencia anual.

$$Ret_{(i)} = \frac{Sup_i - Sup_{i-1}}{1 - Sup_{i-1}} \quad (4)$$

Donde:

$Ret_{(i)}$: Retiro de equipos con antigüedad “i”

Sup_i : Tenencia de equipos por hogar en el año “t”

Sup_{i-1} : Cantidad de hogares en el año “t”

3.1.3 Modelo de sustitución

Cuando existen varias opciones de equipos y fuentes para cubrir una necesidad energética se deben aplicar unos criterios de sustitución. En la presente investigación se propone el análisis multicriterio basado en [157], [158] y [159] a través de la implementación del modelo presentado en la Figura 20. Se comienza con la evaluación de factores económicos y sociales que inciden en la elección de fuentes y tecnologías del consumo de energía. Los 4 factores seleccionados son: el valor presente neto, el costo de inversión, la calidad de la prestación y el impacto ambiental.

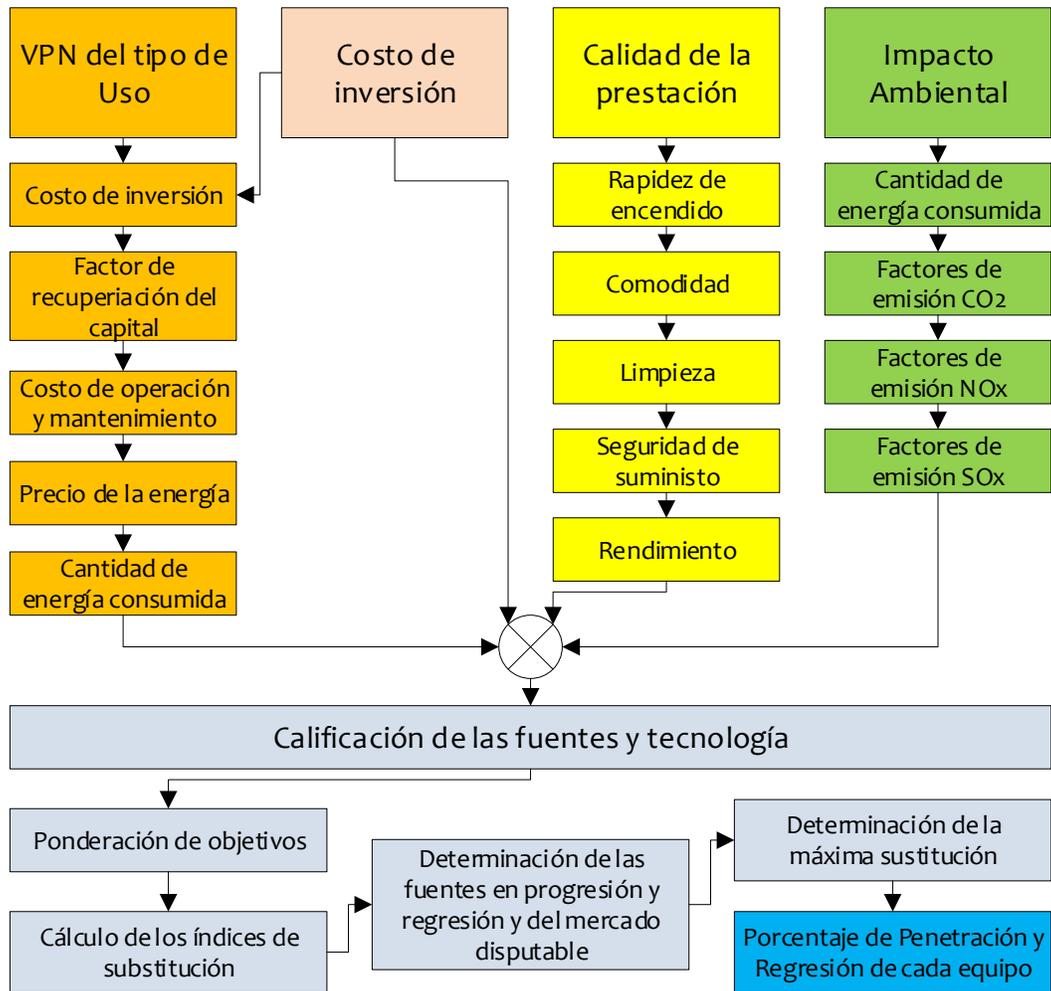


Figura 20: Esquema del Modelo de Sustitución.

El Valor presente neto se calcula mediante la ecuación (5).

$$VPN = Inv * FRC + CO\&M + PE * QE \quad (5)$$

Donde:

Inv : Costo de Inversión del equipo

FRC : Factor de recuperación de la inversión

CO&M: Costo de operación y mantenimiento

PE : Precio de la energía

QE : Consumo de energía

El factor de recuperación se calcula mediante la ecuación (6).

$$FRC = \frac{(1 + r)^n * r}{(1 + r)^n - 1} \quad (6)$$

Donde:

r : tasa de descuento

n : vida útil del equipo

La calidad de la prestación es calculada a partir de la evaluación de las características de, rapidez de encendido, comodidad, limpieza, seguridad de suministro y rendimiento, donde cada una se valora del 1 al 10 y posteriormente dichas evaluaciones se ponderan teniendo en cuenta un mismo peso inicial del 20% del indicador total. La subjetividad en la asignación de valores y pesos puede reducirse recurriendo a las opiniones de expertos independientes o eventualmente a la realización de encuestas. El impacto ambiental se calcula como el producto de la energía consumida por el equipo o fuente evaluada y los factores de emisión determinados en [160].

Una vez identificados los factores que inciden en la penetración y regresión de las fuentes, por los cuales el consumidor orienta su elección de la tecnología y la fuente, se calcula un índice de participación, si el objetivo del factor es un mínimo mediante la ecuación (7) y si el objetivo del factor es un máximo mediante la ecuación (8).

$$Ip_{ij} = \frac{Cmin_j}{C_{ij}} x 10 \quad (7)$$

$$Ip_{ij} = \frac{C_{ij}}{Cmax_j} x 10 \quad (8)$$

Donde:

Ip_{ij} : Índice de participación del equipo “i” en el objetivo “j”

C_{ij} : Valor del factor del equipo “i” en el objetivo “j”

$Cmin_j$: Valor mínimo del factor en el objetivo “j”

$Cmax_j$: Valor máximo del factor en el objetivo “j”

Una vez se calculan los índices de participación se deben ponderar los objetivos tratando de realizarlo con la menor subjetividad posible, recurriendo a la opinión de expertos. A continuación, se calculan los índices de sustitución para cada equipo que tiene en cuenta todos los factores y objetivos considerados, para ello se emplea la ecuación (9).

$$I_{S_i} = \frac{\sum_0^j I p_{ij} * p_j}{10} \quad (9)$$

Donde:

I_{S_i} : Índice de sustitución del equipo “i”

p_j : Peso del objetivo “j”

A fin de determinar si un equipo aumentara su participación, es decir está en “progresión” o si la disminuirá y está en “regresión”, para ello comparamos cada índice de sustitución con el promedio de los índices de sustitución, es decir los equipos cuyos índices de sustitución sean mayores al índice estarán en “progresión” y cuando sean menores estarán en “Regresión”, siendo la sumatoria de los equipos en regresión el mercado disputable a sustituir.

A continuación, se determina la máxima porcentaje del mercado disputable que será sustituido, para ello se debe considerar la opinión de expertos en cuanto al máximo grado de avance que pueden tomar los procesos de sustitución, este porcentaje se determina sobre la base de la evolución histórica de los consumos de energía neta por fuente. Finalmente, se calculan los máximos porcentajes de penetración y regresión de cada equipo.

3.2 Modelamiento de la Demanda en el Sector Comercial y Público

Este modelo agrupa los sectores: comercial, servicios y público. La metodología estructurada es la misma que la presentada en la Figura 18, la cual está compuesta de las siguientes etapas: i) recopilación de información, ya que un análisis de uso final de la demanda; ii) un modelo de uso final por rotación de stock para realizar análisis del parque de equipos de consumo de energía, iii) Un modelo de sustitución, debido a que existen diferentes opciones de equipos para cubrir una misma necesidad energética. iv) finalmente se empleó el software LEAP para consolidar las variables modeladas en las etapas anteriores e integrarla al balance de energía nacional y calcular las emisiones de GEI.

3.2.1 Modelo de rotación

Los datos de ventas de equipos de uso final son escasos en el sector comercial y público. En este sector, se modela el área comercial y la intensidad por uso final, dichos datos están disponibles a partir de las estadísticas nacionales. La demanda de energía se calcula de acuerdo con la ecuación (10).

$$E_{BAU} = \sum_{edad} RotA(y - edad) \times DEA_{BAU}(y - edad) \times Supervivencia(edad) \quad (10)$$

Dónde:

E_{BAU} : Demanda de Energía en el sector comercial y público en el escenario BAU.

$RotA(y - edad)$: Área cubierta por nuevas unidades o unidades reemplazadas.

$DEA_{BAU}(y - edad)$: Densidad energética de equipos instalados en el año "y" (kWh/m²).

$Supervivencia(edad)$: Probabilidad de supervivencia en años.

La rotación de áreas es explicada por el incremento del área comercial y el reemplazo de equipos existentes en áreas en uso, a través de la ecuación (11).

$$RotA(y) = \text{Área}(y) - \text{Área}(y - 1) + \sum_{edad} \text{Retiro}(edad) \times RotA(y - edad) \quad (11)$$

Dónde:

$RotA(y)$: Rotación en el año "y".

$\text{Área}(y)$: Área comercial en operación en el año "y".

$Retiro(edad)$: Probabilidad que el equipamiento de un área se retire (y sea reemplazado) a una cierta edad.

La función de supervivencia y la función de retiro se relacionan a través de la ecuación (12).

$$\text{Supervivencia}(edad) = 1 - \sum_{edad} \text{Retiro}(edad) \quad (12)$$

Dónde:

$\text{Supervivencia}(edad)$: Probabilidad de supervivencia en años.

$Retiro(edad)$: Probabilidad que una unidad se retire (y sea reemplazada) a una cierta edad.

Áreas en operación

El área comercial en operación rara vez está disponible como dato de entrada. Por este motivo, es modelado por la ecuación (13).

$$\text{Área}(y) = NE_S(y) \times AE(y) \quad (13)$$

Dónde:

$\text{Área}(y)$: Área comercial en operación en el año "y".

$NE_S(y)$: Número de empleados en el sector en el año "y"

$AE(y)$: Área por empleado en el año "y".

A su vez, el número de empleados del sector es definida a través de la ecuación (14).

$$NE_S(y) = P_{EA} \times (1 - T_d(y)) \times PSS(y) \quad (14)$$

Dónde:

$NE_S(y)$: Número de empleados en el sector en el año "y"

P_{EA} : Población económicamente activa en el año "y"

$T_d(y)$: Tasa de desempleo en el año "y"

PSS : Participación del sector servicios en el PBI en el año "y"

Asimismo, se calcula el área necesaria por empleado utilizando la ecuación (15).

$$AE(y) = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_4 \times PBI_P(y))}} \quad (15)$$

Dónde:

$AE(y)$: Área por empleado en el año "y".

$PP(y)$: PBI per cápita en el año "y".

α, γ, β_4 : Parámetros del modelo (descrito en [154]).

El en caso de uso de los equipos de climatización, la densidad energética máxima se calcula empleando la ecuación (16).

$$DE \left(\frac{kWh}{m^2} \right) = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_4 \times PBI_P(y))}} \times (a + b \times CCD) \quad (16)$$

Dónde:

$DE \left(\frac{kWh}{m^2} \right)$: Área densidad energética máxima de equipos de climatización en el sector comercial y público.

$PBI_P(y)$: PBI per cápita en el año "y".

$\alpha, \gamma, \beta_4, a, b$: Parámetros del modelo (descrito en [154]).

CCD : Días con necesidad de grados de enfriamiento (Cooling Degree Days).

3.2.2 Modelo de sustitución

El modelo de sustitución implementado para el sector comercial y público es el descrito en la sección 3.1.3.

3.3 Modelamiento de la Demanda en el Sector Transporte

El consumo de energía del sector transporte se calcula mediante la ecuación (17) definida en [68].

$$ET_t = Sv_{(t)} \times KaV_{(t)} \times Ce_{(t)} \quad (17)$$

ET_t : Demanda de energía en transporte en el año “t”

$Sv_{(t)}$: Stock de vehículos en el año “t”

$KaV_{(t)}$: kilometraje anual por tipo de vehículo en el año “t”

$Ce_{(t)}$: Consumo específico combustible en el año “t”

Con esta metodología de análisis de demanda, el consumo de energía se calcula como el producto del stock de vehículos, el kilometraje promedio anual (es decir, la distancia recorrida) y el consumo específico de combustible (por ejemplo, litros por km). El stock de vehículos del año base se ingresa directamente o se calcula a partir de datos históricos de ventas de vehículos y un perfil de ciclo de vida que describe las tasas de supervivencia a medida que los vehículos envejecen. En escenarios, puede ingresar proyecciones para ventas futuras de vehículos y para niveles futuros de consumo específico de combustible y kilometraje de vehículos. También se utilizan perfiles de ciclo de vida para describir cómo cambian el kilometraje, el ahorro de combustible y las cargas ambientales a medida que los vehículos envejecen. Luego, calcula los valores promedio de existencias para el ahorro de combustible, el kilometraje y las cargas ambientales para todas las antigüedades de vehículos y, por lo tanto, en última instancia, el nivel general de consumo de energía y cargas ambientales del sector.

A diferencia de otros métodos de análisis de demanda, que solo permiten especificar los factores de emisión por unidad de energía consumida (por ejemplo, kg / TJ), el método de análisis de transporte también permite especificar los factores de emisión por unidad de distancia recorrida por un vehículo (por ejemplo, gramos / vehículo-milla), que a menudo es más apropiado para las emisiones contaminantes reguladas del sector del transporte.

3.3.1 Modelo de Stock de Vehículos

Se ha dimensionado un modelo de stock de vehículos el mismo que proporciona dos variables principales para la determinación de la demanda del sector transporte.

1. Detalle de la cantidad de vehículos existente, por tipo de vehículo, tamaño, tecnología y edad.
2. Desglose detallado de los kilómetros recorridos por el vehículo, en términos de tipo de vehículo, tamaño / clase, tecnología de propulsión y antigüedad del vehículo.

Un atributo crucial del modelo de stock es que facilita la visualización de los efectos de las políticas energéticas mediante el despliegue de diferentes tecnologías dentro de la población de vehículos.

La base del modelo de stock de vehículos es la evolución del stock de vehículos, en términos de tamaño, edad y tecnología, a lo largo del tiempo. En cada año, la estructura de la población de vehículos cambiará debido a una combinación de dos procesos: la compra de vehículos nuevos y el desguace de vehículos antiguos. El proceso es iterativo, con cambios año tras año en comparación con la distribución de la población de vehículos para el año base. Las nuevas tecnologías ingresan a la población a través de la compra de nuevos vehículos.

Para todos los tipos de vehículos, existe una ecuación común que describe la forma en que evoluciona el stock del vehículo con el tiempo. Ver ecuación (18).

$$Ve_{(t)} = Sv_{(t)} - Sv_{(t-1)} + Rv_{(t-1)} \quad (18)$$

Donde:

$Ve_{(t)}$: Venta de vehículos en el año “t”

$Sv_{(t)}$: Stock de vehículos en el año “t”

$Sv_{(t-1)}$: Stock de vehículos en el año “t-1”

$Rv_{(t-1)}$: Retiro de vehículos en el año “t-1”

Para comprender el cálculo de la venta de vehículos, los procesos se dividen en cinco módulos separados:

1. Suministro de vehículos (para automóviles a nivel de propiedad de automóviles domésticos);
2. Retiro de vehículos;
3. Disponibilidad de tecnología para vehículos nuevos;
4. Elección de tecnología para vehículos nuevos (para automóviles, camionetas y camiones a niveles de segmento de mercado y segmento de consumo);
5. Distribución vehículo-kilómetro.

El cálculo del número total de diferentes tipos de vehículos en el stock cada año se trata por separado, ya que se supone que diferentes fuerzas afectan la entrada de nuevos vehículos en el stock. A través de escenarios se pueden describir los factores sociales y las actitudes que determinan en parte la propiedad del vehículo, afectan el número total de vehículos en cada año. Los tipos de vehículos modelados son: motocicletas, automóviles de pasajeros, autobuses urbanos, autobuses interprovinciales, minibuses, camionetas, camiones medianos y grandes, aviones, trenes y embarcaciones de envío.

La entrada de nuevas tecnologías de automóviles, camionetas y camiones en la flota se modela de manera diferente a la entrada de otras nuevas tecnologías de vehículos al dividir el mercado de vehículos privados del mercado de la flota / compañía y aplicar un marco de modelado de elección discreta basado en el costo (por ejemplo, en ejecución) y sin costo (por ejemplo, disponibilidad de marca / modelo, disponibilidad de cobro, preferencias del consumidor).

El retiro de vehículos se trata esencialmente de la misma manera para todos los tipos de vehículos y utiliza un enfoque estadístico modificado.

Las siguientes secciones proporcionan la especificación detallada del modelo de cada módulo, comenzando con los módulos de propiedad del vehículo.

3.4 Modelamiento de la Demanda en el Sector Industrial y Minero Metalúrgico

Para el caso del uso de energía en el sector productivo (que agrupa los sectores de pesquero, agroindustrial, industrial y minero metalúrgico), el modelo utilizado es simplificado.

El consumo total de energía de diferentes equipos como una fracción del consumo total de energía sectorial se utiliza como la variable de actividad, de acuerdo con la ecuación (19).

$$EP(y) = PBI_{S,Prod.}(y) \times \varepsilon \times \rho \quad (19)$$

Dónde:

$EP(y)$: Consumo de energía de los equipos en el sector productivo en el año "y".

$PBI_{S,Prod.}(y)$: PBI del sector productivo en el año "y".

ε : Intensidad consumida por cada unidad de PBI

ρ : Porcentaje de energía del sector productivo que es consumida por los equipos cada año.

CAPITULO IV: MODELO ENERGÉTICO

A fin de cubrir las debilidades identificadas en los modelos empleados en los estudios analizados en la sección anterior, se ha estructurado una propuesta metodológica integral la cual se presenta en la Figura 21, para ello se ha empleado una metodología híbrida que utiliza: i) una componente de uso final para la proyección de la demanda capaz de modelar los cambios en el parque de consumo energético, el efecto sustitución, la entrada de nuevas unidades y la obsolescencia de las mismas, Asimismo se podrá modelar los centros de transformación, cuantificar el nivel de reservas de energía primaria, consolidar los balances de energía y calcular las emisiones de GEI; ii) una componente de optimización para la expansión, operación y el cálculo de los costos marginales del sistema eléctrico, iii) una componente de integración de balances de energía y escenarios evaluados.

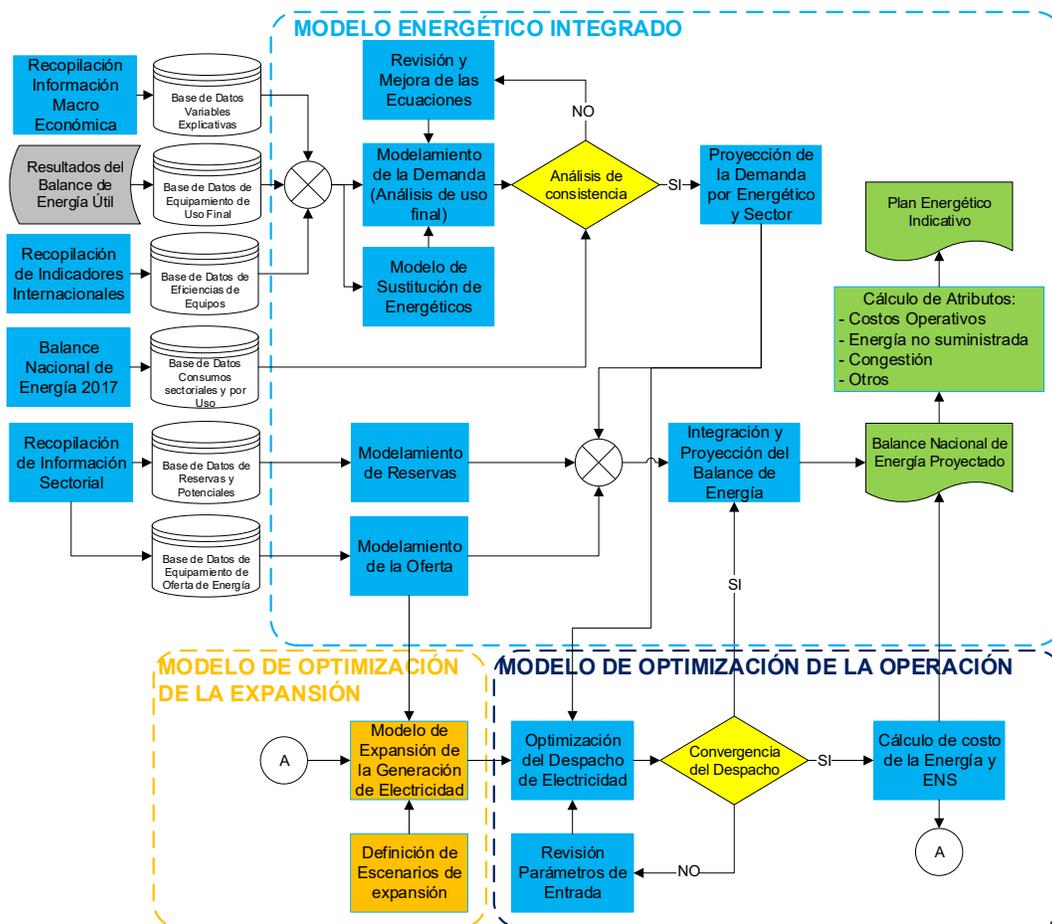


Figura 21: Esquema representativo del enfoque metodológico

4.1 Componente de uso final

Este componente es descrito detalladamente en el capítulo 3; sin embargo, es oportuno indicar que un hito importante para la realización metodología es la realización del estudio de balance de energía útil [63] realizada por el MINEM y que provee de información valiosa sobre el parque de consumo de energía. La componente de uso final utiliza el software LEAP [68] el cual permite analizar en detalle la demanda por uso final de energía por tipo de usuario, fuente y tecnología. Asimismo, analiza las diferencias estadísticas, los centros de transformación, las variaciones de stock y los recursos energéticos, como se presenta en la Figura 22

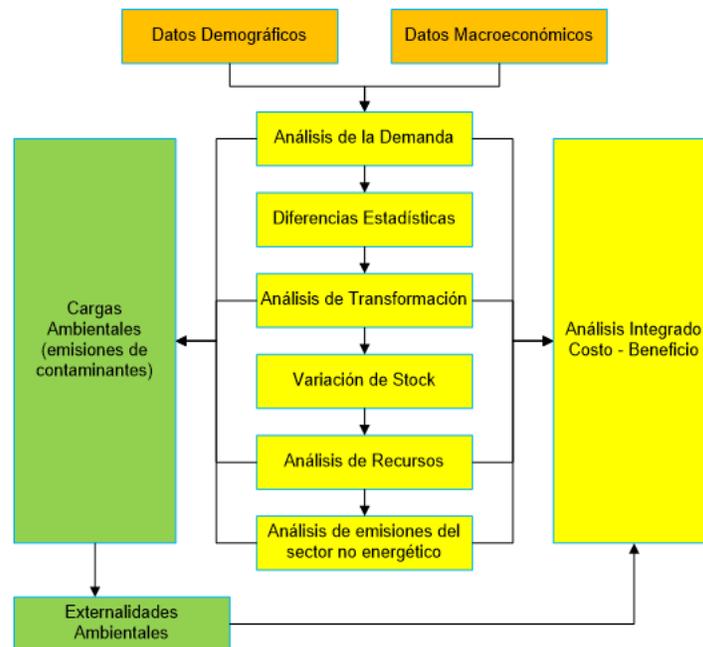


Figura 22: Diagrama de Flujo del software LEAP [68]

Debido al amplio grado de detalle que requiere este modelo, es necesario priorizar el análisis a los sectores en que los cambios tendenciales no reflejan apropiadamente lo que se espera para el largo plazo o los que se espera haya un impacto importante de las medidas de mitigación propuestas.

4.2 Componente de optimización

La componente de optimización utiliza el modelo PERSEO 2.0 [161] el cual permite optimizar el despacho de energía eléctrica a mínimo costo y determinar los costos marginales de energía en el sistema eléctrico interconectado nacional. En primer lugar,

realiza la lectura de los archivos de datos, los cuales contienen toda la información relevante del sistema eléctrico nacional. Seguidamente, efectúa la formulación matemática, para ello se han implementado, en GAMS, un conjunto de rutinas que traducen los datos ingresados en las ecuaciones matemáticas correspondientes. A continuación, se realiza la llamada a la herramienta de optimización que, en este caso, corresponde al optimizador CPLEX®. Este optimizador, se encarga de obtener la solución óptima de mínimo costo para cada una de las secuencias hidrológicas evaluadas, para ello dispone de varias técnicas de optimización lineal.

Finalmente, se generan los reportes con un formato compatible con el MS EXCEL y son importados al LEAP para realizar la consolidación del balance nacional de energía.

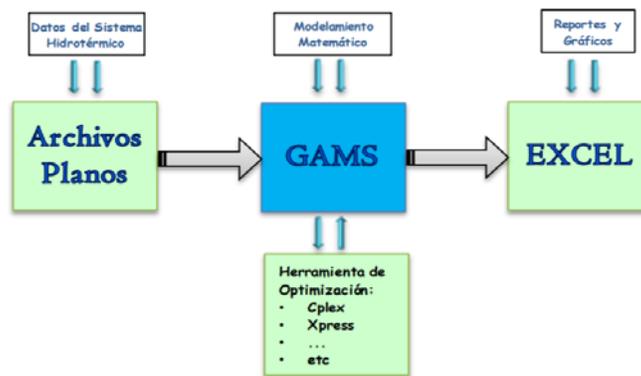


Figura 23: Esquema Funcional del Modelo PERSEO 2.0 [161]

4.3 Consolidación y proyección de los balances de energía y cálculo de emisiones

Sobre la base de los resultados de la proyección de la demanda de la componente de uso final desarrollado en el Capítulo III y la proyección de la oferta de los centros de transformación (necesaria para cubrir la demanda) que incluye el despacho de electricidad resultante de la componente de optimización, se procede con la consolidación de los balances de energía.

El cálculo de emisiones se realiza sobre los resultados de los balances de energía, para ello, se hace uso de los factores de emisión del IPCC, aplicados en la Actualización del Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero al Año 2014 [162] y [160].

4.4 Ventajas del modelo propuesto

La metodología híbrida permite realizar un análisis por uso final de los energéticos donde se esperan cambios no tendenciales, como por ejemplo el notable incremento de la participación del consumo de gas natural en la matriz energética a partir de la puesta en marcha del proyecto Camisea [163].

El uso de una componente de optimización del despacho de electricidad permite determinar las cantidades de energía eléctrica generadas al mínimo costo, la cantidad de combustible empleadas para la generación de energía eléctrica, que servirá para calcular las emisiones de GEI originadas en dicho sector.

El uso del software LEAP permite consolidar los balances de energía y estimar de manera directa las emisiones de GEI y las reducciones esperadas por la implementación de las medidas de mitigación.

4.5 Posibles dificultades

La componente de uso final requiere de mucha información para la estructuración de la línea de base y es altamente dependiente de la calidad de la información recopilada, esta dificultad se atenuaría con la creación de un sistema de información que permita la recolección, estructuración y validación de los datos de forma permanente por parte de la institución responsable de la planificación energética en el Perú. Para este trabajo de tesis se ha colectado data publica necesaria como se indica en el numeral 3.1.1.

La componente de optimización requiere de mucha información referente a la composición del sistema eléctrico nacional, como las características técnicas de los grupos de generación actual y futuro, las barras del sistema donde se conectan, cuencas hidrográficas donde se ubican las centrales de generación y la cartera de proyectos futuros.

Asimismo, debió a que cuenta con 3 componentes donde se realizan cálculos por separado, se debe tener especial cuidado al momento de la integración de modelos.

CAPÍTULO V: PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE: PERÚ

El capítulo actual presenta el desarrollo del ejercicio de planificación energética realizada para el Perú, a fin de implementar la metodología propuesta y de esta manera abordar la pregunta general de investigación:

¿Cuál es la metodología adecuada para la planificación energética integral a largo plazo del desarrollo energético sostenible del Perú?

Los resultados y conclusiones extraídos proporcionan la información necesaria para responder la pregunta de investigación en el contexto del trabajo actual. Los resultados y las conclusiones no son necesariamente aplicables, pero proporcionan una comprensión inicial de la aplicabilidad de la metodología nacional desarrollada, y lo que es más importante, una prueba de la hipótesis del trabajo actual.

5.1 Situación Actual

El Perú está situado en la parte occidental de América del Sur. El país tiene una superficie de 1 285 220 km², una población residente de 31.8 millones de personas que representan 8 247 800 hogares [62].

5.1.1 Aspectos Económicos

En 2017, Perú presentó un Producto Bruto Interno (PBI) de aproximadamente 514 mil millones de nuevos soles de 2007 [141], equivalente a 434 mil millones de US\$ de 2015 PPP (purchasing power parity o paridad del poder adquisitivo en español) [142]. Perú cuenta con abundantes recursos naturales y dispone de un alto potencial energético. Mantiene una estabilidad macroeconómica desde hace varios años y su economía está en constante crecimiento.

El PBI de Perú ha tenido un comportamiento histórico caracterizado por periodos de estancamiento junto con periodos de gran dinamismo. Durante el periodo 2001-2005, el PBI creció a una tasa promedio anual de 4.3%; durante el quinquenio 2006-2010 dicha tasa fue de 6.9% con un pico de 9.1% en el 2008; sólo en el año 2009 la tasa de crecimiento del PBI fue de 1.1%, como consecuencia del impacto negativo de la crisis económica internacional; durante el periodo 2011-2015 dicha tasa fue de 4.8% y en el periodo 2016-2019 dicha tasa fue de 3.1%, cómo se presenta en la Figura 24. Se destaca que la tasa promedio de crecimiento del periodo 2006-2010 es una de las mayores de

la región. Para alcanzar este ritmo de crecimiento ha sido vital contar a su vez con un adecuado suministro de energía y en particular de electricidad. Sin embargo, debido a la pandemia del COVID-19, se espera un retroceso importante de la economía en año 2020, con una caída estimada del PBI de -12.5% [164]

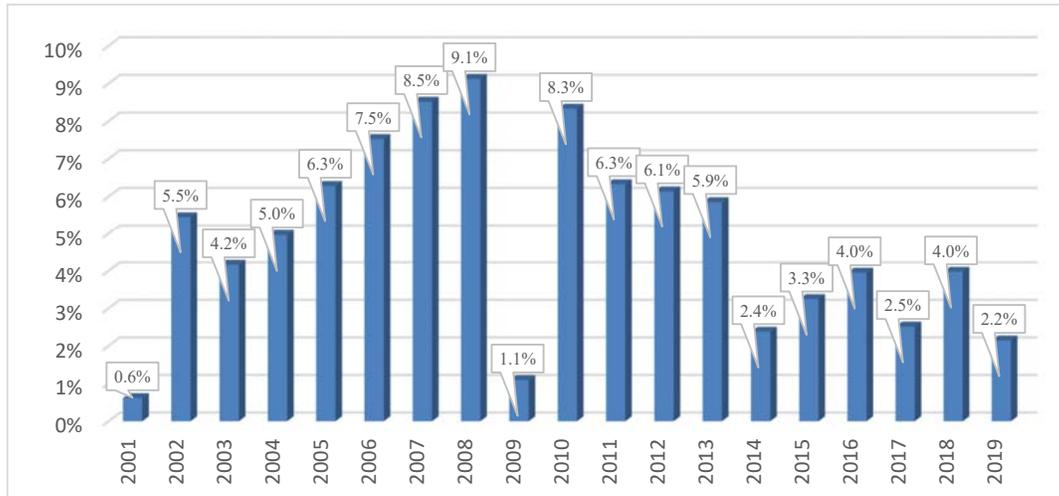


Figura 24: Tasas de crecimiento del PBI 2001-2019 [141]

Las reservas internacionales llegaron en el año 2019 a 68.3 mil millones de Dólares equivalentes a 18 meses de importaciones como se presenta en la Figura 25.

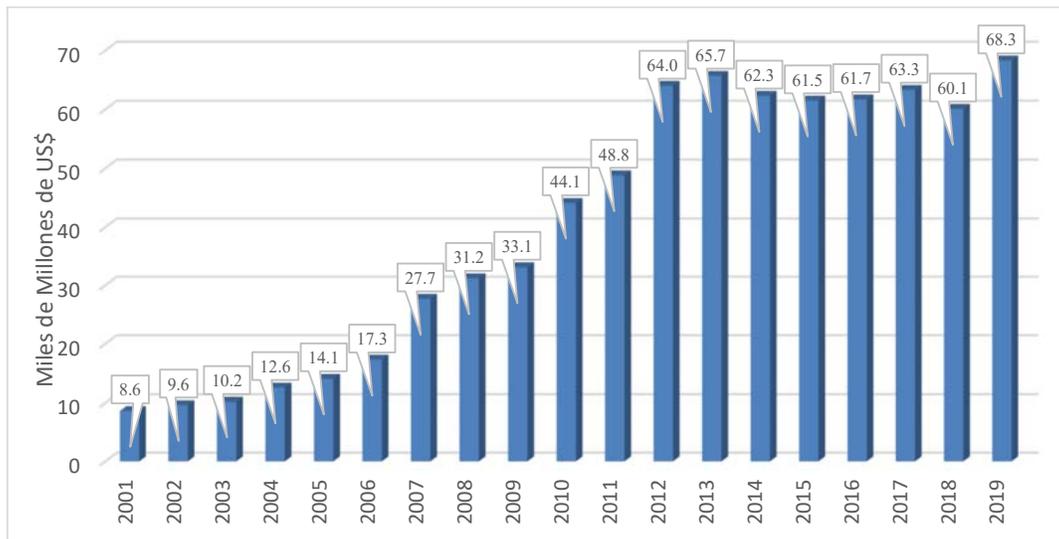


Figura 25: Máximo anual en reservas internacionales netas 2001-2019 [144]

5.1.2 Política Energética en el Perú

El Perú mantiene una política energética, basada en la visión de satisfacer la demanda nacional de energía de manera confiable, soportada en la planificación, investigación e innovación tecnológica continua en los últimos años.

