

ALBERTO RIOS VILLACORTA

TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN PERÚ:

Sustento y experiencias



ÍNDICE

1. ANÁLISIS DEL CONTEXTO NORMATIVO INTERNACIONAL DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA	
1.1 Ley de Transición Energética para el Crecimiento Verde, Francia	9
1.2 Ley de Cambio Climático y Transición Energética, España	17
1.3 Ley General de Cambio Climático y Ley de Transición Energética, México	22
1.4 Política Energética y Hoja de Ruta 2050, Chile	32
1.5 Elementos Claves en el Entorno Normativo sobre Transición Energética	36
2. SUSTENTO TÉCNICO, ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA GLOBAL	
2.1 Cenit y Agotamiento de los Recursos Energéticos Fósiles	41
2.2 Evolución Técnica y Económica de las Energías Renovables	44
2.3 Gestión Integral y Valorización Energética de los RSU	52
2.4 Aspectos Técnicos y Económicos de las Tecnologías Disruptivas	53
2.5 Flexibilización del Sistema Eléctrico y Redes Eléctricas Inteligentes	55
3. SUSTENTO TÉCNICO, ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL PERÚ	
3.1 Insostenibilidad Económica, Energética y Medioambiental del Petróleo	61
3.2 Declive Energético del Gas Natural	75
3.3 Aspectos Técnicos y Económicos de la Integración de Energías Renovables	79
3.4 Estrategia de Electrificación del Transporte	84
3.5 Elaboración e Implementación del Planes de Ahorro y Eficiencia Energética	89
3.6 Flexibilización del SEIN y Generación Distribuida	90
3.7 Gestión Integral y Valorización Energética de los RSU	91
3.8 Electrificación Renovable de Zonas Rurales Aisladas	92
4. CONCLUSIONES	99
5. BIBLIOGRAFIA	100
6. ANEXOS	105

Transición energética en Perú: Sustento y experiencias

1era edición

Noviembre, 2020

Tiraje: 1000 ejemplares

Autor de la publicación: Alberto Ríos

Coordinación de la publicación: Gloria Alvitres Aliaga

Corrección de estilo: Maria Claudia Torres

Diseño y diagramación: Alexander Sifuentes Cotrina

Ilustración de portada: Orlando Tapia

Impresión: Gama Gráfica S.R.L.

Publicación realizada por el Movimiento Ciudadano Frente al cambio Climático (MOCICC)

Con el apoyo de: **MISEREOR**



PRÓLOGO

El desafío más complejo que deberá afrontar la actual civilización industrial es la construcción de un modelo económico basado en el aprovechamiento masivo de recursos renovables, en el ahorro y en la eficiencia energética, así como en la reducción de las emisiones de efecto invernadero inherentes a las actividades económicas. La premisa fundamental de esta afirmación es sencilla: el petróleo, el recurso fósil más importante para la economía globalizada y base de infinidad de productos industriales ha entrado en una fase de inexorable agotamiento. El pico del petróleo es el tema más acuciante en el análisis de los horizontes de futuro de la civilización humana. Es el principal asunto que deberían discutir los dirigentes políticos de cualquier sociedad moderna y elaborar las estrategias, adecuadas a cada país, para abordar un inexorable escenario futuro de agotamiento de los recursos hidrocarburíferos.

En este sentido, es necesario analizar detalladamente las diversas dimensiones de la problemática de la exploración, extracción, transporte, refinación y consumo del petróleo y de los derivados del petróleo: agotamiento de los crudos convencionales y limitados volúmenes de las reservas probadas en los yacimientos recientemente descubiertos; irrupción de los petróleos no convencionales y de los biocombustibles; impacto medioambiental de la cadena industrial de los derivados del petróleo; volatilidad de los precios de los derivados del petróleo en una coyuntura de destrucción de oferta/demanda; graves tensiones geopolíticas en zonas de producción hidrocarburífera entre las potencias industrializadas y las potencias económicas emergentes; así como la drástica reducción de la tasa de retorno energético de los petróleos no convencionales en relación al crudo ligero convencional y costes económicos asociados.

El riesgo de colapso económico y social de cualquier sociedad humana moderna está estrechamente relacionada al agotamiento de los recursos energéticos que sustentan sus actividades económicas. En este sentido, en las sociedades humanas las crisis energéticas preceden a las crisis económicas. El petróleo convencional ha superado el denominado pico de producción, lo que sugiere que las sociedades, deficitarias de este preciado recurso energético, deberán adaptarse a un periodo de escasez y reducción en la adquisición y consumo de petróleo, y por tanto, a un periodo de reducción de la capacidad de producción de bienes y servicios. Si en el futuro se reduce la capacidad de obtención de petróleo, declinará indefectiblemente también la capacidad de generar bienes y servicios por las modernas sociedades humanas, dependientes del petróleo. La humanidad se encuentra en un callejón de salida que exige un cambio drástico de rumbo y una renovación de la relación del ser humano hacia la naturaleza.

Lamentablemente para las sociedades humanas modernas, dependientes de los hidrocarburos para garantizar el crecimiento ilimitado de su modelo económico capitalista, los recursos energéticos fósiles son finitos, por tanto, alcanzarán inexorablemente una fase de agotamiento y baja rentabilidad energética y económica en su explotación. Las economías más industrializadas no dudarán en garantizarse la continuidad del suministro energético fósil



a las buenas o las malas, y en muchos casos, en connivencia y complicidad con las corruptas y autoritarias clases políticas de los países en vías en desarrollo y tecnológicamente menos avanzados, poseedores de las más grandes reservas de hidrocarburos.

Por otro lado, la gigantesca máquina de producción de bienes, que ha creado la especie humana en los últimos 200 años, se enfrenta a los límites biofísicos de los recursos materiales existentes y una terrible degradación de los ecosistemas del planeta Tierra, debido a la contaminación y el calentamiento global asociado a las actividades económicas de un sistema capitalista voraz, consumista, irresponsable e indolente con las futuras generaciones.

Evidentemente, en una coyuntura tan compleja, en la que está en riesgo la misma existencia de la humanidad, es ineludible iniciar un debate sincero y descarnado sobre cómo transformar no sólo el modelo energético contaminante y fósil, sino también, cómo rediseñar y superar el sistema socio-económico y político actualmente existente, que permita a las sociedades humanas evitar un colapso civilizatorio incontrolable de inimaginables consecuencias para las naciones y pueblos que habitan el planeta Tierra.

Algunos países del mundo, demostrando una extraordinaria visión a largo plazo, experimentan décadas de transformación de sus modelos energéticos, aunque evidentemente se han expuesto a cometer errores en el proceso de transición energética, algunos muy serios. Sólo no se equivoca el que no hace nada. Países como Francia, España, México, Chile, Alemania, Reino Unido, entre otros, han realizado un enorme esfuerzo para conceptualizar la problemática del cambio climático y sus impactos en diversos sectores de la economía, excesivamente dependientes de los recursos fósiles.

En este trabajo, en su primera parte se presenta un análisis muy detallado de las principales características de los entornos legales, políticas y estrategias de lucha contra el cambio climático, desarrollados e implementados en Francia, España, México y Chile en las últimas décadas y que sirven de ejemplo práctico de evaluación de procesos reales de transformación del modelo energético, que directamente afecta también al modelo económico de desarrollo de un país, principal causante de las serias distorsiones y tensiones sociales existentes, tanto en países altamente industrializados, como en países en vías de desarrollo. Finalmente, en la primera parte se presenta una comparativa de las características de los entornos legales de lucha contra el cambio climático y transición energética de los cuatro países analizados, anteriormente mencionados.

En la segunda parte del trabajo se analizan los aspectos más importantes de sustento técnico, económico y medioambiental del proceso de transición energética global, centrado principalmente en explicar la problemática del cenit y agotamiento de los recursos energéticos fósiles, así como de los elementos pilares en el proceso de transición energética, mitigación y adaptación al cambio climático desde una perspectiva fundamentalmente energética como son las energías renovables y la eficiencia energética; la gestión integral y valorización energética de los residuos sólidos urbanos; los aspectos técnicos y económicos de las tecnologías de almacenamiento; y finalmente el proceso de flexibilización del sistema eléctrico e integración de redes eléctricas inteligentes. Se debe prestar especial atención a la necesidad de flexibilizar el sistema eléctrico, actualmente existente, para garantizar la máxima integración de energía

renovable, así como la masificación de sistemas renovables en las redes de distribución, que conjuntamente con sistemas de almacenamiento residencial y protocolos de gestión inteligente de la demanda conforman las denominadas redes eléctricas inteligentes. El Perú no escapa a esta alarmante realidad global, pero reflejada a escala local. Un país altamente dependiente de los recursos fósiles, especialmente del petróleo y gas natural, con un rol de suministrador de recursos primarios, gobernado con una clase política deslegitimada, cortoplacista, corrupta y corruptora e incapaz de sentar las bases de una economía de elevada resiliencia, que garantice la invulnerabilidad alimentaria, energética, de defensa del territorio y orden interno, de suministro de agua potable, del sistema de salud, y del transporte de personas y mercancías.

El cambio climático afecta particularmente a los glaciares andinos peruanos, que derivará en un trastorno del comportamiento y regulación de los ríos, y por tanto, afectará al sistema de producción agrícola, es decir, a la capacidad de producción y exportación de alimentos y, así como al suministro de agua potable a las grandes ciudades de la costa peruana. Urge un debate nacional sobre la necesidad de discutir, consensuar, diseñar e implementar una estrategia de adaptación al cambio climático y de transición energética acelerada, que permita minimizar el riesgo de colapso social y reaparición de propuestas intransigentes, mesiánicas y violentas.

El Estado peruano no dispone de una estrategia seria a largo plazo de transformación del modelo energético actual y encadena el futuro energético peruano a la ingesta de petróleo y gas natural. Los planes energéticos actualmente en vigor, elaborados por el Ministerio de Energía y Minas, insisten en mantener a la economía nacional en una absurda dependencia de los hidrocarburos fósiles en las próximas décadas, implicando un innecesario riesgo e incertidumbre para el bienestar, seguridad y prosperidad de las futuras generaciones de peruanos.

En este sentido, en la tercera parte del estudio se presenta un análisis muy detallado de la situación actual del sistema energético peruano que desvela la problemática de agotamiento de recursos fósiles, petróleo y gas, un injustificable impacto medioambiental para continuar con la extracción de esos escasos y contaminantes recursos fósiles. Asimismo, se plantean con bastante rigurosidad la realidad técnica y económica de las propuestas tecnológicas que permitirían superar la situación actual de emergencia climática y energética que experimenta el país, e iniciar el tan ansiado y esperado proceso de transición energética enmarcado en una estrategia de mitigación y adaptación al cambio climático.

Entre los pilares propuestos para la transformación del modelo energético actual destacan la maximización de la penetración energías renovables, tanto en el sistema eléctrico como en el sistema energético; la elaboración e implementación de planes de eficiencia energética en los diferentes sectores económicos del país, con especial énfasis en aquellos con elevada dependencia fósil; la electrificación del sistema de transporte en las ciudades, entre ciudades, por aire, mar y tierra; la gestión y valorización energética de los residuos sólidos urbanos, la flexibilización del sistema eléctrico y la promoción de la generación distribuida; y finalmente la electrificación de las zonas aislada rurales con ayuda de sistemas híbridos, que les garantice un acceso a la energía y potencie sus actividades económicas, en respeto con su entorno natural y su cosmovisión del mundo.

1



1. ANÁLISIS DEL CONTEXTO NORMATIVO INTERNACIONAL DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

1.1 Ley de Transición Energética para el Crecimiento Verde, Francia

El 18 de agosto del año 2015 se publicó en la Gaceta Oficial de la República Francesa la promulgación de la Ley N° 2015-992 relativa a la transición energética para el crecimiento verde. Meses después, entre el 30 de noviembre y el 11 de diciembre del mismo año, se realizó en París la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático en el que por primera vez se alcanzó un acuerdo universal sobre los métodos reducir el aumento de la temperatura global del planeta. En octubre del año 2016, el Estado francés aprobó la Programación Plurianual de Energía 2016-2023 con una hoja de ruta para la implementación de la transición energética en Francia.

La Ley mencionada establece un entorno normativo con estrategias de desarrollo sostenible post-carbono a largo plazo, que debería afectar directa o indirectamente al actual modelo económico existente de crecimiento infinito, irrespeto al medioambiente y biodiversidad e incomprensible obsolescencia tecnológica, como son [2, 3]:

- Fomentar el desarrollo de una economía competitiva y la creación de empleos basada en la dinamización tecnológica de los principales sectores industriales.
- Fortalecer la independencia energética y reducir la dependencia francesa de la importación de hidrocarburos.
- Participar en la lucha contra el cambio climático, reduciendo la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), con medidas de control de la contaminación industrial y del sector transporte, que permitan preservar el ambiente y garantizar la salud de los franceses.
- Garantizar un precio competitivo de la energía y la gestión inteligente de la demanda de los consumidores franceses.

Esta ley es el resultado de reuniones, consultas y debates, realizados desde el 2007 para las orientaciones a largo plazo y la inclusión de medidas y mecanismos de reducción de las GEI, protección del ambiente - biodiversidad y el establecimiento de bases para un modelo de desarrollo sostenible. A continuación, los principales puntos expuestos de la realidad energética francesa, los cuales fueron discutidos en dichas reuniones [2, 3]:

- Los compromisos tácitos con la industria nuclear francesa.
- Los intocables intereses del lobby petrolero francés y de las empresas comercializadoras de derivados de petróleo.
- La implementación de estrategias de descarbonización del sistema energético y generación de empleos de calidad y sostenibles en el tiempo.

La Ley de Transición Energética Francesa plantea propuestas integradas en una estrategia global de sostenibilidad energética, reducción de emisiones y creación de empleos de calidad, entre las que destacan [2, 3]:

- La renovación del parque inmobiliario como pilar principal de las acciones de ahorro y eficiencia energética.
- Movilidad sostenible y electrificación del transporte.
- Una apuesta por las energías renovables, que implicaba reducir el monopolio energético de la generación eléctrica nuclear.
- El asentamiento de las bases de una economía circular basada en la gestión de residuos, el reciclaje y medidas contra la obsolescencia programada.
- El reforzamiento de la seguridad nuclear y socialización a los ciudadanos de este tipo de energía.
- La simplificación de los procedimientos legales para la integración de energías renovables y reducir el nivel de precariedad energética.

Los principales objetivos cuantificables de la Ley de Transición Energética Francesa, con plazos establecidos de cumplimiento y criterios concretos de medición de los avances alcanzados, son los siguientes [2, 3]:

- Reducir las emisiones de efecto invernadero en un 40% entre los años 1990 y 2030 y dividir por cuatro las emisiones de gas de efecto invernadero entre los años 1990 y 2050.
- Reducir un 50% el consumo energético final en el año 2050 respecto al año de referencia, considerado el año 2012.
- Reducir un 30 % el consumo energético primario en energías fósiles en el año 2030 respecto al año 2012.
- Reducir un 50% los residuos dispuestos en las zonas de descarga en el horizonte 2025.
- Aumentar hasta el 32 % la participación de las energías renovables respecto al consumo final de energía y el 40% del consumo eléctrico en el año 2030.
- Diversificar las fuentes de producción de electricidad y reducir al 50% la participación de la energía nuclear en el horizonte 2025.

El Estado francés considera de especial importancia la elaboración de una serie de Programaciones Plurianuales de Energía, PPE, e incluso específicas para territorios de ultramar y Córcega, que permitirán definir las hojas de ruta para alcanzar los objetivos y adaptarse a las necesidades, además de la Estrategia Nacional Baja en Carbono (Tabla 1):

Programaciones Plurianuales de Energía (PPE)	Estrategia Nacional Baja en Carbono
La primera programación, con un periodo de tres años (2016-2018), se presentó a consulta en julio del 2016 por la Ministra del Medio Ambiente, de la Energía y del Mar al Consejo Nacional de Transición Ecológica y al Comité de Expertos para la Transición Energética. La segunda y siguientes PPE que se establecerán por periodos de cinco años.	Define los principales ejes de las políticas transversales y sectoriales que garanticen alcanzar los objetivos de reducción de las emisiones de gas de efecto invernadero en el medio y largo plazo, menos del 40% en el año 2030 en relación al año 1990.

Tabla 1. Programaciones Plurianuales de Energía (PPE) y la Estrategia Nacional Baja en Carbono.

La Ley de Transición Energética Francesa inicialmente define un conjunto de sectores económicos que participarán activamente en el proceso de transformación energética, y posteriormente define para cada uno de ellos una serie de medidas concretas, que deberían causar el mayor impacto en los criterios de cuantificación en el cumplimiento de los objetivos.

Los seis ámbitos definidos en la Ley de Transición Energética son [2, 3]:

- Inmobiliario
- Transporte y movilidad sostenible
- Gestión y reciclaje de residuos y promoción de la economía circular
- Energías renovables
- Energía nuclear
- Financiación de proyectos de transición energética

El sector inmobiliario representa el 45% del consumo de energía primaria en Francia y emite 123 millones de toneladas de CO2 al año, por tanto, la renovación energética del sector inmobiliario es uno de los principales pilares para el ahorro y eficiencia energética.

La Ley prevé el desarrollo de la normativa para la construcción de nuevas edificaciones de energía positiva, definidos como edificios que producen más energía que la que consumen.

En abril del año 2018, el Gobierno francés publicó el Plan Nacional para la Renovación Energética de Edificaciones, que pretende al año 2025, la renovación y rehabilitación entre 7 a 8 millones de viviendas consideradas con elevado consumo energético, un 83% del parque inmobiliario residencial, así como la eliminación de 1,5 millones de viviendas poco eficientes, con clase energética F y G, un 10,8% del total de inmuebles franceses, que se consideran coladeros energéticos para el año 2028.

Los trabajos de renovación energética en las viviendas permitiría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas desde 99 Kg CO₂/ (m² año) a 11 Kg CO₂/(m².año)

Es importante indicar que, en Francia, el sector del transporte es el más contaminante, con el 15% de las emisiones francesas de partículas y el 56% de las emisiones de óxido de azufre. En este sentido, uno de los principales objetivos de la Ley de Transición Energética que el número de vehículos eléctricos e híbridos enchufables sea de 2,4 millones de unidades en el año 2023, sin dejar de lado los vehículos a gas o vehículos que utilizan combustibles alternativos como el hidrogeno y los biocombustibles avanzados.

La Ley de Transición Energética promueve el uso de un transporte sostenible que permita mejorar la calidad del aire y reducir significativamente la dependencia exterior francesa de hidrocarburos, con especial énfasis en la sustitución de vehículos contaminantes y la renovación del parque automovilístico. En este sentido, un rol fundamental juega el vehículo eléctrico. El Gobierno francés dispone de una estrategia de electrificación del transporte basado en dos grandes ejes [2, 3]:

- Desarrollar y ampliar el sistema de ayudas a la compra de vehículos eficientes, con una subvención de 6 mil 500 euros que puede alcanzar hasta 10 mil euros para la adquisición de un vehículo que emita hasta 20g de CO₂/km, siempre que la adquisición del nuevo vehículo implique la sustitución de un vehículo contaminante.
- Superar uno de los principales obstáculos para la masificación del vehículo eléctrico: la falta de estructuras de recarga de las baterías. Según una encuesta este es el motivo por el que un 29% de los franceses no se animan compra de un vehículo eléctrico.

El Gobierno francés propone diferentes tipos de medidas para fomentar la movilidad sostenible y el transporte limpio, que coadyuven a la mejora de la calidad del aire y a la reducción del consumo de derivados de petróleo.

La Ley de Movilidad, presentada al Parlamento francés en junio del año 2019 para iniciar el trámite de aprobación, plantea cuatro principales objetivos:

- Aportar soluciones alternativas al uso individual del coche.
- Desarrollar la innovación y nuevas soluciones de movilidad.
- Reducir las emisiones de carbono de los medios de transporte.
- Más inversiones en las infraestructuras de transporte, carreteras o ferrocarriles.

El Gobierno francés posee una propuesta de borrador de ley de prohibición de la explotación y la exploración de gas y petróleo en todo el territorio francés, con la aprobación de esta ley, las concesiones actuales no serían renovadas y no se aprobarían nuevas. Por otro lado, actualmente la producción de petróleo en Francia apenas supone el 1% del consumo total de hidrocarburos.

La futura aprobación de la prohibición de actividades hidrocarburíferas en territorios francés se alinea con el objetivo del Gobierno de acabar con el consumo de combustibles fósiles en Francia, que potenciarán el impacto de otras medidas como la prohibición de vehículos de gasolina y diésel en el año 2040, es decir, la venta de gasolina y combustibles diésel para el año 2040. La Ley de Transición Energética busca promover el desarrollo de una economía circular a base del cambio de hábitos de consumo en los ciudadanos franceses con enfoque en productos con mayor impacto negativo en el proceso de reciclaje.

En la Tabla 2 se presenta los principales objetivos y propuestas para la transición a una cultura de reciclaje [2, 3]:

Objetivos de la Ley de Transición Energética	Propuestas de la Ley de Transición Energética
<ul style="list-style-type: none"> -La reducción en los hogares del 10% de los residuos y productos asimilados al año 2020, en relación al año 2010. -El reciclaje del 55% de los residuos no peligrosos al año 2020 y del 65% al año 2025. -La reducción del 50% de las cantidades de residuos producidos al año 2025. 	<ul style="list-style-type: none"> -Prohibición desde el 1 de julio del 2016 de la distribución de bolsas de plástico de uso único, con reemplazo a bolsas de cartón o biodegradables y a partir del 2017 de bolsas de plástico de uso único para envolver productos alimenticios. -La prohibición desde 2020 de utensilios desechables de cocina como bolsas, vasos, platos de plástico, etc. -La obligatoriedad que el 50% de los materiales para la elaboración de utensilios sea orgánico y biodegradable en el año 2020.

Tabla 2. Objetivos y propuestas de la Ley de Transición Energética.

En el año 2010 más de 8 millones de toneladas de plásticos terminaron en mares y océanos, si esta tendencia de producción continúa, en el año 2050 la producción de crudo alcanzará el 20% de la producción mundial.

En diciembre del año 2019, la Asamblea Nacional francesa aprobó la Ley contra el Derroche y por una Economía Circular. Un entorno normativo que intenta introducir comportamientos respetuosos con el medio ambiente en la vida cotidiana de los franceses. Una importante propuesta legal que permitirá superar la visión lineal de “extraer, consumir y tirar” y transitar hacia un modelo de comportamiento social circular de “extraer y consumir menos, reparar, reutilizar y reciclar más”. La economía circular se sustenta en los siguientes preceptos:

- Los materiales nuevos deben ser reutilizables y/o biodegradables
- La máxima utilización de recursos y energías renovables.
- Eco-Diseño de procesos y productos industriales
- La insostenibilidad de la obsolescencia programada puesto que todo puede ser reparado, reutilizado, reciclado y regenerado.
- Un consumo es consciente, inteligente y austero.
- Una gestión eficiente de los residuos que permita maximizar el porcentaje de residuos reparados, reutilizados, reciclados.
- Valorización energética de los residuos que no presenten posibilidad de ser reparados, reutilizados, reciclados.

Entre las principales propuestas de la Ley contra el Derroche y por una Economía Circular, se manifiestan las siguientes (Tabla 3):

Principales medidas de la Ley contra el Derroche y por una Economía Circular	
<ul style="list-style-type: none"> - Proporcionar al consumidor la información necesaria del producto en la etiqueta para decisiones informadas. De no ser así, se aplicarían multas de 3 mil euros a las personas físicas y de 15 mil a las jurídicas. - Extensión de la vida útil de los productos para que los fabricantes produzcan diseños más duraderos. - Obligación de introducir un "índice de reparabilidad" de equipos eléctricos y electrónicos a partir del 1 de enero del 2021. 	<ul style="list-style-type: none"> - Simplificación de reparación de aparatos eléctricos/electrónicos y reducción del costo de repuestos. - Prohibición de destrucción de objetos no vendidos en buen estado por parte de fabricantes y distribuidores (textiles, muebles, electrónica, productos de limpieza o cosméticos). - Obligación de tiendas y distribuidores recibir los productos que cumplieron su vida útil y están en desuso. - El reforzamiento legal del principio de pago por contaminación: gestión de residuos por el fabricante.

Tabla 3. Principales propuestas de la Ley contra el Derroche y por una Economía Circular.

En Francia, en febrero del año 2016 se aprobó una ley que implica la responsabilización y movilización de los productores, transformadores y distribuidores de productos alimenticios, los consumidores y las asociaciones de consumidores. Las medidas adoptadas en la ley se aplicarán en el siguiente orden de prioridad:

- La prevención de los residuos alimentarios.
- Destinar a la donación o transformación los productos que no se han vendido pero que siguen siendo aptos para el consumo.
- Su valorización destinándolos a la alimentación animal.
- Su uso como abono para la agricultura o la valorización como energía, incluyendo el biogás.

En Francia, cada año se desperdician 7,1 millones de toneladas de comida, el 67% es desechado por los consumidores, el 15% por restaurantes y el 11% en tiendas y supermercados.

En el mundo cada año se desperdician 1300 millones de toneladas de alimentos, de los cuales 35% son pescado; 45% frutas y hortalizas; y 20% carnes. Se estima que entre un 30% y un 50% de los alimentos producidos a escala mundial nunca llegan a ser consumidos. Según la FAO, más de 1000 millones de personas en el mundo pasan hambre, 36 millones mueren cada año por carencias o enfermedades asociadas a la falta de alimentos y 148 millones de personas están desnutridas.

Los objetivos generales de la política alimentaria del Estado francés se basan en los siguientes ejes estratégicos:

- Soberanía alimentaria: garantiza la capacidad de producción alimenticia y remuneración justa al productor. El umbral de venta a pérdidas sube a 10%, con lo que los distribuidores venden como mínimo un 10% por encima del precio de compra, buscando evitar la guerra de precios bajos que afecta a los productores.