La Matriz Energética Peruana representa el esquema general de ingresos y egresos de energía, clasificándolos según su origen y destino final. Debido a la necesidad de realizar proyecciones a futuro ya sea de demanda, oferta, etc. y tener una visión de largo plazo bastante acertada con la finalidad de poder realizar inversiones, garantizando la sostenibilidad del sistema, así como la calidad del servicio, se hace necesario el uso de modelos energéticos.

5.1.3 Evolución del Consumo de Energía

El consumo energético por habitante ha mostrado una tendencia creciente durante el periodo 2000 – 2017, pasando de un consumo per cápita de 19.5 TJ/ Mil Habitantes en el año 2000 a un consumo de 26.6 TJ/ Mil Habitantes para el año 2017, con una variación porcentual anualizada de 1.8%, como se presenta en la Figura 26.

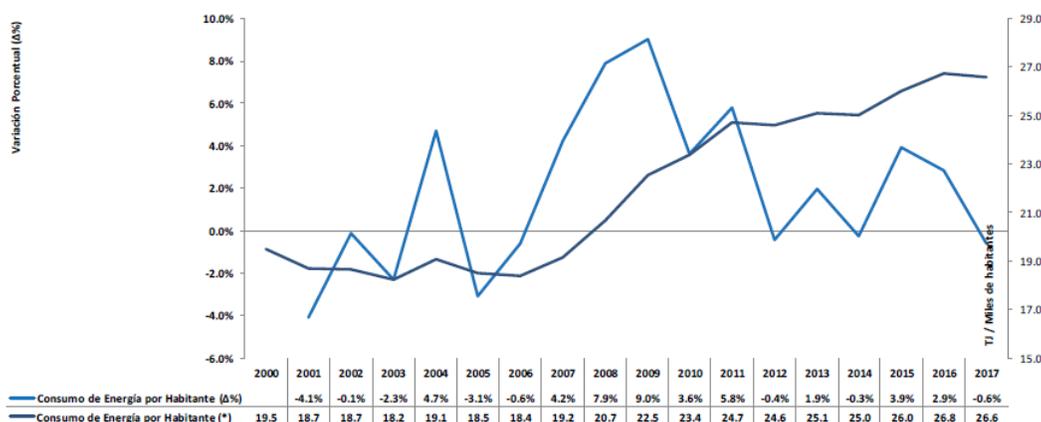


Figura 26: Consumo Per Cápita Nacional [65]

5.1.4 Oferta Interna Bruta de Energía Primaria

La oferta interna bruta de energía primaria se compone de tres principales fuentes: gas natural y líquidos de gas natural y líquidos de gas natural (LGN) 54.5%, petróleo crudo 24.8% y renovables 9.1%. Ver Figura 27.

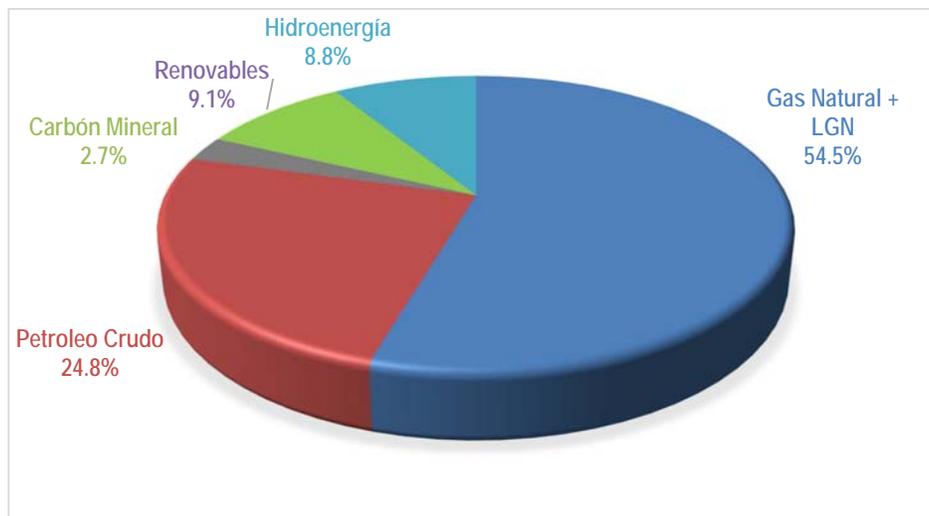


Figura 27: Componentes de la Matriz Energética en el Perú 2017 [65]

5.1.5 Consumo final de energía

Los sectores que más consumen energía son: Transporte (45%), Residencial, Comercial y Público (26%) e Industria y Minería (25%), como se presenta en la Figura 28.

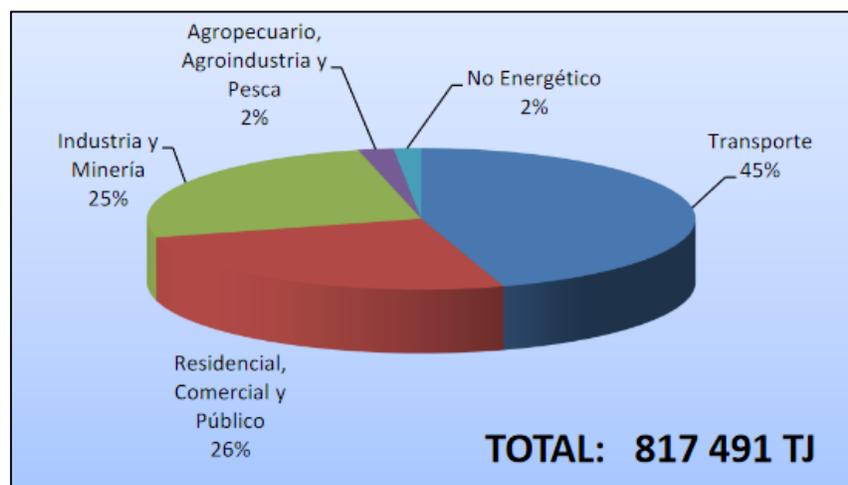


Figura 28: Participación del consumo de energía por sectores [65]

De igual forma las fuentes energéticas que se más se emplean son: Hidrocarburos (66%), Electricidad (20%), y Leña y Bosta y Yareta (10%), como se presenta en la Figura 29. Sin embargo, hay que tomar en cuenta que cerca al 50% de la electricidad es generada a partir del gas natural, por ello el requerimiento de energía de fuentes fósiles estaría en el orden del 80%.

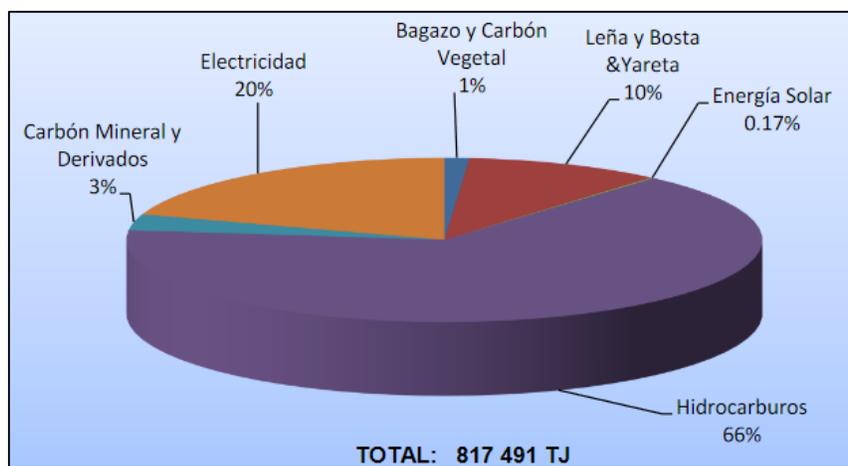


Figura 29: Participación del consumo de energía por fuentes [65]

Asimismo, se tiene que el sector con mayor consumo energético es el sector transporte, donde el consumo de los derivados de petróleo representa el 92 % y el gas natural alcanza el 8 % de la participación. Para el sector Industrial, el gas natural representa el 33%, mientras que la electricidad representa un 28% del consumo. Para el sector Residencial-Comercial un 39% del consumo es cubierto por la leña y un 30% proviene de la electricidad. La Tabla 18, presenta los energéticos que más se usan por sector económico:

Tabla 18: Energéticos más usados por sector económico

	Residencial y Comercial	Público	Transporte	Agropecuaria y Agroindustrial	Pesquero	Minero Metalúrgico	Industrial
Energía primaria	Leña	-	-	Bagazo	-	Carbón mineral	Carbón mineral
Energía secundaria	Electricidad	Gasolina	Diésel	Electricidad	Diésel	Electricidad	Gas Natural y Electricidad

5.1.6 Producción, Importación y Exportación de Energía

El año 2017, la producción de energía primaria fue 1 043 420 TJ. En la estructura de producción de energía primaria, los hidrocarburos continúan representando la fuente principal. Asimismo, la producción de energía comercial (conformada por todas aquellas fuentes de energía susceptibles a ser fácilmente compradas o vendidas en un mercado) representó el 89,8 % del total.

La producción de energía secundaria bruta durante el año 2017 fue de 1 281 052 TJ. En la estructura continúan predominando los hidrocarburos obtenidos de las refineras

y plantas de gas, que participan con el 85,4 % del total producido. La energía eléctrica proveniente de las centrales hidroeléctricas y de las térmicas (a gas natural, diésel B5, petróleo industrial y carbón mineral) participan con el 14,5 % y lo restante corresponde a la participación de carbón vegetal. Cabe señalar que la producción de energía secundaria bruta considera la producción de energéticos (hidrocarburos) utilizados para la producción de energía secundaria (electricidad).

La importación de energía primaria durante el año 2017 fue 279 213 TJ, de los cuales el petróleo crudo representó el 94.8 % y el carbón mineral el resto. Asimismo, durante dicho año, se vendió al exterior 13 665 TJ de energía primaria, el petróleo crudo tuvo una participación del 23%, mientras que el restante fue del carbón mineral, como se presenta en la Tabla 19. Con relación al año anterior, las exportaciones disminuyeron en 40 %, por la menor producción.

Tabla 19: Balanza Comercial de Energía Primaria 2017 (TJ) [65]

Fuente	Importaciones	Exportaciones	Saldo
Petróleo Crudo	264 841	3 316	-261 526
Carbón Mineral	14 371	10 349	-4 022
Total	279 213	13 665	-265 548

5.1.7 Principales Fuentes de Producción de Electricidad

En cuanto a la potencia efectiva, al cierre del año 2018, la composición por tecnología fue de 55.5 %Hídrica, 39.3% Térmica y 5.2% de RER no convencional, tal como se muestra en el Tabla 20:

Tabla 20: Potencia Efectiva por Tipo de Generación (MW) [151]

Tipo de Generación	Potencia Efectiva (MW)	Participación (%)
Hidroeléctrica	4 942	39.3
Termoeléctrica	6 979	55.5
Solar	285	2.3
Eólico	376	2.9
Total	12 582	100

Con respecto a la oferta de energía eléctrica al cierre del año 2018 la composición por tecnología fue de 57.8 % Hídrica, 37.8% Térmica y 4.4% de RER no convencional, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

Tabla 21: Despacho de Energía Eléctrica por Tipo de Generación (GWh) [151]

Tipo de Generación	Energía (GWh)	Participación (%)
Hidroeléctrica	29 358	57.8
Termoeléctrica	19 220	37.8
Solar	745	1.5
Eólico	1 494	2.9
Total	50 817	100

5.1.8 Marco Normativo

El Marco Normativo en el que se desarrolla el sector energía pasa en principio por la conceptualización en el Artículo 66° de la Constitución Política del Perú, respecto a la soberanía que tiene el Estado sobre el aprovechamiento de los recursos renovables y no renovables. Nuestra base energética constituida por hidrocarburos líquidos, gas natural, así como los recursos hidro energéticos y los recursos energéticos renovables (mini hidro, solar fotovoltaica, eólica, biomasa, etc.), poseen para cada una de estas fuentes de energía leyes orgánicas, las cuales norman las actividades de cada uno de los sectores.

Para los recursos energéticos a partir de hidrocarburos, se tiene la Ley Orgánica de Hidrocarburos – Ley N° 26221 de 1993, en la cual se define la propiedad de los recursos, funciones de las instituciones estatales que intervienen en la elaboración, aprobación, propuesta y aplicación de las políticas del sector. Asimismo, se crea la empresa estatal Perupetro, se dictan los principios en los diversos procesos de obtención de los hidrocarburos: exploración y explotación, transporte almacenamiento y distribución, generalidades sobre contratos de concesión, así como aspectos económicos y financieros.

A esto se añade la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural – Ley 27133 del año 1999, cuya finalidad fue establecer las condiciones para el desarrollo de la industria, pero fundamentalmente la definición de la opción financiera Garantía por Red Principal, que fue desarrollada y aplicada para hacer posible el Proyecto Camisea; definiciones sobre su determinación y administración.

Parte importante del desarrollo del sector hidrocarburo es la dación del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos aprobado por D.S N°081-2007, que norma todo lo referido a la actividad de transporte de hidrocarburos que se aplica tanto para

gas natural como para líquidos, aquí se establecen los procedimientos para otorgar Concesiones, fijar las tarifas normas de seguridad y protección del ambiente.

Por último, la implementación de la Ley que Afianza la Seguridad Energética y que Promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País – Ley 29970 del año 2012, la que tiene como finalidad incrementar la confiabilidad en la producción y el transporte de energía teniendo en cuenta ocho principios:

- I. La desconcentración geográfica de la producción de energía.
- II. La mayor capacidad de la producción respecto a la demanda.
- III. La explotación mediante varias unidades de producción y/o el uso de combustibles alternativos.
- IV. La adopción de diversos modos de transporte.
- V. La redundancia en el modo de transporte.
- VI. La interconexión de los diversos modos de transporte.
- VII. La inclusión de mayores almacenamientos de energía; y
- VIII. La promoción del uso eficiente y/o sostenible de las energías renovables.

Así también, se extienden los beneficios planteados en la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, de tal forma que los proyectos que se desarrollen en el marco de la Ley 29970, puedan ser beneficiadas de los Mecanismos de Ingresos Garantizados si el proyecto en desarrollo cumple con una mejora en la seguridad energética.

Los recursos del subsector electricidad tienen su base en el Decreto Ley 25844- Ley de Concesiones Eléctricas promulgado en la década de los noventa para desarrollar el proceso de privatización del mercado eléctrico, la misma que se complementa actualmente con la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica – Ley 28832, promulgada en el 2006, originada por los problemas de contratación de la provisión de energía por las distribuidoras.

Para la utilización de recursos renovables para la generación eléctrica se tiene la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (RER) promulgada mediante Decreto Legislativo N°1002 de mayo del 2008. Se dicta el presente decreto considerando fomentar la diversidad en generación, seguridad y el incentivo para que se desarrollen proyectos que califiquen como Mecanismos de Desarrollo Limpio y poder obtener Certificados de Reducción de Emisiones en el marco del Protocolo de Kioto.

Se promulgó la Ley de Recursos Geotérmicos (LORG) - Ley 26848, en la cual se establece que el Ministerio de Energía y Minas es quien otorga las concesiones para el desarrollo de proyectos de exploración y explotación de recursos geotérmicos. Las actividades de reconocimiento son libres en todo el territorio nacional, esta actividad se limita a observar si la zona de interés puede ser fuente de recursos geotérmicos.

Para los cultivos energéticos se cuenta con la Ley 28054 – Ley de Promoción del Mercado de Biocombustibles, en ella se propone la diversificación del mercado de combustibles, generación de tecnología en el desarrollo agropecuario e industrial, así como la promoción de los cultivos alternativos a través de DEVIDA.

En noviembre del 2010 se aprobó la Política Energética Nacional de largo plazo a decir treinta años, se establece la visión, objetivos y lineamientos de política.

Como Visión, se plantea un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua.

Como Objetivos de Política, se establecen nueve objetivos, cada uno con sus respectivos lineamientos:

Objetivo 1, contar con una matriz diversificada, con énfasis en las energías renovables y la eficiencia energética.

Objetivo 2, contar con un abastecimiento energético competitivo.

Objetivo 3, acceso universal al suministro energético.

Objetivo 4, contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.

Objetivo 5, lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.

Objetivo 6, desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.

Objetivo 7, desarrollar la industria de gas natural y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.

Objetivo 8, fortalecer la institucionalidad del sector energético.

Objetivo 9, integrarse con los mercados energéticos de la región, que permite el logro de la visión de largo plazo.

Los principales cambios o ajustes del marco regulatorio y normativo recientemente realizados son los siguientes:

- a) Decreto Supremo que modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, DS N° 018-2016-EM, El decreto incluye una serie de reformas en el sub sector eléctrico; dentro de las principales establece que el estudio de Valor Agregado de Distribución se realizará para cada uno de los sistemas eléctricos de las empresas de distribución; asimismo, establece la creación de los cargos por cambio masivo a medidores inteligentes y los cargos asociados a proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética, aunque limita estos últimos al 1% de los ingresos reportados por las empresas el año previo a la regulación.
- b) Proyecto de Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de Generación Distribuida, Dentro del proyecto de decreto supremo se considera un límite superior de la capacidad instalada de la Mediana Generación Distribuida (MGD) de 10 MW. Sin embargo, lo que establece el Artículo 15. Energía y Potencia Firme de la MGD, dejaría de lado a las centrales fotovoltaicas y eólicas. Ello exige un nuevo tratamiento para este tipo de tecnologías cuya producción es variable y no gestionable, donde no se puede remunerar por potencia firme.
- c) Proyecto de Decreto Supremo que modifica la Ley de Concesiones Eléctricas (potencia firme RER) El proyecto normativo modifica el artículo 110 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N°009-93-EM, con la finalidad de permitir el incremento de la participación de generación eólica y solar fotovoltaica en el SEIN. La metodología propuesta presenta una alternativa para el cálculo de potencia firme para centrales RER NC solar fotovoltaica y eólica sin almacenamiento de energía ante la falta de información histórica que permita desarrollar un análisis estadístico similar al que se hace con las centrales hidráulicas. Al pasar los años y obtenerse más información, se deberá cambiar la selección del mes más

restrictivo en lo que respecta a la generación para representar un mes por el de una generación que represente el 95 % de excedencia.

- d) Propuesta de Nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos, la misma se encuentra en debate en el congreso de la republica donde se han propuesta una serie de modificación que vienen siendo revisadas.

5.1.9 Principales Problemáticas del Sector Energético

5.1.9.1 Dependencia del consumo de Diésel

El Perú tiene potencial de exploración de hidrocarburos. Sin embargo, solo el 34% del área de las cuencas sedimentarias está bajo contrato de exploración o explotación. En la Selva norte, Noroeste y Zócalo se encuentran las mayores reservas de petróleo, y en la Selva centro y sur las mayores reservas de gas natural [165].

En la actualidad, los niveles de inversión en exploración y producción no muestran recuperación y se evidencia una menor actividad en el sector de hidrocarburos. La producción de petróleo crudo ha caído a la mitad en los últimos 15 años. Los contratos vigentes vienen disminuyendo en los últimos años, llegando al 2019 a 51 contratos (13 de exploración y 28 de explotación). Esto representa que tiene que depender de las importaciones de petróleo crudo para cubrir la demanda de Diesel incluso el año 2018 se tuvo que importar el 48% del Diesel consumido [65].

5.1.9.2 Consumo de Leña, Bosta y Yareta en el Sector Rural

En términos de Biomasa en el Perú, es privilegiado porque más del 60% del territorio nacional es selva con una enorme y variada biodiversidad. El uso ancestral de la leña en el sector doméstico la convierte en el energético de biomasa de mayor consumo a nivel nacional, mayormente en el sector rural. Le sigue, el consumo del bagazo de caña de azúcar en el sector agroindustrial y finalmente, la Bosta y la Yareta en el sector doméstico. Para el año 2018, dichos energéticos representan un 11.4% del consumo de energía del país [65]. Sin embargo, a pesar del crecimiento económico del Perú en los últimos años, se tienen aún la presencia de estos energéticos que son poco eficientes.

5.1.9.3 Falta de mayor desarrollo de las energías renovables

Al cierre del año 2019 cerca del 5% de la energía eléctrica producida en el Perú es abastecida por energías renovables no convencionales (energía eólica, biomasa, solar y pequeñas hidroeléctricas) [151] esto se logró gracias a la promulgación del Decreto Legislativo 1002 el cual estableció un mecanismo de subastas y primas para la promoción de la generación RER de hasta un 5% de la energía eléctrica producida [166]. A partir de este límite los nuevos proyectos renovables a instalarse deberán hacerlo compitiendo con tecnologías plenamente desarrolladas. La restricción a las energías renovables surgió, en un principio, porque el costo de instalación de dichas tecnologías era muy elevado. Sin embargo, la cuarta subasta para recursos energéticos renovables (RER) realizada en febrero de 2017 en el Perú obtuvo precios de 48 USD/MWh y 37.8 USD/MWh para las tecnologías solar y eólica, respectivamente [167]. Estos precios ya son competitivos con el resto de las tecnologías, con esto se prevé que la participación de centrales renovables en el futuro sea cada vez más grande. Sin embargo, para lograr una mayor incorporación de estas tecnologías RER, el marco normativo y regulatorio en el Perú deberá adaptarse a fin de incluir dichas tecnologías, un ejemplo de ello es la reciente modificación del procedimiento técnico N°26 del COES [168] para la determinación la potencia firme de las centrales RER, la cual era calculada como “0” hasta esta última modificación.

5.1.9.4 Cambios en el Mercado Eléctrico

El mercado eléctrico nacional enfrenta actualmente un conjunto de problemas derivados de las decisiones que se han tomado en los últimos años para ampliar la oferta de generación y transmisión, así como decisiones sobre aspectos operativos y comerciales que han originado por un lado que la oferta supere largamente la demanda, ello también debido a la disminución de las tasas de crecimiento de la demanda, y por las distorsiones en la parte comercial debido a la declaración de costo cero del gas natural cuando se hacen los despachos de energía originando costos marginales muy bajos en relación a los precios en barra, lo que ha favorecido a algunos generadores en desmedro de otros. Por otro lado, esta situación ha dado origen a que muchos clientes regulados opten por la opción de pasar a ser clientes libres impactando sobre los ingresos de las empresas generadoras y distribuidoras.

En el corto plazo, se prevé que la demanda de electricidad crecerá en promedio 5.6% anual (Tarifas en barra mayo 2019 a abril 2020), lo cual muestra un panorama alentador desde el punto de vista de reactivación económica del país.

En el mediano plazo, el desarrollo del ducto Gasoducto Sur Peruano (GSP), está asociado a los nuevos proyectos de generación a instalarse en el SEIN. Si no se hubiera retrasado la entrada en operación del GSP, los costos marginales promedios del SEIN se estimarían en 22 US\$/MWh, mientras que el máximo se estimaría en 62 US\$/MWh. Sin embargo, para el caso de retraso en la entrada del GSP, el costo marginal máximo sería de 284 US\$/MWh, ya que se estima que a partir del año 2022 las centrales térmicas que operan con combustible Diésel son las que marginan en el sistema. La Oferta del sistema, siempre estará por encima de la demanda, lo que indica que el sistema contará con suficiente reserva en base a combustible Diésel, pero ante un eventual retraso en la entrada del GSP, sólo se contaría con “generación eficiente” hasta el año 2021. Un eventual retraso en la entrada del GSP, conllevaría para el periodo 2022 – 2028 a un déficit de “generación eficiente”, llegando prácticamente a equilibrarse la “Potencia Disponible” del sistema con la demanda.

5.2 Parámetros Principales

El proceso de planificación requiere un conjunto de parámetros clave como insumo para el modelo de demanda y suministro de energía con el fin de establecer los escenarios evaluados. A continuación, se detallan los parámetros principales para el horizonte de planificación.

5.2.1 Producto Bruto Interno

La proyección del PBI, que representa el crecimiento económico del Perú, se tomó de las proyecciones de PBI nacional y por sectores, realizadas por el COES en el marco de la Actualización del Plan de Transmisión periodo 2021 – 2030 [33] ; y se completó el periodo 2031 – 2040 con una tasa de crecimiento del 3.5% y el periodo 2041 - 2050, con una tasa de crecimiento del 3%. De esta manera, el PBI nacional crecería de 546 miles de millones de nuevos soles en el 2019 a 1 574 miles de millones de nuevos soles en el 2050 (soles constantes del 2007. Esto corresponde a un crecimiento en el PIB per cápita de aproximadamente 16 832 a 39 264 soles per cápita en el mismo horizonte temporal), como se presenta en la Tabla 22

Asimismo, se prevé que el PBI del sector de servicios tomará la mayor parte de los sectores productivos para 2050, creciendo de 57% en 2019 al 67% en 2050. El crecimiento en el sector de la Industria muestra una menor participación en total pasando de un 38% en 2019 al 30% en 2050. Mientras, el sector de Agropecuario muestra una contracción en su participación, pasando de un 5% en 2019 al 3% en 2050. Las trayectorias del PBI sectorial se presentan en la Figura 30.

Tabla 22: Proyección de PBI y PBI per cápita [33] y [140]

Indicador Económico	2019	2030	2040	2050
PBI (miles de millones de S/. de 2007)	546	824	1 166	1 574
PBI/persona (S/. de 2007/persona)	16 832	22 964	30 367	39 264

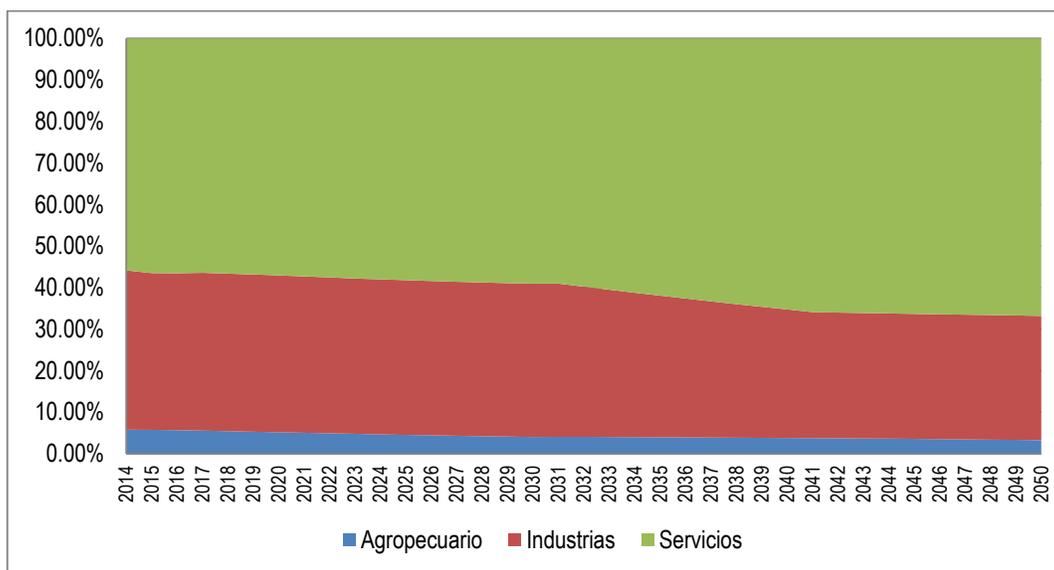


Figura 30: Participación del PBI sectorial [33]

5.2.2 Población Nacional, Urbana y Rural

La proyección de la población nacional fue obtenida del Boletín de Análisis Demográfico N°36, realizado por el INEI en [169]. La composición de la población por zonas urbano y rural para el periodo 2002- 2015, fue obtenida del portal WEB del INEI "Series Nacionales" [141]. Para el periodo 2016 - 2050, se realizó un ajuste por regresión tendencial logarítmica al porcentaje de variación de la población rural, como se presenta en la Figura siguiente.

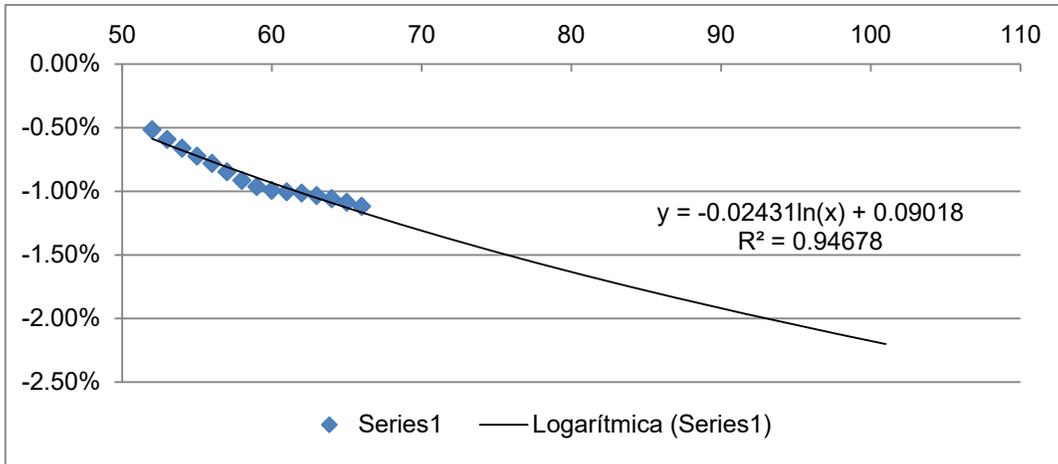


Figura 31: Regresión Logarítmica Aplicada a la Variación de la Población Nacional

Como resultado, se tiene que el año 2050 la población nacional ascenderá a 40 111 393 personas; de las cuales 36 179 257 personas corresponden a zonas urbanas y 3 932 136 personas corresponden a zonas rurales. La Tabla 23 y la Figura 32, presenta los valores para el periodo 2017 - 2050.

Tabla 23: Proyección de la Población Urbana y Rural [141] y [169]

Año	Población	Población Urbana	Población Rural
2019	32 495 510	25 595 662	6 899 848
2030	35 898 422	30 060 583	5 837 839
2040	38 405 474	33 548 830	4 856 644
2050	40 111 393	36 179 257	3 932 136

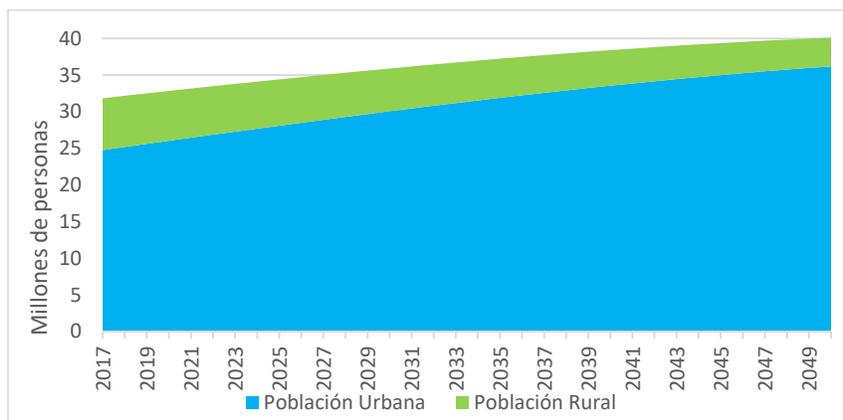


Figura 32: Población Urbana Rural [141] y [169]

5.2.3 Cantidad de Hogares, Urbano y Rural

La proyección de la cantidad de hogares en zonas urbanas y rurales se basó en los resultados de los Censos Nacionales de Vivienda de los años 1993, 2007 y 2017 realizados por el INEI en [62], con dicha información se obtuvo el indicador de tamaño de hogar que fue de 4.84 personas/hogar , 4.22 personas/hogar y 3.86 personas/hogar, para los censos de los años 1993, 2007 y 2017 respectivamente. Se realizó una regresión logarítmica con lo cual se obtuvo que Se asumió, que para el año 2037, dicho indicador alcanzaría los 3.28 personas/hogar y para el 2050 los 2,97 personas/hogar. Estos indicadores son cercanos a los tamaños de hogares en 2013 de Chile y España, respectivamente. A continuación, para calcular los valores intermedios se utilizó la ecuación de regresión logarítmica que se presenta en la Figura 33.

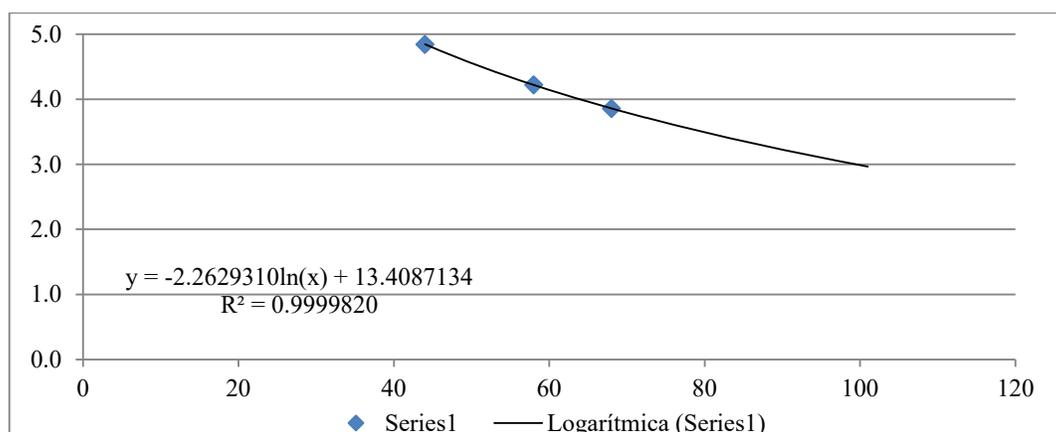


Figura 33: Regresión Logarítmica Aplicada al Tamaño de Hogares

Como resultado, se tiene que en el año 2050 la cantidad de hogares urbanos y rurales ascendería a 11 657 480 hogares y 1 870 750 hogares, respectivamente. La Tabla 24, y la Figura 34, presentan los valores para el periodo 2017 - 2050.