- El fortalecimiento de la calidad sanitaria, ambiental y nutricional reduciendo la dependencia de la agricultura de los productos fitosanitarios, aumentando los controles sanitarios y las sanciones asociadas con el bienestar de los animales, que permitan garantizar una dieta sana, de calidad y sostenible.
- Reducción de desigualdad al acceso de alimentos sostenibles y de calidad. A partir del 1 de enero del 2022, será obligatorio comprar al menos 50% productos con origen de agricultura ecológica.

El proceso de transformación energética en Francia tiene como base la integración de las energías renovables, la cual, a través de la Ley de Transición Energética, fomenta el desarrollo y reducción de sus costos.

La potencia instalada renovable se ha incrementado desde aproximadamente 120 MW hasta 25,6 GW - eólica, solar fotovoltaica y biomasa, entre el año 2003 y el 31 de diciembre del año 2018. Al 30 de septiembre del año 2019, la potencia renovable instalada en Francia alcanzó un valor de 27,2 GW, superando la potencia instalada hidroeléctrica igual a 25,6 GW.

En febrero del año 2017, en Francia, se publicó ley para el fomento del autoconsumo de electricidad producida a partir de fuentes de energía renovables, que permite acelerar la penetración de energías renovables y su óptima integración en los mercados y el sistema eléctrico, para lo cual se establece:

- Eliminar la prioridad de despacho para las instalaciones de generación de energía a partir de carbón, contradictoria con la prioridad que debe darse a la producción a partir de fuentes de energía renovables.
- Introduce la prioridad de despacho para las instalaciones de producción de electricidad a partir de energías renovables en las zonas no interconectadas.

Entre los aspectos más interesantes de la Ley de Autoconsumo francesa destacan:

- El "autoconsumo" se define como la capacidad de consumir la totalidad o parte de la energía eléctrica que se produzca en una instalación.
- Operadores de red están obligados a facilitar el autoconsumo. Se debe implementar disposiciones técnicas y contractuales en la medición de electricidad con el objetivo del autoconsumo de forma transparente y no discriminatoria.
- Las instalaciones pequeñas no están obligadas a tener un contrato de venta del excedente de electricidad con un tercero, aunque sí pueden hacerlo.
- Establecimiento de peajes de acceso a redes adecuadas para el autoconsumo que reflejen la reducción de los costes de la red que puede conllevar el autoconsumo y así promover su desarrollo.
- La simplificación de los procedimientos para las pequeñas instalaciones.
- La introducción de medidas de exención de impuestos al autoconsumo (contribución al servicio público de electricidad y los impuestos locales sobre el consumo de electricidad).

- La reducción de los costes de conexión a la red para las energías renovables, para evitar que el coste de conexión no sea una barrera para los proyectos de energía renovable, en particular en las zonas aisladas del sistema eléctrico.

Después de la aprobación de la Ley de Autoconsumo se observó muchos resultados positivos:

- El último trimestre del año 2017, la potencia de las instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo ascendió a un acumulado de 74 MW.
- Al tercer semestre del año 2019, en Francia, la potencia instalada acumulada de autoconsumo alcanzó los 233 MW.
- En enero del año 2019, el Gobierno francés presentó el Plan Plurianual entre los años 2019-2023 y 2024-2028, que entre sus principales objetivos destacan:
- Una fuerte reducción en el consumo de energía final (-14% en el año 2028 en comparación con el año 2012)
- Neutralidad de carbono para el año 2050.
- Las energías renovables tendrán una penetración del 40% en el total de la energía eléctrica generada en Francia al año 2030.

Las licitaciones de potencia son una herramienta para la introducción de energía renovable en el sistema eléctrico francés, así:

- Se duplicará la capacidad de eólica terrestre de 13,5 GW, a finales del año 2017, hasta 25 GW en el año 2023 y alrededor de 35 GW en el año 2028.
- La energía eólica marina aumentará desde cero al día de hoy hasta los 3,2 GW en el año 2023, con los primeros parques eólicos instalado en el mar.
- Asimismo, se estima que, para cumplir el Programa Plurianual de la Energía, PPE, se deberá instalar en parques eólicos en el mar alrededor de 7 GW en el año 2025 y 15 GW en el año 2030.
- La eólica marina flotante también tiene futuro en Francia. El Gobierno prepara una primera licitación de 250 MW a 120 €/MWh en el año 2021, seguida de 250 MW en el año 2022 y de 250 a 500 MW en el año 2024. A partir de 2025, planea un proyecto de 500 MW por año, ya sea fijo o flotante.

Es importante destacar que, en el tercer trimestre, el 22% de la demanda eléctrica en Francia se cubrió con energías renovables. Así, Francia está a punto de alcanzar su objetivo en porcentaje de inclusión de energías renovables en el sistema eléctrico al 2020, igual al 23%. Los ritmos de crecimiento de la instalación de sistemas renovables de generación eléctrica, experimentados en los últimos años, permitirán cumplir las metas de 32% de energías renovables en el consumo final de energía y 40% de generación eléctrica renovables 2030.

La Ley de Transición Energética propone reducir significativamente el peso de la energía nuclear en el mix de generación eléctrica francés, aunque manteniendo una gran importancia en el sector eléctrico.

Así, la Ley de Transición Energética planteó un límite anual en la capacidad de producción de energía nuclear, equivalente a 63,2 GW, así como una reducción del peso de la energía nuclear en el futuro. Es así que la Ley de Transición Energética se interesa por la seguridad nuclear y mejora de la regulación del desmantelamiento, mediante el establecimiento de un nuevo marco normativo, para centrales nucleares con más de 40 años. Asimismo, la creación de Comisiones Locales de Información, CLI, con el fin de motivar la confianza de las poblaciones vecinas a estas centrales.

1.2 Ley de Cambio Climático y Transición Energética, España

El 22 de febrero del año 2019, el Consejo de Ministros aprobó el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética en España, una innovadora norma que garantiza la sostenibilidad ambiental y descarbonización planificada de la economía de la sociedad española al año 2050. El borrador de la mencionada ley incorpora las herramientas necesarias para responder a la amenaza de cambio climático y abordar de manera eficaz el cumplimiento de los compromisos y obligaciones en materia de desarrollo sostenible y respeto al medio ambiente. En este sentido, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (Tabla 4):

Principales medidas de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética	
<ul style="list-style-type: none"> - Establece un marco regulatorio adecuado a la realidad española en relación a los compromisos energéticos y exigencias climáticas que implica la transformación y modernización del modelo económico actual, con patrones de crecimiento, consumo y desarrollo. - Incluye programas de trabajo quinquenales para evaluar, anticipar y adaptar los diferentes sectores económicos y recursos a los efectos del cambio climático. 	<ul style="list-style-type: none"> - Reconoce y declara la insostenibilidad del modelo de generación y consumo de energía, y propone la transformación del modelo energético actual hacia la neutralidad de GEI. - Crea condiciones adecuadas para atraer inversiones y reducir los riesgos financieros, garantizando un entorno de estabilidad para la promoción de acciones climáticas en la administración de las empresas y ciudadanos. - Define objetivos y mecanismos de fomento de la eficiencia energética y reducción de la huella de carbono.

Tabla 4. Principales propuestas de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

El Anteproyecto de dicha Ley se somete a información pública, así como a un informe preceptivo de los Ministerios y del Consejo de Estado, y, una vez incorpore las aportaciones resultantes de este proceso consultivo, será evaluado por Consejo de Ministros para su aprobación final.

Es importante indicar que la Ley de Cambio Climático y Transición Energética está integrada en un Marco Global Estratégico de Energía y Clima, que además de la anteriormente mencionada ley dispone de otros dos pilares fundamentales: los Planes Integrados de Energía y Clima, PNIEC, y la Estrategia de Transición Justa.

Según el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el Marco Estratégico de Energía y Clima busca la descarbonización planificada de la economía de España, la cual implica una serie de beneficios y oportunidades entre las que destacan (Tabla 5):

Beneficios y oportunidades del Marco Estratégico de Energía y Clima

<ul style="list-style-type: none"> - Las medidas propuestas podrían generar entre 250 mil y 364 mil nuevos empleos de calidad entre los años 2021 y 2030 (de empleo anual no acumulado), respecto a un escenario en el que no se implementen estas medidas. - Proyección de 200 mil millones de euros de inversión privada, pública, y bajo modelos de colaboración público-privada en España en la próxima década. - Permitirá ahorrar 75 mil 379 millones de euros hasta el año 2030 por la caída de importaciones de combustibles fósiles, mejorando significativamente la seguridad energética de España, país con altos recursos de sol y viento. 	<ul style="list-style-type: none"> - El Producto Interior Bruto, PIB, de España aumentará entre 19 mil 300 y 25 mil 100 millones de euros entre los años 2021 y 2030, un 1,8% de crecimiento en el año 2030 en relación a un escenario sin plan, tanto por las inversiones previstas, como por el mayor ahorro y eficiencia energética y la menor importación de combustibles fósiles. - Incidencia muy positiva en la salud. Solo la mejora de la calidad del aire con las medidas previstas evitará la muerte de más de 2 mil españoles en 2030, respecto a un escenario sin medidas.
---	---

Tabla 5. Principales beneficios y oportunidades del Marco Estratégico de Energía y Clima, España.

El Marco Estratégico de Energía y Clima permitirá la mitigación de 1 de cada 3 toneladas de CO₂-eq en el año 2030 con relación al año 2017. Los sectores que más contribuirán al cumplimiento de los objetivos son [7]:

- Sector de generación de energía eléctrica (reducción de un 70%)
- Sector del transporte (un 34% de reducción)
- Sector residencial, comercial e institucional (un 28% de reducción)

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética establece los siguientes objetivos para el año 2030, que garanticen el cumplimiento a los compromisos en relación internacionalmente asumidos a la lucha contra el cambio climático [5]:

- Reducir en el año 2030 las emisiones de gases de efecto invernadero del conjunto de la economía española en, al menos, un 20% respecto del año 1990 [7].
- Alcanzar en el año 2030 una penetración de energías de origen renovable en el consumo de energía final de, al menos, un 35% [7].
- Alcanzar en el año 2030 un sistema eléctrico con, al menos, un 70% de generación a partir de energías de origen renovable.
- Mejorar la eficiencia energética disminuyendo el consumo de energía primaria en, al menos, un 35%, con respecto a la línea de base conforme a normativa comunitaria [7].

Para el 2050, alineado con la estrategia de descarbonización de la Unión Europea, las GEI deberán reducirse al menos un 90% con respecto a 1990 y el sistema eléctrico deberá ser 100% renovable. Se prevé una mejora en la eficiencia energética del 39,6% respecto al escenario tendencial PRIMES 2007, Figura 1.

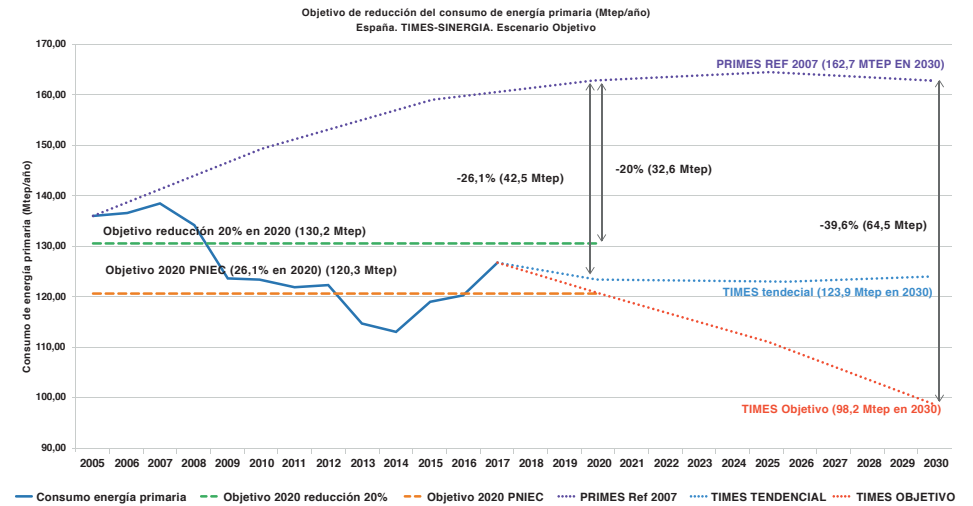


Figura 1: Evolución de la mejora de eficiencia energética en relación al escenario tendencial al año 2030 [7].

En el año 2030 con respecto al 2015, se espera que se reduzca de 73% a 59% la dependencia energética exterior y la importación de combustibles fósiles de 89 mil 665 millones de toneladas (29%) a 63 mil 470 millones, Figura 2.

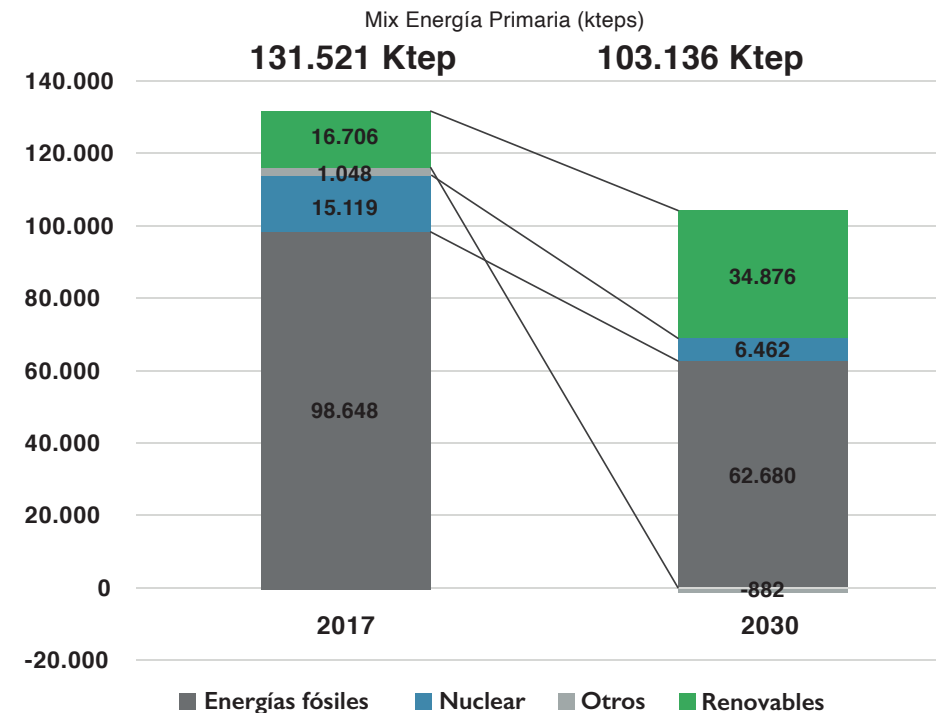


Figura 2: Evolución de la dependencia energética exterior de hidrocarburos al año 2030 [7].

La reducción acumulada en importación de combustibles entre los años 2020 y 2030 superaría los 75 mil millones de euros.

Uno de los pilares del Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética es el sector de Movilidad Sostenible. En España, el transporte representa el 26% del total de GEI y el 42,1% de emisiones de óxidos de nitrógeno, con un efecto muy pernicioso para la salud. Para promover la introducción de sistemas de transporte y movilidad sostenible, más eficientes, seguros y respetuosos con la salud y el medio ambiente se establecen un conjunto de medidas que permitirán disponer de un parque de turismos y vehículos comerciales ligeros sin emisiones directas de CO2 en 2050 [5].

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC 2021-2030, es un documento de planificación estratégica que define las líneas de actuación y parámetros en la transición energética. PNIEC identifica los retos en 5 dimensiones y objetivos ambiciosos [6] (Tabla 6):

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC 2021-2030		
Dimensiones	Objetivos	Contribución
<ul style="list-style-type: none"> - Descarbonización del sistema energético, incluidas las energías renovables. - La eficiencia y seguridad energética. - La energética. - El mercado interior de la energía. - La investigación, innovación y competitividad. 	<ul style="list-style-type: none"> - 21% de reducción de GEI respecto a 1990 - 42% de renovables sobre el uso final de la energía. - 39,6% de mejora de la eficiencia energética. - 74% de energía renovable en la generación eléctrica. 	<ul style="list-style-type: none"> - Penetración de tecnologías renovables eléctricas y térmicas (multisectorial). - Contribución del 16% sobre el uso final de la energía en 2015 al 42% en 2030. - Especial rol sobre la generación eléctrica, bombas de calor y transporte.

Tabla 6. Las 5 dimensiones, principales objetivos y contribución del PNIEC 2021-2030.

El PNIEC 2021-2030 estima que para cumplir con el objetivo de cubrir con energía renovable el 42% del uso final de energía es necesario:

- Instalar 57 GW nuevos de potencia renovable instalada (28,5 GW solar fotovoltaica, 22,3 GW eólicos, 5 GW solar termoeléctrica, 0,8 GW biomasa, 0,5 GW hidráulica).
- Repotenciar 18,9 GW de parques eólicos
- Instalar 6 GW nuevos de almacenamiento (3,5 GW bombeo y 2,5 GW baterías).

La instalación de un volumen tan significativo de sistemas renovables de generación y almacenamiento de energía implica [7]:

- Importante aumento de la generación eléctrica entre los años 2015 y 2030 significa la electrificación generalizada de la economía española.
- Incremento en la producción de energía de fuentes renovables que podría alcanzar el 74% de la generación eléctrica total en el año 2030.
- Cierre ordenado del parque nuclear.

El PNIEC 2021-2030 incluye la creación de oficinas de rehabilitación que ayudarán a identificar los proyectos prioritarios. Además, prestarán asesoramiento a las comunidades de propietarios para preparar propuestas de mejora que sean objeto de ayudas:

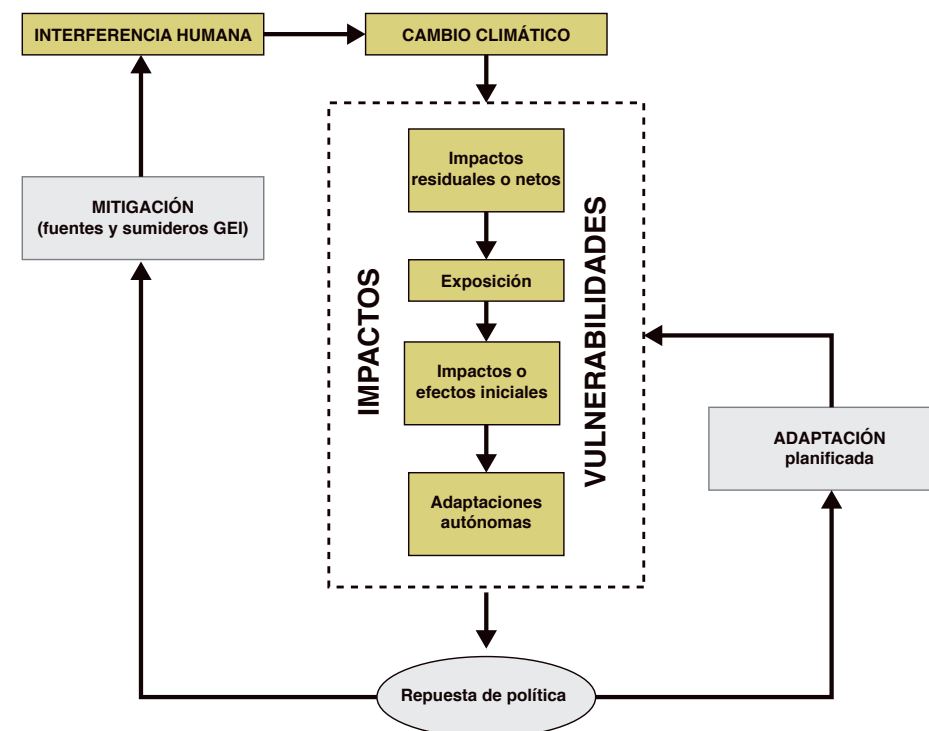


Figura 3: Estructura de las políticas de mitigación y adaptación al cambio climático en España [8].

El PNIEC, establece los valores de reducción de emisiones e incorpora de datos de interés asociados a los objetivos planteados en el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética para el sector de movilidad y transporte, entre los que destacan [7]:

- Se reducirán las emisiones en 28 MtCO2-eq entre los años 2021 y 2030.
- Se llegará a implementar renovables al 22% para el 2030 con la incorporación de cinco millones de vehículos eléctricos (aproximadamente 16% del parque automotriz al 2030).
- El Gobierno incentivará al sector de la automoción en el proceso de descarbonización previsto entre los años 2020 y 2030.
- El futuro Acuerdo Estratégico del Sector de la Automoción entre entes públicos y privados ya tiene un precedente de interés: el Plan de Apoyo Integral al Sector de la Automoción 2019-2020 dotado con 562 millones de euros para fomentar acciones de movilidad sostenible y conectada.

El Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética contempla la elaboración de un Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC), instrumento de planificación para la generación de conocimientos, construcción de respuestas adaptativas y promoción de acciones coordinadas frente a los efectos del cambio climático en España. El contenido básico del PNACC establece:

- La identificación y evaluación de impactos previsible y riesgos derivados del cambio climático para varios escenarios posibles.
- La evaluación de la vulnerabilidad de los sistemas naturales, de los territorios, de las poblaciones y de los sectores socioeconómicos.
- Un conjunto de objetivos estratégicos concretos, con indicadores asociados.
- Un conjunto de medidas de adaptación orientadas a reducir las vulnerabilidades detectadas.

El PNACC evalúa los diferentes sectores y sistemas ecológicos, económicos y sociales en España (Tabla 7):

Sectores y sistemas ecológicos, económicos y sociales integrados en el PNACC		
- Biodiversidad - Recursos hídricos - Bosques - Sector agrícola - Zonas costeras - Caza y pesca continental	- Zonas de montaña - Suelo - Pesca y ecosistemas marinos - Transporte - Salud humana.	- Industria y Energía - Turismo - Finanzas – Seguros - Urbanismo - Construcción

Tabla 7: Sectores y sistemas ecológicos integrados en el Plan Nacional de Adaptación [8].

En las evaluaciones de impactos y vulnerabilidad al cambio climático de los diferentes sectores y sistemas, anteriormente indicados, se consideran aspectos como el impacto sobre la seguridad alimentaria, la pobreza, la desigualdad social, la seguridad humana, etc. y factores condicionantes de las opciones de adaptación frente a esos impactos (instituciones, gobernanza, demografía, cultura y valores sociales, etc.).

1.3 Ley General de Cambio Climático y Ley de Transición Energética, México

El 19 de abril del año 2012, el Senado de la República de México aprobó y promulgó la Ley General de Cambio Climático (LGCC), el principal instrumento de política para enfrentar el cambio climático con el que cuenta el Estado de México. Dicha política se sustenta en instrumentos de diagnóstico, planificación, medición, monitoreo, reporte, verificación y evaluación.

La LGCC fue publicada el 6 de junio del año 2012, y entró en vigencia 120 días después, establece un marco jurídico que regula las políticas públicas de adaptación

al cambio climático y mitigación de sus efectos. La Ley General de Cambio Climático establece los siguientes ejes temáticos y bloques estructurales para la adaptación y mitigación de los efectos del cambio climático:

Ley General de Cambio Climático, México	
Ejes estratégicos	- La transición y desarrollo de una economía competitiva, sostenible y bajo en emisiones de carbono. - El Establecimiento de las bases para un México resiliente, que reduzca la vulnerabilidad de la población y los ecosistemas frente al cambio climático; - La elaboración de una política nacional de cambio climático incluyente, garantizando la coordinación y transversalidad entre el gobierno y las diferentes dependencias de la Administración Pública Federal, con transparencia y participación corresponsable de la sociedad.
Bloques estructurales	- Evaluación de la vulnerabilidad actual y futura, así como el diseño de medidas de adaptación y mitigación. - Establecimiento de una serie de instrumentos técnicos, económicos, fiscales, financieros y de mercado, de política ambiental, regulatorios y de planeación, evaluación y vigilancia en materia de cambio climático. - El Atlas de Riesgo es otra herramienta de alto grado para la elaboración de los planes de desarrollo urbano, reglamentos de construcción y ordenamiento territorial de las entidades federativas y municipios; y prevenir el posible desplazamiento causado por el cambio climático. - La Ley General de Cambio Climático establece otros instrumentos de evaluación y planeación como el Inventario de Emisiones GEI, el Registro Nacional de Emisiones y el Sistema de Información sobre Cambio Climático. - La Ley regula la financiación de las acciones de adaptación y mitigación del cambio climático. Para este fin, se crea el Fondo para el Cambio Climático con el objeto de captar y canalizar recursos financieros para dichas acciones. - La LGCC define como instrumentos de planeación de la política nacional de cambio climático a la Estrategia Nacional de Cambio Climático, el instrumento rector de la política nacional en el mediano y largo plazos para enfrentar los efectos del cambio climático y transitar hacia una economía competitiva, sustentable y de bajas emisiones de carbono. - La Ley General de Cambio Climático regula las acciones de inspección y vigilancia, así como las medidas de seguridad y sanciones.

Tabla 8: Ejes estratégicos y bloques estructurales de la Ley General de Cambio Climático.

En los bloques estructurales (Tabla 8) la participación social y de actores clave está tomado en cuenta con el objetivo de lograr disminuir desigualdades con enfoque de género y respeto a los derechos humanos. En la Figura 4 se presenta el Marco Institucional del Sistema Nacional de Cambio Climático establecido en la Ley General de Cambio Climático:



Figura 4: Marco Institucional del Sistema Nacional de Cambio Climático en México [10].

La Ley General de Cambio Climático prevé la integración del Sistema Nacional de Cambio Climático, SINACC, para la coordinación efectiva de las diferentes disposiciones del Gobierno y la concertación entre los sectores público, privado y social.

El SINACC lo integran:

- La Comisión Intersecretarial de Cambio Climático, CICC
- El Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, INECC
- El Consejo de Cambio Climático, C3
- Las entidades federativas; las asociaciones de autoridades municipales; y el Congreso de la Unión.

Entre las funciones de la Comisión Intersecretarial de Cambio Climático se encuentran [10]:

- Formular e instrumentar políticas nacionales para la mitigación y adaptación al cambio climático, así como su incorporación a los programas y acciones sectoriales correspondientes;
- Desarrollar los criterios de transversalidad e integralidad de las políticas públicas para que los apliquen las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal centralizada y paraestatal;
- Aprobar la Estrategia Nacional de Cambio Climático, ENCC;
- Participar en la elaboración e instrumentación del Programa Especial de Cambio Climático, PECC.

El Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, INECC, se crea en la Ley General de Cambio Climático para coordinar y realizar estudios y proyectos de investigación científica y tecnológica con instituciones académicas, de investigación, públicas o privadas, nacionales o extranjeras, en materia de cambio climático.

El Consejo de Cambio Climático, C3, es el órgano permanente de consulta de la Comisión Intersectorial de Cambio Climático, y está integrado por miembros provenientes de los sectores social, privado y académico, que asesoran a la Comisión a realizar estudios, políticas y acciones, así como fijar metas para enfrentar los efectos del cambio climático. Además de promover la participación social, informada y responsable, mediante consultas públicas.

La Estrategia Nacional de Cambio Climático se estructura en tres temas [10]:

- Pilares de política nacional de cambio climático que integra un breve análisis de la política en el país en cambio climático.
- Adaptación a los efectos del cambio climático que incluye escenarios climáticos y una evaluación y diagnóstico de la vulnerabilidad y capacidad de adaptación en el país.
- Desarrollo bajo en emisiones/Mitigación que incorpora un panorama sobre las emisiones del país, las oportunidades de mitigación, el escenario y las emisiones de línea base y trayectoria objetivo de emisiones.

La Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión 10-20-40 establece que el cumplimiento de los hitos y metas planteados permitirá a México crecer de manera sostenible con la promoción del manejo sustentable, eficiente y equitativo de sus recursos naturales, así como del uso de energías limpias y renovables, alcanzando un desarrollo con bajas emisiones de GEI. Además, establece una orientación sobre los procesos de selección, diseño e implementación de medidas específicas de adaptación al cambio climático.

Las medidas de mitigación al cambio climático implican un desarrollo económico sustentable y sostenido de bajas emisiones de carbono. La Ley General de Cambio Climático indica que las primeras medidas de mitigación deben asociarse con acciones de mayor potencial de reducción de emisiones al menor costo y máximos beneficios ambientales, sociales y económicos (Figura 5) [10]:

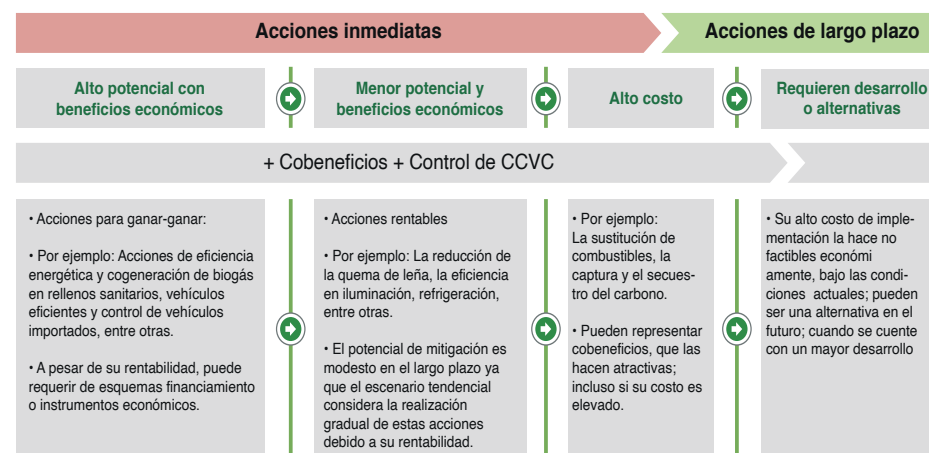


Figura 5: Medidas de mitigación con mayor potencial de reducción de emisiones al menor costo [10].

En el año 2012, el Gobierno de México publicó la Ley General de Cambio Climático, LGCC, que establece plazos y metas indicativas de mitigación, entre las que destacan (Tabla 9) [11]:

Beneficios y oportunidades del Marco Estratégico de Energía y Clima	
<ul style="list-style-type: none"> - Una reducción del 30 por ciento de las emisiones de GEI para el año 2020. - Una reducción del 50 por ciento de las emisiones en el año 2050, versus las emisiones del año 2000. - Tasa cero de deforestación o de pérdida de carbono, sin fecha fija. 	<ul style="list-style-type: none"> - Al menos el 35% de la generación de electricidad en el año 2024 deberá provenir de fuentes de energía limpia. - No emisiones de metano, CH4, por manejo de residuos en ciudades de más de 50 mil habitantes.

Tabla 9: Beneficios y oportunidades del Marco Estratégico de Energía y Clima, México.

La línea base de emisiones de gases de efecto invernadero de México alcanzarían 960 MtCO2eq en el año 2020, 1276 MtCO2eq en el año 2030, y 2257 MtCO2eq en el año 2050.

Para alcanzar los objetivos propuestos por la Ley General de Cambio Climático se requiere reducir las emisiones anuales en 288 MtCO2eq al año 2020 y alcanzar un nivel máximo de emisiones totales de aproximadamente 320 MtCO2eq al año 2050.

En esta medida, en 2010 el Instituto nacional de Estadística, INE, presentó un análisis de curvas de coste o beneficios económicos del reemplazo de tecnologías convencionales por alternativas tecnológicas de bajas emisiones, con un potencial de mitigación al 2020 cercano de 261 MtCO2eq.

En su propuesta de Contribuciones Nacionalmente Determinadas, NDC, México adoptó el compromiso de reducir incondicionalmente el 22% de sus emisiones de gases de efecto invernadero y el 51% de contaminantes climáticos de corta duración, por debajo de la tendencia existente, BAU, para el año 2030, considerando como escenario tendencial base el año 2013, Figura 6.

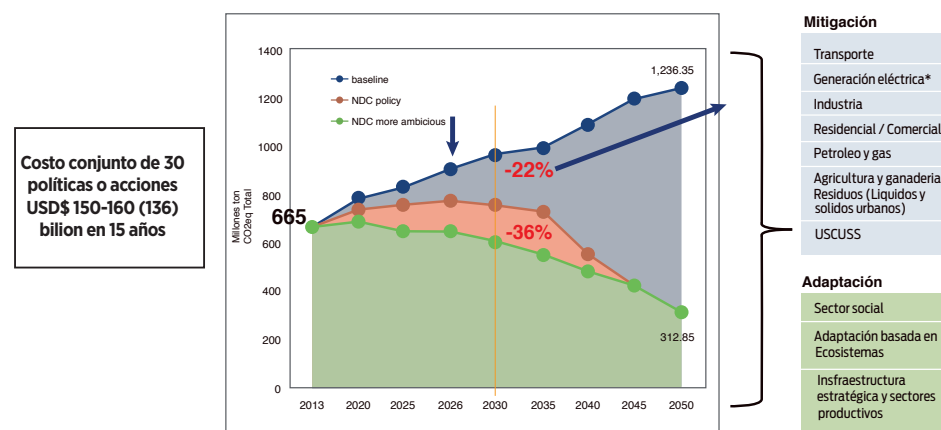


Figura 6: Objetivos de reducción de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, México [11].

En el año 2015, en el marco del proceso del Acuerdo de París, México ratificó su intención y voluntad de participar activamente en mantener la temperatura global por debajo de 2°C y fue el primer país en vías desarrollo que elaboró y envió su propuesta de Contribuciones Nacionalmente Determinadas, NDC. Las NDC mexicanas constan de dos componentes, mitigación y de adaptación (Tabla 10).

Componentes de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, México		
	Mitigación	Adaptación
Medidas	<ul style="list-style-type: none"> - Las no condicionadas, aquellas que el país puede solventar con sus propios recursos. - Las medidas condicionadas, que requieren del establecimiento de un nuevo régimen internacional de cambio climático, propicio para la obtención de recursos adicionales y lograr mecanismos efectivos de transferencia de tecnología. 	<ul style="list-style-type: none"> - La protección de la población de los impredecibles efectos del cambio climático, como son los fenómenos hidrometeorológicos extremos: ciclones, huracanes, tornados, inundaciones, etc. - Aumentar el índice de invulnerabilidad climática del país: incremento de la resiliencia de la infraestructura estratégica y de los ecosistemas que albergan una incuantificable biodiversidad, que proporcionan importantes servicios ambientales.
Metas no condicionadas	<ul style="list-style-type: none"> - Reducir incondicionalmente el 22% de sus emisiones de GEI y el 51% de contaminantes climáticos de corta duración, por debajo de la tendencia existente, BAU, para el año 2030. - Reducir la intensidad de emisiones por unidad de Producto Interior Bruto, PIB, en un 40% desde el 2013 hasta el 2030. 	<ul style="list-style-type: none"> - Fortalecer la resiliencia en un 50% de los municipios más vulnerables del territorio nacional. - Establecer sistemas de prevención y alerta temprana y gestión de riesgo en todos los órdenes de gobierno. - Alcanzar una tasa cero de deforestación en 2030. - Impulsar la adquisición, adecuación e innovación tecnológica de apoyo a la adaptación en aspectos como la protección de infraestructura, agua, transporte y recuperación de suelos.

Tabla 10. Componente de mitigación y adaptación de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas, México.

Las contribuciones nacionales deben actualizarse cada cinco años y están sujetas al principio de progresión. Cada promesa renovada será más ambiciosa a lo prometido previamente, reflejando la más alta ambición posible de adaptación y mitigación.

El Senado de México ratificó el Acuerdo de París el 21 de septiembre del año 2016. Entre las modificaciones incluidas en la Ley General de Cambio Climático destacan (Tabla 11):

Modernización y actualización de la Ley General de Cambio Climático, México	
Modificaciones (2016)	Objetivos (2017)
<ul style="list-style-type: none"> - Incorporación de metas, conceptos y premisas del Acuerdo de París como parte de los compromisos nacionales, incluyendo la temperatura promedio global a menos de 2°C, con esfuerzos por limitarlo a 1.5°C. - Adopción de las NDC como el instrumento asociado al Acuerdo de París para alcanzar las metas de este Acuerdo y los objetivos de largo plazo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). - Establecimiento de mandatos: <ul style="list-style-type: none"> A. Generar un Programa Nacional de Adaptación y de un sistema de alertas tempranas para reducir la vulnerabilidad. B. Creación de forma progresiva y gradual de un sistema de mercado de carbono. - Reducción y compensación de emisiones de GEI para la aviación civil. - Consideración de los Informes de evaluación del Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático, IPCC, para la modificación, adición o reorientación de la política nacional de cambio climático. - Adopción de la noción de desarrollar un marco de transparencia sobre la acción en cambio climático. 	<ul style="list-style-type: none"> - Mantener una visión preventiva de largo plazo frente a los crecientes impactos del cambio climático, en consideración de la vulnerabilidad de la riqueza natural, social y económica, así como de las estrategias de desarrollo del país. - Garantizar la congruencia y complementariedad entre instrumentos de política nacional con los compromisos internacionales. - Actualizar una base legal sólida como sustento para la definición de políticas nacionales de cambio climático de mediano y largo plazo. - Adecuar la terminología de la Ley General de Cambio Climático con lo establecido en el Acuerdo de París. - Incorporar nuevas oportunidades, instrumentos y retos para contribuir efectivamente a la mitigación de GEI y a la adaptación con participación multisectorial. - Facilitar la modernización y utilización de instrumentos económicos, regulatorios e institucionales que permitan lograr los objetivos y metas locales, estatales, nacionales e internacionales.

Retos	
Componente mitigación	Componente adaptación
<ul style="list-style-type: none"> - Fomentar la competitividad del sector productivo y transitar a modelos de ciudades sustentables. - Implementar el Sistema de Comercio de Emisiones y definir precio al Carbono. - Incorporar Contaminantes Climáticos de Vida Corta al Inventario y Registro de Emisiones - Acelerar la transición energética hacia fuentes de energía limpia. - Reducir la intensidad energética. 	<ul style="list-style-type: none"> - Implementar la Política Nacional de Adaptación. - Reducir la Tasa de deforestación. - Identifica y reducir la vulnerabilidad social. - Aumentar la resiliencia de los ecosistemas. - Establecer Sistemas de Alerta Temprana y mecanismos de atención inmediata en zonas impactadas por el cambio climático. - Minimizar riesgos y daños considerando los escenarios actuales y futuros de cambio climático.

Tabla 11. Modernización y actualización de la Ley General de Cambio Climático, México

La Ley de Transición Energética es el principal instrumento de transformación del modelo energético actual, siendo sus principales pilares una penetración más acelerada de las energías limpias en la matriz eléctrica mexicana y un significativo avance en las acciones de eficiencia energética. El principal objetivo de la Ley de Transición Energética es regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos. El principal objetivo se puede subdividir en los siguientes puntos:

- Prever el incremento gradual de la participación de las energías limpias en la industria eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones.
- Facilitar el cumplimiento de las metas de energías limpias y eficiencia energética referidas en esta Ley de una manera económicamente viable.
- Incorporar las externalidades en la evaluación de los costos asociados a la operación y expansión de la industria eléctrica, incluidos aquellos sobre la salud y el medio ambiente.
- Determinar las obligaciones en materia de aprovechamiento sustentable de la energía y eficiencia energética.
- Establecer mecanismos de promoción de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes.
- Reducir, bajo condiciones de viabilidad económica, la generación de emisiones contaminantes en la generación de energía eléctrica.
- Apoyar el objetivo de la Ley General de Cambio Climático, relacionado con las metas de reducción de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero y de generación de electricidad, provenientes de fuentes de energía limpia.
- Promover el aprovechamiento sustentable de la energía en el consumo final y los procesos de transformación de la energía.
- Promover el aprovechamiento energético de recursos renovables y de los residuos.
- Homologar las obligaciones establecidas en materia de energías limpias y de reducción de emisiones de contaminantes de la industria eléctrica a los productos consumidos en el territorio nacional, independientemente de su origen. Para ello, se establece la elaboración de una Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios.

La Ley de Transición Energética, al igual que la Ley General de Cambio Climático, define como instrumentos de planeación de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios al Programa Especial de la Transición Energética, PETE, y al Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, PRONASE, que se convierten en políticas obligatorias en materia de energías limpias y eficiencia energética.

El Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, PRONASE se define como el instrumento de planeación de las actividades y proyectos derivados de las acciones de eficiencia energética, establecidas en la Estrategia durante el período de encargo de una Administración Federal. Por otro lado, la Ley de Transición Energética ratifica al PETE como el instrumento de planeación para alcanzar las metas de energías limpias a corto plazo.

Para dar seguimiento a las metas de energías limpias y eficiencia energética se diseñaron los indicadores que a continuación se presentan. Su objetivo es monitorear la dinámica hacia la transición energética en la generación eléctrica y el consumo de energía del país, conforme a lo establecido en la LTE. Se definen cuatro rubros de indicadores de monitoreo, Figura 7:

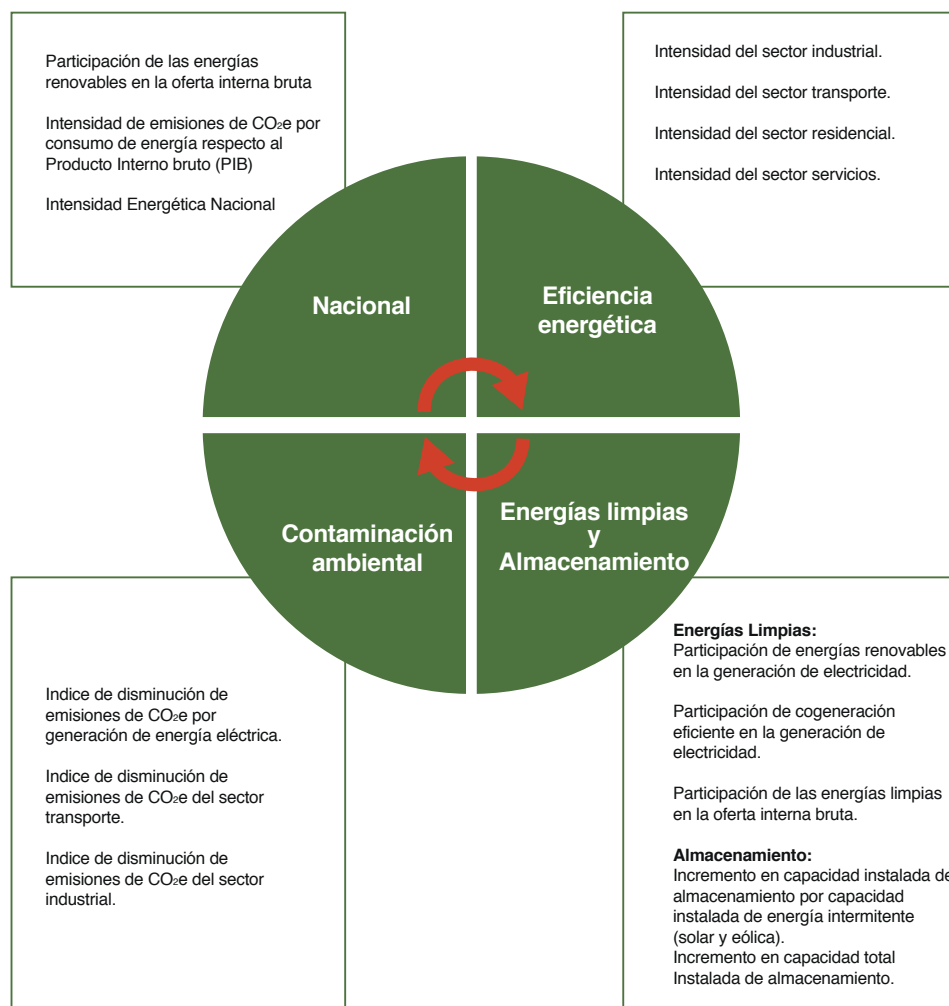


Figura 7: Indicadores de seguimiento a las metas de energías limpias y eficiencia energética [12].

A continuación, se presenta el tablero de indicadores de acuerdo a su clasificación, así como sus líneas base conforme a la información de fuentes oficiales y disponibles al momento de elaboración de la presente Estrategia.



Indicadores de las metas y sus líneas bases respectivas de la Estrategia, México		
	Indicador	Línea base
De las metas de la Estrategia	Participación de energías limpias en la generación total de electricidad	Año base (2015): 20.3% (SENER)
	Intensidad energética final	Año base (2014): 355.6 KJ/MXP (SENER-INEGI)
De la Transición energética Nacional	Participación de las energías limpias en la oferta interna bruta	Año base (2014): 7.7% (SENER)
	Intensidad de emisiones de CO ₂ por consumos de energía respecto al PIB	Año base (2014): 31.7 Gg CO ₂ eq/MMMXP (INECC-INEGI)
	Intensidad energética nacional	Año base (2014): 626 KJ/MXP (SENER-INEGI)
Eficiencia energética	Intensidad del sector industrial	Año base (2014): 337.7 KJ/MXP (SENER-INEGI)
	Intensidad del sector transporte	Año base (2014): 163.1 KJ/MXP (SENER-INEGI)
	Intensidad del sector residencial	Año base (2014): 81.4 KJ/MXP (SENER-INEGI)
	Intensidad del sector servicios	Año base (2014): 20.1 KJ/MXP (SENER-INEGI)
Energías limpias	Participación de energías limpias en la generación de electricidad	Año base (2015): 15.4% (SENER)
	Participación de cogeneración eficiente en la generación de electricidad	Año base (2015): 1.2% (SENER)
	Participación de las energías limpias en la oferta interna bruta	Año base (2014): 8.9% (SENER)
Almacenamiento	Incremento en capacidad de almacenamiento por energía renovables	Capacidad instalada de almacenamiento por capacidad instalada de energía intermitente (solar y eólica). Año base (2016): 0% (SENER)
	Incremento en capacidad de almacenamiento total	Capacidad total instalada de almacenamiento. Año base (2016): < 5MW (SENER)
Contaminación ambiental	Índice de disminución de emisiones de CO ₂ por generación de energía eléctrica	Base 100 = 2014 (384.2 Gg CO ₂ eq/TWh) (INECC)
	Índice de disminución de emisiones de CO ₂ del sector transporte	Base 100 = 2014 (73.1 Gg CO ₂ eq/PJ) (INECC)
	Índice de disminución de emisiones de CO ₂ del sector industrial	Base 100 = 2014 (47.2 Gg CO ₂ eq/PJ) (INECC)

Tabla 12. Indicadores de las metas y sus líneas bases respectivas de la Estrategia, México.

1.4 Política Energética y Hoja de Ruta 2050, Chile

El inicio de la actual política energética de Chile inicia en el año 2008 con la publicación del documento “Política Energética: Nuevos Lineamientos. Transformando la Crisis Energética en una Oportunidad” que incide en la necesidad de elaborar una Política Energética a largo plazo, con carácter de política de Estado y un enfoque sistémico.

Entre las recomendaciones realizadas para la reestructuración del sector energético chileno destacan:

- La transformación institucional del sector energético mediante la separación de funciones de formulación de políticas, con la creación del Ministerio de Energía; así como de las funciones de regulación, y fiscalización y supervisión, en coordinación con la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, proporcionando un papel esencial al rol articulador del Estado en la elaboración y propuesta de escenarios de desarrollo energético de largo plazo, así como en la planificación de estrategias para enfrentar emergencias y contingencias energéticas.
- La elaboración de un documento sobre Política Energética de largo plazo, con un enfoque integral, fijando metas y objetivos claros, en un marco de consenso, por medio de mecanismos de consulta pública.

Posteriormente, en el año 2012, el Ministerio de Energía, diseñó y publicó una Estrategia Nacional de Energía 2012-2030, estableciendo que la Política Energética debe enmarcarse en la política general cuyo objetivo es llevar a Chile a ser un país desarrollado. Entre las principales propuestas de la Estrategia Nacional de Energía se tienen:

- Asociar el crecimiento sostenido de la economía con una mayor disponibilidad de energía limpia, segura y económica, y con la consecución de metas macroeconómicas y sociales, como por ejemplo en educación, salud, vivienda, y reducción de la pobreza.
- Involucrar a diversos actores a nivel nacional y regional, incluyendo diversas instancias de participación ciudadana, en la implementación de la estrategia energética.
- Reconocer la necesidad de construir una institucionalidad de largo plazo que revise y establezca los objetivos de la matriz energética periódicamente, incorporando criterios técnicos, económicos y sociales; e involucrar la contribución de expertos, de organizaciones afines y de la ciudadanía, además de la orientación de las autoridades.

En septiembre del año 2015, el Comité Consultivo elabora el documento “Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile”, que desvelaba elementos clave para la elaboración de la Política Energética de largo plazo en Chile. En la Figura 8 se presenta las diferentes etapas del proceso de formulación de la Política Energética en Chile.

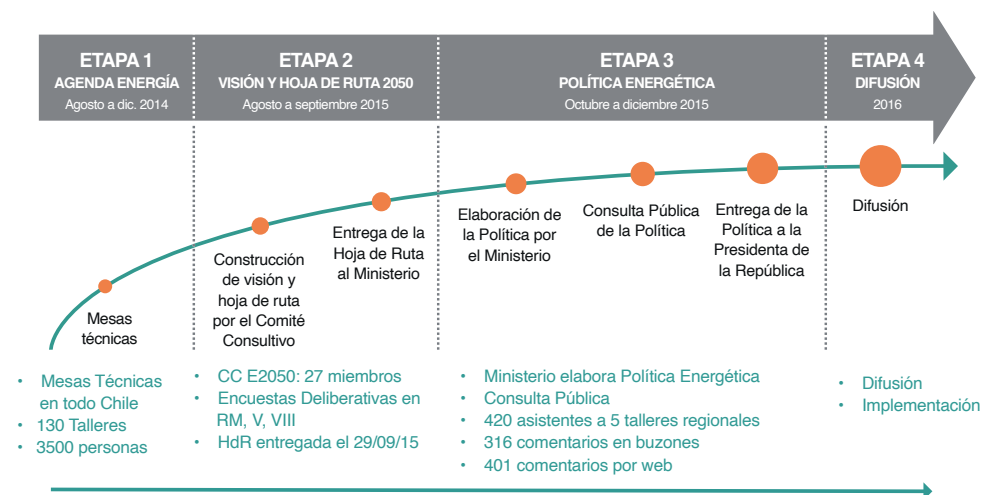


Figura 8: Etapas del proceso de formulación de la Política Energética de Chile [16].

La Hoja de Ruta 2050 tiene entre sus principales metas promover una cultura energética en la sociedad a nivel transversal. A nivel ciudadano define un nuevo rol de “prosumidor”, entendido como un consumidor activo y responsable con la transición energética, quien no solo consume, gestiona y se preocupa por los impactos negativos de la energía, sino que también participa activamente en las fases de producción, almacenamiento y comercialización [17].

Para alcanzar las metas propuestas en la Hoja de Ruta 2050 (Tabla 13), entre las que destacan [18]:

Propuestas de la Hoja de Ruta 2050	
- Una elevada penetración de fuentes renovables en generación eléctrica.	- Reducción de las emisiones de GEI.
- Disminución de los precios de la energía al nivel de los países desarrollados ^{x1}	- Desacople del consumo energético del crecimiento económico como resultado de la eficiencia energética.

Tabla 13. Propuestas de la Hoja de Ruta 2050.