Tabla 24: Cantidad de Hogares Urbanos y Rurales [141], [169] y [62]

Año	Total	Hogares Urbanos	Hogares Rurales
2019	9 069 164	7 179 452	1 889 712
2030	11 341 214	9 294 498	2 046 716
2040	11 998 150	10 099 865	1 898 285
2050	13 528 230	11 657 480	1 870 750

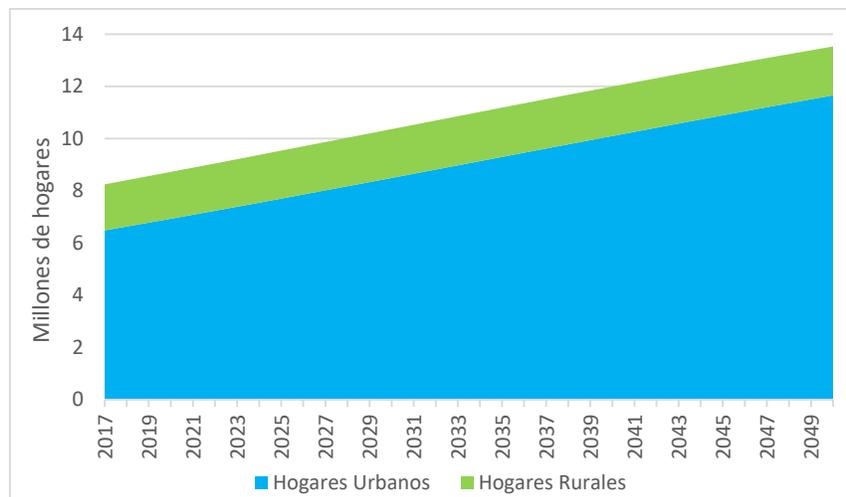


Figura 34: Cantidad de Hogares Urbanos y Rurales [141], [169] y [62]

5.2.4 Población Económicamente Activa

La proyección de la población económicamente activa (PEA) se basó en la Encuesta Nacional de Hogares sobre Condiciones de Vida y Pobreza 2018 realizados por el INEI [61], donde se determina la composición del porcentaje de la población en edad de trabajar y la población económicamente activa (PEA) como se presenta en la Figura 35.

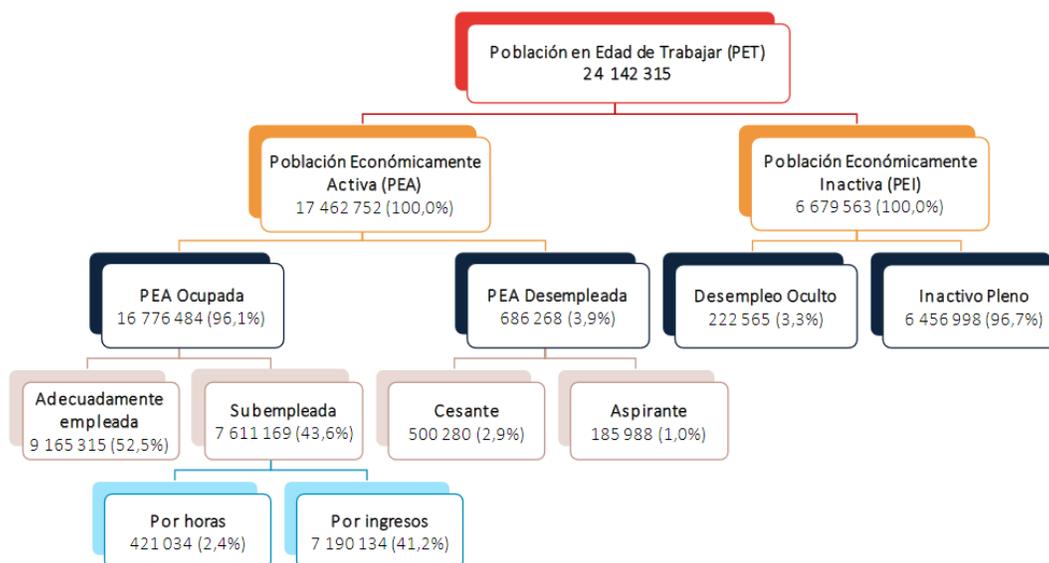


Figura 35: Distribución de la Población en Edad de Trabajar (PET) por Condición de Actividad, 2018 [170]

Asimismo, se empleó la proyección de la población nacional [169] para obtener el porcentaje que representará la PEA sobre la población total, la cual se estimó que se incremente de un 54.3% en 2018 a 58.1% en 2050, como se presenta en la Tabla 25. dicho incremento en la PEA hasta el año 2050 es explicada por la constitución de la pirámide poblacional del Perú que para el año 2019, cuenta con un 57.7% de su población en el rango de edades de 0 a 34 años, y que para el año 2050 aun estará en la edad de trabajar, como se presenta en la Figura 36.

Tabla 25: Proyección de la Población Económicamente Activa [141] y [169]

Año	Población Total (A)	Población Económicamente Activa (B)	Porcentaje de participación (B/A)
2018	32.16	17.46	54.3%
2030	35.90	20.34	56.7%
2040	38.41	22.16	57.7%
2050	40.11	23.31	58.1%

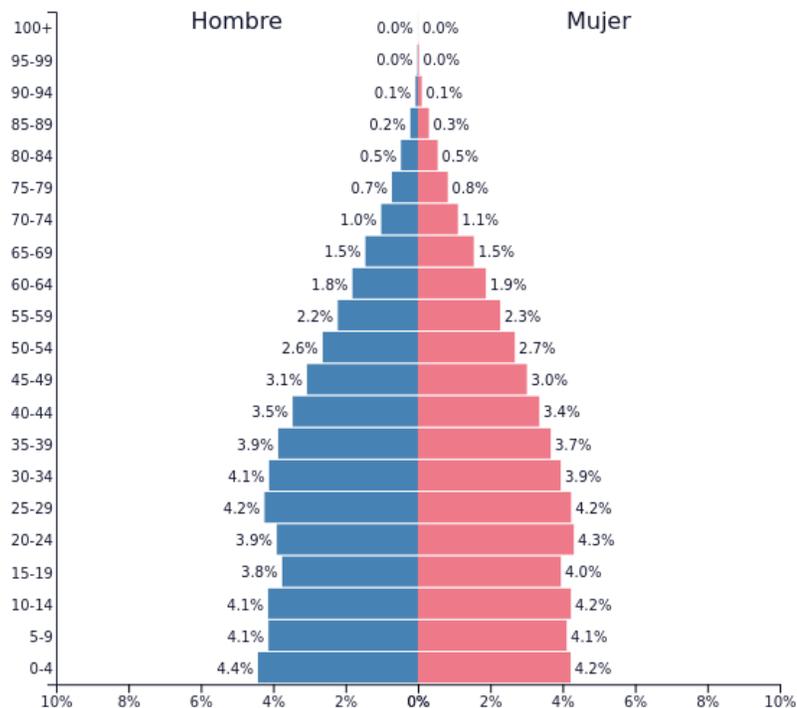


Figura 36: Pirámide Poblacional Perú, 2019 [171]

5.2.5 Población en edad de conducir

La población en edad de conducir se proyectó tomando como base la proyección de la población realizado en [169] donde se filtraron los rangos de edades que según la normativa peruana va desde 18 a 80, y luego de los 80 años la renovación del permiso de conducir debe ser de manera anual, con lo cual la cantidad se incrementaría de 21.08 millones de personas en el 2018 a 28.61 millones de personas en el 2050, como se presenta en la Tabla 26.

Tabla 26: Proyección de la población en edad de conducir [169]

Año	Población de 0 a 17 años	Participación (%)	Población de 18 a 79 años (edad de conducir)	Participación (%)	Población mayor a 80 años	Participación (%)
2018	10.34	32.1%	21.08	65.6%	0.75	2.3%
2030	9.82	27.3%	24.89	69.4%	1.19	3.3%
2040	9.42	24.5%	27.20	70.7%	1.78	4.6%
2050	8.99	22.4%	28.61	71.3%	2.51	6.3%

5.2.6 Coeficiente de Electrificación Nacional y Rural

La proyección de los coeficientes de electrificación nacional, fueron tomados de Plan Nacional de Electrificación Rural periodo 2016 - 2025 (PNER 2016 - 2025) [145], formulado por la DGER/MINEM. Para el periodo 2026 – 2050, se asumió que el coeficiente de electrificación nacional se conservaría a un nivel de 99%; y el coeficiente de electrificación rural llegaría a 99% en el 2028, como se presenta en la Tabla 27.

Tabla 27: Proyección de los Coeficiente de Electrificación Nacional y Rural

Año	Coeficiente Electrificación Nacional	Coeficiente Electrificación Rural
2017	95.2	83.5
2020	97.3	89.2
2030	99.9	99.8
2040	99.9	99.8
2050	99.9	99.8

5.3 Supuestos Considerados en la Planificación

Se elaboró un escenario denominado “escenario de referencia” el cual constituyó un escenario de continuidad respecto a la evolución histórica reciente del sistema energético, dejando de lado los movimientos coyunturales. En consecuencia, se trata generalmente de un escenario de tipo “todo sigue igual”, en el sentido que se mantienen las políticas actuales de los aspectos estructurales del sistema. Debe aclararse que cuando se habla de tendencia no se está haciendo referencia a la prolongación tendencial de la evolución de cada variable, sino que se trata de una continuidad de la estructura y del tipo de funcionamiento que el sistema en su conjunto ha venido presentando en el pasado cercano o, eventualmente, un mantenimiento de los cambios paulatinos que se han observado. Los supuestos empleados para la proyección de la demanda del escenario base son presentados en la Tabla 28.

Tabla 28: Supuestos considerados en el escenario base

Sector	Escenario Base
Demanda	<p>Sector Residencial:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Existe un efecto sustitución entre tecnologías - Se implementa el Etiquetado de equipos energéticos - Conexiones Domiciliarias de Gas Natural: 20% habilitadas para 2 puntos de suministro <p>Sector Comercial y Público:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se ve fuertemente influenciado por el aumento de la PEA que impulsa el incremento en la demanda de servicios <p>Sector Minero Metalúrgico e Industrial:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Se realizan las inversiones y ampliaciones declarados por las empresas en el contexto del plan de transmisión <p>Sector Transporte:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Continúa la masificación de GN - Aún no se contempla uso de LGN para transporte de carga - Se implementa el Metro (línea 1 y 2 del metro de lima) - Ingreso de coches eléctricos al parque automotor - Aún no se prevé el ingreso de vehículos a celdas de combustible
Oferta	<p>La estructura de generación de electricidad: 47.5% Hidroeléctricas - 47.5% Térmicas a gas natural - 5% RER</p> <p>No se contempla la implementación de generación distribuida</p>

Sector	Escenario Base
	Transporte de Gas Natural: Centro y Sur
	Ampliación Refinería de Talara
	No se prevé la implementación de Petroquímica

5.4 Proyección de la Demanda de Energía

Como resultado del modelamiento realizado para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 831 miles de TJ en 2017 a 2 074 miles de TJ en el año 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 2.81%. cómo se presenta en la Figura 37.

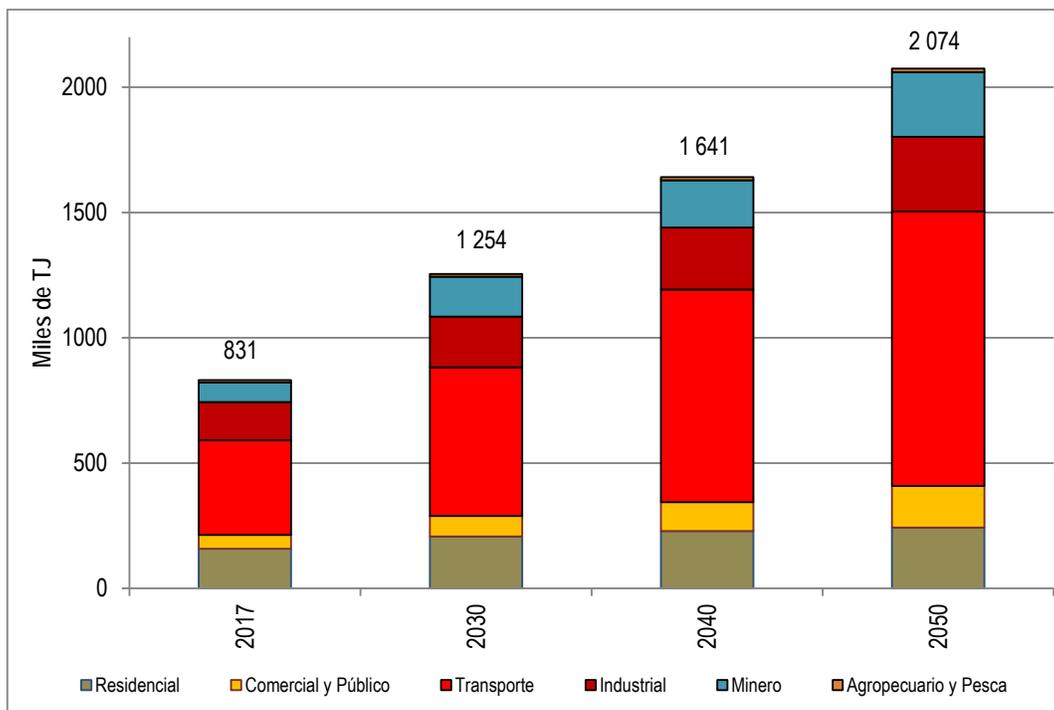


Figura 37: Proyección de la Demanda del Escenario Base

La participación del consumo por sectores sigue siendo dominado por el sector transporte que representaba el 45.5% en el 2017 y representaría el 52.8% en el 2050, mientras que la demanda del sector residencial se reduciría de 19.5% en el 2017 a 11.7% en el 2040, como es presenta en la Figura 38.

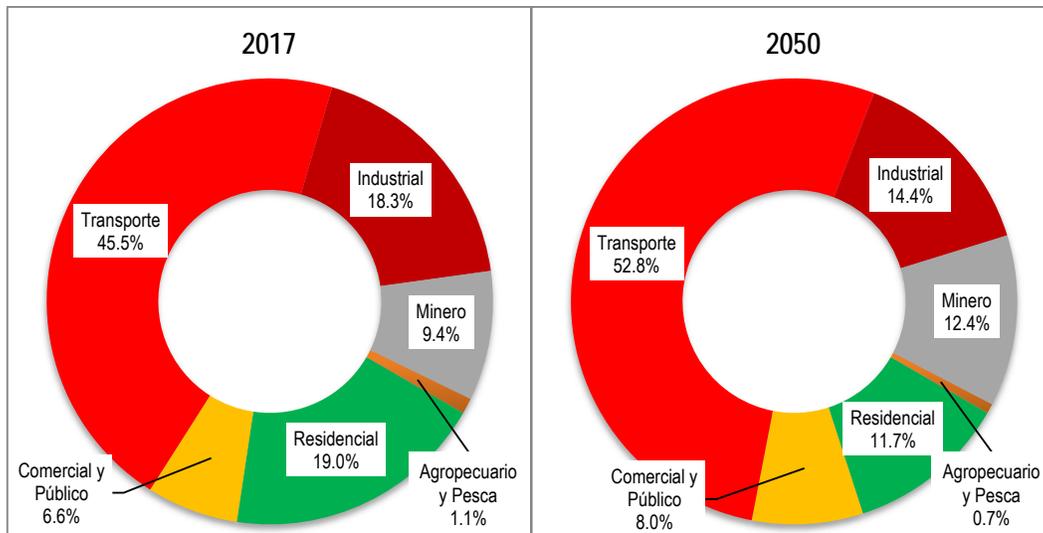


Figura 38: Proyección de la Demanda de Energía por Sectores – Escenario Base

Por otra parte, la participación del consumo por energéticos seguiría siendo dominada por los hidrocarburos que representaban el 53.9% en el 2017 y representará el 59.7% en el 2050, mientras que la demanda energéticos no comerciales como la biomasa se reduciría de 12.4% en el 2017 a 3.8% en el 2050, como es presenta en la Figura 39.

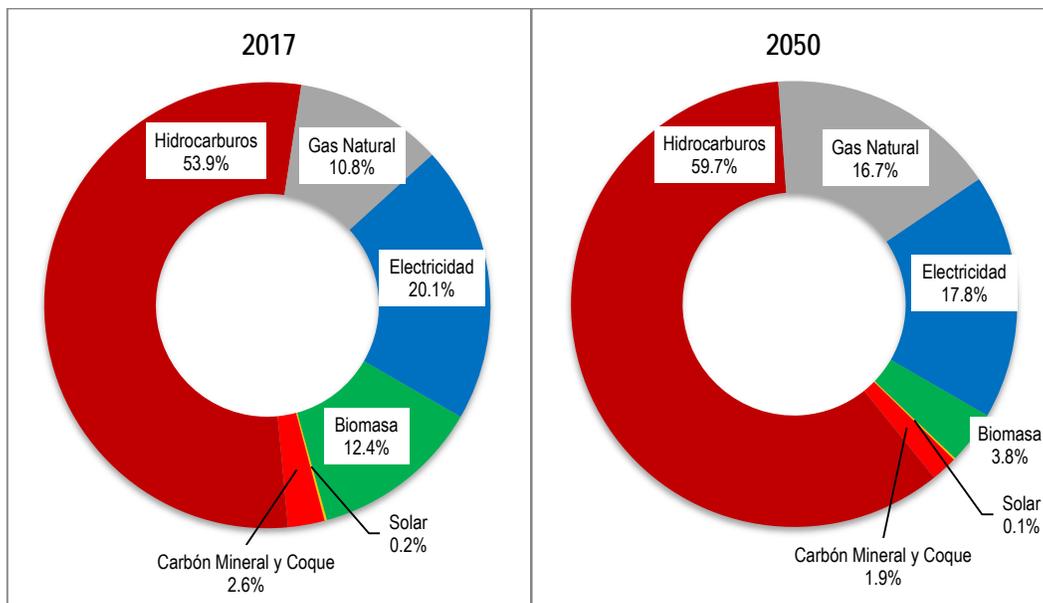


Figura 39: Proyección de la Demanda de Energía por Energéticos – Escenario Base

5.4.1 Sector Residencial

Como resultado del modelamiento realizado en el sector residencial para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 158 miles de TJ en 2017 a 242 miles de TJ en el año 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 1.30%. cómo se presenta en la Figura 40. Dicho resultado se explica por el marcado proceso de sustitución en el uso de la leña por energéticos como el GLP y el Gas Distribuido para la cocción de alimentos y el calentamiento de agua.

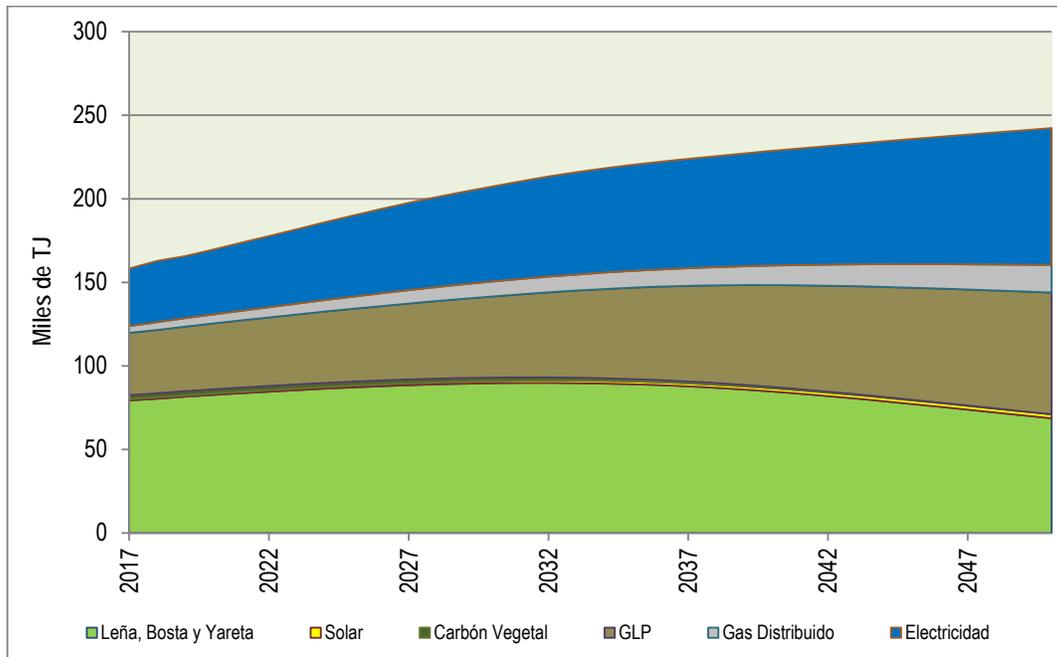


Figura 40: Proyección de la Demanda en el Sector Residencial - Escenario Base

5.4.2 Sector Comercial y Público

Como resultado del modelamiento realizado en el sector comercial y público para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 55 miles de TJ en 2017 a 167 miles de TJ en el año 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 3.41%. cómo se presenta en la Figura 41. Dicha variación se explica principalmente por el incremento de la población económicamente activa, que demandará más servicios, así como, prestaciones del sector público en el horizonte de análisis.

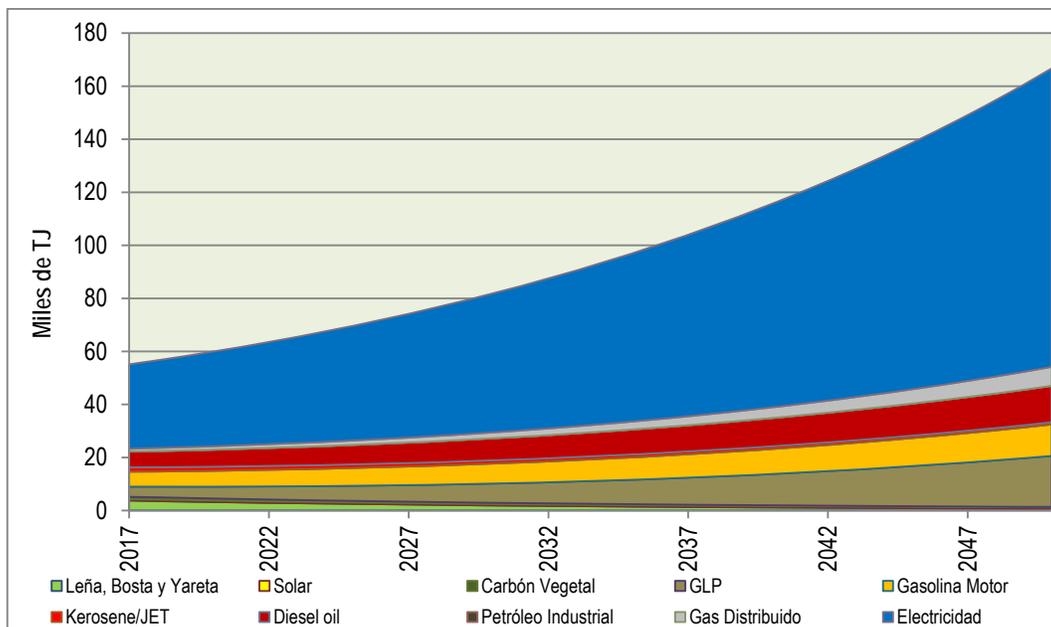


Figura 41: Proyección de la Demanda en el Sector Comercial y Público - Escenario Base

5.4.3 Sector Transporte

Como resultado del modelamiento realizado en el sector transporte para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 378 miles de TJ en 2017 a 1095 miles de TJ en el año 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 3.27%. cómo se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Dicha variación se explica principalmente en el transporte privado debido a que en el horizonte de análisis se incrementara la cantidad de personas en edad de conducir, el mismo que sumado a un incremente en el ingreso per cápita impulsara el aumento en la demanda en dicho sector, por el lado del transporte de carga, también se observa que el incremento que ocurrirá en la población económicamente activa, que demandará más bienes y servicios, que deberán ser transportados hasta el lugar de su uso final.

5.4.4 Sector Industrial

Como resultado del modelamiento realizado en el sector industrial para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 152 miles de TJ en 2017 a 299 miles de TJ en el año 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 2.06%. cómo se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Dicha variación se explica principalmente por la cartera de proyectos del sector industrial los cuales

presentan cierta incertidumbre para su realización; debido a la opción de importar bienes manufacturados en otros países.

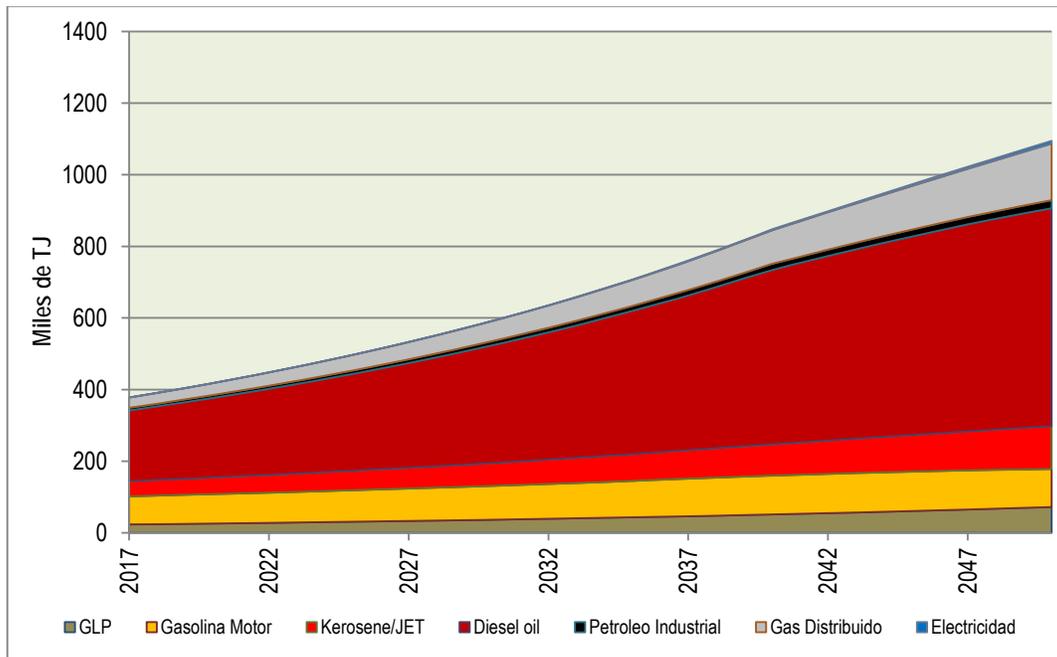


Figura 42: Proyección de la Demanda en el Sector Transporte - Escenario Base

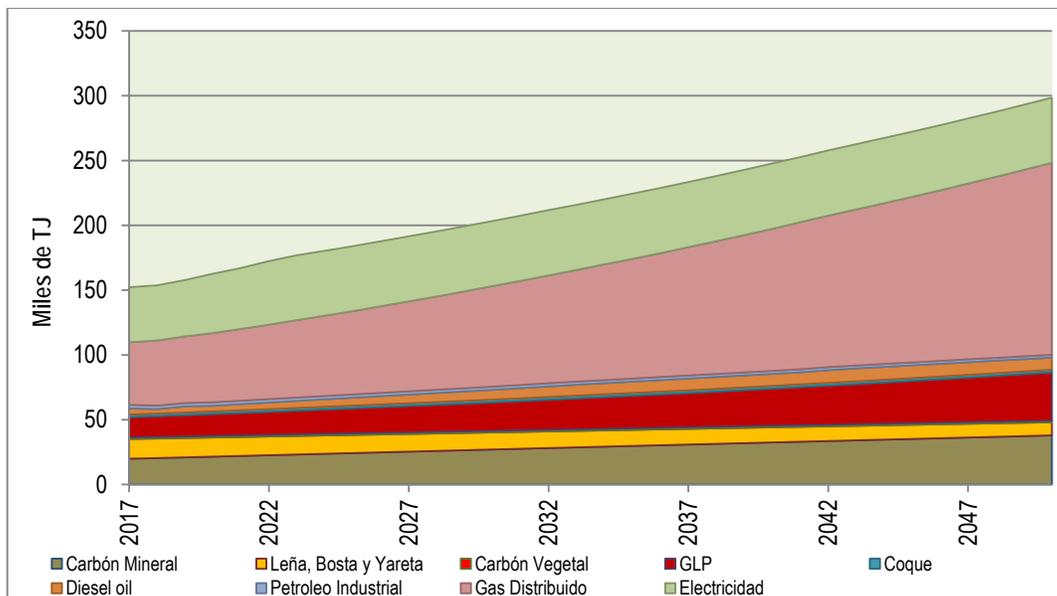


Figura 43: Proyección de la Demanda en el Sector Industrial - Escenario Base

5.4.5 Sector Minería

Como resultado del modelamiento realizado en el sector minero para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 78 miles de TJ en 2017 a 258 miles de TJ en el año

2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 3.68%. cómo se presenta en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Dicha variación se explica principalmente por la cartera de proyectos mineros, los cuales, aunque presentan cierta incertidumbre para su realización debido a problemas sociales que se puedan originar, dada su gran potencial impulsarían al sector minero a tener el mayor crecimiento en el horizonte de estudio.

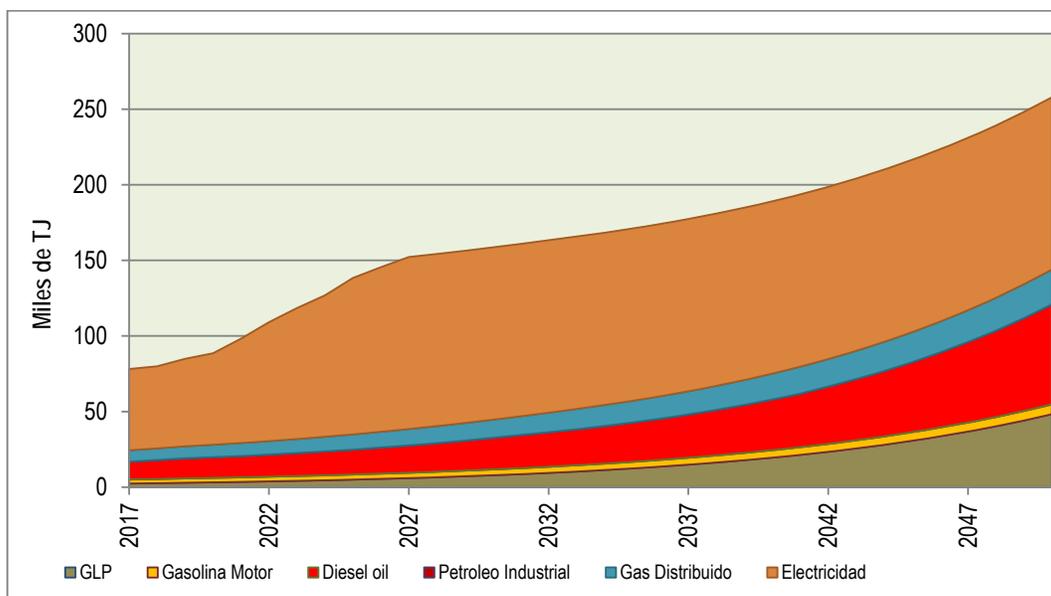


Figura 44: Proyección de la Demanda en el Sector Minería - Escenario Base

5.4.6 Otros Sectores

Debido a su reducida participación en la demanda final de energía (1.1% en el año 2017), los sectores agropecuario y pesca fueron integrados como otros sectores. Como resultado del modelamiento realizado el sector agropecuario para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 5.67 miles de TJ en 2017 a 10.36 miles de TJ en el año 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 1.84%. cómo se presenta en la Figura 45. Dicha reducida variación se explica principalmente por qué las áreas para producción agropecuaria son finitas, y dicho sector es poco intensivo en el uso de energía.

De manera similar se tiene que como resultado del modelamiento realizado el sector pesca para el escenario base, la demanda de energía pasaría de 3.6 miles de TJ en 2017 a 3.9 miles de TJ en el año 2050, lo que representa un crecimiento anual promedio de 0.25%. cómo se presenta en la Figura 46. Dicha reducida variación se explica

principalmente por que la cantidad finita de recursos pesqueros, que actualmente vienen siendo explotados a límite de sus capacidades.

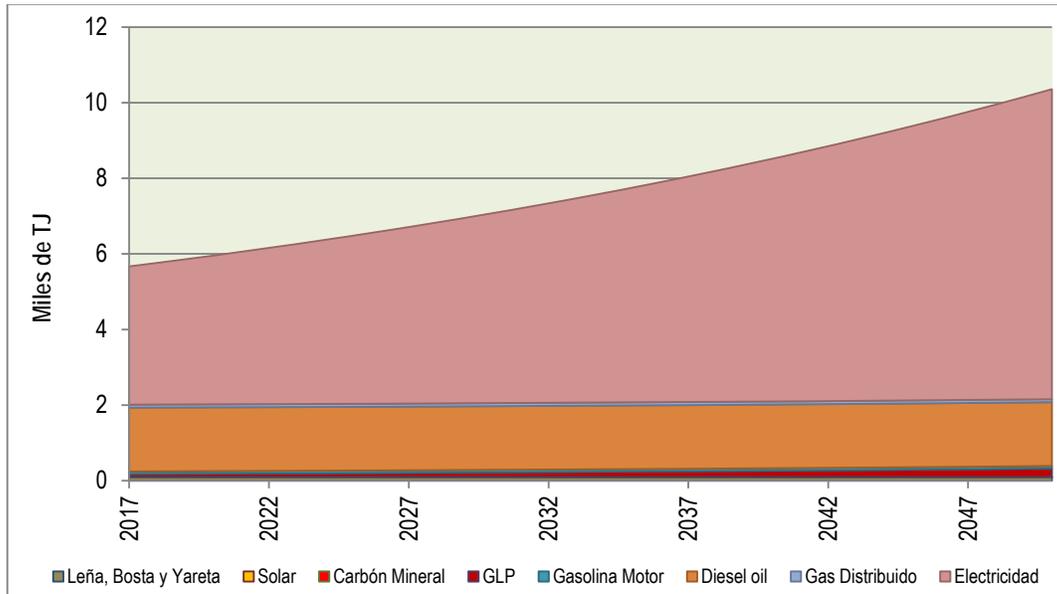


Figura 45: Proyección de la Demanda en el Sector Agropecuario - Escenario Base

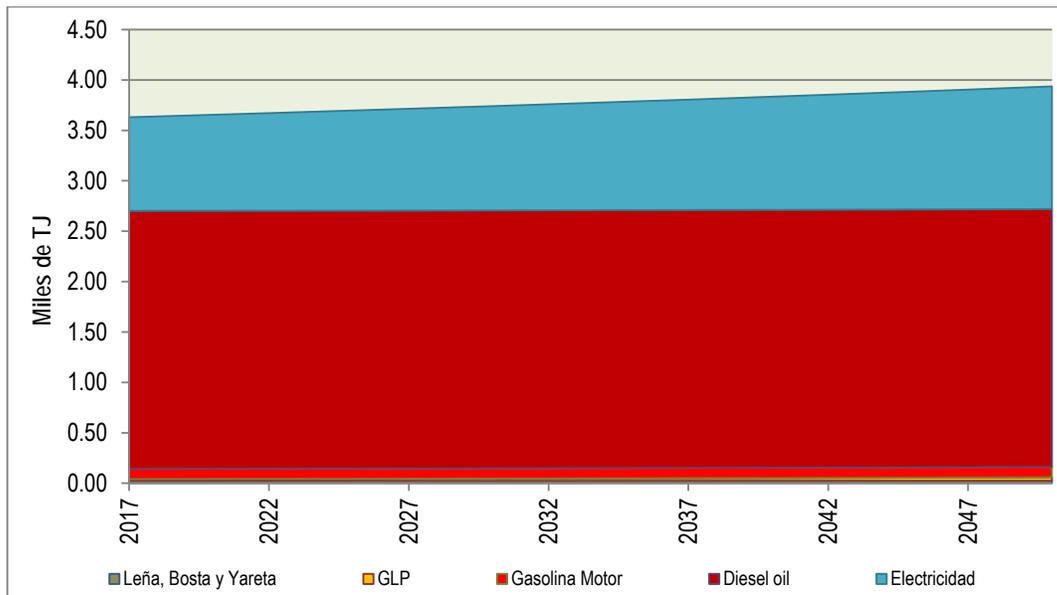


Figura 46: Proyección de la Demanda en el Sector Pesca - Escenario Base

5.5 Oferta de Energía y Centros de Transformación

En el presente trabajo el suministro de energía se ha dimensionado tomando como base las capacidades de producción de las diversas fuentes energéticas y de los centros de transformación contenidos en el Balance Nacional de Energía 2018 [65]; y se modelo empleando un modelo de simulación implementado en el software LEAP [68].

Los principales resultados obtenidos se presentan a continuación.

5.5.1 Estructura de Generación de Electricidad

La estructura de generación de electricidad para el mercado eléctrico fue modelada con una estructura de generación 47.5% hidro, 47.5% térmico a gas natural y 5% RER para el escenario base, con lo cual la generación de electricidad será compuesta por un 45.9% hidro, 47.9% térmico y RER 6.3% como se presenta en la Figura 47.

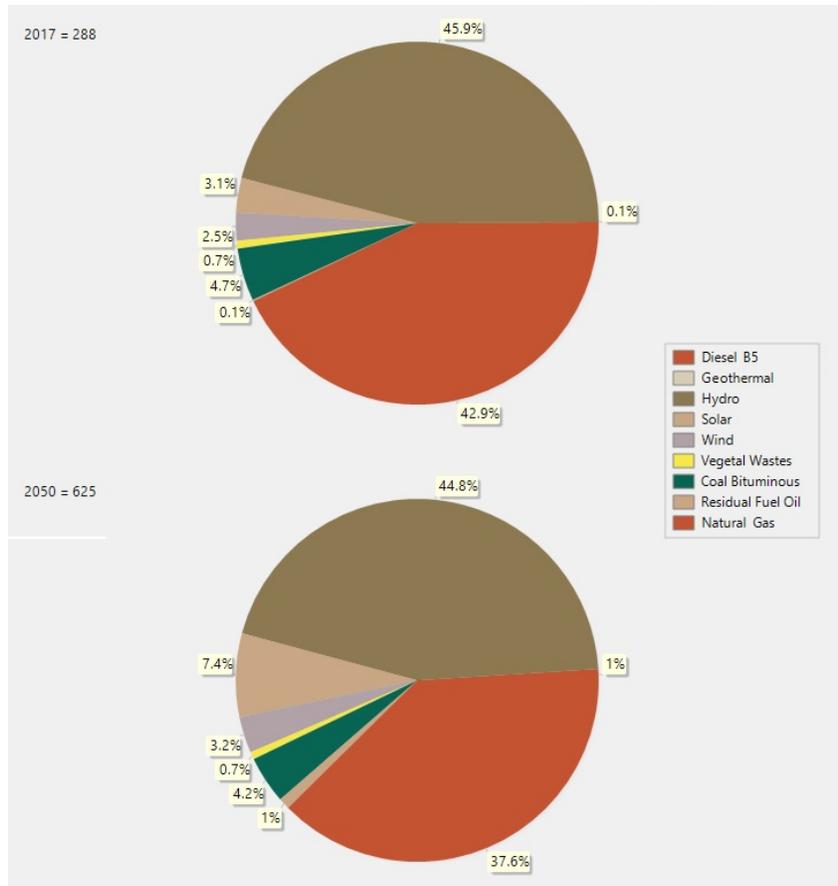


Figura 47: Estructura de Generación Electricidad

5.5.2 Capacidad de Refinación

Se incluyó la ampliación de refinación de la refinería de talará, con lo cual la capacidad de la refinación nacional alcanzaría los 420 000 TJ, como se muestra en la Figura 48, dicha capacidad (como se verá más adelante) no podrá abastecer la demanda de derivados de petróleo de largo plazo.

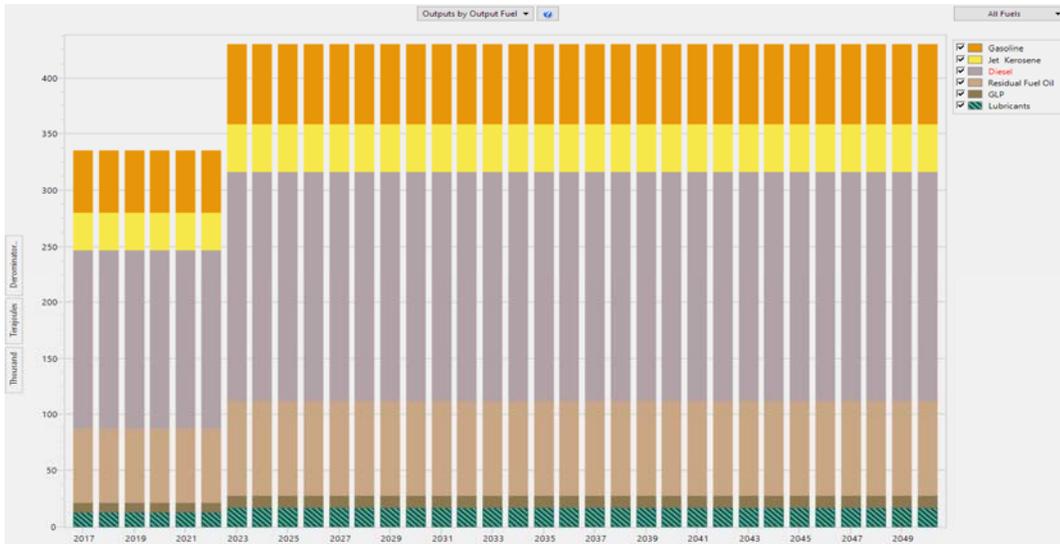


Figura 48: Capacidad de Refinación

5.5.3 Necesidades de Importación

Como se mencionó en el numeral 5.4, dado el alto nivel de crecimiento de la demanda de hidrocarburos que llegarán a representar el 59.7% de la demanda, el requerimiento de importación se incrementará anualmente, siendo el principal energético requerido el Diesel, y a partir del año 2045 se tendrá la necesidad de importar petróleo crudo y gas natural, como se presenta en la Figura 49.

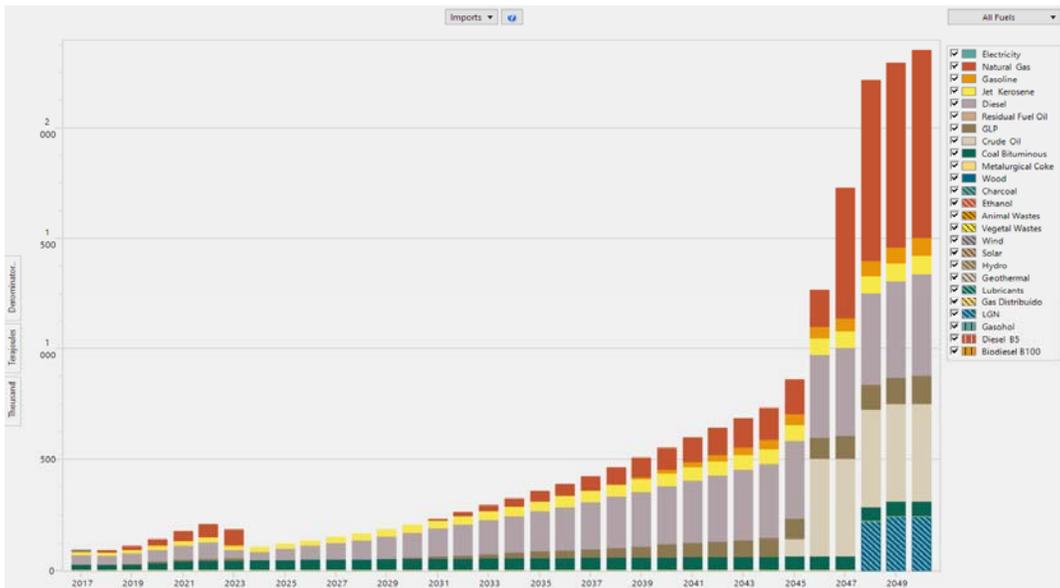


Figura 49: Importaciones

5.5.4 Reservas de Hidrocarburos

El consumo energético en el periodo evaluado tiene un impacto en el nivel de reservas de petróleo y gas natural, siendo esta de aproximadamente 35 millones de TJ en el 2017, y prácticamente se agotarían hacia el 2045 para el escenario base, como se observa en la Figura 50.

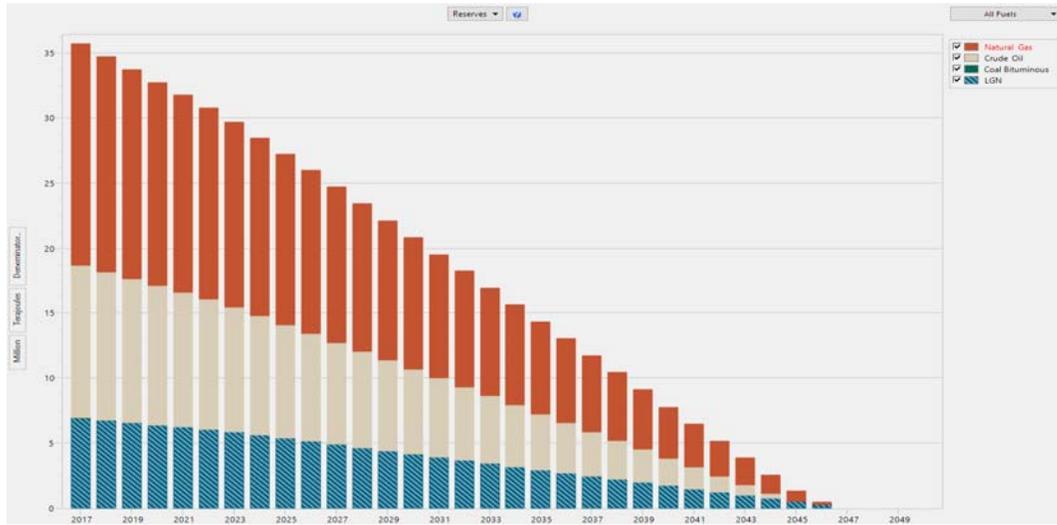


Figura 50: Evolución del Nivel de Reservas

5.5.5 Flujo de la Matriz Energética

En la simulación realizada se consolidan todos los balances energéticos y es posible observar el flujo energético a través de diagrama Sankey, como se presenta en la Figura 51.

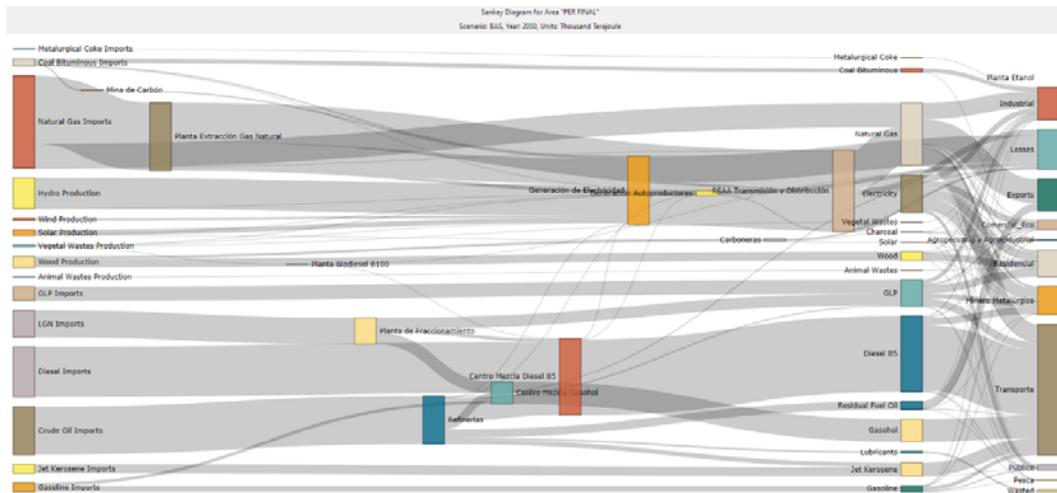


Figura 51: Flujo de la Matriz Energética Simulada año 2050 – Escenario Base

CAPITULO VI: ANÁLISIS DE RESULTADOS

6.1 Evolución de la Tenencia de Equipos, Efecto Del Cambio Tecnológico y Efecto Sustitución en el Sistema Energético de Perú

Con la finalidad de probar el desenvolvimiento del modelo se ha desarrollado la proyección de la demanda del sistema energético de Perú y posteriormente se ha integrado con el resto del sistema energético peruano empleando un modelo de simulación y se implementó empleando el software LEAP [68], como se describió en capítulo 3. La Tabla 17, presenta la información recopilada y los documentos consultados. El numeral 5.2 presenta los parámetros principales empleados

6.1.1 Evolución de la tenencia de equipos de consumo energético

A manera de ejemplo se calculó la evolución de la tenencia de refrigeradoras en el sector residencial urbano, en primer lugar, se realiza la proyección de la tenencia de equipos, para ello se utiliza la ecuación (20) presentada en [154].

$$Tenencia(y) = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 \times I(y) + \beta_2 \times U(y) + \beta_3 \times E(y))}} \quad (20)$$

Dónde:

$Tenencia(y)$: Porcentaje de hogares que poseen un equipo

$I(y)$: Ingreso por hogar (PBI por hogar) en el año "y"

$U(y)$: Tasa de urbanización en el año "y"

$E(y)$: Tasa de electrificación en el año "y"

$\alpha, \gamma, \beta_1, \beta_2, \beta_3$: Parámetros presentados en la Tabla 29.

Tabla 29: Parámetros Empleados en el Modelo de Tenencia

Refrigeradoras [154]

Equipo	α	β_1	β_2	β_3	Υ
Refrigeradora	0,9667	-0.000013	-3,59	-2,24	126,4694

Dichos parámetros fueron obtenidos después de hacer una regresión a partir de una serie de observaciones de 63 países descritas por McNeil en [172] y la información de Perú, recogida por la Encuesta Demográfica y de Salud Familiar - ENDES serie 2000 – 2018

[146] y el proyecto de etiquetado [147], la correlación que cada una de las variables tienen con la tenencia de equipos se presenta en la Figura 51.

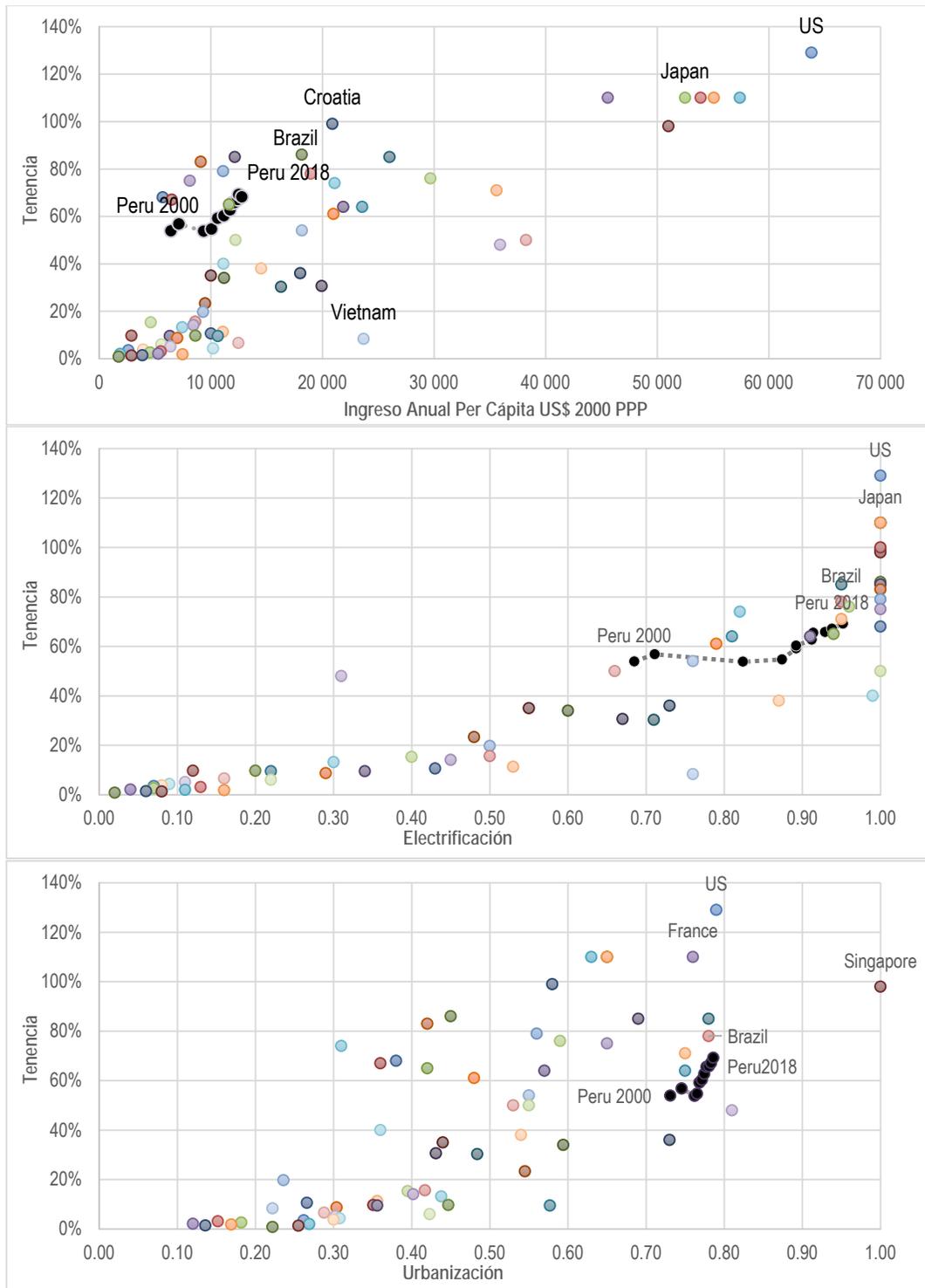


Figura 52: Correlación de variables evaluadas con la tenencia de equipos.

Reemplazando los factores en la ecuación (20) se tiene:

Tenencia(2018)

$$= \frac{0,9667}{1 + 126,4694 \times e^{((-0,000013) \times (32\ 723) + (-3,59) \times (78,6\%) + (-2,24) \times (95,2\%))}}$$

$$Tenencia(2018) = 68.2\%$$

Como resultado se obtiene que la tenencia de refrigeradores en el año 2018 ascendió a 68.2%, reproduciendo el cálculo para todo el periodo de análisis se obtiene la proyección de la tenencia de refrigeradoras en el sector residencial, según se presenta en la Figura 53.

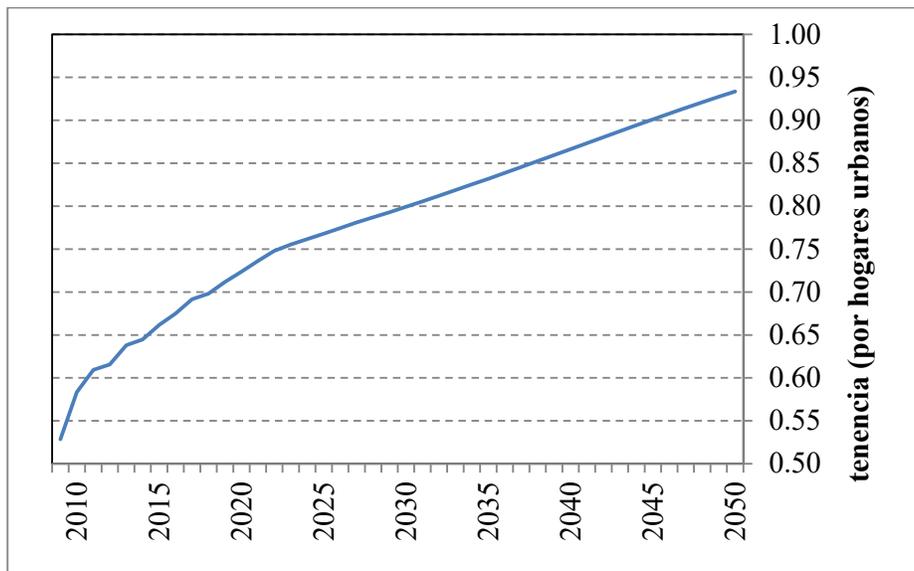


Figura 53: Proyección de Tenencia de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano

6.1.2 Proyección de Stock y Ventas de Equipos

Una vez obtenida la proyección de la tenencia de equipos se calcula el stock de unidades en operación para cada año, para ello se emplea la ecuación (2), con lo cual el stock queda de la siguiente manera:

$$Stock(2018) = (66,8\%) \times (6\ 629\ 401) \times (1 + 2,3\%)$$

$$Stock(2018) = 4\ 666\ 764 \text{ equipos}$$

$$Stock(2019) = (70,2\%) \times (6\ 779\ 136) \times (1 + 2,3\%)$$

$$Stock(2019) = 4\ 866\ 100 \text{ equipos}$$

Como resultado se tiene que el stock para el año 2019 fue de 4 666 764 unidades, y para el año 2019 fue de 4 866 100 unidades, con estos datos se estiman las ventas de equipos que se producirán durante el 2019, para ello se emplea la ecuación de rotación de stock definido en la ecuación (3):

$$Ventas(2019) = 4\,866\,100 - 4\,666\,764 + \sum_{edad} Retiro(edad) \times Ventas(y - edad)$$

$$Ventas(2019) = 199\,336 + \sum_{edad} Retiro(edad) \times Ventas(y - edad)$$

De esta forma estimamos las ventas por compras nuevas, es decir, las ventas que están destinadas a hogares que no poseían ninguna refrigeradora. Seguidamente, calculamos las ventas que se destinarán al reemplazo de equipos en hogares que ya poseían un equipo, para ello calculamos el segundo término de la ecuación (3). En este punto se emplea la función de supervivencia y la función de retiro anual que están ajustada para un periodo de vida útil de 15 años para refrigeradoras, según se presenta en la Figura 54.

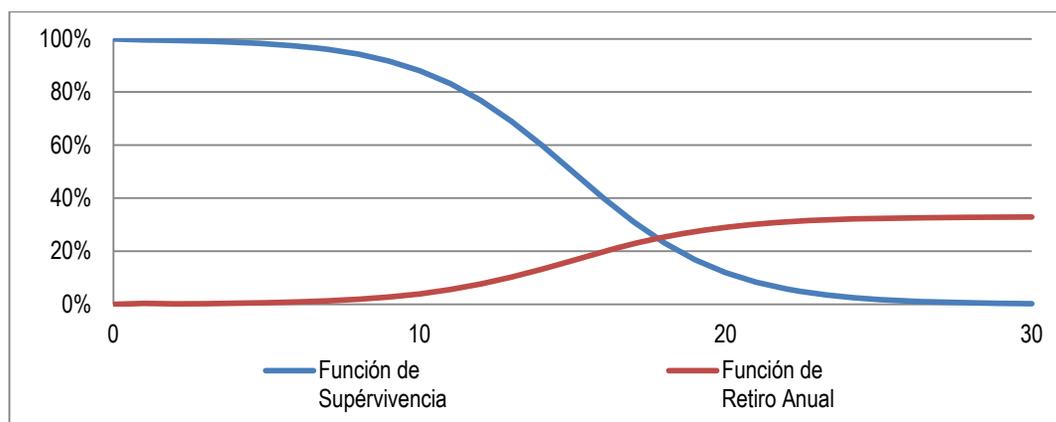


Figura 54: Función de Supervivencia y Función de Retiro Anual de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano

La función de retiro anual es multiplicada con la distribución por edades del parque existente en el año 2018 determinado en [147] y se presenta en la Figura 55.

Al aplicar la función de retiro anual al parque existente de acuerdo con su antigüedad se obtiene la cantidad de equipos que serán retirados en el 2018 y por ende deberán ser reemplazados en el año 2019, se obtiene que las unidades a ser reemplazadas ascenderían a 100 713, un resumen del cálculo es presentado en la Tabla 30.

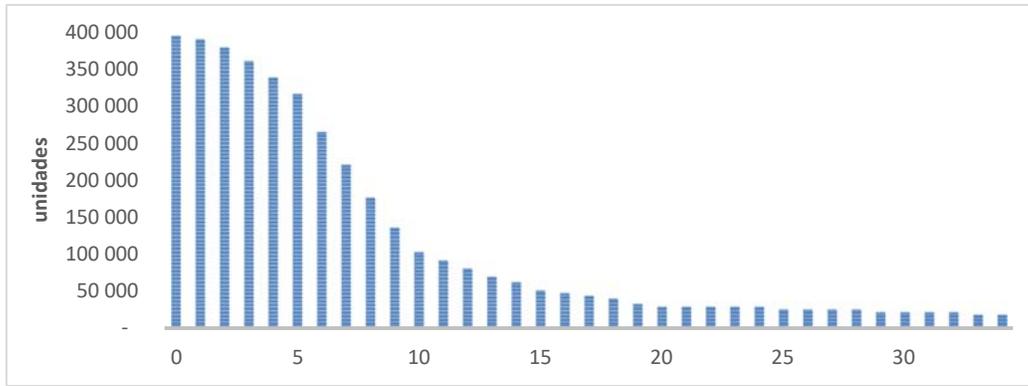


Figura 55: Distribución por Antigüedad del Parque de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano

Tabla 30: Cálculo de Unidades Retiradas Durante el Año 2018

Año	0	1	2	3	...	37	38	39
Parque 2018	246 825	319 254	306 082	342 183	...	2 758	3 678	4 597
Función de retiro anual	0.0000	0.0037	0.0018	0.0027	...	0.3296	0.3297	1
Unidades Retiradas	0	1 181	551	924	...	909	1213	4597
Total	100 713							

Reemplazamos los valores calculados en la ecuación (3) se tiene:

$$Ventas(2019) = 199\,336 + \sum_{edad} Retiro(edad) \times Ventas(y - edad)$$

$$Ventas(2019) = 199\,336 + 100\,713 = 300\,049$$

Finalmente, se tiene que las ventas de refrigeradoras en el año 2019 ascenderían a 300 049 unidades de las cuales 199 336 unidades se destinarán a la primera compra de hogares que no poseían el equipo y 100 713 se destinarían a reemplazar unidades que fueron retiradas durante el año 2018. De manera similar al proceso descrito se calculó las ventas para cada uno de los años del periodo de evaluación.

A continuación, se presentan los resultados de la proyección de ventas, proyección del parque, proyección del consumo de energía y proyección de emisiones de GEI; comprendidos en el periodo 2018 - 2050.