La Política Energética de Chile establece una visión a largo plazo, al año 2050, que se sustenta en 4 pilares (Tabla 14):

Pilares de la Política Energética de Chile		
Pilar 1: Seguridad y calidad de suministro	A nivel sistema A nivel local	- Asociado a la confiabilidad y flexibilidad del sistema energético. - Promoción de la seguridad y flexibilidad a nivel de producción centralizada y contar con una producción descentralizada y gestión activa de la demanda. - Configuración del sistema energético con elevados niveles de confiabilidad y calidad de suministro, en la actualidad asociados, a significativos niveles de penetración de generación distribuida y masificación de gestión inteligente de la demanda similares a otros países de la OCDE.
Pilar 2: Energía como motor de desarrollo	Desarrollo energético inclusivo Acceso equitativo a servicios energéticos y calidad de vida Inclusividad territorial Competitividad sector energético	- Desarrollo energético caracterizado por un acceso equitativo a la energía, coordinación territorial y precios que favorezcan la competitividad del sector. - Integración en la planificación del territorio urbano y rural, los requerimientos necesarios para la implementación de sistemas de transporte sostenible y edificaciones eficientes y menos contaminantes. - Reducción sustancial en los precios de la energía eléctrica para los usuarios a nivel residencial e industrial.
Pilar 3: Energía compatible con el ambiente	- Matriz energética renovable - Externalidades locales - Energía y cambio climático	- Creación de una matriz energética renovable y exposición de la preocupación por el impacto medioambiental, local y global. - Elaboración de la normativa pertinente que declare a la biomasa forestal como combustible sólido. - Recambio de calefactores y calefacción colectiva donde sea necesario.
Pilar 4: Eficiencia y educación energética	- Eficiencia energética. - Educación y cultura energética	- Desacoplamiento del crecimiento del país del crecimiento del consumo energético. Así, en la industria y la minería, sectores muy intensivos en el consumo energético, es necesario implementar planes y medidas del uso eficiente de la energía.

Tabla 14: Pilares de la Política Energética de Chile

La Política Energética 2050 en Chile es planteada como un elemento fundamental en la estrategia de desarrollo económico, social e institucional del país a largo plazo. Además, el Gobierno de Chile considera que la energía debe convertirse en un factor de competitividad y en un motor de desarrollo de manera innovadora de los diferentes sectores económicos del país.

A pesar del significativo potencial hidroeléctrico en Chile, la participación hidroeléctrica se ha reducido del 80%, en los años 80, a un 32% en el último quinquenio. La Política Energética 2050 indica que es necesario implementar medidas para que las energías renovables suministren el 60% en el año 2035 y, al menos, el 70% de la generación eléctrica en el año 2050. La futura matriz renovable deberá utilizar al máximo la infraestructura de generación eléctrica actualmente existente, y así en conjunto con tecnologías termoeléctricas bajas en emisiones y coste-eficientes,

como el gas natural y la biomasa, deberá contribuir a un desempeño eficiente del sistema eléctrico.

Los elementos clave de la institucionalidad asociada a la implementación, seguimiento y monitoreo de la Política Energética de largo plazo incluye los siguientes criterios:

- Compromiso de largo plazo y actualización: una Política Energética de largo plazo con compromiso del Estado, con actualización periódica y participativa, cada 5 años.
- En cada actualización se convocará a un Comité Consultivo que provenga de diversos ámbitos relacionados con el sector energético, para que proponga cambios a la Política Energética de largo plazo vigente.
- Seguimiento y monitoreo: existencia de mecanismos de monitoreo, seguimiento y evaluación permanente.

El gobierno chileno se caracteriza por la existencia de una estructura administrativa bastante centralizada. Existen numerosos organismos relacionados con el sector energético (Tabla 15), tanto en electricidad como en gas, siendo los principales:

Funciones de los organismos del Sector energético, Chile	
Ministerio de Energía	- Elaborar y coordinar los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país, con el fin de que todos los ciudadanos puedan acceder a la energía de una forma segura y con precios competitivos. - Cuenta con siete divisiones: la política energética y la prospectiva, la seguridad y el mercado eléctrico, la seguridad y el mercado de hidrocarburos, las energías renovables, la eficiencia energética, el desarrollo sostenible y el acceso y la equidad energética.
Comisión Nacional de Energía, CNE	- Elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el correcto desarrollo del sector y la operación de los sistemas energéticos. - Calcular y fijar las tarifas y peajes, así como el valor agregado de distribución.
Superintendencia de Electricidad y Combustibles, SEC	- Supervisar el cumplimiento de las normas por parte de las empresas. - Otorgar concesiones e informar al Ministerio de Economía acerca de las solicitudes de concesión definitivas.
Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, CISE	- Coordinar la operación del sistema eléctrico de Arica a Chiloé, preservando el suministro eléctrico con necesaria seguridad, de manera económica y garantizando el acceso abierto a los sistemas de transmisión.

Tabla 15: Funciones de los organismos del Sector energético, Chile

Además de los anteriores organismos nacionales existen otros agentes en el sector:

- La Agencia Chilena de Eficiencia Energética
- El Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables
- La Comisión Chilena de Energía Nuclear
- Varios Ministerios como el de Economía, el de Minería o el de Obras Públicas

En la Figura 9 se presentan los organismos, entidades y empresas que componen la institucionalidad del sector energético chileno, en sus distintos niveles.

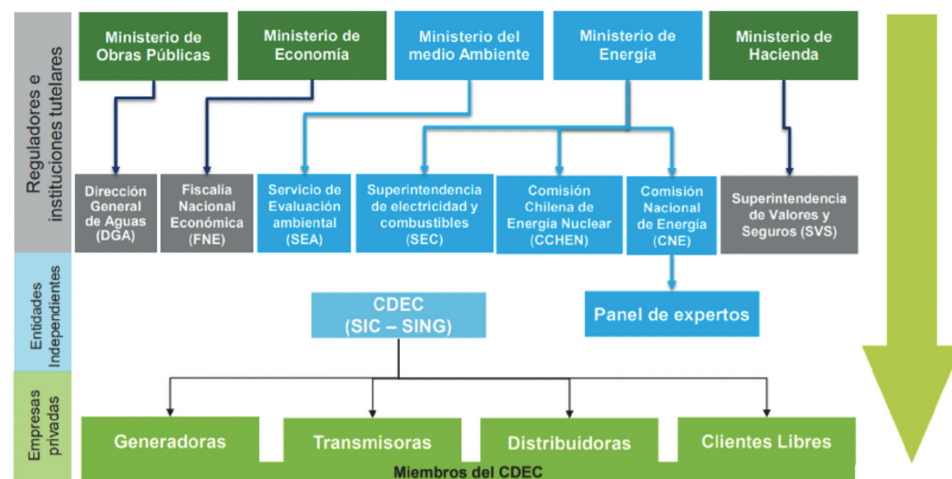


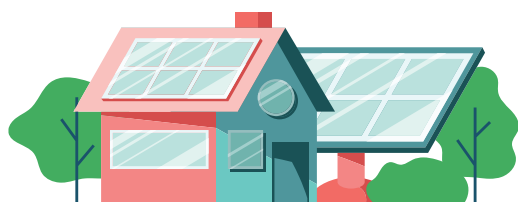
Figura 9: Organismos y entidades que conforman la institucionalidad del sector energético chileno [18].

Entre los años 2014 y 2016, el Estado de Chile ha reestructurado el sector energético y establecido las bases normativas para la transición energética hacia un modelo energético respetuoso y moderno, basado en la masiva integración de sistemas renovables de generación de energías, planes de eficiencia energética, redes inteligentes, gestión de la demanda, reducción del consumo de recursos fósiles.

En el año 2050 Chile dispondrá de un sistema energético con una muy reducida dependencia de hidrocarburos de exterior y un sistema eléctrico con un consumo final inteligente y con un elevado nivel de penetración de sistemas renovables.

1.5 Elementos Claves en el Entorno Normativo sobre Transición Energética

Los diferentes marcos legales sobre cambio climático y estrategias de transición energética, descritos en apartados anteriores, permiten definir una serie de elementos comunes y diferenciadores entre los entornos normativos evaluados en el presente estudio (Tabla 16), entre ellos, Francia, España, México y Chile, asociados a la transformación del modelo energético actual: transición hacia economías baja en carbono y resiliencia climática.



Factores comunes en las normativas de cambio climático y transición energética a escala global	
Acciones ante la urgencia y emergencia climática.	El cambio climático global es uno de los factores dinamizadores en la adopción de medidas para afrontar el calentamiento del planeta en las agendas.
Acelerado proceso de transición hacia una economía baja en carbono	Descarbonización del sector eléctrico; acelerada electrificación con fuentes limpias de generación y transición a combustibles con bajas emisiones de carbono; mayor eficiencia y menor derroche; recuperar y mejorar los sumideros de carbono.
Superación de las barreras de transición energética	La regulación de las finanzas sostenibles y la provisión de información fomentando inversiones en la creación de una economía baja en carbono, fijando su precio.
El Acuerdo de París como referente de lucha ante el cambio climático	Elaboración de un marco normativo nacional en base a los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas y del Acuerdo de París para alcanzar las metas en los plazos establecidos.
Crecimiento exponencial del número de entornos normativos sobre cambio climático	Lucha global contra el cambio climático: reducción de GEI, economías bajas en carbono, aumento de la invulnerabilidad local y la resiliencia climática. Para el año 2018 existían 1500 leyes nacionales relacionadas con estrategias y objetivos de adaptación y mitigación del cambio climático.
Diversidad en la estructura y evolución de las políticas de cambio climático	La política y estrategias dependen de la experiencia reguladora y visión climática a largo plazo de cada país. Unos adoptan legislaciones climáticas en parlamentos, otros en órdenes ejecutivos, decretos o planes promulgados por el gobierno.
Voluntad política para la adopción de políticas sobre cambio climático	El apoyo de los actores políticos es fundamental para alinear los objetivos climáticos con los objetivos económicos y sociales, integrando la estrategia climática con la transformación del modelo económico y energético.
Importancia del ámbito de aplicación del entorno normativo climático	El ámbito de aplicación de una ley de lucha contra el cambio climático debería abordar los elementos clave (Figura 10). Además, el análisis de la adaptación con instrumentos de evaluación y valoración de los riesgos.
Compromiso entre especificidad y flexibilidad del entorno normativo climático	Las leyes marco sobre cambio: políticas y estrategias climáticas específicas en la legislación y un proceso inclusivo, con participación de actores sociales, para el diseño de un marco normativo flexible.
Importancia de los mandatos institucionales y funciones clave	La creación de nuevas instituciones se refleja particularmente en la necesidad de crear nuevos organismos de asesoramiento y consulta independientes.
Control parlamentario y rendición de cuentas	Análisis y evaluación independientes, que se puede complementar con un mecanismo de control parlamentario.

Tabla 16: Factores comunes en las normativas de cambio climático y transición energética a escala global [20, 21]

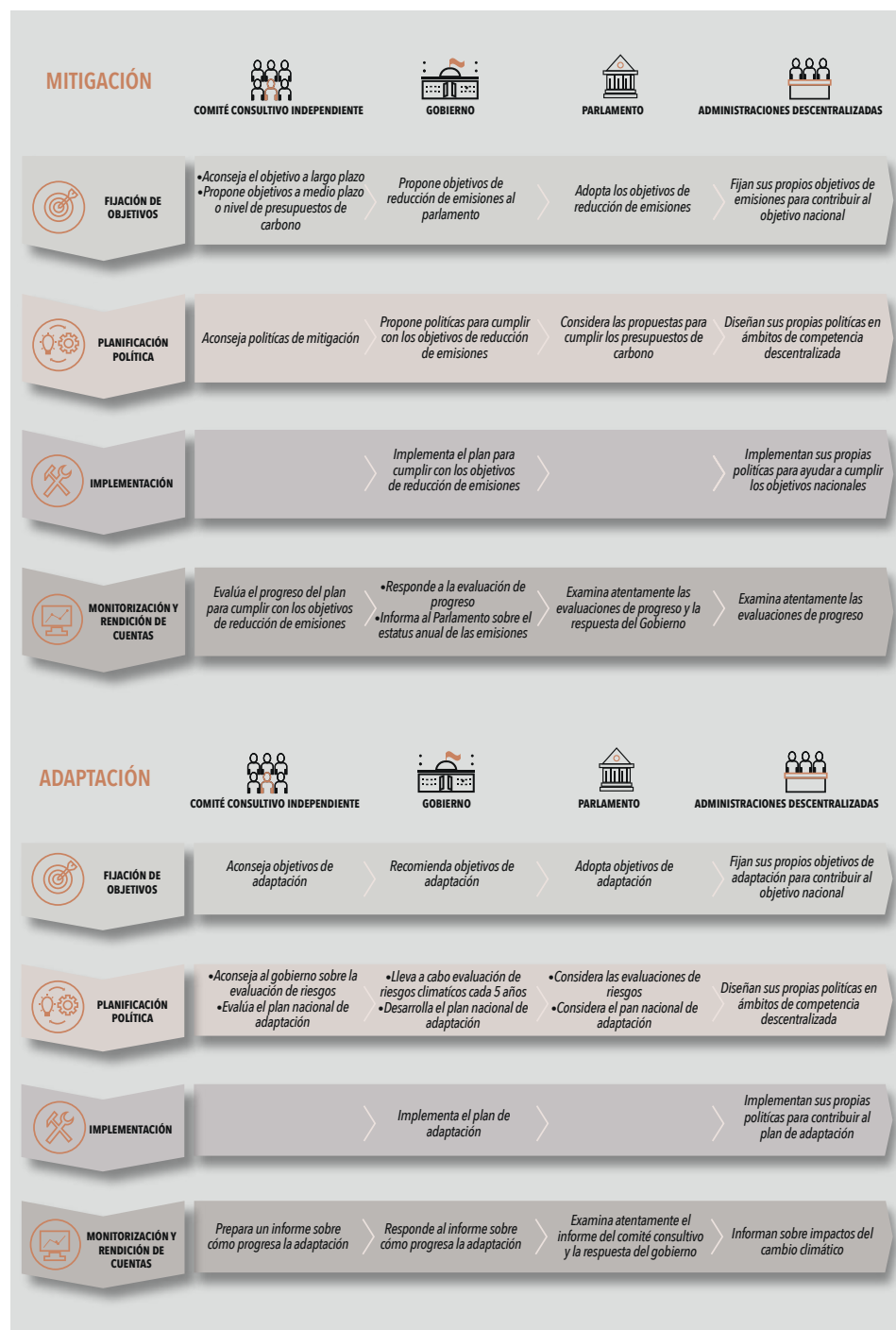


Figura 10: Actores clave en la implementación de acciones y mecanismos de mitigación y adaptación [20].

Finalmente, en la Tabla 17 se presentan algunas recomendaciones para el diseño de entornos normativos sobre cambio climático:

Recomendaciones para el diseño de entornos normativos sobre cambio climático	
<ul style="list-style-type: none"> - Marco temporal para la adopción de una ley. - Objetivos a largo plazo y cero emisiones netas. - Las metas de reducción de emisiones a medio plazo e inclusión de disposiciones para el aumento progresivo de los objetivos. 	<ul style="list-style-type: none"> Mandatos claros para las funciones claves de gobernanza. Un órgano consultivo independiente de cambio climático y/o transición energética. Responsabilidad del Gobierno en el proceso de implementación y administraciones descentralizadas. Mecanismos claros de financiación.

Tabla 17: Recomendaciones para el diseño de entornos normativos sobre cambio climático

2

2. SUSTENTO TÉCNICO, ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA GLOBAL

2.1 Cenit y Agotamiento de los Recursos Energéticos Fósiles

El pico del petróleo no es un tema novedoso, fue propuesto por el geofísico americano Martin King Hubbert, en el año 1956, quien describió el comportamiento de un pozo de petróleo a lo largo de su vida de producción y predijo que el pico de crudo ligero en los Estados Unidos se alcanzaría el año 1970. Dicha predicción se vio reflejada en el particular pico del recurso mencionado que se incrementó desde alrededor cien mil barriles hasta 9 millones 770 mil barriles diarios (entre 1900 y 1970). Después de este pico, la producción bajó a 8 millones de barriles diarios de crudo convencional en el año 1977. En 7 años, la producción de crudo ligero de los Estados Unidos experimentó una reducción de casi 1 millón 700 mil barriles diarios.

El geólogo King Hubbert de la Shell Company demostró que cualquier yacimiento de petróleo presenta un comportamiento bastante previsible y predecible, conocido desde entonces como la “Curva de Hubbert”. La producción de petróleo en cualquier pozo, yacimiento, país, región o planeta alcanza un punto máximo de producción denominado cenit o pico del petróleo.

El pico de extracción de petróleo no puede ser superado ni con nuevos descubrimientos ni con más perforaciones de pozos. Así, Martin King Hubbert estimó que una vez alcanzado el pico máximo de producción en el futuro nunca más se podrá superar ese nivel.

Después del pico de producción de los campos de Alaska, la producción total de crudo en Estados Unidos se redujo estrepitosamente. En el año 2008, la producción de crudo convencional y no convencional alcanzó un mínimo histórico de 5 millones de barriles diarios o 6 millones 783 mil barriles diarios si se incluye a los combustibles líquidos no convencionales. Así, en el año 2008, Estados Unidos experimentó el periodo de mínima producción de combustibles líquidos posterior a la crisis petrolera del año 1973.



En el mundo existen diferentes tipos de crudo. Los crudos se diferencian por el índice de gravedad, API, y el contenido de azufre. El valor de ambas características de calidad, inherentes al recurso, definen el precio del crudo en el mercado internacional. Los crudos pesados y ácidos, que habitualmente implican costes más elevados de producción con procesos de refinación complejos y energéticamente intensos, son penalizados con un valor de mercado inferior a los crudos ligeros.

La recuperación de la producción en los yacimientos de petróleo en Irak y Libia, así como el aumento o mantenimiento de la producción de crudo convencional en importantes países productores como Rusia, Irán, Arabia Saudí, Emiratos Árabes Unidos, Angola, Brasil, Kuwait y Qatar, entre otros, ha permitido incrementar la producción hasta 74 millones de barriles, en el año 2018.

Este incremento se dio a pesar del significativo declive de la producción de crudo convencional experimentado en las últimas décadas en diferentes países productores. Según datos de British Petroleum BP del año 2009, en relación a la producción de crudos convencionales (Tabla 18)- crudos ligeros, pesados y condensados -, 30 de los 54 estados productores de petróleo ya habían superado el cenit de producción, 10 ya han entrado en una suave reducción de la extracción de petróleo y tan sólo 14 continuaban aumentando su producción anual.

Combustibles convencionales y no convencionales derivados del petróleo		
Combustible	Extracción	Tipos
Crudos convencionales	Proceso de extracción relativamente sencillo, barato y de elevada movilidad del crudo	- Crudo ligero (baja densidad y viscosidad) - Petróleo pesado - Condensados, hidrocarburos muy ligeros (en estado gaseoso en el subsuelo)
Crudos no convencionales	Acceso difícil y extracción compleja	- Petróleos extrapesados (gravedad por debajo de 10° según la American Petroleum Institute) - Arenas pesadas o asfálticas (oil sands) - Esquistos bituminosos (oil shales) - Rocas compactas de baja permeabilidad
Combustibles líquidos no convencionales	Obtención por conversión	- Conversión gas natural a líquidos: gas-to-liquids o GTL - Conversión de carbón a líquidos: coal-to-liquids o CTL

Tabla 18: Combustibles convencionales y no convencionales derivados del petróleo

En resumen, el crudo no convencional deberá asumir una parte del aumento de la demanda total de combustibles líquidos a escala global, en las próximas décadas. Los combustibles líquidos no convencionales conformados por los líquidos de gas natural, LGN, las ganancias de refinería y otros líquidos no definidos, como los combustibles sintéticos, obtenidos a partir del gas natural y del carbón, deberán satisfacer la restante demanda global de combustibles líquidos.

A finales del año 2019, se considera que se han consumido alrededor de unos 1000 billones de barriles de petróleo y según la Agencia Internacional de la Energía, IEA, con la tecnología actualmente existente, se podría extraer unos 3000 billones de barriles de petróleo adicionales.

La creciente incorporación en la producción mundial de los denominados combustibles líquidos y crudos no convencionales para garantizar la demanda de petróleo a escala global es una realidad incontestable. Actualmente, con datos del tercer trimestre del año 2019, los combustibles líquidos y crudos no convencionales suministran 24 millones de los 99 millones de barriles diarios de la demanda de combustibles líquidos en el mundo, casi un 25% de la producción mundial de crudo, convencional y no convencional.

Las reservas descubiertas en los 3 últimos años tan sólo representan una tercera parte de la demanda esperada en el año 2019. Se constata la tendencia de los últimos años en la reducción anual de descubrimientos de reservas de petróleos convencionales y la incapacidad en un futuro muy cercano de garantizar el suministro global de crudo convencional. El descubrimiento de reservas de petróleo convencional equivalente a 13 mil millones de barriles, entre los años 2017 y 2019, demuestran el incontestable hecho que la demanda de derivados del petróleo de la sociedad industrial y de sus más importantes actividades económicas, actualmente, es garantizada por el stock de reservas existentes en los grandes yacimientos petroleros descubiertos hace varias décadas (años 50-70 del siglo pasado).

Es importante indicar que, en el año 2015, el consumo anual de hidrocarburos líquidos superó los 34 mil 500 millones de barriles, más de tres veces las reservas descubiertas en ese mismo año. Por tanto, los descubrimientos de reservas recuperables totales de 12 mil millones de barriles, en el año 2015, demuestran el incontestable hecho que la dependencia global de los derivados del petróleo está cubierta por el stock de reservas existentes.

La importante reducción de los precios del petróleo, por tanto, los ingresos netos de las compañías petroleras han provocado una estricta prudencia financiera en la fase de búsqueda y exploración de nuevas reservas (las empresas petroleras están más preocupadas en explotar los yacimientos existentes). Se han cancelado los proyectos de exploración más arriesgados (yacimientos muy complejos y costosos, así como proyectos de aguas profundas) y tan sólo se invierte en la extracción de petróleo de yacimientos previamente descubiertos, donde los riesgos son mucho menores (Figura 11).

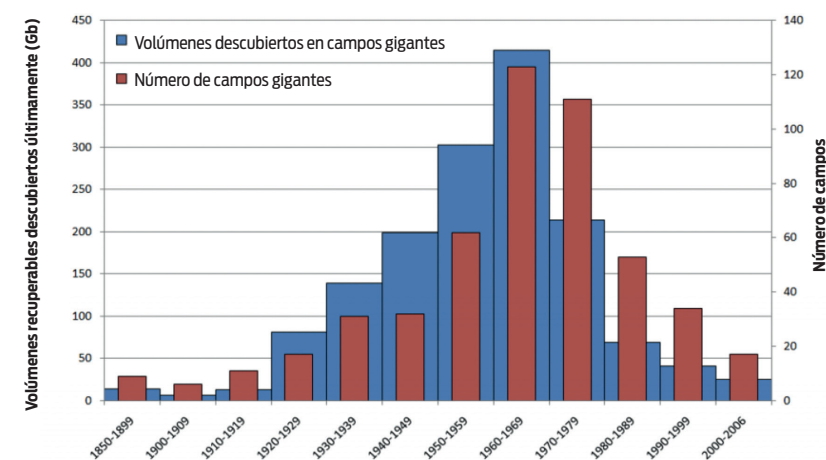


Figura 11: Evolución del descubrimiento de yacimientos y producción recuperable entre los años 1850 y 2006.

En el año 2019, hasta finales de septiembre, se han descubierto 7 mil 700 millones de reservas equivalentes de gas y petróleo. Descubrimientos claramente insuficientes para garantizar el suministro de petróleo y gas natural a largo plazo. De los 7 mil 700 millones de barriles equivalentes de petróleo descubiertos, entre gas y crudo, tan sólo 3 mil 200 millones corresponden a descubrimientos de petróleo, menos de una décima parte de la demanda anual esperada de crudo en el mundo, unos 35 mil millones de barriles a finales del año 2019. La dramática reducción de los volúmenes de reservas recuperables en los nuevos yacimientos descubiertos (Figura 11), en las últimas tres décadas, certifica la predicción de Martin King Hubbert sobre el paulatino y escalonado agotamiento de los recursos petrolíferos a escala global.

El común denominador de las curvas de producción de crudo, convencional y no convencional, desvelan que este recurso fósil se acabará tarde o temprano, y en el proceso generará un serio impacto sobre las actividades económicas muy dependientes de este hidrocarburo como el transporte de personas y mercancías, la agricultura, la pesca, el turismo y la seguridad nacional. En este sentido, es una situación inexorable que la humanidad aborde el problema de escasez de los derivados del petróleo en un horizonte no muy lejano, mediante la elaboración de estrategias de desacoplamiento energético de las economías dependientes del petróleo, especialmente en aquellos países que no disponen de importantes reservas de crudo.

2.2 Evolución Técnica y Económica de las Energías Renovables

Las reducciones de precios eólicos, experimentados en los últimos años en el mundo, permite deducir que mercados eléctricos tan competitivos, como el americano y el europeo, aún tienen un margen adicional de reducción del precio de la energía eólica, que deberá reflejarse en los mercados renovables emergentes de América del Sur.

ENERGÍA EÓLICA

Los parques eólicos y las centrales solares fotovoltaicas se consideran sistemas renovables de generación eléctrica no gestionables, es decir, presentan una elevada variabilidad. Actualmente, en el Perú operan 4 parques eólicos, con una potencia total instalada de 232 MW. Asimismo, se encuentran en construcción 3 parques eólicos más, con una potencia total a instalar de 162 MW. A finales del año 2020, el Perú deberá contar con 394 MW de potencia eólica instalada. Por tanto, el país cuenta con una importante experiencia en la instalación de parques eólicos y un talento humano que es necesario preservar y promocionar. Asimismo, los precios de energía eólica en el Perú se han reducido sustancialmente entre el año 2010 y 2016, marcando incluso precios record en el mundo. En el año 2016, el precio promedio ofertado en la cuarta subasta RER fue de 38 \$/MWh a diferencia de los 80 \$/MWh, obtenido en la primera subasta RER en el año 2010.

El Ministerio de Energía y Minas, MINEM, estima que el potencial eólico aprovechable del Perú es de 22000 MW. No obstante, el COES, Comité de Operación Eco-

nómica del Sistema, en agosto del 2015, presentó el informe denominado “Máxima Capacidad de Generación no Convencional (Eólica y Solar Fotovoltaica) a instalar en el SEIN”, que limita la instalación de potencia eólica y solar a 1656 MW, en el escenario más pesimista, denominado inyección múltiple (Tabla 19).