Las ventas de equipos, en el caso de las refrigeradoras en el sector residencial urbano, al año 2050 ascenderían a 669 000 unidades, de las cuales 220 000 unidades corresponden a primera compra y 449 000 unidades serían destinadas al reemplazo de equipos

existentes. La Figura 56, presenta los valores para el periodo 2018 - 2050. Asimismo, el parque de estos equipos hacia el año 2050 sería de 11 253 000 millones de unidades como se presenta Figura 57

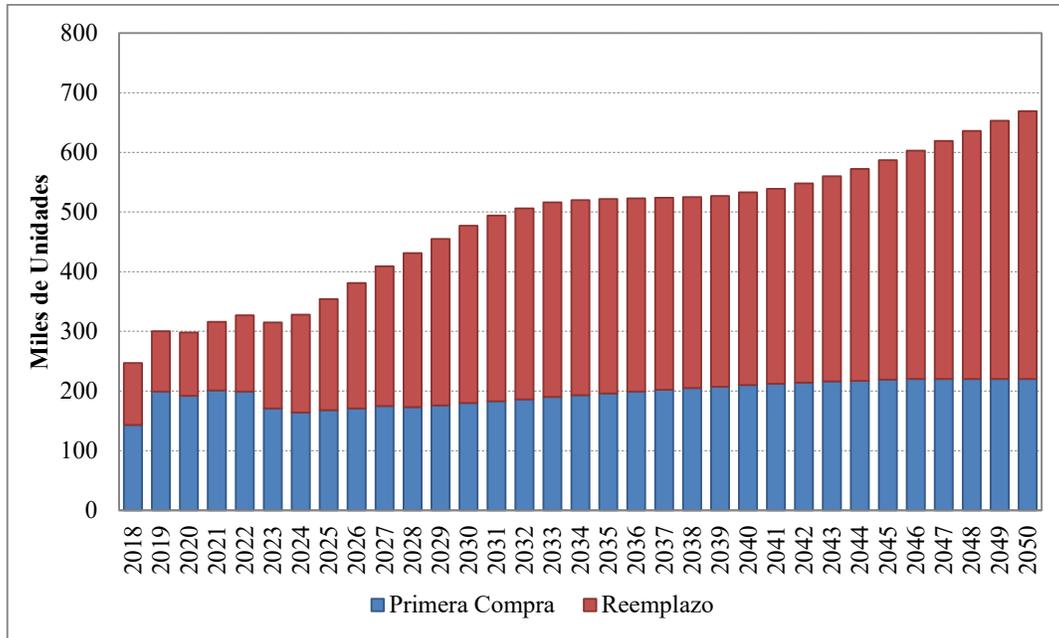


Figura 56: Proyección de Ventas de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano

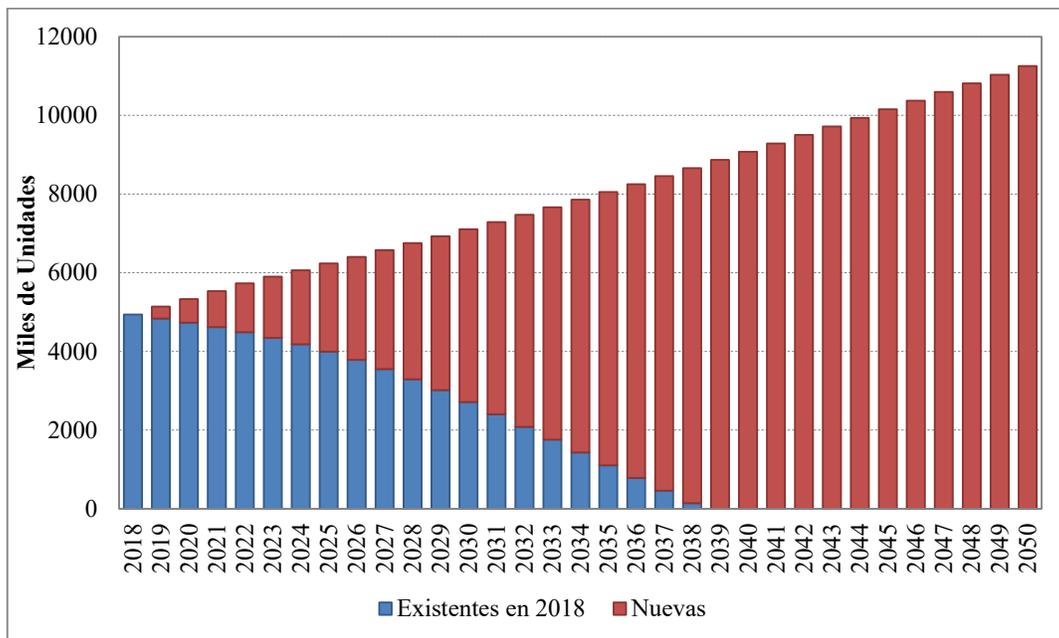


Figura 57: Proyección de Parque de Refrigeradoras - Sector Residencial Urbano

6.1.3 Efecto del Cambio Tecnológico

El consumo anual de energía promedio de equipos nuevos fue identificado de la información procesada en el marco del estudio de etiquetado en [147] y asciende a 431 kWh, su composición por rangos de eficiencia para el año 2017 y su evolución hasta el año 2050 se presentan en la Tabla 31. En el escenario BAU, se asume que dicho valor se reduce paulatinamente, dicha reducción se debe a la evolución tecnológica y al efecto de programas de etiquetado en países de la región, con lo cual, el consumo de equipos nuevos alcanzaría el valor de 372 kWh al año 2050. Asimismo, se han determinado otros 2 escenarios a fin de plasmar el potencial de ahorro de energía con que cuenta dicho sector, como se presenta en la Figura 58

Tabla 31: Cálculo de Unidades Retiradas Durante el Año 2018

Clase de Eficiencia	Consumo kWh	2017	2018	2019	2020	2030	2040	2050
A	166	0.0%	0.0%	0.0%	0%	0%	0%	0%
B	283	13%	14%	14%	15%	20%	20%	20%
C	349	13%	14%	14%	15%	20%	20%	20%
D	380	23%	22%	22%	22%	20%	20%	20%
E	423	26%	27%	28%	29%	40%	40%	40%
F	600	26%	24%	22%	20%	0%	0%	0%
Total	-	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	Consumo Equipos Nuevos kWh	431	426	422	417	372	372	372

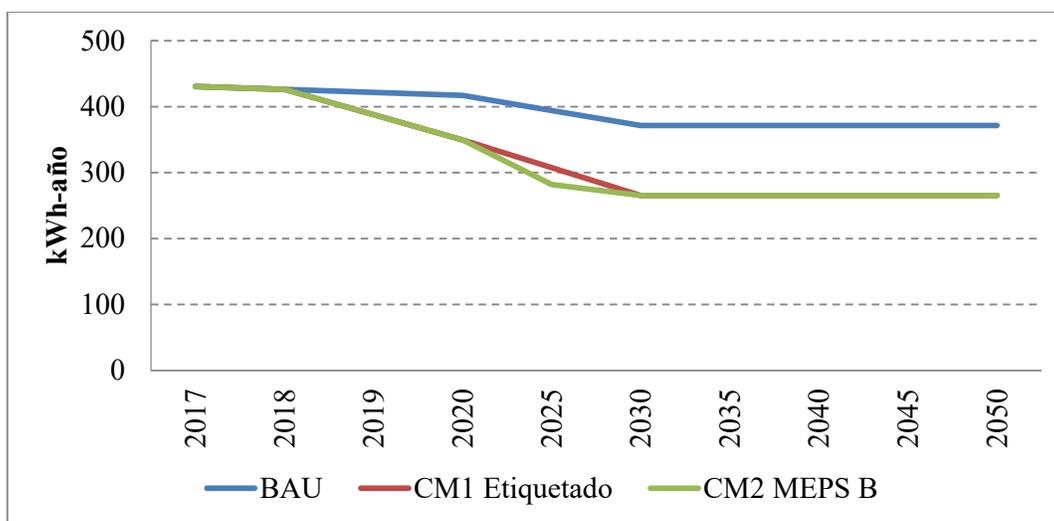


Figura 58: Proyección del consumo promedio anual de refrigeradoras

6.1.4 Efecto Sustitución entre fuentes y tecnologías

Asimismo, como resultado de aplicar el modelo de sustitución por análisis multiobjetivo, descrito en el numeral 3.1.3, se obtienen la proyección de la participación de cada equipo por fuentes energéticas y tecnologías en las ventas anuales. La Figura 59, a modo de ejemplo presenta los resultados del análisis realizado para el uso: cocción de alimentos en el sector residencial rural, donde se observa que tanto la participación de las cocinas a carbón vegetal, leña y la bosta y yareta están en regresión mientras que la participación de las cocinas a GLP se encuentra en progresión. Asimismo, la Figura 60, presenta los resultados del análisis realizado para el uso: equipos de calentamiento de agua en el sector residencial, donde se observa que tanto la participación de las termas tipo tanque a gas natural, GLP y electricidad están en regresión mientras que el resto de los equipos están en progresión.

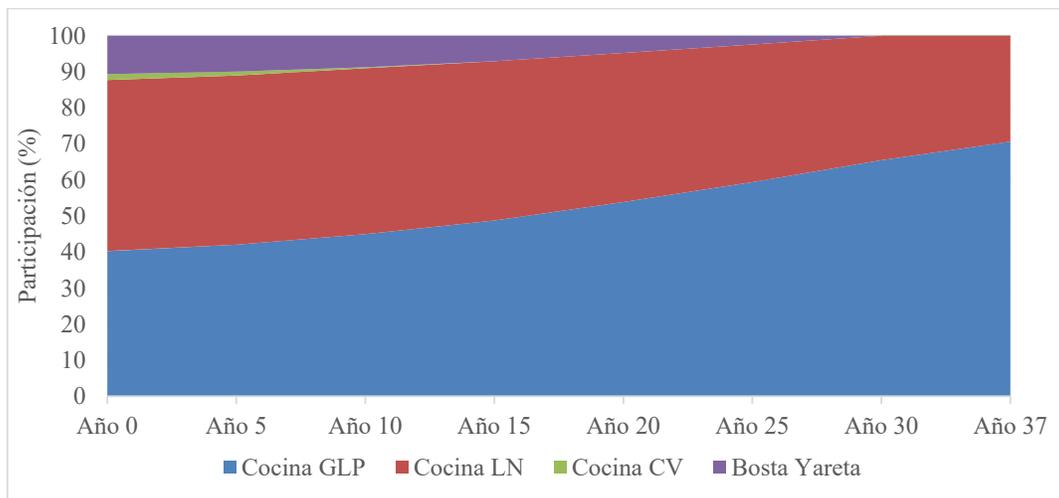


Figura 59: Evolución de la participación de las ventas de equipos de cocción.

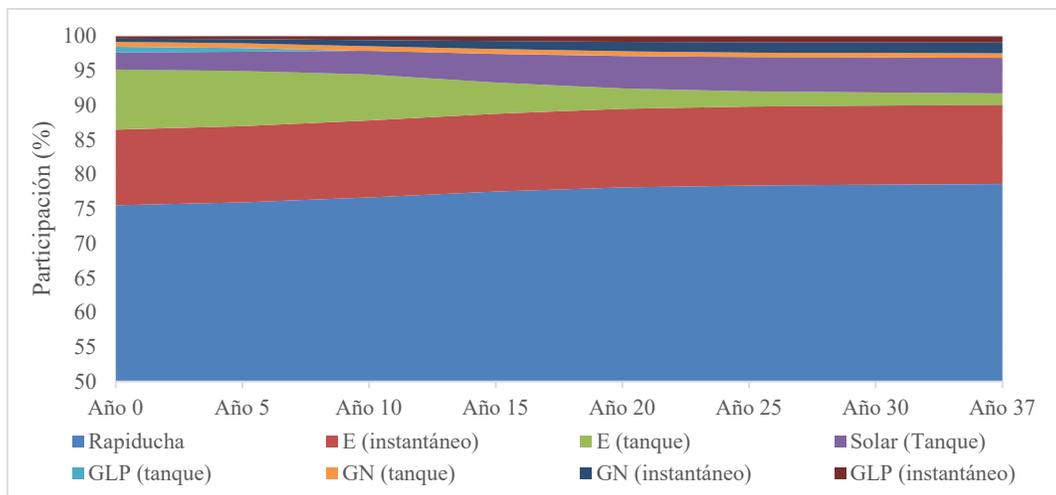


Figura 60: Evolución de la participación de las ventas de equipos de calentamiento de agua

De manera general, la Tabla 32 y la Tabla 33 presentan los resultados de la proyección de tenencia y participación de equipos de consumo del sector residencial para las zonas urbana y rural, respectivamente.

Tabla 32: Proyección de tenencia y participación de equipos de consumo energético en el Sector Residencial – Zona Urbana

Uso	Equipo	Fuente	Año 2017		Año 2030		Año 2050	
			Tenencia	%	Tenencia	%	Tenencia	%
Iluminación	Incandescentes	EE	100	6.37	100	-	100	-
	Fluorescentes	EE		6.58		2.98		-
	CFL	EE		78.99		83.92		71.46
	Dicroicos	EE		7.79		-		-
	LED	EE		0.27		13.10		28.54
Cocción	Cocina	GLP	100	71.48	100	73.43	100	77.02
		GD		5.38		7.32		11.69
		LNA		16.91		14.71		6.38
		EE		0.77		2.02		4.90
		CV		4.61		2.52		-
		BY		0.85		-		-
Calentamiento de Agua	Duchas	EE	25.25	75.55	40.04	77.32	50.98	78.56
	Instantáneo	EE		10.95		11.22		11.46
	Tanque	EE		8.7		5.26		1.81
	Instantáneo	GD		0.47		1.03		1.53
	Tanque	GD		0.7		0.68		0.67
	Instantáneo	GLP		0.33		0.62		0.88
	Tanque	GLP		0.85		-		-
	Tanque	SO		2.45		3.86		5.10
Calefacción	Calefactor	EE	0.59	96.5	3.10	90.5	21.22	83.8
	Estufa	GD		4.5		9.5		16.2
Ventilación y refrigeración ambiental	Ventilador	EE	19.10	99.44	21.57	98.85	24.80	98.43
	Aire Acondicionado	EE		0.56		1.15		1.57

Uso	Equipo	Fuente	Año 2017		Año 2030		Año 2050	
Refrigeración de Alimentos	Refrigeradoras	EE	69.20	100	79.90	100	93.35	100
	Lavadora	EE	41.85	100	52.55	100	53.03	100
Artefactos Diversos	Secadora	EE	1.19	100	9.05	100	42.01	100
	Televisores	EE	100	100	100	100	100	100

Tabla 33: Proyección de tenencia y participación de equipos de consumo energético en el Sector Residencial – Zona Rural

Uso	Equipo	Fuente	Año 2017		Año 2030		Año 2050	
			Tenencia	%	Tenencia	%	Tenencia	%
Iluminación	Incandescentes	EE	100	14.28	100	6.98	100	-
		EE		9.24		2.98		-
	CFL	EE		76.18		83.92		89.56
	Dicroicos	EE		0.26		-		-
	LED	EE		0.04		6.12		10.44
Cocción	Cocina	GLP	100	40.29	100	47.42	100	67.82
		GD		-		-		-
		LNA		47.45		44.92		32.18
		EE		-		-		-
		CV		1.66		0.01		-
		BY		10.60		7.65		-
Calefacción	Calefactor	EE	0.05	100	0.52	100	1.25	100
Ventilación y refrigeración ambiental	Ventilador	EE	1.77	100	6.15	100	18.40	100
Refrigeración de Alimentos	Refrigeradoras	EE	20.70	100	31.38	100	31.55	100
Artefactos Diversos	Lavadora	EE	1.42	100	5.42	100	12.42	100
	Secadora	EE	0.07	100	2.32	100	5.12	100
	Televisores	EE	72.99	100	78.58	100	88.40	100

El siguiente paso es ingresar los datos obtenidos al modelo de rotación de stock y de ventas anuales de equipos. La Figura 61 y la Figura 62 presentan la proyección del stock de equipos y las ventas anuales de equipos, respectivamente. En ambas figuras se aprecia la gran participación en cantidad de unidades que tienen los equipos de iluminación.

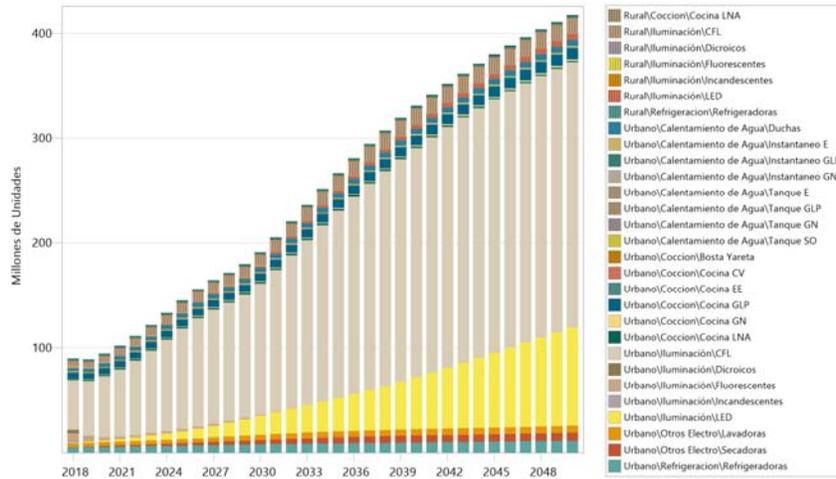


Figura 61: Proyección del parque de equipos de consumo.

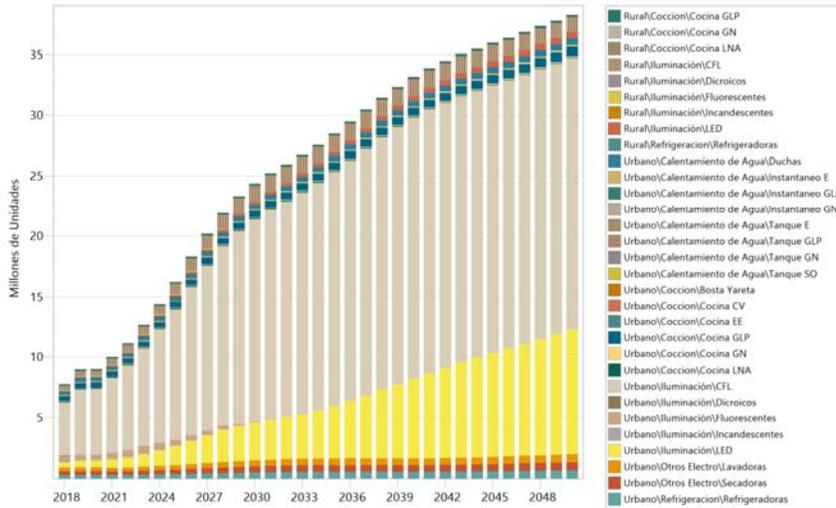


Figura 62: Proyección de la venta de equipos de consumo.

Finalmente, se aplican los consumos unitarios de energía del parque instalado y de las nuevas unidades que ingresaran, y se obtiene la proyección de la demanda de energía agregada de todo el sector residencial, La Figura 63, presenta la proyección de la demanda de energía del escenario BAU.

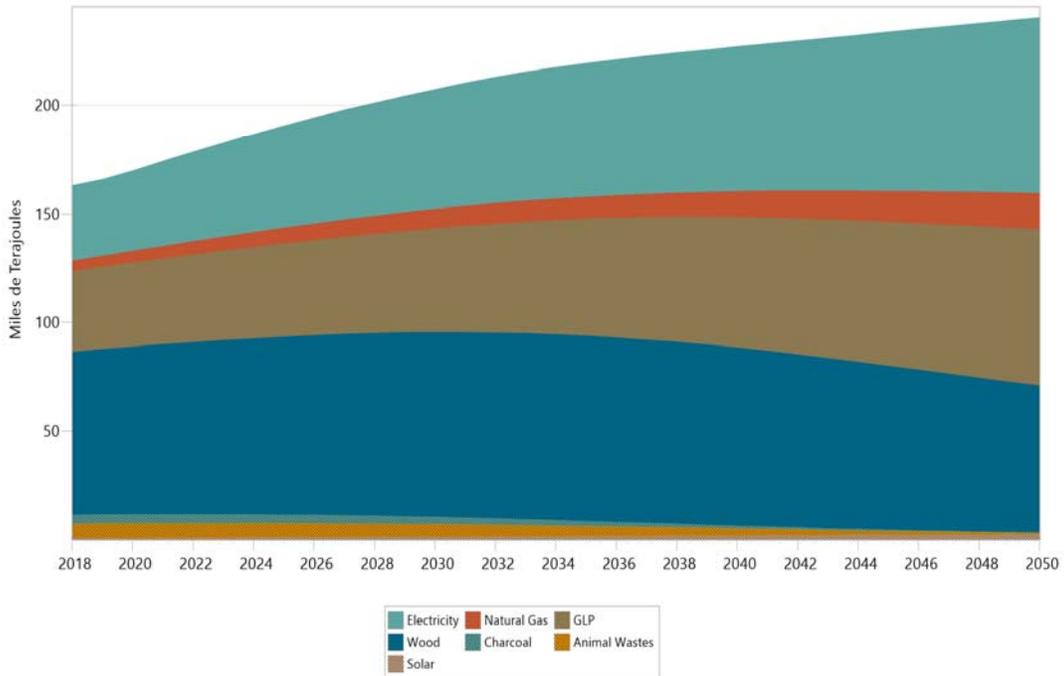


Figura 63: Proyección de la demanda de energía - Sector Residencial

De los resultados de la proyección de la demanda se deduce que si bien es cierto habrá una sustitución importante de la leña y bosta y yareta, esta no se realizara de forma inmediata ya que se tiene que romper la inercia del parque instalado de equipos de baja calidad con los que se cuenta. Asimismo, se observa que este efecto de sustitución contribuirá a que el crecimiento de la demanda no sea ilimitado, sino que se comienza a distinguir una saturación en el crecimiento de la demanda a partir del año 2031.

6.2 Desacople del Consumo de Energía y el Producto Bruto Interno en el Perú

La Figura 64, presenta la comparación de la proyección de la demanda en el sector residencial a través de la metodología propuesta, un modelo econométrico y el modelo de optimización empleado en [52], donde se observa que el modelo econométrico tiene poca respuesta a los cambios estructurales que sufre la demanda debido a la compra de equipos nuevos y al reemplazo de equipos antiguos por unos con mayor eficiencia. En el caso de la proyección que emplea un algoritmo de optimización, solo se cuenta con dos datos para los años 2017 y 2040, los cuales indican que existiría una reasignación óptima de tecnologías eficientes con lo cual la demanda de energía en el sector residencial se reduciría en cada año de análisis.

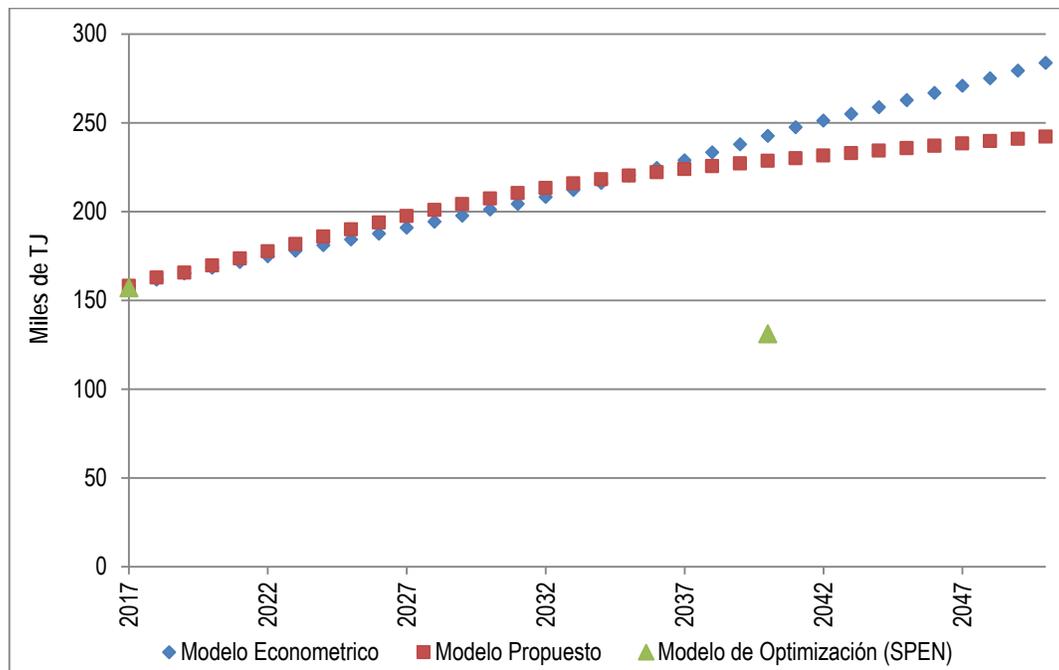


Figura 64: Comparación de la demanda del sector residencial con otros métodos de proyección.

La Figura 65, presenta la comparación de la proyección de la demanda en el sector comercial y público a través de la metodología propuesta, un modelo econométrico y el modelo de optimización empleado en [52], donde se observa que el modelo econométrico tiene poca respuesta a los cambios estructurales que sufre la demanda debido al incremento de la población económicamente activa que tendrá el Perú en los próximos años lo cual impulsará el requerimiento de más áreas comerciales; así como de servicios públicos. En el caso de la proyección que emplea un algoritmo de

optimización, solo se cuenta con dos datos para los años 2017 y 2040, los cuales indican que existiría un crecimiento a mayores tasas a las calculadas por los otros dos modelos, también hay que tener en cuenta que existe una diferencia en los valores de demanda tomados para el año base, ya que mientras el balance nacional de energía [65] indica un valor de 55 miles de TJ, la demanda considerada por el modelo de optimización fue de 64 miles de TJ.

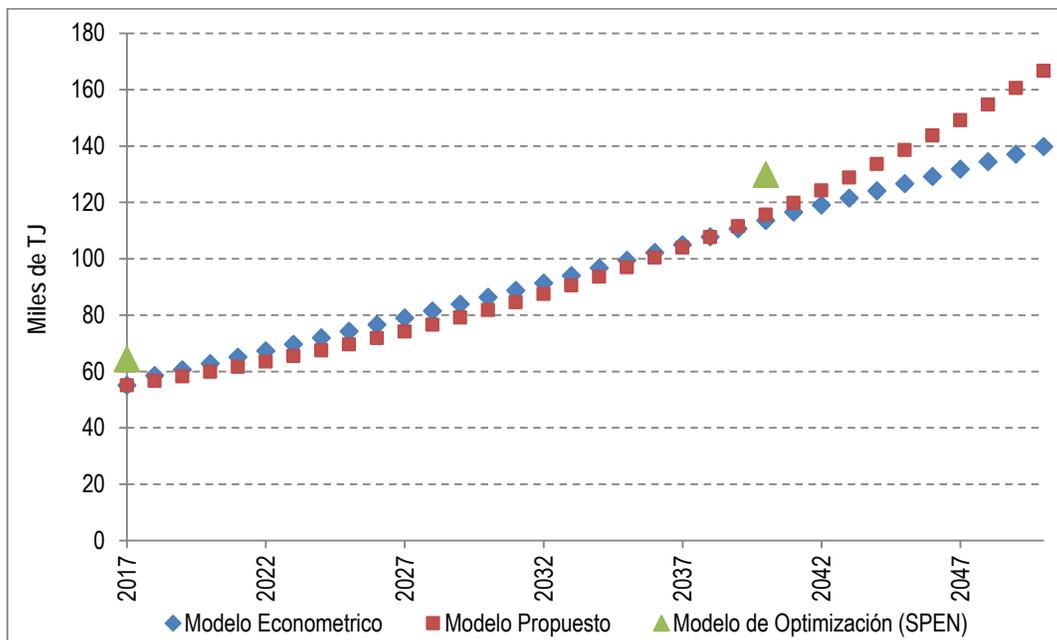


Figura 65: Comparación de la demanda del sector comercial y público con otros métodos de proyección.

En el caso del sector transporte, se observa que el modelo econométrico no tiene respuesta a los cambios estructurales que sufre la demanda debido al incremento de la población en edad de conducir, tiene un efecto directo en el aumento de parque automotor en el Perú, lo cual sumado al crecimiento de los sectores de comercio, público e industria en los próximos años, impulsará el requerimiento de más energéticos en este sector, como se presenta en la Figura 66. En el caso de la proyección que emplea un algoritmo de optimización, solo se cuenta con dos datos para los años 2017 y 2040, los cuales indican que en el corto y mediano plazo el crecimiento del sector hace que los resultados sean algo similares para las tres metodologías, sin embargo, hacia la última década del horizonte se aprecia que el incremento en la eficiencia del parque automotor; así como la rotación del parque de equipos permita que el consumo de energía promedio anual se reduzca.

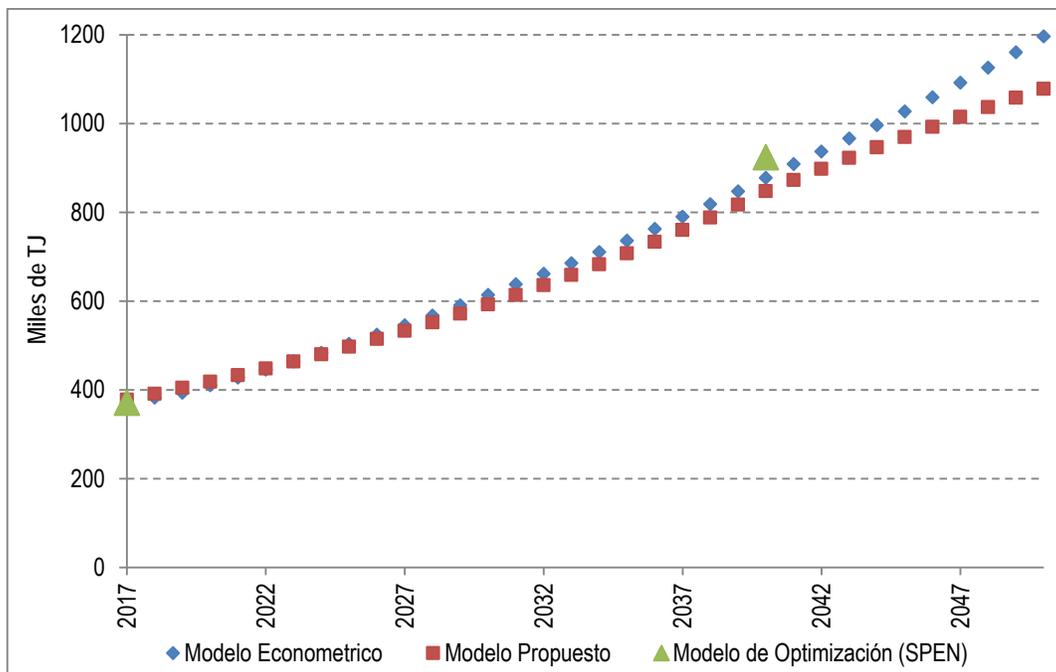


Figura 66: Comparación de la demanda del sector transporte con otros métodos de proyección.

La Figura 67, presenta la comparación de la proyección de la demanda total de energía, donde se observa que la metodología propuesta permite capturar efectos de incremento en la capacidad de producción de los sectores industrial y minero en el corto plazo, lo cual hace que la proyección sea mayor a la obtenida a través del método econométrico en el corto plazo, asimismo hacia el largo plazo permite incorporar los efectos del cambio tecnológico e incremento de la eficiencia de los equipos que ingresaran al parque en los últimos años. Este efecto representa una primera aproximación al llamado “desacople” entre el consumo de energía y crecimiento económico al que deben aspirar las naciones que busquen cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible.

Asimismo, si comparamos las variaciones en la demanda de energía y en el producto bruto interno, se observa que a partir de los últimos años de la década del 2020 la demanda de energía comenzaría a crecer a tasas menores que las del crecimiento económico, como se presenta en la Figura 68.

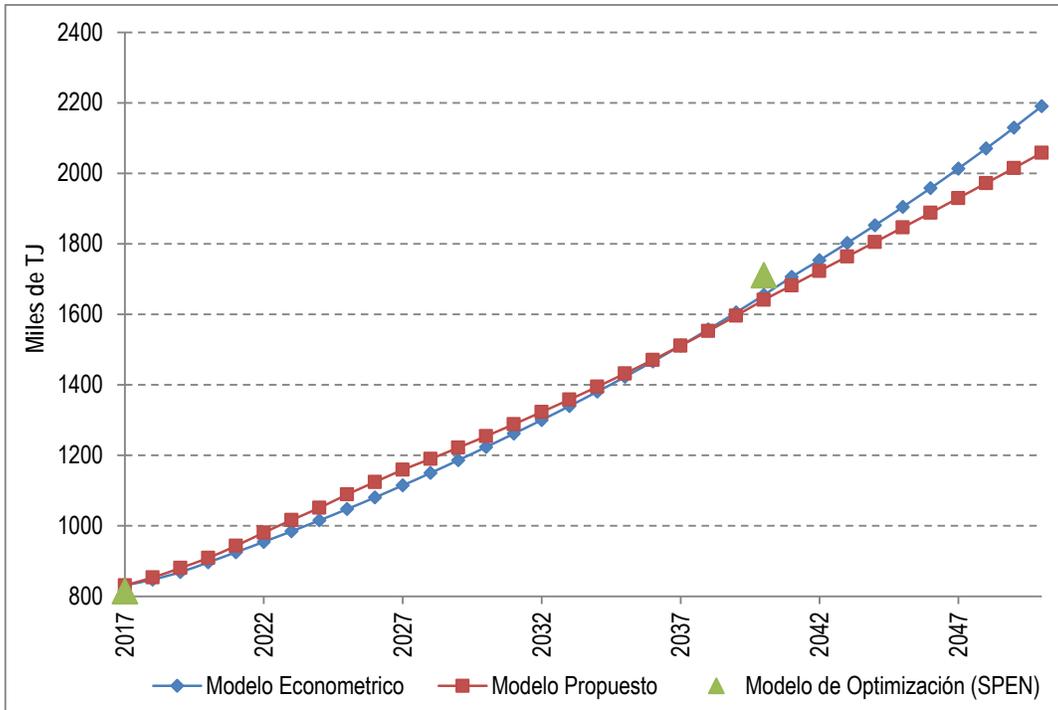


Figura 67: Comparación de la demanda total de energía con otros métodos de proyección.

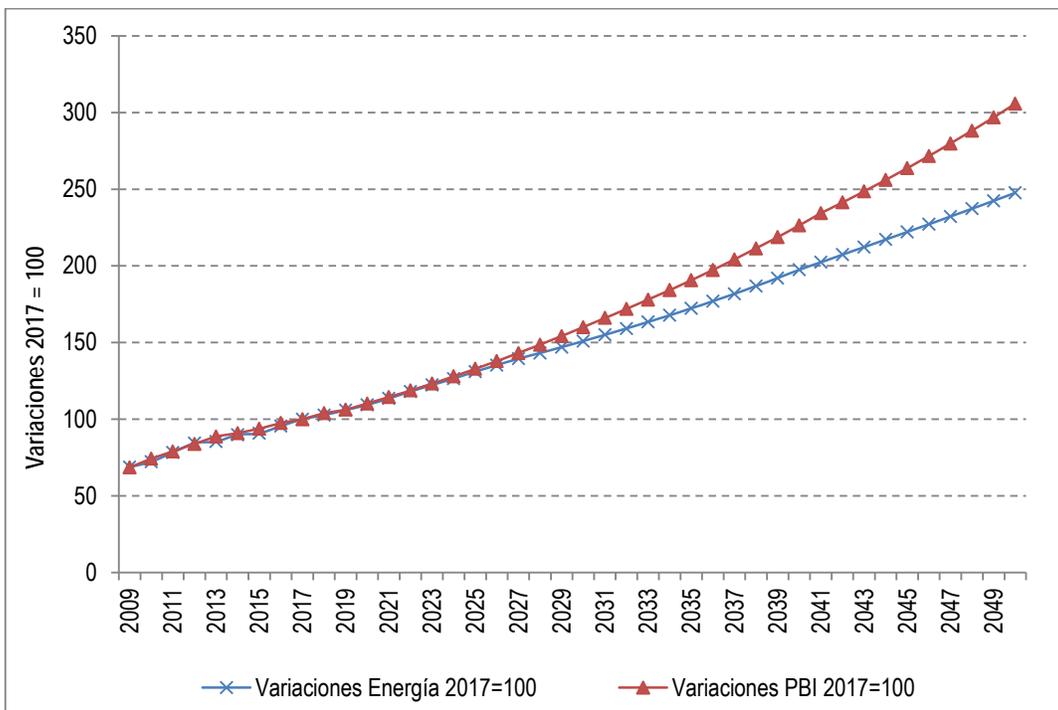


Figura 68: Comparación de las variaciones de la demanda final de energía y PBI en el periodo de análisis (año base 2017 = 100)

Finalmente, se observa que en el caso de la relación entre el consumo de energía per cápita y el crecimiento per cápita para el periodo de análisis, estas comenzarían a achatarse y lograr el llamado desacoplarse, como se observa en la Figura 69

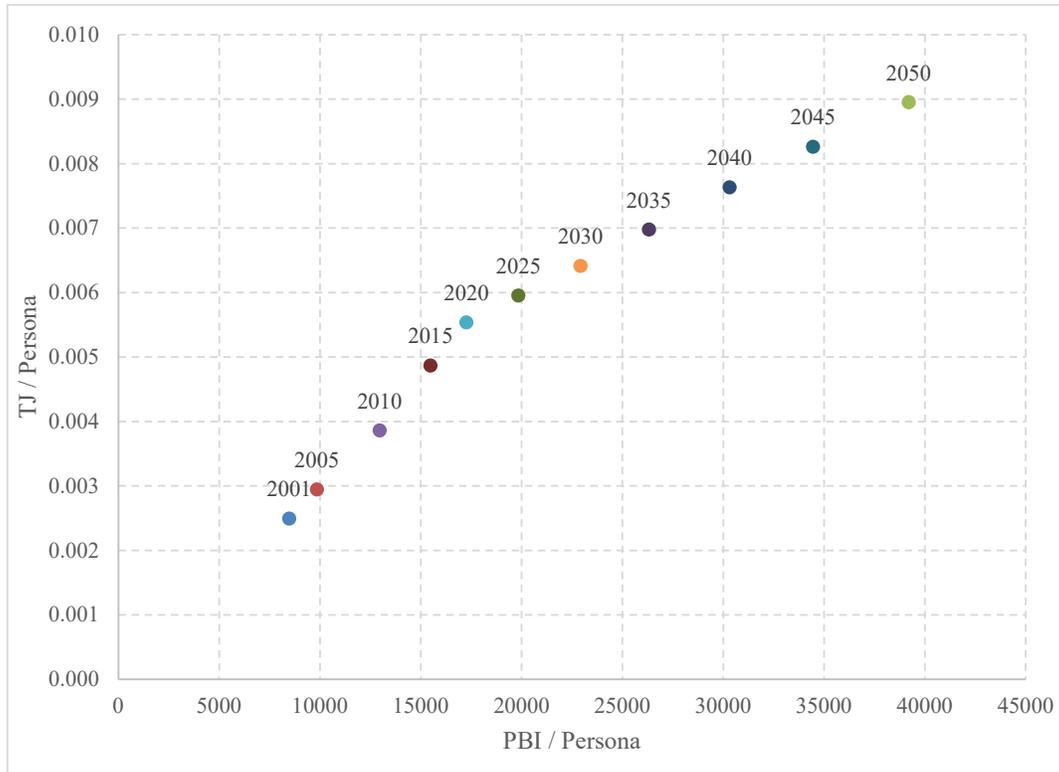


Figura 69: Relación entre el consumo de energía/persona y PBI/persona, de la proyección de demanda realizada.

6.3 Reducción de Emisiones de GEI en el Perú

El último anuario de emisiones de GEI realizado en el Perú data del año 2014 [162], en la cual se calculó que las emisiones totales del país ascendieron a 167 630 GgCO₂eq. De este resultado, el 44.9% corresponde al sector Uso de Suelo, Cambio de Uso de Suelo y Silvicultura (USCUSS) (75 345 GgCO₂eq) y el 30% al sector Energía (50 331 GgCO₂eq), siendo los dos sectores los mayores aportantes de emisiones de GEI del país. Seguidos a ellos, el sector Agricultura participa con el 15.6% de las emisiones (26 233 GgCO₂eq), el sector Desechos con el 5.8% (9 690 GgCO₂eq), y el sector de Procesos Industriales y Otros Usos de Productos (PIUP) con el 3.6% (6 041 GgCO₂eq). La Figura 70, presenta la distribución de las emisiones por sectores IPCC.

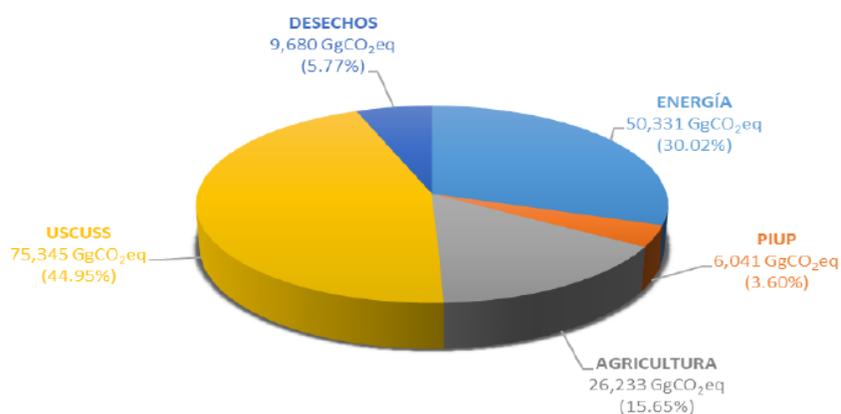


Figura 70: Distribución de las emisiones por sectores IPCC en el Inventario Nacional de GEI 2014 [162]

Ese mismo año, las emisiones de GEI del sector energía fueron de 50 331 GgCO₂eq. La principal fuente de emisión es la subcategoría transporte con 17 298 GgCO₂eq representando el 34% de las emisiones de este sector, seguido de la subcategoría industria energética con 14 752 GgCO₂eq representando el 29%, seguido del sector industria con 7 007 GgCO₂eq representando el 14%, seguido por el sector residencial con 2 940 GgCO₂eq representando el 6%, el sector minero metalúrgico con 2032 GgCO₂eq representando el 4%. El resto de las subcategorías del sector energía representan el 4%. Las emisiones fugitivas originadas por la fabricación de combustibles fueron de 4 417 GgCO₂eq representando el 9% de las emisiones del sector. La Figura 71, presenta la distribución de las emisiones de GEI por subcategoría.

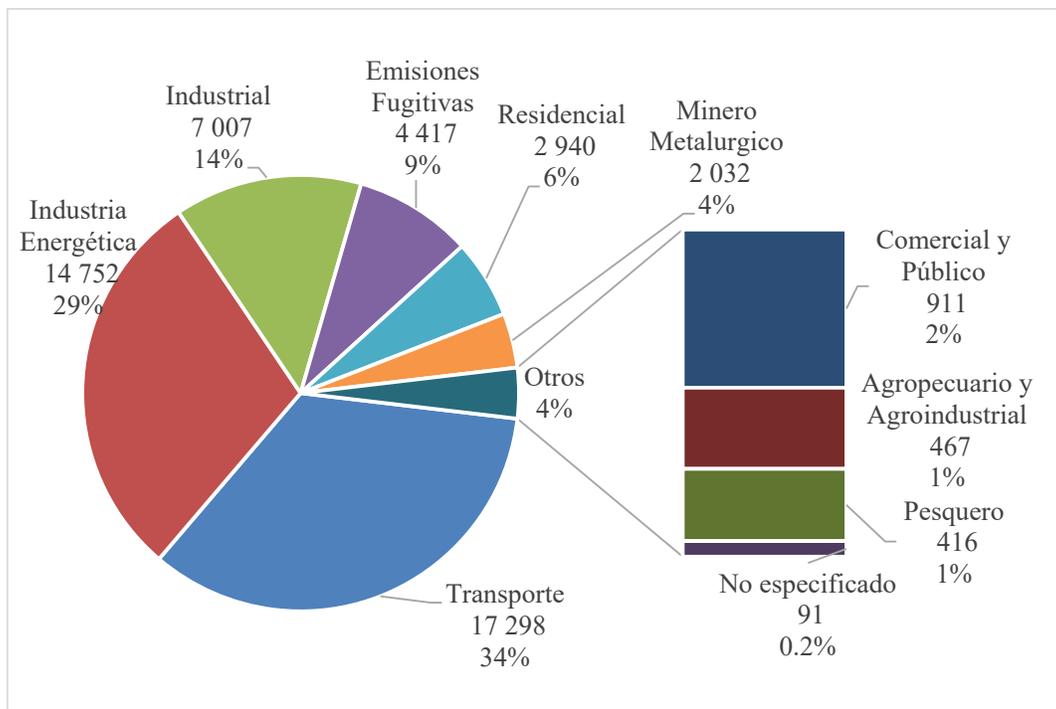


Figura 71: Distribución de las emisiones de GEI dentro del sector Energía (GgCO2eq)

[162]

Como resultado de la proyección realizada empleando la metodología propuesta en los capítulos 3 y 4, para el escenario BAU se tiene que las emisiones de la matriz energética peruana en el año 2018 ascenderían a 50 900 GgCO2eq, al año 2030 (año para el cual se fijaron las metas de los compromisos internacionales contempladas en la iNDC presentado por el estado peruano [173]) ascendería a 67 200 GgCO2eq y al año 2050 ascendería a 118 100 GgCO2eq, como se presenta en la Figura 72

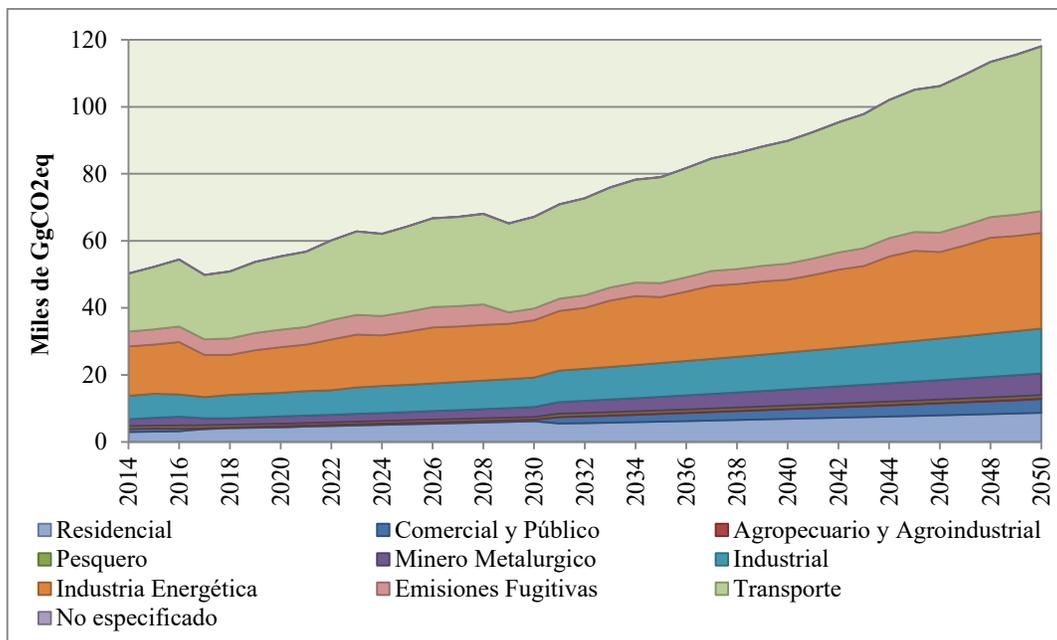


Figura 72: Proyección de Emisiones de GEI escenario BAU

Una vez obtenida la proyección de las emisiones para el escenario BAU, se configuraron 2 escenarios adicionales: el escenario 1 donde se implementan las opciones de mitigación planteadas para el sector energía y el escenario 2 donde adicionalmente al 1 se implementan las opciones de mitigación en el sector transporte. planteadas originalmente para la elaboración de la iNDC peruana en [174] y revisadas y actualizada en [175]. Como resultado se obtiene que para el escenario 1, las emisiones de GEI para el año 2030 ascendería a 61 300 en GgCO₂eq lo que representa una reducción de 5 900 GgCO₂eq con respecto al escenario BAU; asimismo, para el escenario 2 las emisiones de GEI para el año 2030 ascenderían a 58 000 GgCO₂eq lo que representaría una reducción adicional de 3 200 GgCO₂eq y una reducción total de 9 100 GgCO₂eq con respecto al escenario BAU, como se presenta en la Figura 73.

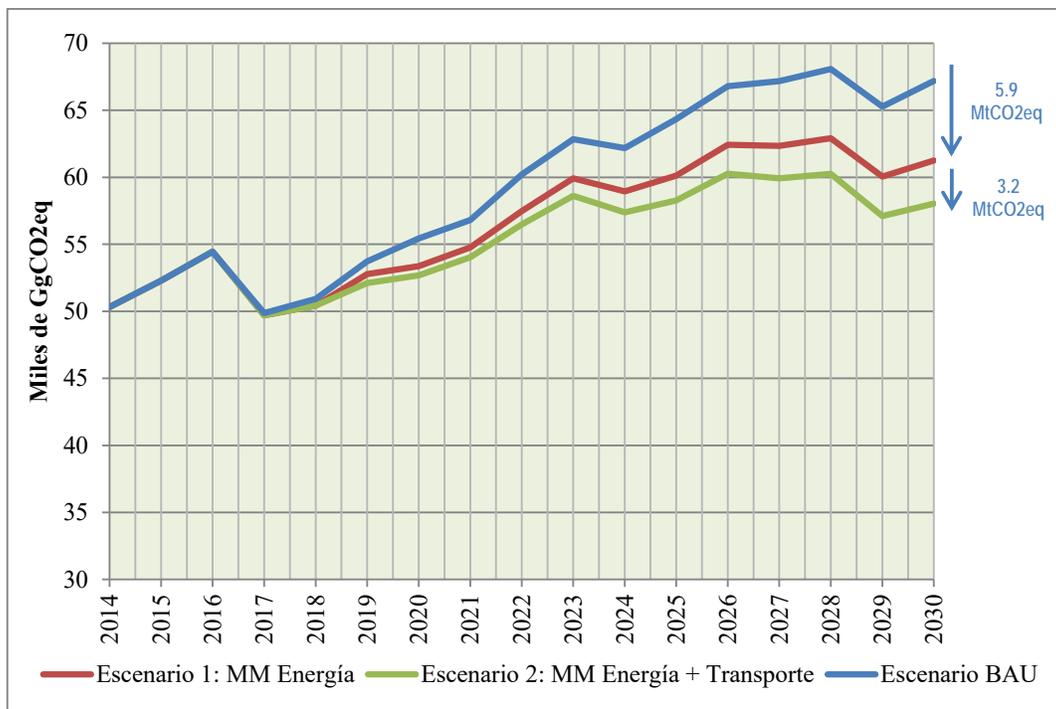


Figura 73: Proyección de Emisiones de GEI para Escenarios Evaluados

Al realizar la comparación con respecto a la propuesta del Perú de una reducción de emisiones relativa a una línea base Business as Usual (BAU), escenario con inicio en el año base 2010, y culmina en el año 2030 que fue presentado como parte de la iNDC peruana en [173], cuyas proyecciones totales consideraron las emisiones y remociones del sector Uso de Suelos, Cambio de Uso de Suelos y Silvicultura (USCUSS) las cuales para el año 2030 ascenderían a 298 300 GgCO₂eq y cuyo compromiso fue una reducción del 30% (20% voluntaria y 10% condicionada a financiamiento) la cual ascendería a 89 500 GgCO₂eq, como se presenta en la Tabla 34

Tabla 34: Proyección de las emisiones de GEI de la iNDC de Perú [173]

Descripción	Emisiones GgCO ₂ eq incluyendo USCUSS
2010 (año base)	170 600
2030 (año meta)	298 300
Reducción voluntaria 20%	59 700
Reducción condicionada 10%	29 800
Reducción total	89 500

Si comparamos los 9 200 GgCO₂eq que representa la reducción del escenario 2 con el compromiso total de la iNDC del Perú de 89 500 GgCO₂eq, se observa que representa solo el 9.2% de dicho compromiso, mientras que el peso de las emisiones de GEI generadas por el sector energía son de aproximadamente el 30% del total de emisiones de GEI generadas en el Perú. Asumiendo que la reducción de emisiones será proporcional a la participación de cada sector, es evidente que las medidas de mitigación identificadas en el sector energía serán insuficientes incluso para cubrir el 20% de la reducción voluntaria comprometida por el Perú.

De un análisis de las medidas de mitigación propuestas contempladas para la elaboración de la propuesta de reducción de GEI del Perú, se observa que en la propuesta se han contabilizado las reducciones de emisiones de manera separa, es decir medida por medida y luego se ha realizado la suma aritmética de las reducciones obtenidas en cada medida, como se presenta en la Tabla 35, por ejemplo las medidas orientadas al sector energía (sin incluir el transporte) totalizan 9 500 GgCO₂eq, sin embargo no se ha tomado en cuenta que hay medidas orientadas al lado de la demanda y otras al lado de la oferta con lo cual, de sumarse de manera aritmética la mitigación de GEI resultante de cada medida se está realizando una doble contabilidad de la mitigación, ya que si la medida está orientada a la oferta como es el caso de la medida de combinación de generación con RER, la cual hace el factor de emisiones por generación de energía eléctrica baje; es decir se estaría empleando una electricidad más limpia en las medidas dirigidas a la demanda, y ya que se evaluaron las medidas de manera individual no es posible captar el efecto conjunto de dichas medidas.

En la metodología propuesta como se emplea un modelamiento integral de la matriz energética se evidencia que el efecto de las medidas propuesta en el sector energía (sin incluir transporte) que se implementarse de manera conjunta pasarían de sumar aritméticamente 9 500 GgCO₂eq a 5 900 GgCO₂eq, como se presenta en la Tabla 35,

En el caso de las medidas de transporte se evidencia que al no tener un modelamiento completo del sector, las medidas propuestas fueron conservadores respecto al alcance, con los cual se tenía una mitigación conjunta de 3 045 GgCO₂eq, que bajo el escenario simulado en la investigación sería de 3 200 GgCO₂eq, esto sería comprobado ya que en la actualización del catálogo de medidas de mitigación realizado por el MINAM en

[175] la cantidad de medidas de mitigación pasa de 9 a 14 y la mitigación de GEI total ascendería a 6 900.

Tabla 35: Análisis de medidas de mitigación de GEI

Descripción	Sector Energía (sin transporte)		Sector Transporte	
	Cantidad	Mitigación GgCO ₂ eq	Cantidad	Mitigación GgCO ₂ eq
Medidas de Mitigación Propuesta iNDC	23	9 500	9	3 045
Medidas de mitigación simuladas en la investigación	23	5 900	9	3 200
Medidas de Mitigación Catalogo	24	10 200	14	6 900

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A continuación, se presentan las principales conclusiones de la investigación realizada y las recomendaciones para futuros trabajos.

Conclusiones

- La metodología más adecuada para el planeamiento energético de un país en vías de desarrollo como el Perú, debe tener como punto central un buen nivel de elaboración y detalle de la demanda de energía, ya que la evolución de la demanda de energía no obedece a un modelo de crecimiento económico infinito, como asumen generalmente los modelos energéticos aplicados actualmente en base de modelos económicos neoclásicos [176], sino que existe un punto de desacople con el crecimiento económico el cual es explicado por la saturación en la tenencia de equipos y por la mejora en la eficiencia energética de estos. No tomar en cuenta esto, induce el sobredimensionamiento del lado de la oferta del sistema energético peruano.
- La metodología de uso final mediante rotación de stock cuantifica la evolución de la tenencia de equipos y cambio tecnológico, asimismo, un modelo de sustitución mediante evaluación multicriterio permite determinar que fuentes y equipos energéticos estarán en progresión o regresión en el horizonte de análisis; por lo que se ha estructurado una metodología de proyección de la demanda que incorpora ambos componentes.
- En la simulación se ha considerado que existe un stock de equipos instalados actualmente, por lo que el cambio tecnológico se dará de forma paulatina a medida que los equipos de mayor antigüedad salgan del mercado, y que serán substituidos por equipos más eficiente; este efecto será captado en el largo plazo.
- La metodología de proyección de la demanda presentada involucra criterios de razonabilidad en la substitución ya que esta se realiza sobre la base de censos y estudios de mercado; así como en supuestos basados en criterios de expertos y no en una optimización que busca el suministro y uso de energía a menor costo.
- La demanda final de energía, incluida la electricidad, continuará creciendo debido al crecimiento de la población en general, y sobre todo a la tasa de crecimiento de la población económica activa, el mayor acceso a la electricidad

y la actividad económica. Una subestimación de la electricidad puede generar una brecha entre la demanda y la oferta energética local.

- De los resultados de la proyección de la demanda se observa que la metodología propuesta permite capturar efectos de incremento en la capacidad de producción de los sectores industrial y minero en el corto plazo, lo cual hace que la proyección sea mayor a la obtenida a través del método econométrico en el corto plazo, asimismo hacia el largo plazo permite incorporar los efectos del cambio tecnológico e incremento de la eficiencia de los equipos que ingresaran al parque en los últimos años. Este efecto representa una primera aproximación al llamado “desacople” entre el consumo de energía y crecimiento económico al que deben aspirar las naciones que busquen cumplir con los objetivos de desarrollo sostenible.
- El consumo energético en el periodo evaluado tiene un impacto en el nivel de reservas de petróleo y gas natural, siendo esta de aproximadamente 35 millones de TJ en el 2017, y las reservas prácticamente se agotarían hacia el 2045 para el escenario base.
- Existe un número significativo de equipos de calentamiento de agua que usan electricidad instalados en el Perú, por lo que el consumo de este energético ha sido subestimado en Balance de Energía Útil [63].
- Un aspecto que influye en el retardo del desacople entre el consumo de energía y el PBI en el sistema energético del Perú es que la pirámide población es relativamente joven, y que en el mediano plazo originará que se incremente la demanda de transporte, servicios y productos. Sin embargo, si comparamos las variaciones en la demanda de energía y el producto bruto interno, se observa que a partir de los últimos años de la década del 2020 la demanda de energía comenzaría a crecer a tasas menores que las del crecimiento económico de la década previa.
- De un análisis comparativo entre las medidas de mitigación identificadas en [174] y [175], y los resultados de la simulación de estas según la metodología planteada, observamos que se han contabilizado las reducciones de emisiones de manera separada, es decir medida por medida y luego se ha realizado la suma aritmética de las reducciones obtenidas en cada medida. No se ha tomado en cuenta que existen medidas orientadas al lado de la demanda y otras al lado de

la oferta con lo cual, de sumarse de manera aritmética la mitigación de GEI resultante de cada medida se está realizando una doble contabilidad de la mitigación.

- La metodología desarrollada modela el íntegro de la matriz energética peruana, con lo cual hace que el efecto de implementar todas las medidas de mitigación de manera conjunta totalice una mitigación efectiva de 5 900 GgCO₂eq. Y no los 9 500 GgCO₂eq resultante de la suma aritmética de las medidas propuesto en [174]. Esto evidencia la doble contabilidad realizada.
- En el caso de las medidas de transporte se evidencia que al no tener un modelamiento completo del sector, las medidas propuestas fueron conservadores respecto al alcance, con lo cual se tenía una mitigación conjunta de 3 045 GgCO₂eq, que bajo el escenario simulado en esta investigación se incrementarían a 3 200 GgCO₂eq, sin embargo, existe aún un gran potencial de reducción en dicho sector, esto fue comprobado en la actualización del catálogo de medidas de mitigación realizado por el MINAM, donde la cantidad de medidas de mitigación pasa de 9 a 14 y la mitigación de GEI total se incrementó de 3 045 GgCO₂eq a 6 900 GgCO₂eq.
- Si comparamos los 9 200 GgCO₂eq que representa la reducción del escenario 2 con el compromiso total de la iNDC del Perú de 89 500 GgCO₂eq, se observa que representa solo el 9.2% de dicho compromiso, mientras que el peso de las emisiones de GEI generadas por el sector energía son de aproximadamente el 30% del total de emisiones de GEI generadas en el Perú. Asumiendo que la reducción de emisiones será proporcional a la participación de cada sector, es evidente que las medidas de mitigación identificadas en el sector energía serán insuficientes incluso para cubrir el 20% de la reducción voluntaria comprometida por el Perú.
- Las medidas de mitigación dentro del sector energía especialmente las enfocadas a la oferta y demanda de energía eléctrica han sido las más analizadas en los últimos años, pero se debe tener especial cuidado de no cometer una doble contabilidad de emisiones. Por otro lado, el sector transporte es el que presenta mayor potencial para proponer nuevas medidas de mitigación y redimensionar el alcance de las ya propuestas.

Recomendaciones

- Los resultados de la revisión del marco teórico y marco conceptual son representativos de otros países en vías de desarrollo. Por lo que la metodología desarrollada puede ser calibrada para su uso en otro país en vías de desarrollo como el Perú.
- Se recomienda investigaciones en el diseño de una metodología para la recopilación y registro de datos a nivel desagregados para apoyar los esfuerzos futuros de planeamiento energético.
- El uso de software de modelado específico para consideraciones de micro redes y sistemas de energía distribuida (por ejemplo, Optimización Híbrida de Múltiples Recursos Energéticos (HOMER)) puede mejorar la caracterización de alternativas que detallen las consideraciones de acceso a la energía para sistemas en áreas rurales.
- El uso de metodologías alternativas de evaluación multicriterio para planeamiento energético a diferentes niveles como la oferta y la matriz energética total pueden ayudar a considerar un conjunto completo y diverso de alternativas y explorar a fondo el espacio de decisión.
- Un trabajo futuro podría ampliar la metodología desarrollada en esta investigación para el sector energético y vincularla con la economía nacional a través de modelos de equilibrio general computable.

GLOSARIO

APEC	Asia Pacific Economic Cooperation
APERC	Asia Pacific Energy Research Centre
BAU	Business as Usual
BCRP	Banco Central de Reserva del Perú
BNE	Balance Nacional de Energía
BNEU	Balance Nacional de Energía Útil
BRICS	Brasil, Rusia, India, China, Sudáfrica
BY	Basta y Yareta
CCGT	Combined cycle power plant
CENERGIA	Centro de Conservación de Energía y del Ambiente
CEPLAN	Centro Nacional de Planeamiento Estratégico
CFL	Compact Fluorescent Light
CIUU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
CMDS	Cumbre Mundial sobre Desarrollo Sostenible
COES	Comité de Operación Económica del Sistema
CO2	Dióxido de carbono
CSD	Comisión de Desarrollo Sostenible
CV	Carbón Vegetal
COP	Conference of parties
DGEE	Dirección General de Eficiencia Energética
DGH	Dirección General de Hidrocarburos
ECM	Error Correction Model
EE	Energía Eléctrica
EIEP	Estudio Integral Energético de Perú
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
GAMS	General Algebraic Modeling System
GD	Gas Distribuido
GDP	Gross Domestic Product
GEI	Gases de Efecto Invernadero Greenhouse gas
GHG	Green House Gas
GLP	Gas Licuado de Petróleo
H	Energía Hidráulica

IDH	Índice de Desarrollo Humano
IEA	International Energy Agency
IEEJ	The Institute of Energy Economic, Japan
iNDC	Intended Nationally Determined Contributions
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
LEAP	The Low Emissions Analysis Platform
LED	Light emitting diode
LNA	Leña
MAPS	Mitigation Action Plans and Scenarios
MEPS	Minimum Energy Performance Standard
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MINAM	Ministerio del Ambiente
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
NUMES	Nueva Matriz Energética Sostenible
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
OECD	Organization for Economic Co-operation and Development
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía
PBI	Producto Bruto Interno
PERSEO 2.0	Modelo para la optimización del despacho hidrotérmico en los procesos regulatorios
PEN	Plan Energético Nacional 2014 – 2025
PLANCC	Planificación ante el Cambio Climático
PPP	Purchasing Power Parity / Paridad de Poder Adquisitivo
PV	Photovoltaic
PROSEMER	Programa para la Gestión Eficiente y Sostenible de los Recursos Energéticos del Perú
RREE	Ministerio de Relaciones Exteriores
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SERFOR	Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre
SINAPLAN	Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico
SO	Energía Solar

SPEN	Sistema de Planificación Energética Nacional
TGT	Escenario de Metas propuestas
TJ	Terajoule
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
2DC	Escenario de incremento máximo de 2° centígrados

BIBLIOGRAFÍA

- [1] International Energy Agency, World Energy Outlook 2019, IEA, 2019.
- [2] Asamblea General de las Naciones Unidas, «Transformar nuestro mundo: la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible,» 2015.
- [3] D. I. Stern, «The role of energy in economic growth,» *Annals of the New York Academy of Sciences*, vol. 1219, pp. 26-51, 2 2011.
- [4] U.S. Energy Information Administration, «International Energy Statistics,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/international/data/world>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [5] S. C. Bhattacharyya, Energy Economics, Springer London, 2019.
- [6] L. H. Balza, R. Espinasa y T. Serebrisky, «Energy Needs in Latin America and the Caribbean to 2040,» Inter-American Development Bank, 2016.
- [7] World Commission on Environment and Development, «Our Common Future,» United Nations, Oslo, 1987.
- [8] P. Fragkos y N. Kouvaritakis, «Model-based analysis of Intended Nationally Determined Contributions and 2 °C pathways for major economies,» *Energy*, vol. 160, pp. 965-978, 10 2018.
- [9] J. Nieto, Ó. Carpintero y L. J. Miguel, «Less than 2°C? An Economic-Environmental Evaluation of the Paris Agreement,» *Ecological Economics*, vol. 146, pp. 69-84, 4 2018.
- [10] McKensey & Company, «Pathways to a Low-Carbon Economy: Version 2 of the global greenhouse gas abatement cost curve,» 2013.
- [11] H. Harvey, R. Orvis y J. Rissman, «Energy Policy Design,» de *Designing Climate Solutions*, Island Press/Center for Resource Economics, 2018, p. 34–52.
- [12] J. Rogelj and D. Shindell and K. Jiang and S. Fifita and P. Forster and V. Ginzburg and C. Handa and H. Kheshgi and S. Kobayashi and E. Kriegler and L. Mundaca and R. Seferian and M.V. Vilarino and K. Calvin and O. Edelenbosch and J. Emmerling and S. Fuss and T. Gasser and N. Gillet and C. He and E. Hertwich and L. Höglund Isaksson and D. Huppmann and G.

- Luderer and A. Markandya and D. McCollum and R. Millar and M. Meinshausen and A. Popp and J. Pereira and P. Purohit and K. Riahi and A. Ribes and H. Saunders and C. Schadel and C. Smith and P. Smith and E. Trutnevyte and Y. Xiu and K. Zickfeld and W. Zhou, «Chapter 2: Mitigation pathways compatible with 1.5°C in the context of sustainable development,» de *Global Warming of 1.5 °C an IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change*, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2018.
- [13] S. Pfenninger, A. Hawkes y J. Keirstead, «Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 33, pp. 74-86, 5 2014.
- [14] OLADE, Manual de Planificación Energética, Quito: Organización Latinoamericana de Energía, 2017.
- [15] Ministerio de Energía y Minas, «Balance Nacional de Energía 2009 - 2018,» Lima, 2009.
- [16] International Energy Agency, «World Energy Statistics - Headline energy data,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/world-energy-balances-and-statistics>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [17] C.-J. Yang, *Energy Policy in China*, New York: Taylor & Francis Ltd, 2017.
- [18] International Energy Agency, «IEA - Country China,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/countries/china>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [19] U.S. Energy Information Administration, «February 2020 Monthly Energy Review,» Washington, 2020.
- [20] International Energy Agency, «IEA - Country United States,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/countries/united-states>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [21] United Nations Development Programme, «Human Development Reports,» 2020. [En línea]. Available: <http://hdr.undp.org/en/data#>. [Último acceso: 29 Febrero 2020].

- [22] F. Urban, R. Benders y H. Moll, «Modelling energy systems for developing countries,» *Energy Policy*, vol. 35, pp. 3473-3482, 6 2007.
- [23] X. B. K. L. Ruizhi Pang, *Energy, Environment and Transitional Green Growth in China*, Singapore: Springer, 2018.
- [24] A. Sharma, *India's Pursuit of Energy Security*, New Delhi: SAGE, 2019.
- [25] S. Ailawadi y S. C. Bhattacharyya, «Access to energy services by the poor in India: Current situation and need for alternative strategies,» *Natural Resources Forum*, vol. 30, n° 1, pp. 2-14, Febrero 2006.
- [26] M. La Torre-Cuadros y M. Menton, «Descifrando datos oficiales sobre el consumo de leña y carbón vegetal en el Perú,» *CIFOR*, n° 145, pp. 1-6, Agosto 2016.
- [27] R. Pandey, «Energy policy modelling: agenda for developing countries,» *Energy Policy*, vol. 30, n° 2, pp. 97-106, 2002.
- [28] Parlamento Andino, «Decisión N° 1347 Marco Regulatorio de Desarrollo Sostenible,» Bogotá, 2015.
- [29] United Nations Development Programme, United Nations Department of Economic and Social Affairs, World Energy Council, «World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability,» New York, 2000.
- [30] United Nations, «Report of the World Summit on Sustainable Development, A/CONF.199/20,» New York, 2002.
- [31] United Nations, «United Nations Millennium Declaration, General Assembly, A/RES/55/2,» New York, 2000.
- [32] Gerencia Regulación Tarifaria, «Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2019 - abril 2020,» OSINERGMIN, Lima, 2019.
- [33] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030,» COES, Lima, 2019.
- [34] Ministerio de Energía y Minas, «Plan Referencial de Electricidad 2008 - 2017,» MINEM, Lima, 2008.
- [35] Gerencia Regulación Tarifaria, «Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2021- 2025,» OSINERGMIN, Lima, 2019.