S/E del Sitio Candidato	Area	Vnon [kV]	GENER EÓLICA	GENER SOLAR	Total Inyección Simple [MW]	Total Inyección Múltiple por Sitio	Total Inyección Múltiple por Area	Total CMGNC en el SEIN
ZORRITOS	Area Norte	220,0	X	X	150	80	720	1656
TALARA		220,0	X	X	430	80		
PARIÑAS		220,0	X	X	230	80		
PIURA OESTE		220,0	X	X	540	80		
LA NIÑA		220,0	X	X	600	80		
CHICLAYO OESTE		220,0	X		500	80		
FELAM		220,0	X		270	80		
GUADALUPE		220,0	X		550	80		
CUPISNIQUE		220,0	X		340	80		
HUACHO	Area Centro 1	220,0	X		3540	80	332	
ICA		220,0	X	X	150	80		
MARCONA		220,0	X	X	300	80		
TRES HERMANAS		220,0	X	X	12	12		
OCOÑA		500,0		X	500	80		
SAN JOSÉ	Area Sur Oeste	500,0	X	X	500	80	604	
MONTALVO		500,0		X	500	80		
SOCABAYA		220,0		X	340	80		
SANTUARIO		138,0	X		140	80		
REPARTICIÓN		138,0		X	85	40		
MAJES		138,0		X	80	42		
TOQUEPALA		138,0		X	0	0		
ARICOTA 2		138,0		X	0	0		
CAMANÁ		138,0		X	90	42		
ILO 3		138,0		X	20	80		
LOS HÉROES	220,0		X	70	80			

Tabla 19: Máxima capacidad de generación RER eólica y solar fotovoltaica a instalar en el SEIN [22]

ENERGÍA FOTOVOLTAICA

En los últimos años, la drástica reducción del coste de los paneles fotovoltaicos, inversores y restantes elementos que conforman una instalación solar fotovoltaica permiten vislumbrar la configuración de un nuevo sistema eléctrico con alta penetración de una tecnología renovable, dispersa y económicamente muy competitiva. Por otro lado, los reducidos costes de las instalaciones solares frente al constante incremento de los precios de la electricidad desvelan una oportunidad de ahorro en la factura de los usuarios y la apertura de un proceso de democratización en la propiedad de los sistemas de generación eléctrica, nunca antes imaginados. Una verdadera revolución por el cambio de paradigma que implica la masiva instalación de sistemas fotovoltaicos en el sector residencial.

Las instalaciones fotovoltaicas han experimentado las mayores reducciones, en costes de instalación y en costes de generación eléctrica, en los últimos años (Figura 12):

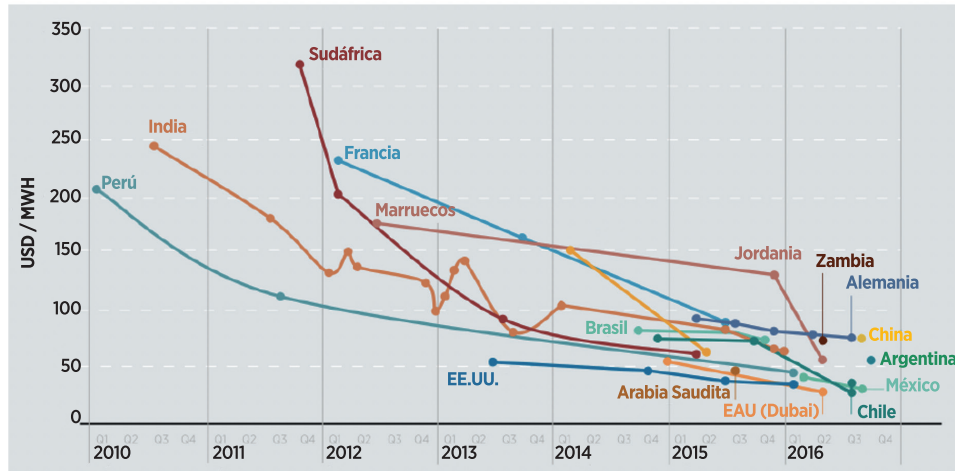


Figura 12: Evolución de los precios promedio fotovoltaicos en subastas RER entre 2010 y 2016 [141]

La reducción de precios de los paneles fotovoltaicos ha permitido reducir significativamente los precios de generación solar fotovoltaica para grandes instalaciones. Así, en el primer trimestre del año 2017, el coste de inversión de los grandes sistemas fotovoltaicos fijos, no residenciales, ha alcanzado valores promedio de 1\$ por Wp instalado, y muy por debajo de 1\$/Wp en: Egipto, México, China e India. Siendo el coste promedio de instalación fotovoltaica de un 6% inferior al precio del trimestre anterior. Dicha reducción de los precios de módulos e inversores fotovoltaicos repercute en la reducción de precios de las instalaciones fotovoltaicas por potencia instalada.

En un futuro no muy lejano, las instalaciones fotovoltaicas residenciales con sistemas de almacenamiento podrán integrarse en los sistemas eléctricos convencionales. Asimismo, los usuarios comerciales e industriales podrán acceder a una tecnología renovable que proporcionará una producción de energía eléctrica competitiva, limpia y autóctona.

Las empresas eléctricas de generación y distribución eléctrica deberán adaptarse a las nuevas condiciones de la tecnología solar fotovoltaica. Un nuevo competidor ha llegado para revolucionar el sector eléctrico.

Los precios de las tecnologías renovables, desvelados en la subasta de agosto de 2016 en Chile, son muy competitivos comparados con los ciclos combinados a gas americano, que es sospechosamente muy barato, el gas más barato de todo el mundo. No obstante, y a pesar de la burbuja financiera del gas de fracking, la guerra por los precios de generación eléctrica más competitivos ya ha sido ganada por las energías renovables. En los últimos 7-8 años, en Estados Unidos, el precio solar de los contratos PPA (contrato de venta de energía) se han reducido desde \$200/MWh hasta por debajo de \$40/MWh.

El futuro de las renovables y de la energía fotovoltaica es realmente muy prometedor. El analista internacional Ramez Naam sostiene que a medida que se duplique la generación de energía fotovoltaica se producirá una reducción del 16%

en el coste de generación solar fotovoltaica. Así, en el futuro, cuando la energía fotovoltaica suministre el 16% del total de la electricidad del mundo, se alcanzaría un precio de 30 \$/MWh, en las zonas con mayor radiación solar, y alrededor de los 45 \$/MWh, en las zonas con menor radiación solar, Figura 13.

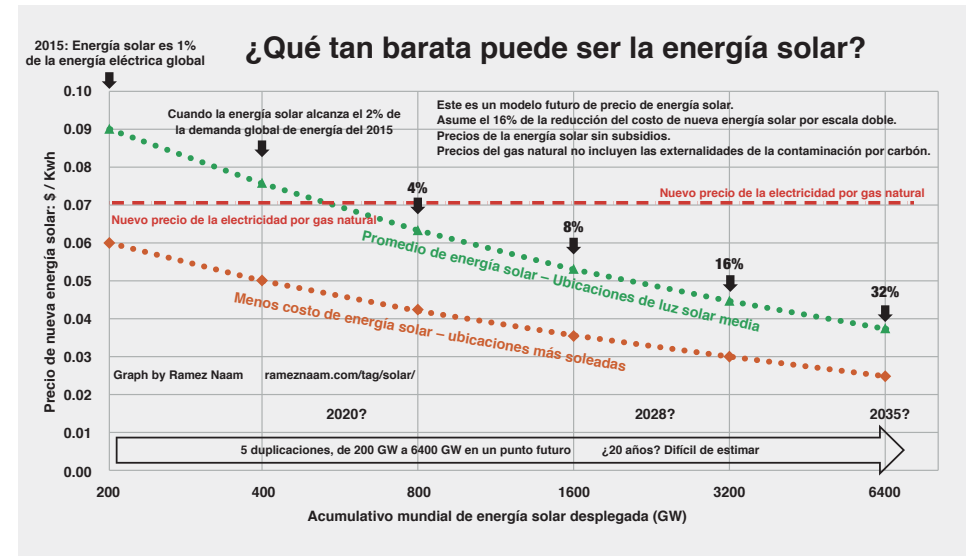


Figura 13: Evolución esperada de los precios fotovoltaicos en función del porcentaje de penetración mundial [24]

Por otro lado, el Director General de IRENA, International Renewable Agency, estima que para el año 2030, las centrales solares fotovoltaica suministrarán entre el 8% y el 13% de la energía eléctrica mundial.

En ese caso, con tal nivel de penetración, el coste de generación solar fotovoltaica podría reducirse a un 60%.

En el Perú, a inicios del año 2017, operan 5 centrales solares fotovoltaicas, con una potencia instalada total de 96 MW. Se encuentra en construcción 184,5 MW fotovoltaicos, adjudicados en la cuarta subasta RER del año 2016.

A mediados del año 2018, el Perú ya dispone de 280,5 MW de potencia solar fotovoltaica instalada. La instalación de 1500 MW de potencia solar fotovoltaica, hasta el año 2021, requeriría de un territorio de 36 km², probablemente ubicadas al sur, puesto que, a diferencia de los parques eólicos, todas fueron construidas en Arequipa, Moquegua y Tacna. Si se consideran 2800 horas equivalentes anuales de funcionamiento, se necesitarían 1450 MW de potencia fotovoltaica para suministrar 4000 GWh anuales al SEIN, en el sur del Perú, justo al lado del NES, evitando que pueda quemar diésel e incrementar los precios de la energía en el mercado mayorista y eliminando un perverso sabotaje a la economía nacional. La instalación de 1450 MW en el sur del Perú permitiría captar una inversión entre 1500 y 2000 millones de dólares, generando muchos puestos de trabajo y dinamizando la economía del sur del Perú.

ENERGÍA GEOTÉRMICA

La generación eléctrica geotérmica es una tecnología muy madura. En el informe de la International Renewable Energy Agency, IRENA: "Renewable Power Generation Costs in 2014" se indica que el precio de la energía eléctrica geotérmica varía entre 50-100 \$/MWh para los proyectos más recientes.

Es importante indicar que la inversión por MW instalado se reduce significativamente en función de la profundidad de la temperatura del reservorio, además los costes de instalación dependen de la exploración y perforación de los pozos de producción e inyección de vapor, así como del diseño y tipo de sistema de generación de vapor.

Según IRENA, entre el 2007 y 2020, la evolución del LCOE (relación del coste nivelado de energía) y del coste de inversión por MW instalado, corresponde a un LCOE entre los 40-60 \$/MWh para potencias instaladas de 100 a 300 MW. Asimismo, el coste de inversión por MW instalado, oscilará de 1500 a 4000 \$/kW (2018 y 2020), independiente del tamaño de la instalación geotérmica. Por tanto, una variable para la reducción de costes de los sistemas geotérmicos es la adjudicación de un significativo volumen de energía.

La experiencia más cercana y reciente de construcción de una instalación geotérmica se ubica en Antofagasta, al norte de Chile, a 4500 metros sobre el nivel del mar. En marzo del 2017 se inició la operación de la primera central geotérmica en América del Sur. La central Cerro Pabellón tiene una potencia total instalada de 48 MW, con dos turbinas térmicas de 24 MW, y producción anual esperada de 340 GWh, por tanto, un factor de 80%. La inversión realizada, Geotermia del Norte, una sociedad conformada por Enel Green Power Chile y ENAP, propietaria de la instalación, fue de 320 millones de dólares.

Es importante indicar que, en la última subasta renovable, realizada en agosto del año 2016, se ofertó un precio de 66 \$/MWh para las instalaciones de generación geotérmicas.

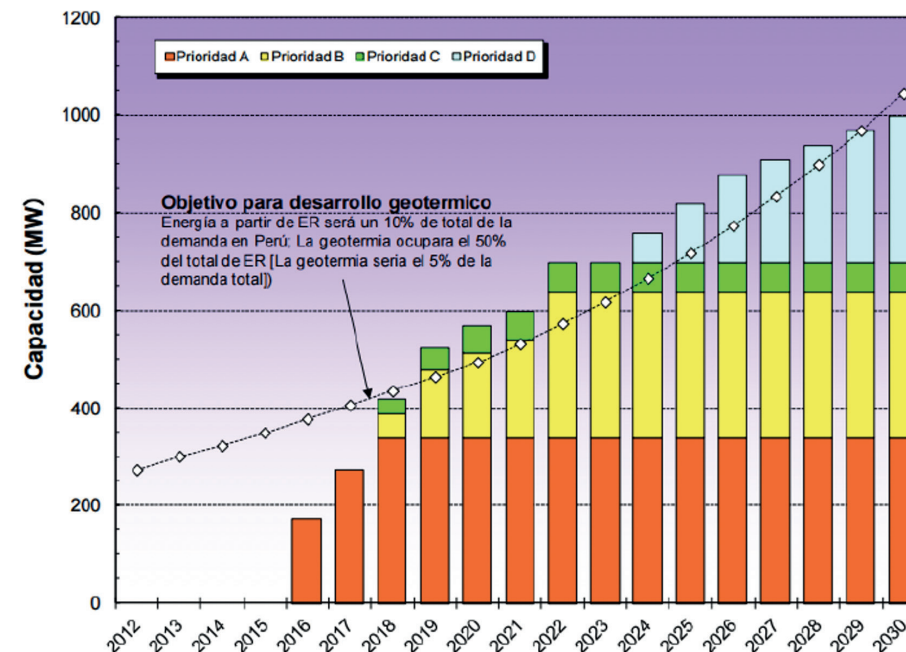
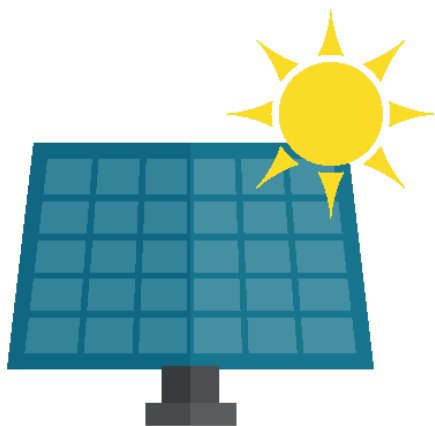


Figura 14: Evolución de la capacidad geotérmica instalable entre el año 2016 y 2030, Perú [23]

Perú posee excepcionales recursos solares y geotérmicos para la construcción de centrales solares termoeléctricas y centrales geotérmicas. Ambas instalaciones se caracterizan por ser sistemas renovables gestionables, es decir, tienen un comportamiento similar a cualquier central térmica convencional. En el caso del potencial geotérmico, según el "Plan Maestro para el Desarrollo de la Energía Geotérmica en el Perú", publicado por el MINEM, en el año 2012, el potencial total geotérmico del Perú se estimó en 2860 MW. Existe un total de 640 MW clasificados en campos de prioridad relativamente alta, denominados rango A y B, con 340 MW y 300 MW de potencial geotérmico, respectivamente, Figura 14. Los campos de rango A podrían tener un desarrollo a corto tiempo sin apoyo gubernamental mientras que los campos de rango B sólo esperan autorización para la exploración. Por tanto, el Perú dispone del recurso geotérmico necesario para instalar 640 MW al año 2022.

Sistemas de generación solares termoeléctricos, CSP

Existen dos tecnologías comerciales para la producción de grandes volúmenes de energía eléctrica: los sistemas de concentración parabólicos y las torres receptoras con campo de heliostatos. El condicionante técnico y económico más importante para la instalación de sistemas solares termoeléctricos es disponer de una radiación solar directa anual, DNI - Direct Normal Irradiation, en inglés, no inferior a 2000 kWh/m². Asimismo, el LCOE y la capacidad de almacenamiento en sales fundidas, por tanto, el factor de planta son parámetros de diseño de las centrales solares termoeléctricas, asociados con el valor de radiación solar directa anual, DNI.

Los costes de las tecnologías solares termoeléctricas se están reduciendo drásticamente en los últimos años. El precio obtenido ha obligado a reajustar las proyecciones de reducción de precios para las instalaciones solares termoeléctricas. Así la iniciativa del Departamento de Energía de los Estados Unidos para la proyección de precios de las tecnologías solares hacia el año 2020, denominada SunShot Initiative, se ha reajustado significativamente. El objetivo de la proyección inicial, para obtener precios de 60 \$/MWh en el 2020, se ha reajustado a 30 \$/MWh, en el año 2030. Asimismo, estiman que los precios entre el año 2017 y 2020, debería reducirse de 70 \$/MWh hasta 60 \$/MWh para alcanzar el objetivo inicial planteado y disponer de un precio de generación de energía solar termoeléctrica muy competitiva.

Es importante resaltar que la reducción de los costes nivelados de la energía solar termoeléctrica generada, LCOE, se asocia a la integración de sistemas de almacenamiento térmico, en sales fundidas, y la hibridación con sistemas fotovoltaicos.

Las regiones del sur del Perú disponen de excepcionales recursos solares. Los valores de la radiación directa solar superan los 3000 kWh/m², superiores incluso a los valores de radiación existentes en zonas geográficas, con proyectos solares termoeléctricos en ejecución y aprobados para su construcción, en Marruecos y en los Emiratos Árabes. En el Perú, la asignación de 4000 GWh para una futura subasta renovables, según la evolución futura esperable de la tecnología y costes económicos, permitiría construir 660 MW en centrales solares termoeléctricas, con sistemas de almacenamiento de 14 horas y un factor de planta de aproximadamente 70% o 6000 horas equivalentes anuales de funcionamiento. El LCOE de las instalaciones solares termoeléctricas en el Perú no debería superar los 60 \$/MWh, en el año 2020, y se tendría una inversión esperada que oscilaría entre los 2640 y 3960 millones de dólares, mucho más inteligente que financiar los 7 mil 300 millones de dólares que requiere el GSP, sin recibir nada a cambio, sólo seguir encadenados al gas.

En octubre del año 2019, entró en operación comercial la primera central solar termoeléctrica de concentración china de 50 MW de potencia instalada, con tecnología cilindro-parabólica y almacenamiento en sales fundidas. La central solar termoeléctrica china Delingha recibirá una prima de 170 \$/MWh. Según la Agencia Internacional de la Energía, IEA, en el año 2023, China dispondrá de potencia solar termoeléctrica instalada equivalente a 1,6 GW.

La entrada de China en el negocio solar termoeléctrico dinamizará la reducción de costes en esta tecnología.

Según la Agencia Internacional IRENA, se espera que el coste de generación eléctrica en promedio de las centrales solares termoeléctricas se reduzca desde 220 \$/MWh, en el año 2017, a menos de 90 \$/MWh, en el año 2022. Los precios actuales y futuros de las centrales solares termoeléctricas ya se encuentran muy por debajo del precio de generación eléctrica esperado en el Nodo Energético del Sur, NES, con diésel. Se estima que la generación eléctrica a base de diésel en el NES superaría los 200 \$/MWh.



La puesta en marcha de las distintas fases de proyectos mineros en el sur del Perú podría inducir al colapso de la interconexión Centro-Sur. Según datos del COES, la interconexión Centro-Sur tiene una capacidad máxima de transmisión de 1650 MW, en conjunto para las líneas de transmisión de 500 kV y 220 kV. Actualmente, el enlace Centro-Sur presenta potencias máximas transmitidas promedios superiores a 1200 MW.

La entrada de 420 MW de potencia asociada al consumo de proyectos mineros entre el año 2019 y 2024 incrementaría las potencias máximas transmitidas en el enlace Centro-Sur a valores superiores a 1600 MW, acercándose peligrosamente a los límites técnicos de capacidad máxima de transmisión de las líneas que exportan energía del centro al sur del Perú. La única solución para evitar la entrada en funcionamiento de las centrales térmicas diesel del NES, considerando la inviabilidad técnica, económica y social de la construcción del GSP en un nuevo formato, es la realización urgente de la V subasta RER, localizada en el sur del Perú y con participación de tecnologías híbridas solares – solar fotovoltaica con almacenamiento y solar termoeléctrica con almacenamiento en sales fundidas –, biomasa y geotérmica.

Por otro lado, el Estado peruano deberá trabajar aceleradamente en la elaboración de un nuevo marco regulatorio del mercado eléctrico peruano, que permita la maximización de la integración de energías renovables en el SEIN y la flexibilización técnica del sistema eléctrico para adaptarse a la variabilidad de los sistemas de generación poco gestionables como la eólica y fotovoltaica.

Las centrales térmicas de gas natural deberán asumir un rol de regulación ante un elevado volumen de penetración de energías renovables en el SEIN, enmarcado en un modelo de negocio que rentabilice su participación en un mercado eléctrico de servicios complementarios.

2.3 Gestión Integral y Valorización Energética de Residuos Sólidos Urbanos

En la actualidad, la gestión municipal de los residuos sólidos urbanos se reduce a la eliminación visual de la basura en vertederos incontrolados a cielo abierto, rellenos sanitarios y plantas de incineración, una solución inmediata, pero sin perspectiva a largo plazo, sin futuro.

La concientización del ciudadano a una reducción del consumo que minimice la producción de desperdicios es un pilar fundamental en la gestión integral de residuos. Así como incentivar la participación ciudadana en el reúso y reciclaje.

Finalmente, si es imposible reducir, reutilizar o reciclar el residuo generado, tan sólo entonces, se deberá proceder a su recuperación en las plantas de tratamiento para la obtención de materias primas, que servirán para la elaboración de nuevos productos, susceptibles de reutilizarse, y para la generación de productos energéticos – combustibles líquidos, gas, calor y electricidad.

ISWA, International Solid Waste Association menciona que la generación per cápita de residuos sólidos urbanos tiende a aumentar en función del ingreso nacional bruto. En Canadá, una persona genera cada año 900 kilogramos de residuos sólidos mientras que en muchos países africanos menos de 200 kg/año. Además, esta cantidad y composición de residuos depende también del nivel de desarrollo económico. Es así que en París solo el 20% son desechos orgánicos mientras que en Lima el 50%.

En los países industrializados, la gestión integral de los residuos sólidos municipales es una prioridad de salud pública y medioambiental.

En Europa, entre 1995 y 2013, la gestión integral de residuos sólidos urbanos ha reducido sustancialmente la eliminación de basura en vertederos y rellenos sanitarios controlados. En el mismo periodo, se observa un sustancial incremento de incineradoras con recuperación energética, de la obtención de material reciclado y del aprovechamiento de residuos orgánicos en compostaje y digestión anaeróbica para la obtención de biogás.

Finalmente, es importante indicar que, dentro de las tecnologías de aprovechamiento energético de los residuos sólidos urbanos, en los últimos años, ha irrumpido una nueva tecnología de gasificación, basada en la obtención de gas de síntesis por plasma. La gasificación por plasma permitiría la recuperación energética en bloques de 100, 290 y 1000 toneladas diarias de basura, con capacidad de generación eléctrica neta de 39, 9 y 3 MW.

La producción de energía eléctrica neta de las plantas de gasificación por plasma es equivalente a 816 kWh/ton, a diferencia de las plantas de incineración y gasificación, iguales a 544 kWh/ton y 685 kWh/ton, respectivamente. El coste de inversión de una planta de gasificación por plasma para el tratamiento de 1000 toneladas diarias de residuos sólidos es aproximadamente unos 230 millones de dólares.

2.4 Aspectos Técnicos y Económicos de las Tecnologías Disruptivas

La tecnología disruptiva más importante son los sistemas de almacenamiento de energía, los cuales se clasifican en: mecánicos, eléctricos, electro-químicos, térmicos y pilas de hidrógeno. Las baterías electro-químicas disponen de un rango de potencia desde 1 kW hasta 100 MW con un tiempo de descarga de algunos segundos a varias horas. En tanto que las centrales hidráulicas de bombeo y los sistemas de compresión de aire tienen un rango de potencia entre 100 MW y 1 GW y un tiempo de descarga de varias horas.

En el año 2017, la potencia instalada global de los sistemas de almacenamiento de bombeo hidráulico fue de 169 mil MW, el 97,8% del total de sistemas de almacenamiento actualmente existentes en el mundo. Aproximadamente unos 3840 MW se distribuyen entre diferentes sistemas de almacenamiento energético como los sistemas de aire comprimido, CAES, volantes de inercia y baterías eléctricas, entre las que destacan las baterías de ion-litio, plomo ácido, sulfuro de sodio y las prometedoras baterías de flujo, que exigen un análisis especial.

Entre los años 2007 y 2017, la potencia instalada global de las baterías de ion-litio han experimentado un incremento del 99%, alcanzando a finales del año 2017 un valor de 2600 MW y conformando el 77% del total de la potencia instalada de los sistemas de almacenamiento electro-químicos.

En la Figura 15 se observa que la potencia instalada en sistemas energéticos de almacenamiento alcanzaría un valor superior a 20 GW e ingresos superiores a 25 mil millones de dólares. En el año 2025, China y Estados Unidos concentrarán más de la mitad de la potencia instalada global, algo más de 12 GW.

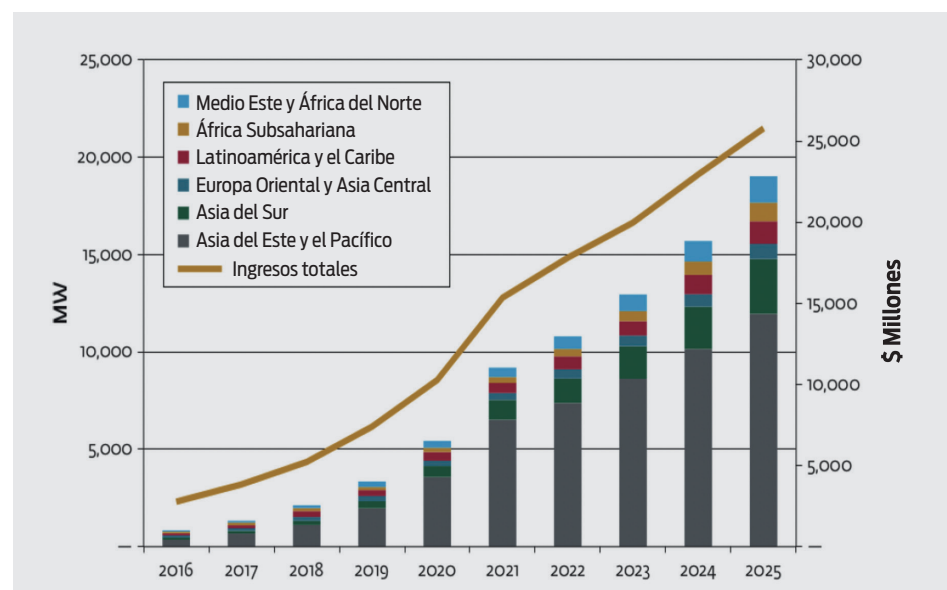


Figura 15: Evolución esperada de la potencia instalada de los sistemas de almacenamiento energético entre los años 2016 y 2025, FCI.