- [36] Ministerio de Energía y Minas, «Norma Criterios y Metodología de Planificación para la Elaboración del Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (Pre publicado),» MINEM, Lima, 2018.
- [37] Dirección General de Electrificación Rural, «Plan Nacional de Electrificación Rural 2016 - 2025,» MINEM, Lima, 2015.
- [38] Dirección General de Hidrocarburos, «Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021,» MINEM, Lima, 2018.
- [39] Gerencia de Regulación de Tarifas, División de Gas Natural, «Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022,» OSINERGMIN, Lima, 2018.
- [40] J. N. Meza y J. E. Luyo, «Modelos de planeamiento energético aplicados en Perú: una revisión y propuesta metodológica,» *Revista ECIPeru*, pp. 11-19, 2 2020.
- [41] N. M. J. P. van Beeck, «Classification of Energy Models,» *FEW Research Memorandum*, vol. 777, 1999.
- [42] L. M. H. Hall y A. R. Buckley, «A Review of Energy Systems Models in the UK: Prevalent Usage and Categorisation,» *Applied Energy*, vol. 169, pp. 607-628, 2016.
- [43] D. Huppmann, M. Gidden, O. Fricko, P. Kolp, C. Orthofer, M. Pimmer, N. Kushin, A. Vinca, A. Mastrucci, K. Riahi y V. Krey, «The MESSAGE Integrated Assessment Model and the ix modeling platform (ixmp): An open framework for integrated and cross-cutting analysis of energy, climate, the environment, and sustainable development,» *Environmental Modelling & Software*, vol. 112, pp. 143-156, 2 2019.
- [44] Oficina Técnica de Energía, «Estudio Integral Energético de Perú,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2001.
- [45] Dirección General de Eficiencia Energética, «Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica como Instrumento de Planificación,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2012.
- [46] J. E. Luyo, «Urge un plan energético consensuado para el desarrollo sostenible del Perú,» *Grupo de Estudios do Setor Elétrico UFRJ*, vol. TDSE 49, pp. 3-23, 2012.
- [47] Dirección General de Eficiencia Energética, «Plan Energético Nacional 2014 –

- 2025,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2014.
- [48] A. Ríos, *Futuro de la Energía en el Perú: Estrategias Energéticas Sostenibles*, Berkeley: International Rivers, 2016, pp. 146-156.
- [49] Proyecto Planificación ante el Cambio Climático, «Cambio Climático en el Perú al 2050: Construyendo un Desarrollo Bajo en Emisiones,» Lima, 2014.
- [50] B. Cohen, E. Tyler y M. T. Gunfaus, «Lessons from co-impacts assessment under the Mitigation Action Plans and Scenarios (MAPS) Programme,» *Climate Policy*, vol. 17, p. 1065–1075, 11 2016.
- [51] J. Chávez, «Institutional and Political Factors in Creating a Community of Practice on Mitigation: The Case of PlanCC, Peru,» *Development*, vol. 59, p. 342–349, 12 2016.
- [52] Programa para la gestión eficiente y sostenible de recursos energéticos del Perú, «Presentación Sistema de Planificación Energética,» Ministerio de Energía y Minas, Lima, 2019.
- [53] Asia Pacific Economic Cooperation, APEC, «Energy Demand and Supply Outlook, 7th ed. – Volume II,» Asia Pacific Energy Research Centre and The Institute of Energy Economics Japan, Tokyo, 2019.
- [54] Asia Pacific Economic Cooperation, APEC, «Energy Demand and Supply Outlook, 7th ed. – Annex I: Modelling key assumptions & methodologies,» Asia Pacific Energy Research Centre and The Institute of Energy Economics Japan, Tokyo, 2019.
- [55] Centro Nacional de Planeamiento Estratégico - CEPLAN, «Economía informal en Perú: Situación actual y perspectivas,» Lima, 2016.
- [56] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Primer Plan de Transmisión 2011-2020,» COES, Lima, 2011.
- [57] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Actualización del Plan de Transmisión 2013-2022,» COES, Lima, 2012.
- [58] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024,» COES, Lima, 2014.
- [59] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026,» COES, Lima, 2016.

- [60] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028,» COES, Lima, 2018.
- [61] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Encuesta Nacional de Hogares sobre Condiciones de Vida y Pobreza ENAHO 2018,» INEI, Lima, 2019.
- [62] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Perfil Sociodemográfico Informe Nacional, Censos Nacionales 2017: XII de Población, VII de Vivienda y III de Comunidades Indígenas,» INEI, Lima, 2018.
- [63] Ministerio de Energía y Minas, «Balance Nacional de Energía Útil,» MINEM, Lima, 2016.
- [64] Servicio Nacional Forestal y de Fauna Silvestre, «Anuario Forestal y de Fauna Silvestre 2017,» MINAG, Lima, 2019.
- [65] Ministerio de Energía y Minas, «Balance Nacional de Energía 2018,» MINEM, Lima, 2020.
- [66] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Clasificación Industrial Internacional Uniforme de todas las actividades económicas (CIIU Revisión 4),» INEI, Lima, 2010.
- [67] T. Fei, G. Alun y D. Maosheng, «Energy Models in China,» *Global Climate Change Institute* , 2007.
- [68] C. G. Heaps, «LEAP: The Low Emissions Analysis Platform [Software version: 2020.1.19],» Stockholm Environment Institute., 2020. [En línea]. Available: <https://leap.sei.org>. [Último acceso: 28 02 2020].
- [69] L. Suganthi y A. A. Samuel, «Energy models for demand forecasting—A review,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 1223-1240, 2 2012.
- [70] K. B. Debnath y M. Mourshed, «Forecasting methods in energy planning models,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 88, pp. 297-325, 5 2018.
- [71] S. C. Bhattacharyya y G. R. Timilsina, «Energy Demand Models For Policy Formulation: A Comparative Study Of Energy Demand Models,» 3 2009.
- [72] H. S. Houthakker, «Some Calculations on Electricity Consumption in Great

- Britain,» *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)*, vol. 114, p. 359, 1951.
- [73] R. S. Pindyck, *The Structure of World Energy Demand*, The M.I.T. Press, 1979.
- [74] D. L. Mcfadden, «Frontiers of Econometrics,» P. Zaremka, Ed., USA: Academic Press, 1973, p. 105–142.
- [75] M. P. Clements y R. Madlener, «Seasonality, Cointegration, and Forecasting UK Residential Energy Demand,» *Scottish Journal of Political Economy*, vol. 46, p. 185–206, 5 1999.
- [76] E. Ziramba, «The demand for residential electricity in South Africa,» *Energy Policy*, vol. 36, p. 3460–3466, 9 2008.
- [77] F. Halicioglu, «Residential electricity demand dynamics in Turkey,» *Energy Economics*, vol. 29, p. 199–210, 3 2007.
- [78] International Energy Agency, «WEO Model Documentation,» [En línea]. Available: <http://www.worldenergyoutlook.org/weomodel/documentation>. [Último acceso: 28 02 2020].
- [79] International Energy Agency, «Energy and the Sustainable Development Goals,» de *World Energy Outlook 2019*, 2019, p. 81–132.
- [80] W. E. McAleer, «A regional end use energy demand model,» *Omega*, vol. 10, p. 629–639, 1 1982.
- [81] H. Farahbakhsh, V. I. Ugursal y A. S. Fung, «A residential end-use energy consumption model for Canada,» *International Journal of Energy Research*, vol. 22, pp. 1133-1143, 1998.
- [82] S. Tanatvanit, B. Limmeechokchai y S. Chungpaibulpatana, «Sustainable energy development strategies: implications of energy demand management and renewable energy in Thailand,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 7, p. 367–395, 10 2003.
- [83] H.-C. Liao y T.-F. Chang, «Space-heating and water-heating energy demands of the aged in the US,» *Energy Economics*, vol. 24, p. 267–284, 5 2002.
- [84] T. Ekholm, V. Krey, S. Pachauri y K. Riahi, «Determinants of household energy consumption in India,» *Energy Policy*, vol. 38, p. 5696–5707, 10 2010.

- [85] S. Pachauri, B. J. van Ruijven, Y. Nagai, K. Riahi, D. P. van Vuuren, A. Brew-Hammond y N. Nakicenovic, «Pathways to achieve universal household access to modern energy by 2030,» *Environmental Research Letters*, vol. 8, p. 024015, 5 2013.
- [86] F. T. Denton, D. C. Mountain y S. B. G., «A model of energy demand in the US commercial sector with declining rate schedule, Research Report 346,» McMaster University, Ontario, 2000.
- [87] M. N. Eltony y M. A. Al-Awadhi, «The commercial sector demand for energy in Kuwait,» *OPEC Review*, vol. 31, p. 17–26, 3 2007.
- [88] R. G. Newell y W. A. Pizer, «Carbon mitigation costs for the commercial building sector: Discrete–continuous choice analysis of multifuel energy demand,» *Resource and Energy Economics*, vol. 30, p. 527–539, 12 2008.
- [89] A. Estache, L. Trujillo y E. Quinet, *Forecasting the Demand for Privatized Transport: What Economic Regulators Should Know, and Why*, The World Bank, 2000.
- [90] M. N. Eltony y N. H. Al-Mutairi, «Demand for gasoline in Kuwait,» *Energy Economics*, vol. 17, p. 249–253, 7 1995.
- [91] U. Chakravorty, F. Fesharaki y S. Zhou, «Domestic demand for petroleum in OPEC countries,» *OPEC Review*, vol. 24, p. 23–52, 3 2000.
- [92] T. Sterner, «Gasoline demand in the OECD: choice of model and data set in pooled estimations,» *OPEC Review*, vol. 15, p. 91–102, 6 1991.
- [93] J. Hughes, C. R. Knittel y D. Sperling, «Evidence of a Shift in the Short-Run Price Elasticity of Gasoline Demand,» *The Energy Journal*, vol. 29, 1 2008.
- [94] K. Hoffman y D. Wood, «Energy system modelling and forecasting,» *Massachusetts Institute of Technology Energy Laboratory*, vol. 1, pp. 423-453, 1976.
- [95] O. Johansson y L. Schipper, «Measuring the Long-Run Fuel Demand of Cars: Separate Estimations of Vehicle Stock, Mean Fuel Intensity, and Mean Annual Driving Distance,» *Journal of Transport Economics and Policy*, vol. 31, p. 277–292, 1997.
- [96] N. D. Uri, «The Demand for Energy in the Transport Sector in the United States,» *Journal of Transport Economics and Policy*, vol. 16, p. 65–84, 1982.

- [97] D. J. Graham y S. Glaister, «The Demand for Automobile Fuel: A Survey of Elasticities,» *Journal of Transport Economics and Policy*, vol. 36, p. 1–25, 2002.
- [98] T. Bouachera y M. Mazraati, «Fuel demand and car ownership modelling in India,» *OPEC Review*, vol. 31, p. 27–51, 3 2007.
- [99] S. Ghosh, «Future demand of petroleum products in India,» *Energy Policy*, vol. 34, p. 2032–2037, 10 2006.
- [100] M. L. Polemis, «Empirical assessment of the determinants of road energy demand in Greece,» *Energy Economics*, vol. 28, p. 385–403, 5 2006.
- [101] M. Kulshreshtha, B. Nag y M. Kulshreshtha, «A multivariate cointegrating vector auto regressive model of freight transport demand: evidence from Indian railways,» *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, vol. 35, p. 29–45, 1 2001.
- [102] J. Dargay, D. Gately y M. Sommer, «Vehicle Ownership and Income Growth, Worldwide: 1960-2030,» *The Energy Journal*, vol. 28, 10 2007.
- [103] S. Dhakal, «Implications of transportation policies on energy and environment in Kathmandu Valley, Nepal,» *Energy Policy*, vol. 31, p. 1493–1507, 11 2003.
- [104] R. M. Shrestha y S. Rajbhandari, «Energy and environmental implications of carbon emission reduction targets: Case of Kathmandu Valley, Nepal,» *Energy Policy*, vol. 38, p. 4818–4827, 9 2010.
- [105] A. G. Dutton y M. Page, «The THESIS model: An assessment tool for transport and energy provision in the hydrogen economy,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 32, p. 1638–1654, 8 2007.
- [106] S. de la Rue du Can, V. Letschert, M. McNeil, N. Zhou y J. Sathaye, «Residential and Transport Energy Use in India: Past Trend and Future Outlook,» 3 2009.
- [107] M. Jaccard, R. Murphy y N. Rivers, «Energy–environment policy modeling of endogenous technological change with personal vehicles: combining top-down and bottom-up methods,» *Ecological Economics*, vol. 51, p. 31–46, 11 2004.
- [108] M. Robert, P. Hulten y B. Frostell, «Biofuels in the energy transition beyond peak oil. A macroscopic study of energy demand in the Stockholm transport system 2030,» *Energy*, vol. 32, p. 2089–2098, 11 2007.

- [109] W. Chen, «The costs of mitigating carbon emissions in China: findings from China MARKAL-MACRO modeling,» *Energy Policy*, vol. 33, p. 885–896, 5 2005.
- [110] P. Kyle y S. H. Kim, «Long-term implications of alternative light-duty vehicle technologies for global greenhouse gas emissions and primary energy demands,» *Energy Policy*, vol. 39, p. 3012–3024, 5 2011.
- [111] L. Fulton, P. Cazzola y F. Cuenot, «IEA Mobility Model (MoMo) and its use in the ETP 2008,» *Energy Policy*, vol. 37, p. 3758–3768, 10 2009.
- [112] D. McCollum, V. Krey, P. Kolp, Y. Nagai y K. Riahi, «Transport electrification: A key element for energy system transformation and climate stabilization,» *Climatic Change*, vol. 123, p. 651–664, 10 2013.
- [113] A. W. Schäfer, «Long-term trends in domestic US passenger travel: the past 110 years and the next 90,» *Transportation*, vol. 44, p. 293–310, 7 2015.
- [114] C. Brand, M. Tran y J. Anable, «The UK transport carbon model: An integrated life cycle approach to explore low carbon futures,» *Energy Policy*, vol. 41, p. 107–124, 2 2012.
- [115] E. R. Berndt y D. O. Wood, «Technology, Prices, and the Derived Demand for Energy,» *The Review of Economics and Statistics*, vol. 57, p. 259, 8 1975.
- [116] N. D. Uri, «Energy demand and interfuel substitution in India,» *European Economic Review*, vol. 12, p. 181–190, 4 1979.
- [117] C. M. Siddayao, M. Khaled, J. G. Ranada y S. Saicheua, «Estimates of energy and non-energy elasticities in selected Asian manufacturing sectors,» *Energy Economics*, vol. 9, p. 115–128, 4 1987.
- [118] F. Wirl y E. Szirucsek, «Energy modelling – a survey of related topics,» *OPEC Review*, vol. 14, p. 361–378, 9 1990.
- [119] O. I. Adeyemi y L. C. Hunt, «Modelling OECD industrial energy demand: Asymmetric price responses and energy-saving technical change,» *Energy Economics*, vol. 29, p. 693–709, 7 2007.
- [120] J. M. Griffin, «Methodological Advances in Energy Modelling: 1970-1990,» *The Energy Journal*, vol. 14, 1 1993.
- [121] C. T. Jones, «Accounting for technical progress in aggregate energy demand,»

- Energy Economics*, vol. 16, p. 245–252, 10 1994.
- [122] G. Urga y C. Walters, «Dynamic translog and linear logit models: a factor demand analysis of interfuel substitution in US industrial energy demand,» *Energy Economics*, vol. 25, p. 1–21, 1 2003.
- [123] L. C. Hunt, G. Judge y Y. Ninomiya, «Underlying trends and seasonality in UK energy demand: a sectoral analysis,» *Energy Economics*, vol. 25, p. 93–118, 1 2003.
- [124] *. John Dimitropoulos, L. C. Hunt y G. Judge, «Estimating underlying energy demand trends using UK annual data,» *Applied Economics Letters*, vol. 12, p. 239–244, 3 2005.
- [125] M. Kulshreshtha y J. K. Parikh, «Modeling demand for coal in India: vector autoregressive models with cointegrated variables,» *Energy*, vol. 25, p. 149–168, 2 2000.
- [126] D. A. Hanson y J. A. ". Laitner, «Technology Policy and World Greenhouse Gas Emissions in the AMIGA Modeling System,» *The Energy Journal*, vol. SI2006, 9 2006.
- [127] K. Fletcher y M. Marshall, «Forecasting Regional Industrial Energy Demand: The ENUSIM End-Use Model,» *Regional Studies*, vol. 29, p. 801–811, 4 1995.
- [128] B. P. Hamilton, R. R. Cirillo y W. A. Buehring, «ENPEP: An integrated approach to energy planning,» 9 1992.
- [129] A. M. Nakarmi, T. Mishra y R. Banerjee, «Integrated MAED–MARKAL-based analysis of future energy scenarios of Nepal,» *International Journal of Sustainable Energy*, vol. 35, p. 968–981, 10 2014.
- [130] B. Lapillonne y B. Chateau, «The medee models for long term energy demand forecasting,» *Socio-Economic Planning Sciences*, vol. 15, p. 53–58, 1 1981.
- [131] N. V. Emodi, C. C. Emodi, G. P. Murthy y A. S. A. Emodi, «Energy policy for low carbon development in Nigeria: A LEAP model application,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 68, p. 247–261, 2 2017.
- [132] T. Fleiter, M. Rehfeldt, A. Herbst, R. Elsland, A.-L. Klingler, P. Manz y S. Eidelloth, «A methodology for bottom-up modelling of energy transitions in the industry sector: The FORECAST model,» *Energy Strategy Reviews*, vol. 22, p. 237–254, 11 2018.

- [133] N. Ozalp y B. Hyman, «Energy end-use model of paper manufacturing in the US,» *Applied Thermal Engineering*, vol. 26, p. 540–548, 4 2006.
- [134] L. K. Price, G. J. M. Phylipsen y E. Worrell, «Energy use and carbon dioxide emissions in the steel sector in key developing countries,» 4 2001.
- [135] A. Hainoun, M. K. Seif-Eldin y S. Almoustafa, «Analysis of the Syrian long-term energy and electricity demand projection using the end-use methodology,» *Energy Policy*, vol. 34, p. 1958–1970, 9 2006.
- [136] H. G. Huntington, «The impact of sectoral shifts in industry on U.S. energy demands,» *Energy*, vol. 14, p. 363–372, 6 1989.
- [137] B. W. Ang, «Structural changes and energy-demand forecasting in industry with applications to two newly industrialized countries,» *Energy*, vol. 12, p. 101–111, 2 1987.
- [138] N. J. Schenk y H. C. Moll, «The use of physical indicators for industrial energy demand scenarios,» *Ecological Economics*, vol. 63, p. 521–535, 8 2007.
- [139] R. Murphy, N. Rivers y M. Jaccard, «Hybrid modeling of industrial energy consumption and greenhouse gas emissions with an application to Canada,» *Energy Economics*, vol. 29, p. 826–846, 7 2007.
- [140] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población, 1950-2050, Urbana – Rural 1970-2025,» INEI, Lima, 2001.
- [141] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Series Nacionales,» [En línea]. Available: <http://webapp.inei.gob.pe:8080/sirtod-series/>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [142] Banco Mundial, «Banco Mundial - datos,» [En línea]. Available: <https://datos.bancomundial.org/indicador/NY.GDP.PCAP.PP.KD?locations=PE>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [143] Ministerio de Economía y Finanzas, «Marco Macroeconómico Multianual 2020,» MEF, Lima, 2019.
- [144] Banco Central de Reserva del Perú, «Reporte de Inflación diciembre 2019: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2019 - 2021,» BCRP, Lima, 2018.

- [145] Ministerio de Energía y Minas, «Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER) Periodo 2016 – 2025,» MINEM, Lima, 2015.
- [146] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Perú: Encuesta Demográfica y de Salud Familiar – ENDES 2018,» INEI, Lima, 2019.
- [147] Ministerio de Energía y Minas, «Etiquetado de Eficiencia Energética: Parque y Tenencia de Equipos,» [En línea]. Available: <http://etiquetaenergetica.minem.gob.pe/>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [148] Ministerio de Energía y Minas, «Estudio de Mercado de Iluminación en el Perú,» MINEM, Lima, 2015.
- [149] Ministerio de la Producción, «Anuario Estadístico Industrial, Mupime y Comercio Interno,» Lima, 2017.
- [150] Ministerio de Transporte y Comunicaciones, «Encuesta de Recolección de Información Básica del Transporte Urbano en el Área Metropolitana de Lima y Callao,» Lima, 2013.
- [151] Comité de Operación Económica del Sistema, «Anuario Estadístico de Operación 2019,» COES, Lima, 2020.
- [152] OSINERGMIN, «Reporte de Información comercial año 2018,» Lima, 2019.
- [153] OSINERGMIN, «Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Gas Natural,» Lima, 2019.
- [154] M. A. McNeil, V. E. Letschert, S. Rue du Can y J. Ke, «Bottom-Up Energy Analysis System (BUENAS)—an international appliance efficiency policy tool,» *Energy Efficiency*, vol. 6, pp. 191-217, 1 2013.
- [155] V. E. Letschert, N. Bojda, J. Ke y M. A. McNeil, «Estimate of Cost-Effective Potential for Minimum Efficiency Performance Standards in 13 Major World Economies Energy Savings, Environmental and Financial Impacts,» Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2012.
- [156] V. E. Letschert, M. A. McNeil, M. Pavon y W. F. Lutz, «Design of Standards and Labeling programs in Chile: Techno-Economic Analysis for Refrigerators,» Office of Scientific and Technical Information (OSTI), 2013.
- [157] Fundación Bariloche, «Modelo de Sustituciones entre Fuentes Energéticas,» San Carlos de Bariloche, 2014.

- [158] D. R. Insua, «Sensitivity Analysis in Multi-objective Decision Making,» de *Sensitivity Analysis in Multi-objective Decision Making*, Springer Berlin Heidelberg, 1990, p. 74–126.
- [159] Z. Xu, *Uncertain Multi-Attribute Decision Making*, Springer Berlin Heidelberg, 2015.
- [160] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, «Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios de gases de efecto invernadero,» IGES, Tokio, 2006.
- [161] Gerencia de Regulación Tarifaria, «Modelo PERSEO 2.0,» Lima, 2018.
- [162] Ministerio del Ambiente, «Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2014,» MINAM, Lima, 2019.
- [163] Oficina de Estudios Económicos, «¿Qué significa el Proyecto Camisea?,» OSINERGMIN, Lima, 2006.
- [164] Banco Central de Reserva del Perú, «Reporte de Inflación Junio 2020: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2020 - 2021,» BCRP, Lima, 2020.
- [165] Dirección General de Hidrocarburos, «Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2018,» MINEM, Lima, 2020.
- [166] Ministerio de Energía y Minas, «Ministerio de Energía y Minas,» [En línea]. Available: http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf. [Último acceso: 28 02 2020].
- [167] OSINERGMIN, *Energías renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*, Lima: OSINERGMIN, 2019.
- [168] Comité de Operación Económica del Sistema, «COES,» [En línea]. Available: [file:///C:/Users/CENERGIA/Downloads/26%20C%C3%A1lculo%20de%20la%20Potencia%20Firme%20%20\(2\).pdf](file:///C:/Users/CENERGIA/Downloads/26%20C%C3%A1lculo%20de%20la%20Potencia%20Firme%20%20(2).pdf). [Último acceso: 28 02 2020].
- [169] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Perú: Estimaciones y Proyecciones de Población Total, por Años Calendario y Edades Simples, 1950-2050, Boletín Especial N°17,» INEI, Lima, 2009.
- [170] Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo, «Informe Anual de Empleo en

el Perú 2018,» MINTRA, Lima, 2019.

- [171] «Pirámides de población del mundo desde 1950 a 2100,» populationpyramid, [En línea]. Available: <https://www.populationpyramid.net/es/per%C3%BA/2019/>. [Último acceso: 28 Febrero 2020].
- [172] M. A. McNeil y V. E. Letschert, «Modeling diffusion of electrical appliances in the residential sector,» *Energy and Buildings*, vol. 42, p. 783–790, 6 2010.
- [173] Ministerio del Ambiente, «Contribución prevista y determinada a nivel nacional (iNDC) de la república del Perú,» Lima, 2015.
- [174] Ministerio del Ambiente, «La Contribución Nacional del Perú - iNDC: agenda para un desarrollo climáticamente responsable,» Ministerio del Ambiente, Lima, 2016.
- [175] Ministerio del Ambiente, «Catálogo de Medidas de Mitigación,» Ministerio del Ambiente, Lima, 2019.
- [176] J. E. Luyo, «Comentarios a APEC Energy Demand and Supply Outlook,» de *APEC Energy Demand and Supply Outlook, 7th Edition* , Lima, 2019.

ANEXO 1: DATOS DE ENTRADA DE CONSUMO DE ENERGÍA POR FUENTES Y USOS

Tabla A1: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Residencial Urbano (TJ)

URBANO		FUENTES								
		Electricidad	Gas por red	GLP	Leña	Carbón vegetal	Solar	Bosta y Yareta	Hidráulica	TOTAL
USOS	Iluminación	4 463.8								4 463.8
	Cocción	1 106.0	1 046.3	28 038.4	17 945.7	3 314.2				51 450.6
	Calentamiento de Agua	0.2	27.8	545.8	2 658.7	137.8	613.0			3 983.2
	Calefacción	7.3	14.4	19.8	14.7					56.2
	Ventilación y refrigeración ambiental	93.3								93.3
	Refrigeración de Alimentos	7 184.2								7 184.2
	Artefactos Diversos	16 577.7								16 577.7
	Bombeo de Agua	70.1							0.7	70.8
	Otros Usos							369.0		369.0
	TOTAL	29 502.6	1 088.5	28 604.0	20 619.1	3 451.9	613.0	369.0	0.7	84 248.8

Tabla A2: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Residencial Rural (TJ)

RURAL		FUENTES								
		Electricidad	Gas por red	GLP	Leña	Carbón vegetal	Solar	Bosta y Yareta	Hidráulica	TOTAL
USOS	Iluminación	348.9								348.9
	Cocción	10.4	0.5	4 362.5	57 985.4	534.4				62 893.0
	Calentamiento de Agua	0.0	0.0	54.8	4 150.6	2.6	1.7			4 209.6
	Calefacción	0.8			1 194.6					1 195.4
	Ventilación y refrigeración ambiental	1.0								1.0
	Refrigeración de Alimentos	427.5								427.5
	Artefactos Diversos	1 227.9								1 227.9
	Bombeo de Agua	3.1							0.3	3.4
	Otros Usos							6 406.4		6 406.4
	TOTAL	2 019.6	0.5	4 417.3	63 330.6	536.9	1.7	6 406.4	0.3	76 713.2

Tabla A3: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Comercio y Servicios (TJ)

NACIONAL		FUENTES											
USOS	ENERGÍA NETA	Electricidad	GLP	Gas por Red	Leña	Carbón Vegetal	Solar	Carbón Antracítico	Petróleo Industrial 6	Gasolina	Diésel	Gasohol	Total
		Iluminación	3 423										
	Cocción de alimentos	768	3 338	5 917	2 820	803							13 646
	Conservación de Alimentos	1 729											1 729
	Calentamiento de Agua	417		1 454	427		392						2 690
	Calentamiento Ambiental	2		2				7					11
	Aire Acondicionado	1 827											1 827
	Ventilación Ambiental	219											219
	Equipo para Bombeo de Agua	177								1			178
	Fuerza Motriz de Proceso	307							2	2	3 332	9	3 651
	Artefactos Diversos	1 1891											1 1891
	Total	20 760	3 338	7 373	3 247	803	392	7	2	2	3 333	9	39 265

Tabla A4: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Público (TJ)

NACIONAL		FUENTES								
USOS	ENERGÍA NETA	Electricidad	GLP	Gasohol	Leña	Turbo	Solar	Gasolina	Diésel	Total
		Iluminación	193							
	Cocción de alimentos	47	10		0					57
	Conservación de Alimentos	9								9
	Calentamiento de Agua	3			1		0			3
	Calentamiento Ambiental	29								29
	Aire Acondicionado	25								25
	Ventilación Ambiental	6								6
	Equipo para Bombeo de Agua	4							0	4
	Fuerza Motriz de Proceso	22		6 586		2 363		1 196		10 167
	Artefactos Diversos	786								786
	Total	1 122	10	6 586	1	2 363	0	1 196	0	11 278

Tabla A5: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Transporte Carretero (TJ)

NACIONAL		FUENTES					
USOS	ENERGIA NETA	GLP	Gas por Red	Gasolina	Diésel	Gasohol	Total
		Cocción de alimentos	11	2			
	Calefacción Ambiental		0.00				0.00
	Equipo para Bombeo de Agua			0.05			0.05
	Fuerza Motriz para Procesos				85		85
	Fuerza Motriz Transporte Pasajeros	13 210	22 374	2 709	40 142	29 259	107 695
	Fuerza Motriz Transporte Cargas	3 451	2 162	164	115 511	17 062	139 800
	Total	16 673	24 538	4 323	155 739	46 321	247 594

Tabla A6: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Transporte Acuático (TJ)

NACIONAL		FUENTES						
USOS	ENERGIA NETA	GLP	Leña	Carbón Vegetal	Petróleo Industrial 6	Gasolina	Diésel	Total
		Fuerza Motriz Transporte	0.000			9 564	4 089	13 055
	Cocción de alimentos	155	0	0				156
	Calentamiento de Agua		0.007					0
	Equipos de bombeo de Agua					1	1	1
	Total	155	0	0	9 564	4 090	13 056	26 865

Tabla A5: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Agropecuario (TJ)

NACIONAL		FUENTES							
USOS	ENERGÍA NETA	Electricidad	GLP	Gas por Red	Leña	Solar	Gasolina	Diésel	Total
		Equipos Médicos	2 719.6						
	Iluminación	229.1							229.1
	Cocción de alimentos	136.1	14.4	6.2					156.6
	Conservación de Alimentos	30.8							30.8
	Calentamiento de Agua	4.0			95.7	0.7			100.3
	Calefacción Ambiental	252.2							252.2
	Aire Acondicionado	135.1							135.1
	Ventilación Ambiental	23.3							23.3
	Equipo para Bombeo de Agua	13.7					0.0	0.0	13.7
	Fuerza Motriz de Proceso	15.5					0.1	0.0	15.6
	Artefactos Diversos	711.4							711.4
	Total	4 270.6	14.4	6.2	95.7	0.7	0.1	0.0	4 387.6

Tabla A6: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Pesca (TJ)

NACIONAL		FUENTES							
USOS	ENERGÍA NETA	Electricidad	GLP	Gas por Red	Leña	Carbón Vegetal	Gasolina	Diésel	Total
		Fuerza Motriz de Proceso	2.3					181.2	2 334.8
	Iluminación	0.3							0.3
	Cocción de alimentos	0.1	19.8	0.2	25.6	0.4			46.1
	Conservación de Alimentos	14							14
	Calentamiento de Agua								
	Calefacción Ambiental	0.5							0.5
	Aire Acondicionado	0.7							0.7
	Ventilación Ambiental	0.1							0.1
	Equipo para Bombeo de Agua	8.0					0.4	0.9	9.3
	Artefactos Diversos	4.7							4.7
	Total	18.0	19.8	0.2	25.6	0.4	181.6	2 335.7	2 581.4

Tabla A7: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Minería (TJ)

NACIONAL		FUENTES											Total
USOS	ENERGÍA NETA	Electricidad	GLP	Gas por Red	Leña	Carbón Vegetal	Solar	Petróleo Industrial 6	Petróleo Industrial 500	Gasolina	Diésel	Gasohol	
		Uso de Calor: Calderos		26	1480					29		5 192	
	Uso de Calor: Hornos, Muflas y Fraguas	2 349		4 440		0		77	4		176		7 045
	Instalaciones generales: Motores eléctricos	16 023											16 023
	Instalaciones generales: Compresores de Gas	288											288
	Instalaciones generales: Transportadores de la unidad minera	930											930
	Extracción: Perforadores de Roca	64									758		822
	Extracción: Otros Equipos	58									21	1450	1529
	Extracción: Maquinaria Pesada	74								1	3 957		4 032
	Beneficio: Chancadoras y/o Trituradoras	911											911
	Beneficio: Molinos	7 407											7 407
	Beneficio: Clasificadores	2 289											2 289
	Beneficio: Lixiviadores	76											76
	Beneficio: Celdas de Flotación	252											252
	Equipos auxiliares y de Apoyo	361									0		361
	Iluminación	184											184
	Cocción	108	78	198	0	2							386
	Conservación de Alimentos	7											7
	Calentamiento de Agua	68			3		1						71
	Calefacción Ambiental	1377	1428										2 805
	Aire Acondicionado	14											14
	Ventilación Ambiental	4											4
	Equipo para Bombeo de Agua	6 053								0	1		6 054
	Artefactos Diversos	55											55
	Total	38 953	1531	6 119	3	2	1	77	33	1	10 105	1450	58 273

Tabla A8: Consumo de Energía Neta por Fuentes y Usos – Sector Industrial (TJ)

NACIONAL		FUENTES															Total		
USOS	ENERGÍA NETA	Electricidad	GLP	Gas por Red	Leña	Carbón Vegetal	Carbón Antracítico	Carbón Bituminoso	Carbón Hulla	Coque Bituminoso	Solar	Petróleo Industrial 6	Petróleo Industrial 500	Gasolina	Diésel	Gasohol		Acete Quemado	Cascarillas de Arroz
		Calor de Proceso	5 401	1 409	42 099	12 819	1370	5 035	15 896	2 020	1016		6 547	946					81
	Frío para Proceso Industrial	2 169																	2 169
	Aire Comprimido	1259																	1259
	Fuerza Motriz de Proceso	26 005																	26 005
	Iluminación	588																	588
	Cocción	52	116	9	28	8													404
	Conservación de Alimentos	58																	58
	Calentamiento de Agua	2			79					2									82
	Calefacción Ambiental	31																	31
	Aire Acondicionado	33																	33
	Ventilación Ambiental	29																	29
	Equipo para Bombeo de Agua	76											0.31	0.89					78
	Artefactos Diversos	301																	301
	Total	36 003	1 525		13 16	1379	5 035	15 896	2 020	1016	2	6 547	946	0.31	10 029	0.32	7	81	60 712

ANEXO 2: DATOS DE ENTRADA DE LA DISTRIBUCIÓN DE ANTIGÜEDAD DE EQUIPOS DE CONSUMO ENERGÉTICO

Tabla A8: Distribución de antigüedad Refrigeradoras – Residencial Urbana (TJ)