Las centrales de bombeo pueden participar en el ajuste de los precios en las horas pico y en la disposición de capacidad de reserva de potencia en periodos de tiempo de 2 a 6 horas. Los ultracondensadores y los volantes de inercia se pueden emplear para el seguimiento de las rampas de generación de los sistemas renovables y en el control de tensión y frecuencia en periodos de algunos segundos a 15 minutos. Por otro lado, las baterías electro-químicas avanzadas pueden participar en prácticamente todos los servicios auxiliares y funcionalidades exigidas por los modernos sistemas eléctricos con alta penetración de sistemas renovables de generación eléctrica y con una elevada necesidad de flexibilizar los procedimientos de control y operación en la red de distribución eléctrica y en la gestión inteligente de la demanda.

De las actuales baterías electro-químicas se podría destacar a las que probablemente tienen un prometedor rango de innovación: las baterías de ión litio, de flujo redox y de plomo ácido avanzadas.

- Las baterías de ión litio: su masificación se debe fundamentalmente a su acelerada reducción de precios y a sus características técnicas, especialmente a su reducido nivel de degradación con los años.
- De flujo redox de vanadio: son las más evolucionadas; sin embargo, su eficiencia es menor a las de litio (70% frente a 95%). No obstante, las baterías de flujo evolucionan rápidamente hacia el manejo de grandes volúmenes de energía y reducidos tiempos de descarga.

En el año 2025, China y Estados Unidos concentrarán más de la mitad de la potencia instalada global, algo más de 12 GW. Finalmente, previsiones más actualizadas de la evolución de los precios de los sistemas de almacenamiento de ion-litio, que incluye no sólo las celdas, baterías y sistemas de control electrónico sino también la instalación, costes de ingeniería y ejecución de los proyectos, y puesta en marcha de los sistemas de almacenamiento indican que los costes de inversión de las baterías de ion-litio se podrían reducir de 818 \$/kWh a 229 \$/kWh entre el 2015 y 2020.

El 9 de enero del año 2019, en Hawaii, la empresa de distribución eléctrica Kauawi Island Utility Cooperative inauguró la instalación fotovoltaica Lawa'i Solar de 28 MW de potencia instalada con un sistema de almacenamiento de 20MW – 5 horas, capaz de suministrar 100 MWh en 5 horas, el sistema de almacenamiento en baterías eléctricas más grande del mundo en la actualidad.

En el año 2019, la mayor empresa suministradora de energía eléctrica del Estado de Hawaii, Hawaiian Electric Industries, presentó al organismo gubernamental regulador de empresas públicas de los Estados Unidos, Public Utilities Commission, para su revisión 6 propuestas de proyectos solares fotovoltaicos con almacenamiento, con una potencia a instalar de 262 MW y 262 MW/1024MWh. Se observa que los precios propuestos en los proyectos solares con almacenamiento oscilan entre 80 y 120 \$/MWh, muy por debajo de los 330 \$/MWh que cuesta generar energía eléctrica quemando derivados de petróleo.

El ejemplo de Hawaii es de particular importancia para la ciudad de Iquitos, puesto que tanto las ciudades de Hawaii como Iquitos conforman islas eléctricas sin conexión a los sistemas eléctricos convencionales.

2.5 Flexibilización del Sistema Eléctrico y Redes Eléctricas Inteligentes

Los pilares fundamentales para la transición energética global, son la maximización de la penetración de energía renovable y la implementación de mecanismos de gestión inteligente de la demanda, eficiencia energética y ahorro energético. Es así que una de las barreras más importantes de este proceso es la reducida flexibilidad de los sistemas de generación convencionales fósiles, las líneas de transmisión y distribución, así como la incapacidad de los consumidores a adaptarse a las variaciones de la demanda y de los sistemas de renovables de generación, eólicas y solares fotovoltaicos y termoeléctricos.

En este sentido, el concepto de flexibilización del sistema eléctrico, entendido como la capacidad para acomodar la variabilidad e incertidumbre renovable en el

balance oferta-demanda del sistema eléctrico, manteniendo elevados niveles de seguridad y confiabilidad en toda la escala de tiempo, irrumpe como uno de los elementos fundamentales en el proceso de integración de ingentes volúmenes de energía renovable.

Proporcionar flexibilidad al sistema eléctrico implica garantizar a los sistemas de generación, transmisión, distribución y de gestión de la demanda de una significativa capacidad de adaptarse a las variaciones de la demanda y de la generación renovable no gestionable.

En un futuro cercano, el proceso de transición energética deberá abordar la electrificación del transporte y del consumo doméstico de energía en cocción y agua caliente sanitaria, es decir, la sustitución de combustibles fósiles.

A continuación, los elementos dinamizadores de la flexibilidad para la interacción en toda la cadena de valor del sector eléctrico (Figura 16), con especial atención al denominado acoplamiento sectorial.

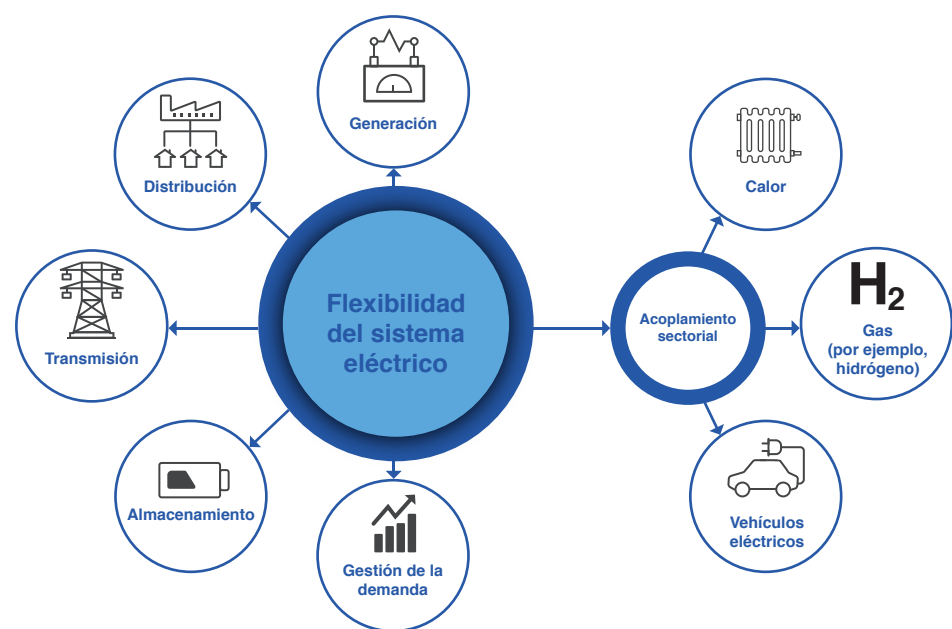


Figura 16: Elementos dinamizadores de la flexibilidad del sistema eléctrico, IRENA [26].

Entre los principales elementos de flexibilización del sistema eléctrico destacan [26]:

- La distribución geográfica de los generadores renovables
- La reestructuración de los mercados para remunerar la flexibilidad
- La mejora de la infraestructura de la red
- La implementación de tecnologías avanzadas de baterías
- El desarrollo de programas de gestión de la demanda
- La mejora de las prestaciones y funcionalidades de los generadores térmicos

En un sistema eléctrico sin significativa penetración renovable las variaciones de la demanda se suelen satisfacer con las reservas operativas proporcionadas por generadores térmicos o hidráulicos. Una forma de gestionar la demanda en sistemas eléctricos convencionales es empleo de concepto de cargas interrumpibles, una medida efectiva y asequible económicamente.

Entre los elementos dinamizadores de la flexibilización del sistema eléctrico en el lado de la demanda destacan [26]. La flexibilidad técnica se refiere a la combinación de tecnologías que determinan los aspectos expuestos en la Tabla 20.

Elementos dinamizadores de la flexibilización del sistema eléctrico	
<ul style="list-style-type: none"> - El empleo de sistemas de calefacción con dispositivos resistivos y bombas de calor. - La producción de hidrógeno en el transporte por carretera, marítimo y la aviación. - Las baterías de vehículos eléctricos que pueden garantizar una elevada flexibilidad del sistema eléctrico. 	<ul style="list-style-type: none"> - El acceso y gestión automatizada a los sistemas urbanos de calefacción. - La planificación de la flexibilidad del sistema eléctrico dentro de un entorno dinámico de integración de energías renovables. - La gestión inteligente de la demanda, que puede garantizar una respuesta rápida en un periodo de escasez de suministro.

Aspectos determinantes para la flexibilidad técnica	
<ul style="list-style-type: none"> - La capacidad de la oferta para seguir los cambios rápidos en la carga neta. - Infraestructura de red adecuada para suministrar la demanda requerida en todo momento y en cualquier lugar del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> - La capacidad de la demanda para seguir los cambios rápidos en el suministro. - La capacidad del almacenamiento de energía para equilibrar los desajustes entre la oferta y demanda en todas las escalas de tiempo.

Tabla 20: Elementos dinamizadores y aspectos determinantes de la flexibilización del sistema eléctrico [26].

La flexibilidad operativa se asocia al comportamiento de los activos en el sistema eléctrico. Depende, además de las limitaciones de las capacidades de cada tecnología, del entorno regulatorio y de mercado que norma el funcionamiento del sistema físico y que condiciona las operaciones del sistema eléctrico [26].

Es inaplazable iniciar el proceso de planificación temprana de la flexibilidad del sistema eléctrico para eludir la necesidad de implementar soluciones urgentes y costosas. La planificación de la flexibilidad es un proceso de gran complejidad e implica varias fases (Figura 17). (Gráfico en la siguiente página)



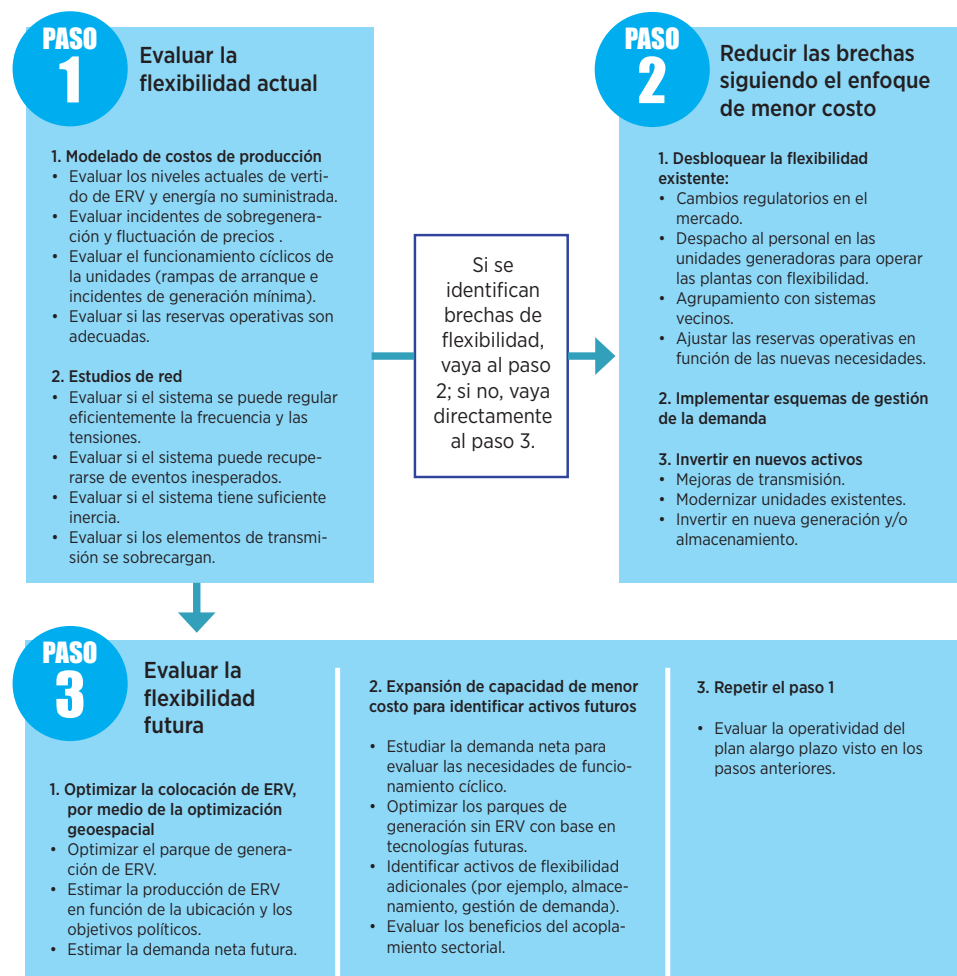


Figura 17: Metodología simplificada para la planificación de la flexibilidad del sistema eléctrico, IRENA [26].

La red eléctrica se ha convertido, desde su nacimiento, en el sistema más extenso y complejo de la actualidad. su crecimiento está ligado al crecimiento de la sociedad y, en la actualidad, gestiona cerca del 40% del total de la energía primaria consumida en promedio en los países industrializados.

Nace el concepto de red de distribución como una red de distribución de energía eléctrica inteligente, capaz de equilibrar la oferta y la demanda por restricciones técnicas o beneficios económicos, basándose en [27]:

- Sistemas de comunicación y control.
- Planificación óptima de las instalaciones.
- Control masivo y distribuido de generadores y cargas.
- Nuevos servicios y mejoras en eficiencia energética.

Las fuentes de generación distribuida conforman un porcentaje importante en el crecimiento de los grandes sistemas eléctricos convencionales, y las tecnologías que la componen se basan en la utilización de recursos renovables y con reducidas emisiones: Parques eólicos, centrales solares fotovoltaicas, centrales solares termoelectricas, turbinas de gas y microturbinas, turbinas de vapor, minihidráulica y motores alternativos.

En la actualidad, existen algunas tecnologías de acumulación ya maduras e implantadas en el sistema y otras que incipientemente se están integrando en el sistema [27]: Hidrógeno, volante de inercia, los sistemas de bombeo y turbinado, los sistemas de aire comprimido, las baterías electroquímicas, los sistemas de acumulación térmica, los supercondensadores y superconductores y el vehículo eléctrico.

3



3. SUSTENTO TÉCNICO, ECONÓMICO Y MEDIOAMBIENTAL PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN EL PERÚ

3.1 Insostenibilidad Económica, Energética y Medioambiental del Petróleo

La mayor producción de hidrocarburos del Perú se concentra en 3 principales áreas geográficas: la cuenca de Talara, en la costa Nor Oeste del Perú; la cuenca del río Marañón, en la selva norte; y la cuenca del río Ucayali.

Según datos de Perúpetro, en la cuenca de Talara se ha obtenido una producción acumulada de 1460 millones de barriles a condiciones estándar, MMSTB, desde noviembre del año 1863 hasta finales del año 2016. Asimismo, en el año 2016, la producción promedio diaria anual fue ligeramente superior a 30 mil barriles de petróleo y 43,6 millones de pies cúbicos diarios de gas, MMPCD. Además, en la cuenca de Talara existe una producción predominante de crudo y una baja producción de gas natural asociado.

La producción hidrocarburífera de la cuenca del río Ucayali es predominantemente productora de gas natural y muy insignificante en producción de petróleo.

En la Figura 18 se presenta la producción acumulada de petróleo en las diferentes cuencas hidrocarburíferas del país. A finales del año 2016, la producción acumulada de petróleo fue de 2 mil 577 millones de barriles de petróleo, en condiciones estándar, MMSTB. Igualmente, se observa que las cuencas hidrocarburíferas pertenecientes a la Macro Región Nor Oriental – Tumbes, Talara, Sechura y Marañón – han producido el 98,6% de la producción total acumulada de petróleo del país. Además, entre la cuenca de Talara y Marañón alcanzan el 97,7% de la producción acumulada de petróleo.

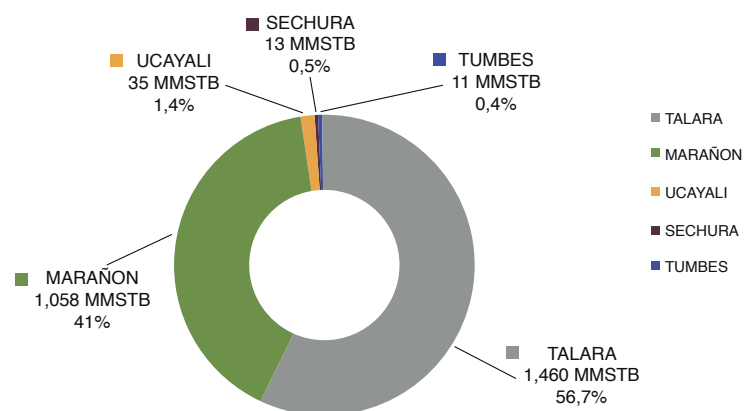


Figura 18: Producción acumulada de petróleo en el Perú por cuencas hidrocarburíferas a diciembre del año 2016, Perúpetro.

También, de los datos de la Tabla 21 se deduce que, a octubre del año 2019, la producción conjunta promedio diaria de petróleo de los lotes pertenecientes a la Macro Región Nor Oriental fue del 93,8%. Por tanto, Tumbes, Piura y Loreto serán los principales actores de la explotación y exploración del petróleo en el Perú del siglo XXI.

LOTE	OPERADOR	SEPTIEMBRE		2019	
		PROMEDIO (b/d)	ACUMULADO (bb)	PROMEDIO (b/d)	ACUMULADO (bb)
I	GMP	636	19,092	646	157,316
II	PETROMONT	353	10,580	308	73,558
III	GMP	787	23,607	695	166,127
IV	GMP	2,640	79,209	2,638	640,900
V	GMP	107	3,205	105	25,378
VII/VI	SAPET	3,753	112,577	3,917	956,692
IX	UNIPETRO ABC	167	5,003	169	41,244
X	CNPC	15,211	456,346	14,114	3,396,693
XIII	OLYMPIC	2,110	63,313	2,021	488,544
XV	PETROMONT	33	1,002	33	8,076
XX	PETROMONT	15	448	16	3,914
Z-1	PACIFIC OFF SHORE	1,794	53,815	1,313	304,643
Z-2B	SAVIA	7,077	212,302	7,315	1,784,644
Z-6	SAVIA	0	0	13	3,435
131	CEPSA	3,126	93,778	3,133	761,454
67	PERENCO	2,152	64,552	1,206	264,633
8	PLUSPETROL NORTE	5,655	169,662	4,362	1,021,290
192	PACIFIC	8,587	257,608	5,774	1,318,594
95	PETROTAL	4,948	148,440	2,911	646,190
TOTAL		59,151	1,774,539	50,689	13,837,864

Tabla 21: Producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos por lotes en explotación a 31 de octubre de 2019, Perúpetro.

El zócalo continental y la costa de Piura y Tumbes fueron hasta 1977 centro de la producción petrolífera, propiciando su pico de producción nacional de crudo a inicios de los 80 con 200 mil barriles diarios promedio. Sin embargo, desde 1982 la producción de crudo nacional experimenta una constante y paulatina reducción, debido al agotamiento de los viejos campos petrolíferos de la costa noroeste y de la selva norte, así como a la falta de interés de las empresas petroleras privadas en invertir en nuevos pozos exploratorios.

En el año 2004 entró en funcionamiento el gasoducto y poliducto de Camisea que permitió transportar a la costa del Perú la producción de gas natural y LGN, respectivamente, desde los yacimientos gasíferos de la selva sur. Los líquidos de gas natural, LGN, se separan del gas natural y posteriormente se fraccionan para producir gas licuado de petróleo, GLP, utilizado como combustible, y gasolina natural, empleada en la preparación de disolventes para la industria.

La reducción progresiva entre los años 2009 y 2019 variaron desde 71 a 52 mil barriles de petróleo diario. Esta baja producción de crudo nacional se experimenta particularmente en las tres principales zonas de producción: zócalo continental, costa noroeste y selva. Situación que afecta, singularmente, a las Regiones de Tumbes, Piura y Loreto debido a la reducción del ingreso por canon y sobrecanon.

Por la explotación de los hidrocarburos del subsuelo, el Estado peruano recibe una determinada contraprestación económica denominada regalía, un porcentaje del monto de comercialización de la producción de crudo. La regalía de cada lote se negocia en cada contrato de exploración y explotación suscrito por el Estado con las empresas petroleras interesadas.

La información económica proporcionada por Perúpetro en sus diferentes informes mensuales y anuales carece de datos relevantes relacionados con el monto económico que las empresas petroleras retienen de la comercialización del crudo extraído de los lotes en explotación, por ende, sobre los ingresos por regalías que recibe el Estado peruano. Es así que se requiere realizar cálculos aproximados a partir de la información existente en dichos informes.

En la Tabla 22 se expone que, en el año 2017, el petróleo producido en la Región Tumbes proporcionó en regalías al Estado peruano algo más de 2 millones 280 mil dólares, sobre un volumen de comercialización del crudo superior a 45 millones de dólares. Con la actual modalidad de contratos por licencia, el Estado peruano en la Región Tumbes apenas retiene el valor de comercial de 5 barriles por cada 100 barriles comercializados.

En el año 2017, el crudo extraído se comercializó por 345 millones de dólares, recaudando el Estado casi 103 millones de dólares, Tabla 22. En la Región Loreto, la venta de crudo fue superior a 86 millones 500 mil dólares y las regalías fueron superiores a 22 millones de dólares.

MACRO REGIÓN NOR ORIENTAL							
REGIÓN	ZONA	LOTE	OPERADOR	Producción Anual Barriles	Valor: Comercialización US\$	Regalía US\$	Regalía %
Tumbes	Zócalo	Z-1	BPZ Exploración y producción	850,653	44,810,400	2,240,520	5%
	Costa	XX	Petrolera Monterrico	4,547	232,900	41,922	18%
	Subtotal			855,200	45,043,300	2,282,442	5,07%
Piura	Zócalo	Z-6	Savla Perú	---	---	---	
	Costa	II	Petrolera Monterrico	104,207	5,351,636	2,675,818	50%
	Costa	III	Graña Y Montero Petrolera	268,185	12,903,570	5,161,428	40%
	Costa	IV	Graña Y Montero Petrolera	531,178	24,437,952	9,775,181	40%
	Costa	VII / VI	Sapet Development Perú	1,132,651	55,374,714	15,504,920	28%
	Costa	IX	Unipetro ABC	63,619	2,968,554	1,038,994	35%
	Costa	X	CNPC Perú	4,085,303	191,800,277	51,785,075	27%
	Costa	XIII	Olympic Perú	989,113	51,989,709	16,636,707	32%
	Costa	XV	Petrolera Monterrico	14,389	783,345	313,338	40%
Subtotal			7,188,645	345,609,757	102,892,461	29,77%	
Loreto	Selva Norte	8	Pluspetrol Norte	2,132,032	84,631,548	21,581,045	25,5%
	Selva Norte	64	Geopark Perú	---	---	---	
	Selva Norte	67	Perenco Perú Petroleum Limited	---	---	---	
	Selva Central	31 B/D	Maple Gas Corporation del Perú	27,354	1,421,013	511,565	36%
	Selva Central	31 E	Maple Gas Corporation del Perú	10,472	482,433	72,365	15%
	Subtotal			2,169,858	86,534,994	22,164,975	25,61%
Total				10,213,703	477,188,051	127,339,878	26,7%

Tabla 22: Ingresos por regalías de crudo en la Macro Región Nor Oriental por contrato de licencia en el año 2017.

En Piura, de cada 100 barriles, extraídos en lotes con contratos de servicio, el Perú recibe en regalías el equivalente económico a 16,4. En la Región Loreto, el panorama de ingresos por regalías no es mucho mejor, puesto que, en 2017, el ya casi exhausto Lote 192 proporcionó un volumen de 28 millones de dólares y tan sólo entregó en regalías 4 millones 600 mil dólares.

El Estado en concepto de contraprestación, en promedio, recibe ingresos por tan sólo el 23,7% del monto comercializado de la producción de crudo. Una triste herencia del infausto proceso de privatización de los años 90 que impide al Estado obtener una adecuada recaudación por la explotación de sus

recursos naturales y redistribuir adecuadamente la renta petrolera.

Perúpetro considera que el Perú es un país sub-explorado, pero que cuenta con el potencial suficiente para producir, en un escenario excesivamente optimista, entre 800 mil y un millón de barriles diarios de petróleo, en un periodo de 10 a 20 años, siempre que se implementen un conjunto de reformas para la reactivación del sector, propuestas y reivindicadas por Perúpetro. Entre las reformas propuestas por Perúpetro y recogidas en el Proyecto de Ley 2145/2017 destacan:

- Revisión de los términos contractuales, Perúpetro adaptará y renegociará el esquema de regalías y el sistema tributario al nivel de riesgo de la inversión.
- Ampliación de la prórroga de los contratos próximos a vencer por un plazo adicional de 20 años hasta el agotamiento de las reservas.
- Modificación de la normativa de evaluación del potencial hidrocarburífero.
- Creación de una ventanilla única que agilice la obtención de permisos, autorizaciones y licencias para las empresas petroleras.

Perúpetro propone un esquema de regalías flexible que responda a las rápidas variaciones de los precios internacionales del crudo. En este sentido, propone tasas porcentuales de regalías asociadas a los precios internacionales del petróleo, producción y productividad de pozos, en cada área geográfica. Dicha propuesta no resulta conveniente para el Estado puesto que recibirá aún menos ingresos que con el mecanismo de regalías vigente, por tanto, menos canon y sobrecanon para las regiones productoras.

La participación de los gobiernos regionales y locales de los ingresos e impuestos a la renta obtenidos por el Estado peruano por la explotación económica de los recursos naturales en sus territorios se realiza a través del canon petrolero. Para determinadas regiones se estableció una tasa adicional al definido inicialmente, denominado sobrecanon petrolero.

La distribución del canon y sobrecanon, obtenido por la explotación del petróleo y gas en las Regiones de Piura, Tumbes, Loreto y Ucayali, se realiza según las normativas particulares en cada Región.

Los recursos financieros transferidos a las regiones por canon y sobrecanon deben ser invertidos en proyectos de desarrollo regional y local para dinamizar. Además, son acumulables y en ningún caso deben ser devueltos al Gobierno Central.

A pesar del inicio de producción del yacimiento de Camisea, en el 2004, y de la exportación de gas natural, el balance comercial de hidrocarburos en el país es negativo desde hace más de una década, Figura 19.

Dicho balance negativo es directamente proporcional, principalmente, a las fluctuaciones del precio internacional del crudo y al consumo de derivados de petróleo en el sector transporte, que representan gran parte de las importaciones de hidrocarburos.

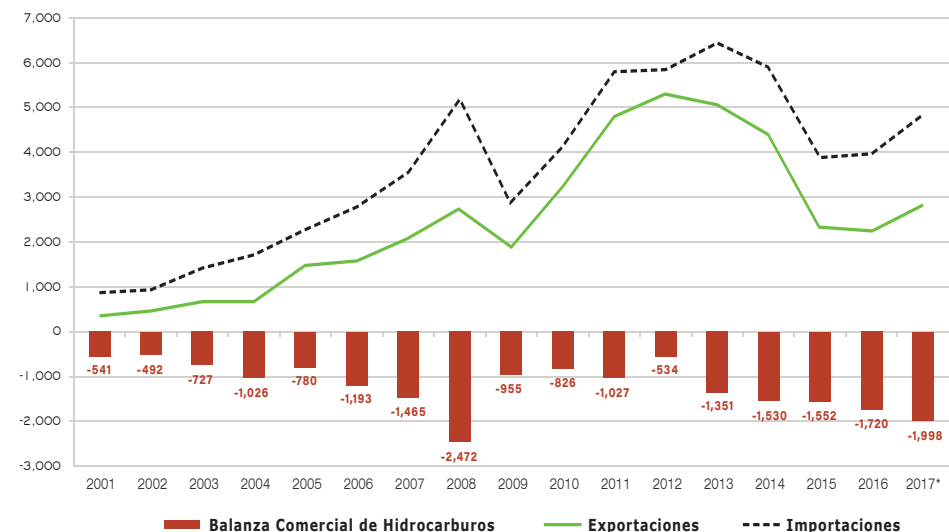


Figura 19: Balanza comercial de hidrocarburos en el Perú entre los años 2001 y 2017, en millones de dólares, Perúpetro.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN, en el documento “Reporte Semestre de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos” del primer semestre del año 2018 informó que, en ese periodo, la demanda de combustibles derivados de petróleo – GLP, gasolinas, diésel y petróleos industriales – alcanzó un promedio de 231 mil barriles diarios, frente a los 225 mil barriles diarios del año 2017. En el primer semestre del año 2018, la oferta nacional de combustibles derivados cubrió el 81,4% de la demanda total. El déficit restante se cubrió con importaciones, aproximadamente 43 mil barriles diarios de derivados. Las refinерías cubrieron el 80% del total de la oferta nacional de combustibles derivados y el 20% restante fue asumido por las plantas procesadoras.

En promedio, el petróleo crudo importado cargado se redujo de 128 miles de barriles diarios, en el 2017, a 110 mil en el primer semestre del 2018. El crudo importado cargado en las refinерías representó el 69% del total, inferior al año 2017 (76%). Finalmente, en el año 2018, en conjunto, el 75,8% del crudo y combustibles derivados consumidos en el Perú fue importado.

El balance nacional de oferta-demanda en GLP, gasolinas, diésel es negativo, tanto en el año 2017, como en el primer semestre del año 2018, a diferencia del petróleo industrial que presenta un balance positivo. Así, existe una oferta excedentaria de petróleo industrial, que es mayoritariamente exportado.

En el año 2016, el porcentaje de hidrocarburos líquidos y GLP representó el 55,6% del consumo final de energía en el Perú. Asimismo, el transporte es el mayor consumidor de combustibles líquidos con el 70,5% del total por sectores económicos en el país (industrial, comercial, residencial, agrícola, pesquera y turismo). En 2016 el sector transporte consumió un 84,3% del total, con 7,4% de gas natural y 6,2% de GLP. Por otro lado, el sector industrial es predominantemente consumidor de gas natural de Camisea, un 58,6% del total mientras que un 20,6% fue de GLP y un 18,4% diésel.

En relación al volumen de hidrocarburos - petróleo y gas - existente en el país, el Ministerio de Energía y Minas, MINEM, los clasifica en: Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos. A su vez, las reservas se clasifican en:

- Reservas probadas: reservas 1P, tienen 90% de probabilidades que las cantidades de petróleo extraídas sean superiores a las estimaciones realizadas previamente.
- Probables: reservas 2P, presentan una probabilidad del 50%.
- Posibles: reservas 3P, 10% de igualar o exceder las estimaciones.

Las reservas probadas de petróleo en el Perú superan los 434 millones de barriles, mientras que las reservas probables y posibles superan los 690 y 925 millones de barriles, respectivamente.

Al ritmo actual de producción, alrededor de unos 52 mil barriles diarios, las reservas probadas, oficialmente evaluadas por el MINEM, alcanzarían para casi 24 años.

De los 6 mil millones de barriles de reservas probadas, probables y posibles existentes al año 2007 se han reducido a 925 millones. Los 5 mil millones restantes se han convertido en recursos.

Por cuencas, las principales reservas probadas de crudo del país se encuentran en las cuencas del Marañón y Talara. Ambas cuencas representan más del 94% de las reservas probadas al año 2016. Si se considera las cuencas de Tumbes y Sechura, la Macro Región Nor Oriental concentra más del 98% de las reservas probadas del país.

El 70% de la Población Económicamente Activa, PEA, está inmersa en la economía informal y sólo el 12% dispone de trabajos decentes. Los ingresos del 20% más rico son casi 20 veces del 20% más pobre.

Loreto y Piura, dos de las regiones con mayor producción de hidrocarburos y tratamiento de crudo para la producción de derivados de petróleo presentan niveles de pobreza monetaria que oscila entre el 32,4% y 36,1% entre la población.

En cuanto al impacto ambiental, entre el año 2001 y 2018, en las zonas adyacentes a los lotes petroleros en explotación del zócalo continental y la costa norte de las Regiones Tumbes y Piura se han reportado al menos 13 derrames de crudo. Los derrames se asocian a rupturas y fisuras de tuberías y a fugas en las plataformas marinas.

Principales daños ambientales que afectaron la biodiversidad marina y pesca artesanal:

- Derrame de 1300 barriles de petróleo de la Plataforma Corvina en la refinería de Talara, por la explosión del BAP “Supe” en el año 2008.
- En julio del 2013, la empresa Savia Perú produjo un derrame al mar de 49 barriles de crudo, por una perforación de la línea submarina de una plataforma.

La costa de Tumbes y Piura es un lugar de convergencia de la corriente de Humboldt y de la corriente de El Niño la cual alberga especies endémicas. Es así que desde el año 2010, el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, SERNANP, del Ministerio del Ambiente lidera la iniciativa para la creación de una Zona Reservada Mar Pacífico Tropical Peruano. Los estudios realizados han identificado cuatro zonas prioritarias para la conservación como área natural protegida: isla Foca, El Ñuro, los arrecifes de Punta Sal y el banco de Máncora.

Es importante indicar, que, como parte de las medidas de promoción de la inversión, la Ley N° 30230, promulgada el 12 de julio de 2014 y propuesta por el Poder Ejecutivo, estableció que el Ministerio de Ambiente ya no está facultado a aprobar por Resolución Ministerial la creación de las zonas reservadas. El Consejo de Ministros es el encargado de crear las zonas reservadas a través de un Decreto Supremo. La declaración de Área Natural Protegida sólo permitirá la explotación petrolera en aquellos lotes con contratos firmados, que garantice derechos previos de funcionamiento.

Al igual que las regiones costeras del Perú, la explotación petrolera en la Amazonía peruana no ha venido acompañada por un adecuado desarrollo social o una mejora sustancial de las condiciones de vida de las comunidades amazónicas. El mapa de pobreza del INEI del año 2016 ubica a la Región Loreto con niveles de pobreza monetaria en la población entre 32,4% y 36,1%. Es importante indicar que, en el año 2004, el 74,6% de la población de Loreto era considerada como pobre. El Índice de Desarrollo Humano de Loreto es de 0,4, un valor que coloca a la Región Loreto entre las regiones con menor desarrollo del país.

De similar forma, la Amazonía peruana ha sufrido un largo historial de derrames con trágicas consecuencias para el ambiente. Las reclamaciones por contaminación y destrucción del entorno natural de los pueblos originarios son innumerables y es el claro reflejo del grave impacto que ocasionan estas actividades en sus territorios. Siendo el caso más escandaloso el del Lote 192 y 8.

Las explotaciones hidrocarburíferas modernas, supuestamente respetables con el entorno, inocuas y sostenibles, no eliminan el riesgo de contaminación de las principales fuentes de vida de los habitantes de la selva amazónica: las aguas subterráneas y superficiales y las fuentes de obtención de alimentos, la agricultura y la pesca.

Se contabilizan al menos 60 derrames de petróleo entre el año 2000 y 2010 por averías en camiones cisternas en las carreteras y barcazas en los ríos, así como accidentes en los terminales de carga. Los derrames han desprovisto a las poblaciones de suministro de agua para el consumo humano y de los peces y animales de caza, afectados por las fuentes de agua contaminadas.

Según el Observatorio Petrolero de la Selva Norte, OPSN, la compañía PlusPetrol, en enero de 2015, antes de concluir sus operaciones, informó al Estado peruano de la existencia de 2014 pasivos ambientales contaminados dentro del Lote 192 y se retiró sin cumplir con sus obligaciones de remediación ambiental. Si bien no existe una evaluación económica real de los costes de remediación, las experiencias de remediación en países de similares características, como Ecuador y Nigeria, indican que podría oscilar entre 200 y 1000 millones de dólares. El Lote 1AB, hoy dividido en el Lote 8 y 192, fue desde mayo del 2001 explotado por la empresa PlusPetrol Perú, con regalías del 30% de los ingresos de las ventas del petróleo extraído.

El economista Jorge Manco Zaconetti, en su artículo de septiembre del 2015 “El Lote 192 para Petroperú al 100%”, estimó que la utilidad neta de Pluspetrol, entre 2002 y 2013, fue de casi 1190 millones de dólares. En 15 años de explotación del Lote 1AB, Pluspetrol ha perforado 3 pozos exploratorios y 34 de desarrollo de las reservas probadas existentes. Se observa, claramente, que la intención de la empresa Pluspetrol ha sido exclusivamente de extraer las reservas marginales remanentes del Lote 1AB, sin preocuparse por la actividad de exploración de nuevas reservas, consciente de que explota un yacimiento depletado, ni por la remediación de los pasivos ambientales.

El Oleoducto Nor Peruano tiene una longitud de 854 kilómetros y consta de dos ramales, sin embargo, actualmente transporta la producción de crudo del Lote 8 y 192, con una capacidad total de transporte de 200 mil barriles diarios.

Según el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental, OEFA, entre el año 2011 y 2016, en el Oleoducto Nor Peruano, ONP, han ocurrido 26 fallas asociados con derrames de crudo. En agosto del año 2016, la OEFA impuso a Petroperú una papeleta ambiental por el reiterado y sistemático incumplimiento de sus obligaciones medioambientales.

La OEFA entre los años 2011 y 2016 inició contra Petroperú 57 Procedimientos Administrativos Sancionadores, PAS, y se le ha impuesto un total de multas ascendentes más de 6 mil Unidades Impositivas Tributarias, UIT. La OEFA ha sancionado a Petroperú por las siguientes infracciones y las principales afectaciones a las personas y al patrimonio natural causados por los derrames del Oleoducto Nor Peruano (Tabla 23):

Infracciones de Petroperú

- Incumplimiento de obligaciones del Instrumento de Gestión Ambiental.
- Incumplimiento de normas de protección ambiental.
- Incumplimiento de Límites Máximos Permisibles en efluentes.
- No brindar información requerida y/o presentar información fuera de plazo.
- Incumplimiento de medidas correctivas.

Afectaciones por derrames del Oleoducto Nor Peruano

- Daño a la fauna acuática de los territorios contaminados, imposibilitando la captura de peces para el consumo humano directo afectando la seguridad alimentaria de las comunidades adyacentes a los derrames.
- Impacto a la calidad del agua, afectando al consumo de agua en las poblaciones.
- Daño a la salud de las personas: dolores de cabeza, diarrea, vómito, dolor de estómago, afecciones a la piel.
- Daño a la flora y la fauna por ingesta de la vegetación cubierta de crudo.

Tabla 23: Infracciones de Petroperú y afectaciones del Oleoducto Nor Peruano.

Finalmente, Petroperú afirma que desde la entrada en operación del oleoducto se han registrado 99 derrames de crudo: 62 provocados por terceros, 26 por fenómenos naturales y 11 por corrosión, abrasión y fallas en la soldadura. No obstante, en febrero del 2016, OSINERGMIN ordenó la paralización del ONP para que Petroperú proceda a los trabajos de recuperación, limpieza y remediación de las zonas afectadas por los derrames.

El ONP reinició sus operaciones en septiembre del año 2017 e inició un Plan de Desbroce del Derecho de Vía y Sistema de Vigilancia Participativa como mecanismo sostenible de empleo local. Entre 2018 y 2019 se han registrado 8 derrames en el ONP, intensificando la conflictividad social ante las actividades petroleras y profundizando la ya preocupante contaminación de la Amazonía peruana por un oleoducto deteriorado y con limitado mantenimiento.

En el Perú, en diferentes lotes petroleros socialmente conflictivos se podrían producir más de 140 mil barriles diarios de crudo, entre ligero y pesado, siempre que el actual gobierno de Martín Vizcarra consiga convencer a los actores sociales de la Región Loreto y obtenga la licencia social para iniciar la explotación comercial de los Lotes 39, 64, 67 y 95. En cualquier caso, aún alcanzando la máxima producción esperable en los lotes conflictivos, con importantes reservas probadas, no se podrá cubrir la demanda esperada de petróleo al año 2025. El Perú a pesar de las optimistas predicciones de Perúpetro no podrá satisfacer con producción local la demanda esperada total de hidrocarburos líquidos en un futuro cercano.

El grave impacto medioambiental de las actividades petroleras y la escasa percepción de la mejora de los niveles de vida de las poblaciones adyacentes a las explotaciones petroleras ha generado una inocultable resistencia social, que afecta seriamente a las nuevas inversiones en exploración y explotación.

La falta de descubrimientos de importantes yacimientos de petróleo y el crecimiento económico del país, en los últimos años, ha incrementado la brecha entre producción de crudo y consumo de derivados, agudizando la dependencia fósil exterior del país e introduciendo un preocupante riesgo en el suministro energético nacional.

Los acuerdos alcanzados en noviembre del año pasado entre los países productores de petróleo pretenden garantizar precios estables del crudo en el rango de 60-80 dólares, precios superiores implicaría el inicio de un proceso de destrucción de la demanda.

En el Perú, la decisión del Estado peruano de reconstruir la refinería de Talara introduce un inesperado condicionante al inexorable proceso de despétrolización del Perú. En la situación previa a la reconstrucción de la refinería de Talara, el desastre privatizador de Petroperú y la entrega de la explotación de los lotes, con reservas marginales, a empresas privadas derivó en una reducción de la producción nacional, que es incapaz de satisfacer el incremento de la demanda de derivados de petróleo, asociado al crecimiento económico experimentado en las últimas décadas. Por tanto, la solución a la dependencia del petróleo era sencillamente electrificar el transporte público y privado, en las ciudades y entre ciudades.

El objetivo era único y concreto: desacoplar la economía del país de los derivados del petróleo. Bajo el nuevo condicionante de la inmensa inversión estatal en la modernización de la refinería de Talara, que en realidad es la construcción de una nueva refinería, en un periodo de final de la economía global del petróleo, el principal desafío que deberá abordar el Estado peruano es la elaboración de una estrategia nacional en relación a las actividades petroleras, basada en las siguientes premisas:

- Evaluar la posibilidad de garantizar el suministro nacional de crudo ligero y pesado a la modernizada refinería de Talara mediante el reforzamiento empresarial de Petroperú en las fases de exploración y explotación. La nueva refinería debería ser rentable incluso trabajando exclusivamente con crudo internacional.
- Planificar el cierre paulatino, escalonado y secuencial de los lotes 8 y 192, actualmente en explotación, así como el desmantelamiento del ONP cuyo periodo de cierre y desmantelamiento deberá emplearse para una planificada remediación de los activos pasivos heredados de las empresas públicas y privadas.
- Elaborar los mecanismos legales y de gestión empresarial necesarios para impedir la utilización de la empresa estatal Petroperú como caja complementaria y agencia de empleo de los gobiernos de turno para satisfacer sus compromisos electorales.
- Condicionar, estrictamente, la exploración y explotación de los lotes marginales existentes y de las nuevas concesiones exploratorias a cubrir la demanda de la refinería de Talara. El Estado peruano deberá crear las condiciones de garantizar una producción nacional no superior a 100 mil barriles diarios.
- Elaborar un nuevo modelo de concesiones y contratos de exploración y explotación existente, adaptado al escenario futuro de agotamiento y precios elevados de

petróleo, que garantice al Estado retener el mayor porcentaje posible de la renta petrolera y emplearla en la remediación de los pasivos heredados.

- Destinar un significativo porcentaje a la recuperación ambiental y mejora de las condiciones de vida de las comunidades adyacentes. En caso de cierre planificado, así como del desmantelamiento del ONP se deberá maximizar la renta petrolera para dedicarla estrictamente a la remediación y a la elaboración e implementación de una estrategia económica post-petróleo en las comunidades amazónicas.
- Electrificar el transporte de personas y bienes, público y privado, en y entre las ciudades, con el objetivo de minimizar el consumo de derivados de petróleo.
- Crear un fondo económico a partir de la renta petrolera para la realización de proyectos de investigación en biocarburantes y transformación planificada de la refinería de Talara en una biorrefinería.
- Liberalizar el sector de distribución de derivados del petróleo que garantice una verdadera competencia en la fase de venta minorista de derivados de petróleo: gasolinas y diésel.

PetroPerú es la empresa estatal más importante del Perú con un volumen de ventas anual superior a 11 mil millones de soles (2016). Muchos analistas políticos y económicos vaticinan la quiebra económica de la petrolera nacional, en un futuro no muy lejano, por acometer la construcción de una nueva refinería de Talara y por el endeudamiento estatal por la gran obra.

Los últimos descubrimientos importantes de reservas probadas de petróleo nacional, correspondientes a los Lotes, 64 y 67, en explotación, en conjunto suman un total de 141 millones de barriles en reservas probadas, según datos de PerúPetro.

En el controvertido y paralizado Lote 39, la empresa española Repsol YPF informó la existencia de 162 millones de barriles de petróleo entre reservas probadas y probables. Si se suman las reservas probadas de los Lotes marginales 8 y 192, equivalentes a 137 millones de barriles, existe un total de 440 millones de barriles de petróleo con acceso al Oleoducto, a 31 de diciembre del año 2015. Además, las reservas probadas de la costa – más de 147 millones de barriles – y del zócalo continental – más de 39 millones de barriles – superan los 187 millones de barriles.

Es decir, la refinería de Talara tendría acceso a reservas probadas equivalentes a 533 millones de barriles de petróleo, siempre que pueda involucrar a las comunidades amazónicas en el proceso de exploración y extracción de crudo en sus territorios ancestrales. La insistente negativa de los pueblos amazónicos a permitir la explotación de petróleo implica un importante inconveniente para las futuras actividades de la empresa petrolera nacional y sus intenciones de regresar a la exploración y explotación de recursos hidrocarburíferos, y condicione seriamente la continuidad de las actividades de extracción petrolera en la selva norte del Perú.

Amerita destacar que los descubrimientos más importantes de los últimos 15 años – reservas probadas de 202 millones de barriles en los Lotes 39, 64 y 95 – tan sólo permite garantizar el negocio de la refinería de Talara, con petróleo

nacional, para un periodo de algo más de 5 años. Además, los operadores privados entregarán el crudo a Petroperú a precio internacional. En este sentido, sería muy conveniente para Petroperú que el Estado peruano adopte los mecanismos legales para que la empresa petrolera nacional pueda acceder a la mayor cantidad de volumen de petróleo de los mencionados lotes a precios inferiores a los internacionales.

La reducción en calidad de los nuevos yacimientos descubiertos. Exceptuando los Lotes 64 y 131, con petróleo ligero, los Lotes 39, 67 y 95 presentan aceptables volúmenes de petróleo pesado, que es necesario disolver previamente para su transporte por el Oleoducto Nor Peruano.

El Estado peruano debe encargarse de subsanar amplios territorios contaminados e inservibles para actividades humanas. Como ejemplo, la subsanación del impacto medioambiental en los Lotes 8 y 192 se estima entre 100 y 1000 millones de dólares de inversión estatal.

La economía del Perú depende excesivamente de los derivados del petróleo y la volatilidad de los precios internacionales que pueden trasladar serias distorsiones a la estabilidad macroeconómica del país. En este sentido, el proceso de despetrolización se basa en la elaboración e implementación de una estrategia nacional a largo plazo que minimice el consumo de derivados de petróleo.

El Congreso del Perú, en el 2018, se debió discutir el dictamen en mayoría de la Comisión de Energía en relación a la nueva Ley de Hidrocarburos. Sin embargo, la oposición de las organizaciones sociales amazónicas obligó que la propuesta sea devuelta a la Comisión Andinos, Amazónicos y Afro-Peruanos, Ambiente y Ecología para su debate.

La propuesta de Nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos responde a intereses estrictamente económicos de algunas empresas petroleras privadas, preocupadas por ampliar la explotación de lotes con reservas probadas hasta la extinción del recurso, y cuyo desinterés en realizar inversiones exploratorias ha provocado la reducción de las reservas probadas y el incremento del déficit nacional de la balanza comercial de hidrocarburos.

Dicha Ley no se basa en el proceso de despetrolización del Perú ni dentro de un marco normativo de ordenamiento territorial de la Amazonía peruana. De esta manera, no garantiza la defensa de los derechos de las comunidades amazónicas ni la integración de la ocupación y explotación de los recursos naturales en estrategias de desarrollo sostenible a largo plazo.

En la Tabla 24 se presentan las características de algunos lotes en explotación, extraído de una exposición realizada el 14 de julio de este año, por el actual Presidente de Perúpetro, en el foro “Hacia una Nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos. Retos y Oportunidades”, se observa que entre 2021 y 2026 expiran los contratos de concesión de 8 lotes en explotación. La nueva Ley de Hidrocarburos propone

ampliar al infinito el plazo de prórroga de los mencionados lotes con reservas probadas. Una especie de premio a las empresas privadas que han preferido expropiar los escasos recursos del Estado peruano que invertir en pozos exploratorios. Además, en un entorno de aumento del precio del petróleo, no tiene ningún sustento reducir las regalías, puesto que, a un precio internacional actual del crudo por encima de los 80 dólares, el negocio petrolero es extraordinariamente rentable, incluso para el petróleo pesado de la selva peruana. Simplemente, las empresas petroleras y sus adláteres locales defienden el interés de los inversores privados de maximizar sus ganancias, pagando menos al Estado, y por tanto, generando menos canon para los gobiernos regionales de Tumbes, Piura y Loreto, principalmente.

Lote	Operador	Fecha de Término	Tiempo restante (en años)	Producción fiscalizada (en barriles/día)
I	CMP	dic-2021	3.5	747
V	CMP	oct-2023	5.3	102
VII/VI	SAPET	oct-2023	5.3	7,818
Z-2B	SAVIA	nov-2023	5.4	1,073
8	PLUSPETROL NORTE	may-2024	5.9	5,664
X	CNPC	may-2024	5.9	12,987
318/31D	MAPLE	jun-2024	6	40
II	PETROMONT	ene-2026	7.5	299

Tabla 24: Lotes petroleros con contratos de explotación próximos a finalizar, Perúpetro.

Los lotes, con contratos próximos a finalizar, en total tienen una producción actual superior a 28 mil barriles diarios. Y según Perúpetro, la producción podría incrementarse hasta unos 40 mil barriles diarios, en caso de que se ampliasen los plazos de los actuales contratos en 10 años adicionales. Una propuesta alternativa al consorcio público/privado, defensor de los intereses de las empresas privadas petroleras, es dejar que se extingan los contratos y que Petroperú asuma la explotación de esos lotes y contrate a empresas especializadas para continuar con la extracción de petróleo, en régimen de prestación de servicios. La propiedad del petróleo extraído será de Petroperú, por tanto, del Estado peruano.

En los lotes, con contratos a finalizar entre los años 2021 y 2026, al Perú le queda petróleo para extraer hasta el año 2048, es decir, nada en términos energéticos. El escaso petróleo extraíble de las reservas probadas, existente en los lotes en explotación en la costa norte del Perú, podría suministrar el 40% de las necesidades de la refinería de Talara, sin considerar la explotación de los Lotes 8 y 192 en Loreto.

La exploración y explotación de petróleo se debería limitar a satisfacer la reducida demanda de la refinería de Talara, unos 100 mil barriles diarios, siempre que

las explotaciones petroleras no impliquen un riesgo ambiental y se cuente con un proceso de consulta previa libre e informada.

El inefable y olvidadizo PPK dejó una bomba de tiempo energética al nuevo ejecutivo del Presidente Vizcarra. La nueva Ley de Hidrocarburos es una ley ad-hoc que beneficia a algunas empresas del sector, con lotes cuyos contratos finalizan entre los años 2021 y 2026, es decir, dentro de los próximos años.

Por otro lado, según la información presentada en diferentes foros por el Presidente de Perúpetro, el Perú tiene un escaso volumen de reservas probadas de petróleo, que en ningún caso cubriría una significativa parte de la demanda local de crudo, y que mucho menos reducirá la dependencia energética del país.