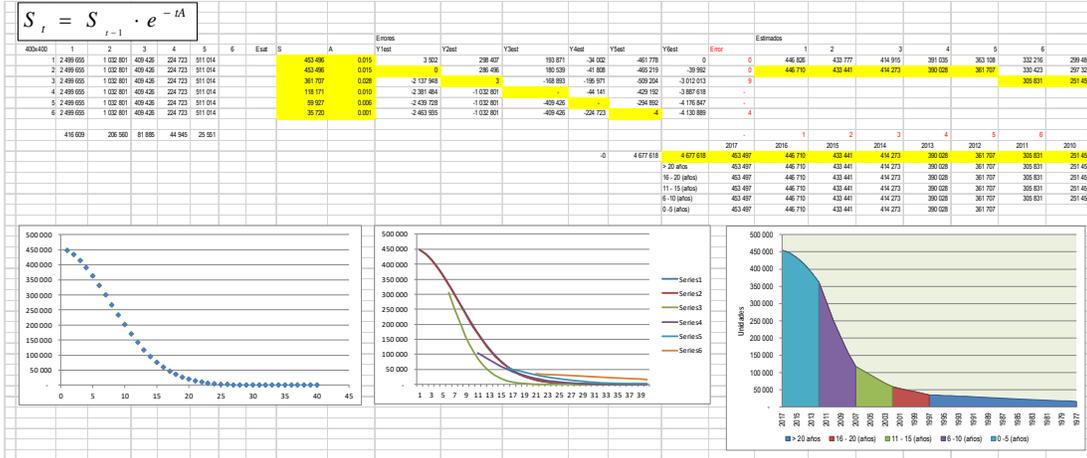


Tabla A9: Distribución de antigüedad Refrigeradoras – Residencial Urbana (TJ)

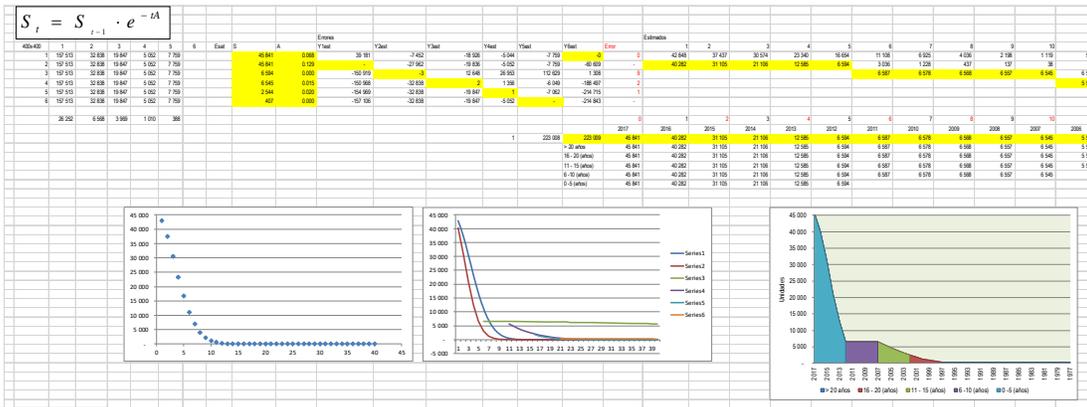
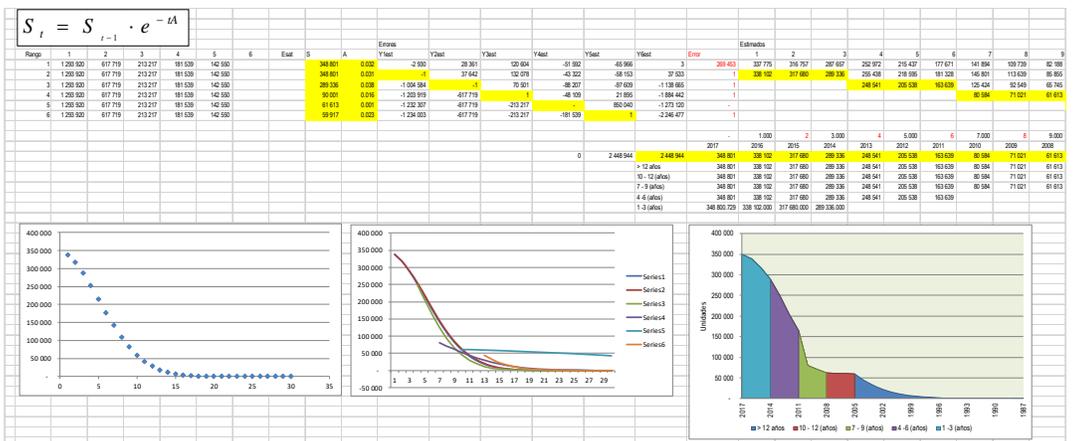


Tabla A10: Distribución de antigüedad Lavadoras – Residencial Urbana (TJ)



ANEXO 3: PROYECCIÓN DE LA TENENCIA DE EQUIPOS DE CONSUMO ENERGÉTICO

Tabla A14: Proyección de la tenencia de Refrigeradoras – Residencial Urbana (TJ)

Proyección de la Tenencia de Equipos
Ecuación General

[Índice](#)

$$S = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 \times Inc + \beta_2 \times E + \beta_3 \times U)}}$$

<i>Parametros</i>						BAU	CT1	CT2	
Equipo	α	β_1	β_2	β_3	γ	Energía Antiguos kWh/año	535.9940	536	536
Refrigeradora	1.0000	-0.000013	-3.5900	-2.2400	126.4694	Pérdidas en el sistema eléctrico nacional	11%	11%	11%
						Emisiones Sistema GgCO2 eq/GWh	0.2270	0.2270	0.2270
						Costo Energía US\$/kWh	0.143	0.14	0.14

Año	Variables Explicativas			Tenencia Refrigeradoras		
	Urbanización	Electrificación	Ingreso por Hogar	BAU	CT1	CT2
36 2050	86.2%	99.9%	136 987	92.11%	92.08%	92.08%
35 2049	86.0%	99.9%	130 645	91.5%	91.4%	91.43%
34 2048	85.8%	99.9%	124 628	90.8%	90.8%	90.76%
33 2047	85.6%	99.9%	118 917	90.1%	90.1%	90.08%
32 2046	85.4%	99.9%	113 497	89.4%	89.4%	89.39%
31 2045	85.2%	99.9%	108 350	88.7%	88.7%	88.69%
30 2044	85.0%	99.9%	103 464	88.0%	88.0%	87.99%
29 2043	84.8%	99.9%	98 823	87.3%	87.3%	87.29%
28 2042	84.6%	99.9%	94 415	86.6%	86.6%	86.59%
27 2041	84.4%	99.9%	90 227	85.9%	85.9%	85.69%
26 2040	84.2%	99.9%	86 247	85.2%	85.2%	85.19%

Tabla A15: Proyección de la tenencia de Refrigeradoras – Residencial Rural (TJ)

Proyección de la Tenencia de Equipos
Ecuación General

[Índice](#)

$$S = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 \times Inc + \beta_2 \times E + \beta_3 \times U)}}$$

<i>Parametros</i>							BAU	CT1	CT2	
Equipo	α	β_1	β_2	β_3	γ	PPP	Inversión US\$	461.100	461	461
Refrigeradora	1.4000	0.0000	-3.5900	-2.2400	126.4694	5	Energía Antiguos kWh/año	396	0	0
							Energía Nuevos kWh/año	0.2270	0.2270	0.2270
							Costo Energía US\$/kWh	0.14	0.14	0.14

Año	Variables Explicativas			Tenencia Refrigeradoras		
	Urbanización	Electrificación Rural	Ingreso por Hogar	BAU	CT1	CT2
2050	86.2%	99.8%	116 419	31.55%	31.38%	31.38%
2049	86.0%	99.8%	114 263	31.54%	31.37%	31.37%
2048	85.8%	99.8%	112 175	31.53%	31.37%	31.37%
2047	85.6%	99.8%	110 153	31.52%	31.36%	31.36%
2046	85.4%	99.8%	108 194	31.51%	31.35%	31.35%
2045	85.2%	99.8%	106 296	31.50%	31.35%	31.35%
2044	85.0%	99.8%	104 459	31.49%	31.34%	31.34%
2043	84.8%	99.8%	102 679	31.48%	31.34%	31.34%
2042	84.6%	99.8%	100 957	31.48%	31.33%	31.33%
2041	84.4%	99.8%	99 289	31.47%	31.33%	31.33%
2040	84.2%	99.8%	97 202	31.46%	31.32%	31.32%
2039	84.0%	99.8%	95 185	31.45%	31.31%	31.31%
2038	83.8%	99.8%	93 236	31.44%	31.31%	31.31%
2037	83.5%	99.8%	91 352	31.43%	31.30%	31.30%
2036	83.3%	99.8%	89 529	31.42%	31.29%	31.29%

Tabla A16: Proyección del Área Comercial, Empleados y Densidad destinados a equipos de Aire Acondicionado – Sector Comercial y Público (TJ)

Proyecciones de: Área Comercial, Empleados y Densidad [Índice](#)

$$AE(y) = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 + \beta_2 y)}}$$

$$Int\left(\frac{kWh}{m^2}\right) = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 + \beta_2 y)}} \times (a + b \times CCD)$$

Parameters					
Equipos	a	b	γ	PPP	
Aire Acondicionado	71.0000	-0.0001	5.0000	1.20	

Parameters					
Equipos	a	b	γ	PPP	
Aire Acondicionado	10.0000	-0.0001	3.0000		

Item	Año	Población	Área Comercial	Número de Empleados Sector	Población Económicamente Activa	Tasa de Desempleo	Participación del Sector Servicios	Área por empleado	PBI per Cíptlo PPP	Densidad kWh/m2	kWh/m2	PBI S.
01	2050	40 111 301	816 642 987	14 996 401	23 312 934	3.7%	66.80%	54.40	30 620	12.10	1.02	1 074 941
02	2040	39 679 201	787 808 577	14 919 522	23 226 787	3.7%	66.70%	53.40	30 030	11.91	1.01	1 520 068
03	2040	39 638 101	776 952 598	14 838 642	23 134 617	3.7%	66.61%	52.40	29 290	11.73	0.99	1 484 532
04	2047	39 088 488	759 948 370	14 757 746	23 038 190	3.7%	66.51%	51.51	28 514	11.54	0.97	1 441 294
05	2040	38 537 303	740 908 336	14 664 677	22 931 262	3.7%	66.41%	50.52	27 736	11.36	0.96	1 399 314
06	2040	38 363 812	721 879 829	14 571 201	22 819 896	3.7%	66.31%	49.54	27 000	11.18	0.94	1 358 598
07	2044	38 188 814	702 811 210	14 473 739	22 701 380	3.7%	66.21%	48.56	26 420	11.00	0.93	1 318 968
08	2043	38 020 410	684 076 344	14 372 110	22 576 688	3.7%	66.11%	47.60	25 770	10.83	0.91	1 280 571
09	2042	38 813 900	666 397 421	14 266 288	22 445 361	3.7%	66.00%	46.64	25 151	10.65	0.90	1 243 273
10	2041	38 613 520	646 911 387	14 156 137	22 307 142	3.7%	65.90%	45.70	24 540	10.49	0.88	1 207 061
11	2040	38 410 424	621 942 024	14 039 372	22 161 796	3.7%	65.79%	44.79	23 947	10.29	0.87	1 166 242
12	2039	38 205 286	595 729 303	13 917 144	22 008 957	3.7%	65.67%	43.81	23 369	10.09	0.86	1 126 804

Tabla A17: Proyección de la Tenencia de Lavadoras – Sector Residencial(TJ)

Proyección de la Tenencia de Equipos [Índice](#)

Ecuación General

$$S = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 \times Inc + \beta_2 \times E + \beta_3 \times U)}}$$

	A++	A+	A	B
Precio US\$			468	423
BAU	-	-	0.02	0.02
CT1	-	-	0.20	0.80
CT2	-	-	0.80	0.20

	BAU	CT1	CT2
Inversión US\$	389	432	459
Energía Antiguos kWh/año	72	72	72
Energía Nuevos kWh/año	72	55	51
Emissiones Sistema GgCO2	0.2270	0.2270	0.2270
Costo Energía US\$/kWh	0.14	0.14	0.14

Parameters						
Equipo	α	β ₁	β ₂	β ₃	γ	PPP
Lavadora	1.0000	0.0000	-8.9800		7.405.66	4.93

Año	Variables Explicativas			Tenencia Refrigeradoras		
	Urbanización	Electrificación	Ingreso por Hogar	BAU	CT1	CT2
2050	86.2%	99.9%	116 419	53.03%	52.88%	52.80%
2049	86.0%	99.9%	114 263	53.00%	52.85%	52.78%
2048	85.8%	99.9%	112 175	52.97%	52.83%	52.75%
2047	85.6%	99.9%	110 153	52.95%	52.81%	52.73%
2046	85.4%	99.9%	108 194	52.92%	52.78%	52.71%
2045	85.2%	99.9%	106 296	52.90%	52.76%	52.69%
2044	85.0%	99.9%	104 459	52.87%	52.74%	52.67%
2043	84.8%	99.9%	102 679	52.85%	52.72%	52.65%
2042	84.6%	99.9%	100 957	52.83%	52.70%	52.63%
2041	84.4%	99.9%	99 289	52.81%	52.68%	52.61%
2040	84.2%	99.9%	97 202	52.78%	52.66%	52.59%
2039	84.0%	99.9%	95 185	52.76%	52.63%	52.57%
2038	83.8%	99.9%	93 236	52.73%	52.61%	52.55%
2037	83.5%	99.9%	91 352	52.71%	52.59%	52.53%
2036	83.3%	99.9%	89 529	52.68%	52.57%	52.51%

Tabla A18: Proyección de la Tenencia de Secadoras – Sector Residencial(TJ)

Proyección de la Tenencia de Equipos [Indice](#)
Ecuación General

$$S = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 \times Inc + \beta_2 \times E + \beta_3 \times U)}}$$

Parametros

Equipo	α	β_1	β_2	β_3	γ	PPP
Lavadora	1.0000	0.0000	-8.9800		7 405.66	4.93

Año	Variables Explicativas			Tenencia Refrigeradoras		
	Tenencia Lavadoras	Electrificación	Ingreso por Hogar	BAU	CT1	CT2
2050	53.03%	99.9%	116 419	52.25%	52.06%	51.98%
2049	53.00%	99.9%	114 263	52.00%	51.82%	51.74%
2048	52.97%	99.9%	112 175	51.76%	51.58%	51.51%
2047	52.95%	99.9%	110 153	51.52%	51.34%	51.27%
2046	52.92%	99.9%	108 194	50.83%	50.66%	50.58%
2045	52.90%	99.9%	106 296	48.79%	48.62%	48.55%
2044	52.87%	99.9%	104 459	46.54%	46.37%	46.30%
2043	52.85%	99.9%	102 679	44.52%	44.35%	44.29%
2042	52.83%	99.9%	100 957	42.09%	41.93%	41.86%
2041	52.81%	99.9%	99 289	41.85%	41.70%	41.63%
2040	52.78%	99.9%	97 202	38.83%	38.67%	38.61%
2039	52.76%	99.9%	95 185	36.91%	36.76%	36.70%
2038	52.73%	99.9%	93 236	33.82%	33.69%	33.63%
2037	52.71%	99.9%	91 352	33.42%	33.28%	33.23%
2036	52.68%	99.9%	89 529	29.53%	29.40%	29.35%

	A++	A+	A	B	C
Precio US\$			410.91	342.43	285.36
BAU	-	-	-	-	1.00
CT1	-	-	0.20	0.80	-
CT2	-	-	0.80	0.20	-

	BAU	CT1	CT2
Inversión US\$	285	356	397
Energía Antiguos kWh/año	133	133	133
Energía Nuevos kWh/año	133	90	83
Emissiones Sistema CgCO2	0.2270	0.2270	0.2270
Costo Energía US\$/kWh	0.14	0.14	0.14

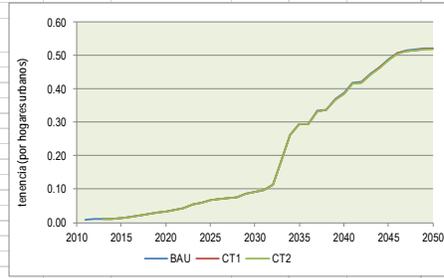


Tabla A19: Proyección de la Tenencia de Calentadores de Agua Sector Residencial(TJ)

Proyección de la Tenencia de Equipos [Indice](#)
Ecuación General

$$S = \frac{\alpha}{1 + \gamma \times e^{(\beta_1 \times Inc + \beta_2 \times E + \beta_3 \times U)}}$$

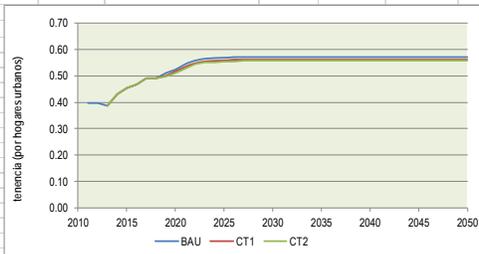
Parametros

Equipo	α	β_1	β_2	β_{HDD}	γ	PPP
Calentadores de Agua	1.9000	-0.0006	-4.5300	-0.0015	252.1439	2

Año	Variables Explicativas			Tenencia Calentadores		
	Urbanización	Electrificación	HDD	BAU	CT1	CT2
2050	86.2%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2049	86.0%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2048	85.8%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2047	85.6%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2046	85.4%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2045	85.2%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2044	85.0%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2043	84.8%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2042	84.6%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2041	84.4%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2040	84.2%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2039	84.0%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2038	83.8%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2037	83.5%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%
2036	83.3%	99.9%	500	57.18%	56.19%	55.76%

	A++	A+	A	B	C
Precio US\$			567	493	429
BAU					1.00
CT1			0.20	0.80	
CT2			0.80	0.20	

	BAU	CT1	CT2
Inversión US\$	429	508	552
Energía Antiguos kWh/año	981	981	981
Energía Nuevos kWh/año	981	952	938
Emissiones Sistema CgCO2 eq/GWh	0.2270	0.2270	0.2270
Costo Energía US\$/kWh	0.14	0.14	0.14



ANEXO 4: EVALUACIÓN DE LA SUSTITUCIÓN POR FUENTES Y TECNOLOGÍAS

Tabla A20: Sustitución de Calentadores de Agua por Fuentes y Tecnologías (TJ)

Tasa		0.12	n		10		vida útil equipos					
TC		3.32										
Parámetros de sustitución												
		Unidad	GN (tanque)	GLP (tanque)	16 lt GN (instantáneo)	16 lt GLP (instantáneo)	20lt E (tanque)	20lt E (instantáneo)	Solar (Tanque)	Rapiducha		
Costo Anual equivalente	CAE	USD/año	362	501	208	265	2 352	377	137	199		
Costo de Inversión	INV	USD/año	482	482	241	241	241	105	774	30		
Calidad de la Prestación	CAP	-	8.2	7.4	8.6	7.8	9.6	10	8	10		
Impacto Ambiental	IAM	kg CO2equ / TJ	0.32	0.33	0.19	0.18	0.32	0.08	0.0	0.06		
rapidez de encendido		20%	8	8	10	10	8	10	5	10		
Comodidad		20%	10	8	10	8	10	10	10	10		
Limpieza		20%	5	5	5	5	10	10	10	10		
Seguridad de suministro		20%	10	8	10	8	10	10	5	10		
Rendimiento		20%	8	8	8	8	10	10	10	10		
			8.2	7.4	8.6	7.8	9.6	10	8	10		
Índices de Participación												
			GN (tanque)	GLP (tanque)	GN (instantáneo)	GLP (instantáneo)	E (tanque)	E (instantáneo)	Solar (Tanque)	Rapiducha		
min	CAE		3.79	2.73	6.57	5.16	0.58	3.63	10.00	6.89		
min	INV		0.63	0.63	1.25	1.25	1.25	2.86	0.39	10.00		
max	CAP		8.20	7.40	8.60	7.80	9.60	10.00	8.00	10.00		
min	IAM		0.00	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	10.00	0.02		
Ponderación de los objetivos												
			Pond	grupo homogenios								
			mínimo CAE	50		Vc max	74.48					
			mínima INV	30		Vc min	16.27					
			máxima CAP	10		ΔVC	58.21					
			mínimo IAM	10		Vc medio	29.11					
Índices de Sustitución												
	Vc		Participación 0	En Regresión	En Progresión							
GN (tanque)	29.02	1	0.70	GN (tanque)								
GLP (tanque)	22.95	1	0.85	GLP (tanque)								
GN (instantáneo)	45.21	0	0.47	GN (instantáneo)								
GLP (instantáneo)	37.37	0	0.33	GLP (instantáneo)								
E (tanque)	16.27	1	8.70	E (tanque)								
E (instantáneo)	36.73	0	10.95	E (instantáneo)								
Solar (Tanque)	69.17	0	2.45	Solar (Tanque)								
Rapiducha	74.48	0	75.55	Rapiducha								
			100.000									
			Mercado Disputabl	10.25	10.25							
Participación en el Mercado												
	Año 0	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30	Año 37				
Rapiducha	75.55	75.96	76.67	77.52	78.12	78.40	78.51	78.61				
E (instantáneo)	10.95	11.02	11.14	11.28	11.38	11.43	11.45	11.47				
E (tanque)	8.70	8.01	6.68	4.49	2.95	2.22	1.93	1.66				
Solar (Tanque)	2.45	2.80	3.43	4.18	4.71	4.96	5.06	5.15				
GLP (tanque)	0.85	0.52	-	-	-	-	-	-				
GN (tanque)	0.70	0.70	0.69	0.68	0.67	0.67	0.67	0.67				
GN (instantáneo)	0.47	0.61	0.86	1.16	1.37	1.47	1.51	1.55				
GLP (instantáneo)	0.33	0.40	0.53	0.69	0.80	0.85	0.87	0.89				

Tabla A21: Sustitución de Equipos de Cocción de Alimentos – Zona Urbana (TJ)

Tasa TC	0.12	n	10	vida útil equipos					
	3.32								
Parámetros de sustitución									
			CU1	CU2	CU3	CU4	CU5	CU6	
		Unidad	Cocina GLP	Cocina GN	Cocina LN	Cocina EE	Cocina CV	Bosta Yareta	
Costo Anual equivalente	CAE	USD/año	455	394	237	5 664	1 114		0
Costo de Inversión	INV	USD/año	271	271	3	60	3		3
Calidad de la Prestación	CAP	-	9.2	10	1	7.8	1		1
Impacto Ambiental	IAM	kg CO2equ / TJ	0.33	0.15	0.00	1.23	0.00		0.00
rapidez de encendido		20%	10	10	1	10	1		1
Comodidad		20%	10	10	1	9	1		1
Limpieza		20%	10	10	1	10	1		1
Seguridad de suministro		20%	8	10	1	1	1		1
Rendimiento		20%	8	10	1	9	1		1
			9.2	10	1	7.8	1		1
Índices de Participación									
			Cocina GLP	Cocina GN	Cocina LN	Cocina EE	Cocina CV	Bosta Yareta	
min	CAE		0.01	0.01	0.02	0.00	0.00		10.00
min	INV		0.11	0.11	10.00	0.50	10.00		10.00
max	CAP		9.20	10.00	1.00	7.80	1.00		1.00
min	IAM		0.03	0.07	10.00	0.01	10.00		10.00
Ponderación de los objetivos									
			Pond	grupo homogenios					
			mínimo CAE	5		Vc max	78.13		
			mínima INV	10		Vc min	19.80		
			máxima CAP	78		ΔVc	58.33		
			mínimo IAM	2		Vc medio	29.16		
Índices de Sustitución									
	Vc		Participación 0	En Regresión	En Progresión				
Cocina GLP	71.88	1	71.48		Cocina GLP				
Cocina GN	78.13	1	5.38		Cocina GN				
Cocina LN	19.81	0	16.91	Cocina LN					
Cocina EE	61.34	0	0.77		Cocina EE				
Cocina CV	19.80	1	4.61	Cocina CV					
Bosta Yareta	24.80	0	0.85	Bosta Yareta					
			100.000						
			Mercado Disputabi	10.25	10.25				
Participación en el Mercado									
	Año 0	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30	Año 37	
Cocina GLP	71.48	71.88	72.61	73.60	74.72	75.84	76.85	77.20	
Cocina GN	5.38	5.82	6.66	7.79	9.07	10.36	11.52	11.93	
Cocina LN	16.91	16.46	15.58	14.16	12.27	9.77	6.84	5.81	
Cocina EE	0.77	1.06	1.61	2.35	3.19	4.03	4.79	5.06	
Cocina CV	4.61	4.16	3.30	2.10	0.75	-	-	-	
Bosta Yareta	0.85	0.64	0.24	-	-	-	-	-	

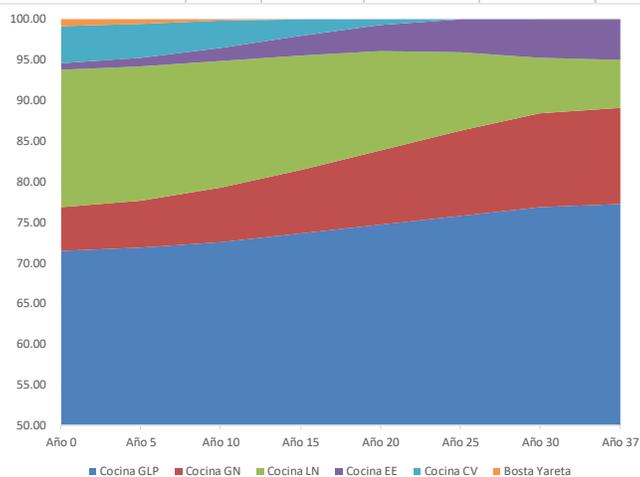


Tabla A22: Sustitución de Equipos de Cocción de Alimentos – Zona Rural (TJ)

Tasa	0.12	n	10	vida útil equipos				
TC	3.32							
Parámetros de sustitución								
		Unidad	CU1	CU3	CU5	CU6		
			Cocina GLP	Cocina LN	Cocina CV	Bosta Yareta		
Costo Anual equivalente	CAE	USD/año	350	701	1 308	0		
Costo de Inversión	INV	USD/año	271	3	3	3		
Calidad de la Prestación	CAP	-	9.2	2.6	2.6	0.1		
Impacto Ambiental	IAM	kg CO2equ / TJ	0.25	0.00	0.00	0.00		
rapidez de encendido		20%	10	1	1	0.1		
Comodidad		20%	10	5	5	0.1		
Limpieza		20%	10	3	3	0.1		
Seguridad de suministro		20%	8	1	1	0.1		
Rendimiento		20%	8	3	3	0.1		
			9.2	2.6	2.6	0.1		
Índices de Participación								
			Cocina GLP	Cocina GN	Cocina LN	Cocina EE		
min	CAE		0.01	0.01	0.00	10.00		
min	INV		0.11	10.00	10.00	10.00		
max	CAP		10.00	2.83	2.83	0.11		
min	IAM		0.04	10.00	10.00	10.00		
Ponderación de los objetivos								
			Pond	grupo homogenios				
		mínimo CAE	20		Vc max	78.04		
		mínima INV	1		Vc min	22.85		
		máxima CAP	78		ΔVc	55.19		
		mínimo IAM	1		Vc medio	27.60		
Índices de Sustitución								
	Vc		Participación 0	En Regresión	En Progresión			
Cocina GLP	78.04	0	40.29		Cocina GLP			
Cocina LN	24.05	1	47.45	Cocina LN				
Cocina CV	24.05	1	1.66	Cocina CV				
Bosta Yareta	22.85	1	10.60	Bosta Yareta				
			100.000					
			Mercado Disputab	59.71	59.71			
Participación en el Mercado								
	Año 0	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30	Año 37
Cocina GLP	40.29	42.08	44.97	48.81	53.92	59.44	65.51	70.67
Cocina LN	47.45	46.92	46.06	44.17	41.32	38.14	34.49	29.33
Cocina CV	1.66	1.12	0.25	-	-	-	-	-
Bosta Yareta	10.60	9.88	8.72	7.02	4.76	2.42	-	-

Año	Cocina GLP (%)	Cocina LN (%)	Cocina CV (%)	Bosta Yareta (%)
Año 0	40.29	47.45	1.66	10.60
Año 5	42.08	46.92	1.12	9.88
Año 10	44.97	46.06	0.25	8.72
Año 15	48.81	44.17	-	7.02
Año 20	53.92	41.32	-	4.76
Año 25	59.44	38.14	-	2.42
Año 30	65.51	34.49	-	-
Año 37	70.67	29.33	-	-

Tabla A23: Sustitución de Equipos de Iluminación – Residencial (TJ)

Tasa	0.12	n	10 vida útil equipos					
TC	3.32							
Parámetros de sustitución								
			IU1	IU2	IU3	IU4	IU5	
		Unidad	Incandescentes	Fluorescentes	Ahorraadores	Dicroicos	LED	
Costo Anual equivalente	CAE	USD/año	1 393	338	75	825	26	
Costo de Inversión	INV	USD/año	1	3	3	2	6	
Calidad de la Prestación	CAP	-	8.2	9	9.6	8.2	10	
Impacto Ambiental	IAM	kg CO2equ / TJ	0.01	0.01	0.00	0.01	0.00	
rapidez de encendido		20%	10	10	10	10	10	
Comodidad		20%	10	10	10	10	10	
Limpieza		20%	10	10	10	10	10	
Seguridad de suministro		20%	10	10	10	10	10	
Rendimiento		20%	1	5	8	1	10	
			8.2	9	9.6	8.2	10	
Índices de Participación								
			Incandescentes	Fluorescentes	Ahorraadores	Dicroicos	LED	
min	CAE		0.19	0.77	3.49	0.32	10.00	
min	INV		10.00	2.78	3.13	5.44	1.46	
max	CAP		8.20	9.00	9.60	8.20	10.00	
min	IAM		1.35	2.73	5.83	1.75	10.00	
Ponderación de los objetivos								
			Pond	grupo homogenios				
		mínimo CAE	60			Vc max	95.73	
		mínima INV	5			Vc min	30.09	
		máxima CAP	30			ΔVC	65.64	
		mínimo IAM	5			Vc medio	32.82	
Índices de Sustitución								
	Vc		Participación 0	En Regresión	En Progresión			
Incandescentes	31.40	1	6.37	Incandescentes				
Fluorescentes	34.38	0	6.58		Fluorescentes			
Ahorraadores	54.25	0	78.98		Ahorraadores			
Dicroicos	30.09	1	7.79	Dicroicos				
LED	95.7277	0	0.272		LED			
		Mercado Disputable	14.17	14.17				
Participación en el Mercado								
	Año 0	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30	Año 37
Incandescentes	6.37	2.73	0.00	-	-	-	-	-
Fluorescentes	6.58	6.77	6.83	1.71	0.01	-	-	-
Ahorraadores	78.98	81.63	82.51	83.25	83.50	78.50	73.50	68.50
Dicroicos	7.79	0.81	-	-	-	-	-	-
LED	0.27	8.05	10.65	15.03	16.49	21.50	26.50	31.50

Año	Cocina GLP	Cocina LN	Cocina CV	Bosta Yareta
Año 0	40.00	45.00	10.00	5.00
Año 5	45.00	40.00	10.00	5.00
Año 10	50.00	35.00	10.00	5.00
Año 15	55.00	30.00	10.00	5.00
Año 20	60.00	25.00	10.00	5.00
Año 25	65.00	20.00	10.00	5.00
Año 30	70.00	15.00	10.00	5.00
Año 37	75.00	10.00	10.00	5.00

Tabla A24: Sustitución de Equipos de Iluminación – Comercial (TJ)

Tasa	0.12	n	10 vida útil equipos					
TC	3.32							
Parámetros de sustitución								
		Unidad	IU2	IU3	IU5			
			Fluorescentes	Ahorradores	LED			
Costo Anual equivalente	CAE	USD/año	338	75	26			
Costo de Inversión	INV	USD/año	3	3	3			
Calidad de la Prestación	CAP	-	8.2	8.2	10			
Impacto Ambiental	IAM	kg CO2equ / TJ	0.007	0.003	0.002			
rapidez de encendido		20%	10	10	10			
Comodidad		20%	10	10	10			
Limpieza		20%	10	10	10			
Seguridad de suministro		20%	10	10	10			
Rendimiento		20%	1	1	10			
			8.2	8.2	10			
Índices de Participación								
			Incandescentes	Fluorescentes	Ahorradores			
min	CAE		0.76	3.43	10.00			
min	INV		8.88	10.00	10.00			
max	CAP		8.20	8.20	10.00			
min	IAM		2.73	5.83	10.00			
Ponderación de los objetivos								
			Pond	grupo homogenios				
		mínimo CAE	70		Vc max 100.00			
		mínima INV	10		Vc min 25.11			
		máxima CAP	10		ΔVC 74.89			
		mínimo IAM	10		Vc medio 37.44			
Índices de Sustitución								
	Vc		Participación 0	En Regresión	En Progresión			
Fluorescentes	25.11	1	6.83	Fluorescentes				
Ahorradores	48.07	0	82.51		Ahorradores			
LED	100.00	0	10.65		LED			
		Mercado Disputable	6.83	6.83				
Participación en el Mercado								
	Año 0	Año 5	Año 10	Año 15	Año 20	Año 25	Año 30	Año 37
Fluorescentes	6.83	1.71	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
Ahorradores	82.51	83.25	83.50	83.50	83.50	83.50	83.50	83.50
LED	10.65	15.03	16.49	16.49	16.49	16.49	16.49	16.49
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-

Año	Incandescentes	Fluorescentes	Ahorradores	Dicroicos	LED
Año 0	82.51	10.65	6.83	0	0
Año 5	83.25	15.03	1.71	0	0
Año 10	83.50	16.49	0.01	0	0
Año 15	83.50	16.49	0.01	0	0
Año 20	83.50	16.49	0.01	0	0
Año 25	83.50	16.49	0.01	0	0
Año 30	83.50	16.49	0.01	0	0
Año 37	83.50	16.49	0.01	0	0