El crecimiento económico del Perú, experimentado entre 1990 y 2018, se ha basado principalmente en la ingesta de hidrocarburos: carbón, gas natural y petróleo, 78% del consumo total de energía secundaria, según el Balance Nacional de Energía del año 2016. Es decir, el crecimiento económico del Perú depende de recursos fósiles escasos, contaminantes, y con fecha de caducidad. En el caso del petróleo, el transporte representa el 45% del consumo final de energía, el 95% del cual son derivados de petróleo. Por tanto, el principal problema del Perú, en relación a dependencia energética externa, es el consumo energético en el sector transporte. El Perú deberá abordar indefectiblemente la electrificación del transporte en las ciudades y entre ciudades, de personas y mercancías, público y privado. En un escenario de despétrolización del transporte, con desacople de su economía de una peligrosa dependencia exterior, más aún, cuando las señales externas indican el inicio de un nuevo periodo de precios internacionales elevados del crudo, debido a la conflictividad e inestabilidad política en importantes zonas de producción mundial de crudo: Venezuela y Oriente Próximo.

3.2 Declive Energético del Gas Natural

Los datos existentes de los recursos gasíferos y producción nacional de gas natural indican sobre el grave riesgo de desabastecimiento en menos de dos décadas. Ante una probable situación de riesgo en el suministro de un recurso energético que representa el 70,5% de la energía primaria autóctona del país y el 78,5% del total de la energía comercial (2016), el país debería iniciar un proceso de transformación del modelo energético y sustitución del gas natural.

Perúpetro presentó una proyección a corto plazo: 2014 - 2018, donde hubo un aumento de 1251 MMPCD hasta 1536 MMPCD. Por otra parte, existe una reducción en la producción diaria de líquidos de gas natural de 103 mil 400 barriles a 103 mil 100 barriles. Una reducción casi imperceptible, que implica estancamiento de la producción y aumento de las importaciones.

En el 2017, en base a información de las empresas del sector de hidrocarburos al 31 de diciembre del año 2016, el MINEM presentó una proyección de la producción

de gas natural a corto plazo: 2017 - 2021 [29]. Donde la producción promedio diaria de gas natural aumenta desde 1351 MMSCFD (2016) hasta 1607 MMSCFD (2021), debido a las actividades de exploración y explotación planificadas durante dicho periodo.

En el año 2018, Perúpetro actualizó sus predicciones de producción de gas natural y líquidos de gas natural en el periodo 2018-2022 [30]. Las proyecciones de producción se realizaron para los tres Lotes de Camisea en explotación comercial: 88, 56 y 57.

Producción de gas natural: los Lotes 56 y 57 entran en una fase de estabilización de producción, destacando que el Lote 56 reduce su producción de 600 MMPCD, en el periodo 2011-2014, hasta 400 MMPCD, en el periodo 2018-2022. Asimismo, el Lote 88 incrementa su producción promedio a un valor a los 800 MMPCD entre los años 2018 y 2022. En total, la producción en los lotes de Camisea, actualmente en explotación, suministrarán alrededor de 1400 MMPCD, en promedio diario en el año 2022. Considerando que la producción en el 2017 fue de 1209 MMPCD, se espera un incremento de 200 MMPCD al 2022.

Asimismo, Perúpetro estimó la proyección esperada de la producción de gas natural y líquidos de gas natural del Lote 58, que entrará en operación comercial en enero del año 2023 [30]. El Lote 58 incrementará en promedio 300 MMPCD a la producción nacional de gas natural y entre 12 mil y 16 mil barriles de líquidos de gas natural, compensando la reducción esperada de los Lotes 88, 56 y 57.

Según la consultora internacional Netherland Sewell & Associates Consulting en el año 2011 [31], existe una producción de gas natural de 1400 MMPCD que se mantendría hasta el año 2025, año en que se iniciaría un importante declive en la producción de gas natural, debido al comportamiento geológico de los yacimientos.

Se verifica que en los primeros años de explotación del yacimiento se puede garantizar un crecimiento exponencial de la demanda. Posteriormente, se observa una estabilización de la producción de los lotes gasíferos y, finalmente, un pronunciado declive de la producción del yacimiento, que implica la incapacidad de garantizar el suministro de la demanda existente.

La curva de declive de producción de los Lotes 88 y 56 permite cumplir con los compromisos de exportación hasta el año 2028, pero obliga a reducir la demanda interna y adaptarla a la curva de declive. En el 2028, la terminación del contrato de exportación permite garantizar una demanda interna de aproximadamente 800 MMPCD, en un escenario de gran reducción de la producción. A partir del 2030, es imposible garantizar la demanda interna de 684 MMPCD, y se deberá reducir la demanda de gas natural en la zona central. Otra solución es construir un puerto de regasificación que garantice el suministro de gas natural, puesto que los lotes depletados de Camisea, destinados a la zona centro, no dispondrán de suficiente gas natural.

La evolución de la producción de gas natural en los Lotes 88 y 56, propuesta en 2011 por Netherland Consulting, coincide con la evolución real de la producción de gas natural, presentada por OSINERGMIN, en el boletín Gas Natural 2016-1 del mes de junio del año 2016 [31, 32]. Se observa que la producción del Lote 56 se ha reducido desde 588,2 MMPCD hasta 448,0 MMPCD entre marzo y junio del año 2016.

Un correcto análisis de la sostenibilidad energética del gas natural exige el análisis de la evolución de la producción de los yacimientos gasíferos en un horizonte de tiempo de varias décadas. De esta manera, se podrá comprobar su patrón geológico de producción, que permite verificar un incremento acelerado de la producción en los primeros años. Posteriormente, se observa una larga meseta de estabilización de la producción, y finalmente, un pronunciado declive de la producción, que indefectiblemente afectará a la demanda comprometida de gas natural.

Al nivel de consumo local actual de gas natural, el Lote 88 de Camisea podría suministrar energía al sector residencial, industrial, vehicular y de generación eléctrica por un periodo máximo de 22 años, considerando un ligero aumento local de gas natural.

Las reservas probadas de gas natural en el Lote 57, o el incremento de reservas en el Lote 88, podrán apenas alargar la agonía de indisponibilidad de gas; ya que, en menos de 15 años, la demanda interna de Lima e Ica sufrirá serios recortes de volúmenes energéticos contratados.

El Perú, por tanto, dispone de estos 15 años para reconvertir el consumo de gas natural en el sector industrial, transporte, doméstico y en el de generación eléctrica. Las energías renovables, competitivas económicamente y técnicamente, pueden asumir el proceso de transformación del modelo energético nacional (fósil).

En el año 2004, el gas natural alcanzó la costa peruana. Hasta entonces la producción de gas natural se extraía del Lote 31 en Aguaytía y de algunos lotes del noroeste peruano, asociado a la explotación de petróleo. Cronológicamente, el Lote 88, 56 y 57 iniciaron su producción de gas natural en los años 2004, 2010 y 2014, respectivamente. A finales del año 2017, la producción fiscalizada promedio diaria de gas natural en mencionados lotes alcanzó los 638, 416 y 151 millones de pies cúbicos diarios, respectivamente, con un total de 1204 millones de pies cúbicos diarios, MMPCD. Aproximadamente, una producción anual de gas equivalente a 0,44 TCF en el año 2017. Es importante indicar que la capacidad máxima actual de transmisión de gas es de 1540 MMPCD, es decir, una producción máxima anual de 0,56 TCF, expresado de otra forma, existe un margen teórico de 0,12 TCF de incremento de la producción, aproximadamente unos 336 MMPCD.

Según Perúpetro la producción de gas natural entre 2017 y 2025 se incrementará de 1200 a 1700 MMPCD (Figura 20), coincidiendo con la capacidad esperada del paralizado GSP, 500 MMPCD. Se desestima la comparativamente insignificante producción en el noroeste y Aguaytía, que apenas superaría los 40 MMPCD.

Se observa de la Figura 20 que, entre 2025 y 2028, la producción se mantendría en 1700 MMPCD, y entre 2028 y 2029, se incrementaría hasta 1900 MMPCD. No se entiende con claridad a que se debe ese consumo plano y ese inesperado incremento de producción de gas a finales de la próxima década que, por cierto, se mantiene plana en 1900 MMPCD, entre 2029 y 2034, gracias a que se consigue poner en producción las reservas probables y posibles existentes.

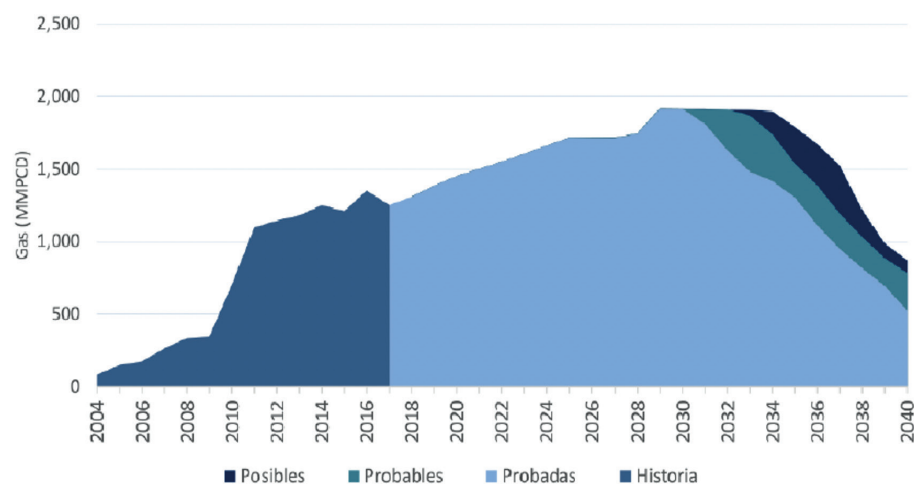


Figura 20: Evolución de la producción de gas natural en el Perú entre los años 2004 y 2040, Perúpetro.

En reservas probadas, entendidas como las reservas que realmente se pueden poner en producción y monetizar, el Perú dispone de apenas 16,1 MMPCD. Puesto que entre los años 2017 y 2018, el consumo de gas se estima en aproximadamente 0,9 TCF, las reservas de gas se reducirán a 15,2 TCF a finales del año 2018, considerando que no se realicen nuevos descubrimientos o reajustes burocráticos de las reservas probadas existentes.

Las reservas 2P de los Lotes 56 y 57, un total de 4,7 TCF se dedicarán exclusivamente a la exportación, según información de Perúpetro, y el Lote 58, con 2,65 TCF, pertenece la empresa estatal china CNPC, por tanto, pueden disponer de ese gas natural según la voluntad del gobierno chino.

Es así que, para el cálculo real de los años de suministro restante de gas natural a los consumidores de Lima e Ica, se realizará lo siguiente: a los 10 TCF de reservas 2P se le restan 1,9 TCF de reservas probables, y los 0,9 TCF, consumidos entre los años 2017 y 2018. Aproximadamente, restarían tan sólo 8,2 TCF en reservas probadas en el Lote 88 para el consumo interno, sin considerar la exportación que se suministraría de los Lotes 56 y 57. Considerando un consumo promedio diario de 1000 MMPCD en la costa del Perú, en las próximas décadas, el gas del Lote 88 alcanzaría

para 22 años, hasta el año 2040, coincidiendo con las predicciones realizadas por Perúpetro.

La información proporcionada por Perúpetro certifica que el Perú dispone de un horizonte de aprovechamiento de gas natural de algunas décadas. En el año 2016, según información de OSINERGMIN, el consumo de gas natural en el sector residencial, comercial, industrial, vehicular y de generación eléctrica superó los 684 MMPCD. El consumo de gas natural en las centrales térmicas superó los 385 MMPCD, en ese mismo año. Al Perú, le restan aproximadamente dos décadas para sustituir el gas natural de su economía y del sector eléctrico.

La inmensa tarea del sector energético peruano en el proceso de despetrolización, desmetanización y flexibilización del funcionamiento del sector eléctrico exige un elevado nivel de coordinación y entendimiento entre Ministerios, reguladores, operadores de la red eléctrica, empresas eléctricas generadoras, transmisoras y distribuidoras así como de institutos de investigación, universidades y asociaciones de consumidores/generadores para la elaboración y aprobación de un nuevo entorno normativo energético que sienta las bases de la transformación del actual modelo energético y del mercado eléctrico peruano.

El Plan Energético Nacional 2014-2025 establece que la evolución de la demanda del gas natural, estará asociado esencialmente a la construcción de nuevas unidades de generación termoeléctrica, al desarrollo industrial nacional y al uso vehicular del gas natural. Así como a la masificación del gas natural mediante una red nacional de gasoductos y de distribución.

El Perú deberá afrontar, en las próximas décadas, el desafío energético más importante en su vida republicana: la transformación del modelo energético fósil y la sustitución del gas natural por sistemas renovables de generación eléctrica y térmica, económica y técnicamente competitivos para satisfacer la futura demanda energética.

3.3 Aspectos Técnicos y Económicos de la Integración de Energías Renovables

La integración de sistemas renovables de generación térmica y eléctrica es una de las bases para enfrentar el cambio climático, así como el agotamiento de recursos fósiles, un claro ejemplo de desarrollo renovable son Estados Unidos y China, los principales productores de turbinas eólicas y paneles fotovoltaicos a escala global. Lo cual muestra la constante lucha por la hegemonía del mercado renovable.

En los últimos años, en el Perú se ha promovido muy tímidamente la introducción de tecnologías renovables no convencionales. Gracias al Decreto Legislativo 1002 del año 2008, se ha iniciado una indiscutible, pero a la vez contradictoria promoción de tecnologías renovables. Tales como subastas para la instalación de varios parques eólicos y huertas solares.

No obstante, no existe una planificación a largo plazo expresado en un plan de energías renovables, que genere un entorno de seguridad a los inversores renovables.

Es necesario un sinceramiento de los precios de las centrales térmicas, ya que se demostraría que las tecnologías RER son muy competitivas y sustituirán a las centrales a gas dependientes de la volatilidad de precios de los recursos fósiles. En un futuro escenario de elevados precios del gas, los usuarios pagarán la aventura de un suministro eléctrico a gas natural extranjero.

Sin embargo, la mayor deficiencia del actual modelo de subastas RER es la incapacidad de garantizar un horizonte a largo plazo de inversiones a los posibles postores. La periodicidad de las subastas RER está supeditada a los vaivenes de la política energética nacional, muy influenciada por grupos económicos dominantes en el mercado oligopólico eléctrico nacional. Asimismo, el volumen de energía asignado a las diferentes tecnologías RER no responde a las propuestas reales de proyectos. En todas las subastas RER se ha asignado un significativo volumen de energía a las instalaciones de biomasa y en todos los casos no se han presentado proyectos suficientes, afectando a proyectos eólicos con precios mucho más competitivos.

A continuación, algunas propuestas para generar un mecanismo de integración de las tecnologías RER que supere las deficiencias del actual modelo de subasta:

- Elaborar un Plan Nacional de Energías Renovables que deberá contemplar la integración de 5000 MW de diferentes tecnologías RER en los próximos 5 años.
- Para ser adjudicados, los proyectos renovables deberán ubicarse en emplazamientos con un mínimo horas equivalentes anuales, establecidos en las bases de la subasta RER.
- Cada año ceder al menos 1000 MW renovables, entre sistemas gestionables y no gestionables, estableciendo una reducción anual en el precio de compra de la energía hasta alcanzar los 5000 MW de potencia en los próximos 5 años.
- Las subsiguientes subastas RER podrían discriminar entre tecnologías renovables gestionables: instalaciones solares termoeléctricas, centrales geotérmicas y centrales térmicas de biomasa; y no gestionables: parques eólicos y centrales solares fotovoltaicas.

Se asume que no existen restricciones técnicas para la integración de un importante volumen de energía eólica y energías renovables. No obstante, es altamente recomendable que la integración de un elevado volumen de energía renovable - variable y no gestionable - como la energía eólica se complemente con sistemas gestionables de generación renovable, entre los que destacan las instalaciones de generación eléctrica a partir de biomasa, geotérmica y solar termoeléctrica. Así, adicionalmente, se propone elaborar:

- Estudios detallados de evaluación del potencial de aprovechamiento de residuos agrícolas y ganaderos y residuos sólidos urbanos.
- Un mapa de centrales solares termoeléctricas en función del potencial solar y de las restricciones técnicas inherentes a este tipo de instalaciones.
- Mecanismos de integración óptima de sistemas de generación renovables basados en instalaciones termosolares y geotérmicas, que permitan su conexión al SEIN.
- Estudio de repotenciación de las centrales hidroeléctricas existentes como una propuesta de entrega rápida de energía eléctrica al SEIN, evitando la construcción de grandes centrales hidroeléctricas adicionales e innecesarias.
- Plan nacional de integración de sistemas renovables en zonas rurales aisladas, en función del recurso renovable existente - solar, eólica, minihidro, biomasa - con el fin de suministrar energía e incentivar el desarrollo de la economía local.

Por otro lado, una propuesta de estrategia energética sostenible debe promover acciones de respeto medioambiental. En este sentido, se propone elaborar:

Un estudio de zonificación de las cuencas hidrográficas en concordancia con el MINAM y el MINAGRI, para evaluar la situación de las cuencas y los posibles impactos económicos, sociales y medioambientales de una masiva construcción de centrales hidroeléctricas y proponer zonas de construcción y zonas de prohibición de estas instalaciones.

Un análisis comparativo del coste de la energía renovable en el horizonte de 20 años frente al coste del Nodo Energético del Sur y el GSP, necesario para suministrarle gas barato, desvela la magnitud del problema de financiar la construcción de una infraestructura energética en desmedro de promover la realización de subastas renovables. En el análisis, además, se incluye en el cálculo el coste de la energía eléctrica de procedencia diésel, que se estima deberá inyectar el NES por el retraso de la construcción del GSP entre los años 2020 y 2028, según la información del COES, alcanzaría unos 51866 GWh.

En la Figura 21 se presentan los resultados de la primera subasta RER del año 2010. Entre biomasa, solar, eólica e hidroeléctrica no superior a 20 MW se asignó una potencia de 429,108 MW y un cupo de energía anual de 1971,579 GWh. El usuario eléctrico deberá, en un periodo de 20 años, algo más 3 mil 172 millones de dólares a partir de la entrada en funcionamiento comercial.

La importancia de la primera subasta RER es que permitió desvelar los precios de las tecnologías renovables en el país, iniciando el largo proceso de transformación del modelo energético peruano. Se olvida, además, que los precios que se obtuvieron para la eólica y la solar fotovoltaica eran precios muy competitivos a nivel internacional en esa coyuntura histórica.

Retribución Primera Subasta RER

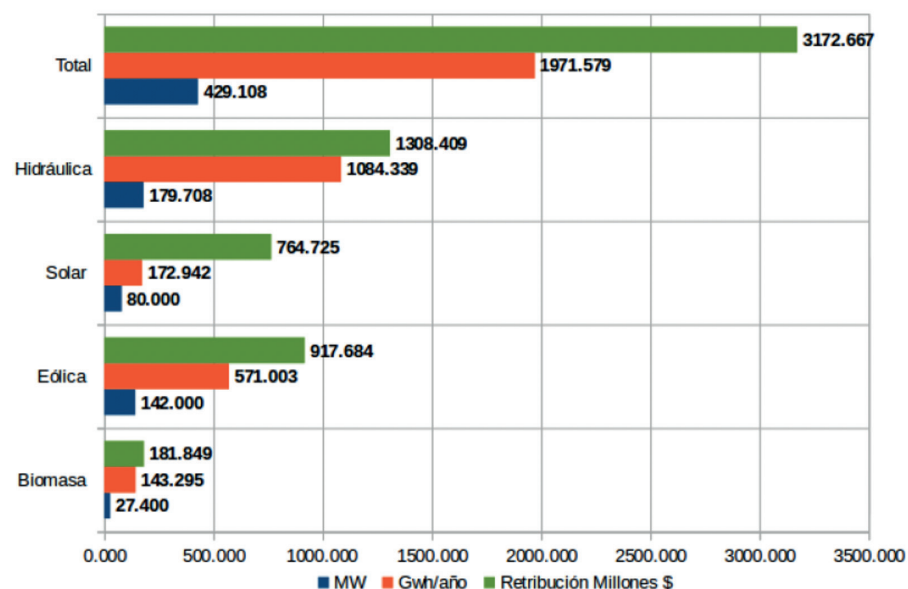


Figura 21: Resultados de la primera subasta RER y coste la energía en un horizonte de 20 años [36]

Los costos de la energía por tecnologías renovables muestran la necesidad de incrementar su implementación en el SEIN en el sistema eléctrico peruano con el fin de la despetrolización y desmetanización. Sin embargo, el incremento de la diferencia entre el precio spot marginal y los precios casados en las subastas RER, como precios garantizados, repercuten en el usuario.

Por otro lado, se observa una reducción de precios de estas tecnologías renovables en las cuatro primeras subastas RER (excepto biomasa). Así de la primera subasta (2010) a la cuarta (2016), los precios se redujeron: tecnología eólica: de 80,36 \$/MWh a 7,71 \$/MWh, tecnología solar: de 221,09 \$/MWh a 48,09 \$/MWh y en tecnología hidráulica: de 60,32 \$/MWh a 43,86 \$/MWh. Una reducción del casi 50%, ninguna tecnología de generación puede presumir de un ajuste de precios tan considerable.

En el caso de las tecnologías fósiles, la elevada dependencia del coste de generación eléctrica de la volatilidad del precio del petróleo imposibilita presentar precios más competitivos que las renovables, exceptuando a las centrales de ciclo combinado beneficiadas del precio subsidiado de gas Camisea y la normativa que permite no declarar los costes de generación reales.

En 20 años de contrato, los sistemas renovables adjudicados en las subastas RER deberán inyectar al SEIN aproximadamente 122 mil 814 GWh. El coste que deberá pagar el usuario por la energía a inyectar por las renovables será de 7 mil 544 millones de dólares. Sin embargo, si se considera el costo del GSP, el pago de

potencia del NES y la generación eléctrica de 51866 GWh, en el NES a diésel a 165 \$/MWh, los usuarios eléctricos deberán afrontar un pago de más de 18 mil 680 millones de dólares, siendo este el caso optimista. Puesto que, en el caso pesimista, a diésel a 250 \$/MWh, el coste del NES/GSP para el usuario eléctrico ascenderá a la suma de más de 23 mil millones de dólares, más del 20% del PIB actual.

El crecimiento económico del Perú está en peligro por el capricho de algunos grupos económicos en monetizar el limitado gas de Camisea quemándolo en las centrales térmicas del NES, construidas para generar una demanda de gas natural artificiosa en el sur del Perú.

El COES ha estimado que el retraso de la construcción del GSP implicaría la necesidad de NES de garantizar una generación de 51 mil 866 GWh entre el año 2020 y 2028. Para un análisis comparativo adecuado, en el intervalo de tiempo indicado, sería conveniente evaluar el coste económico de la energía de origen diésel a inyectar por el NES, efecto de las obras corruptas de la empresa brasileña Odebrecht y sus nexos con una ex pareja presidencial, y que obligaron a paralizar la construcción del GSP.

Para que las energías renovables puedan solucionar el gravísimo problema energético causado por la paralización del GSP y evitar el riesgo de quemar diésel en el NES, es necesario plantear algunos lineamientos generales. En primer lugar, es imperativo realizar algunas modificaciones al Decreto Legislativo 1002/2008, debido a la situación de emergencia del sector de generación eléctrica nacional. Entre los cambios más importantes se sugiere:

- Incrementar a un 30% el porcentaje de participación de las RER en el suministro de energía anual, sin considerar a las centrales hidroeléctricas inferiores a 20 MW. Según el COES, la producción eléctrica anual, a finales del 2016, fue de 48 mil 326 GWh. Para suministrar el 30% de la producción eléctrica total anual y garantizar el suministro de energía a la creciente demanda, hasta finales del 2021, habría que subastar en los próximos dos: 16000 GWh.
- Permitir la realización de subastas RER en un intervalo de tiempo no inferior a seis meses. Los 16000 GWh a subastar se distribuirían en 2 subastas de 8000 GWh. La mitad a subastar debería asignarse a tecnologías renovables gestionables y la otra mitad a no gestionables. Los sistemas de generación a gas e hidroeléctricos pueden conjuntamente con los sistemas renovables gestionables, participar en la operación del SEIN. Además, recordar que ya existen 10000 MW térmicos e hidráulicos para operar y gestionar una masiva integración de renovables al SEIN.

En segundo lugar, se deberán implementar algunas modificaciones al procedimiento de realización de las subastas RER con carácter de urgencia:

- Los 16000 GWh a subastar deberán concentrarse en las regiones del sur del Perú: Ica, Arequipa, Puno, Moquegua y Tacna, puesto que el objetivo principal de

la realización de subastas es adjudicar la energía eléctrica que no podrá ni deberá suministrar el NES diésel.

- Adicionalmente, se podrán adjudicar hasta 500 GWh, por subasta RER, en centrales hidroeléctricas, inferiores a 20 MW, preferiblemente, en la zona y centro del país.
- Evaluar la posibilidad de presentar bloques renovables de diferentes tecnologías, en un porcentaje determinado de sistemas renovables gestionables y no gestionables.
- Evaluar la posibilidad de ofertar sistemas de acumulación para las tecnologías no gestionables, en un porcentaje determinado de la energía ofertada.

3.4 Estrategia de Electrificación del Transporte

En los últimos años, la tecnología de los sistemas de almacenamiento energético ha evolucionado sustancialmente y los costos de las baterías se han reducido exponencialmente. Es muy probable que este boom tecnológico y masiva integración de las baterías en los sistemas de transporte ligero y autobuses haya animado a algunos países de las economías más industrializadas a iniciar un proceso de prohibición gradual del uso de motores de combustión y promoción del uso de vehículos eléctricos.

No obstante, pretender sustituir la actual flota mundial de vehículos ligeros convencionales, que actualmente es de 1117 millones de unidades, incluyendo 130 millones de vehículos comerciales ligeros, además de 669 millones de vehículos de dos y tres ruedas, al año 2016, según la Agencia Internacional de la Energía, se enfrenta a las limitaciones físicas de las reservas existentes de algunos recursos energéticos y minerales metálicos y no metálicos. Además, se debería considerar los 56 millones de camiones de carga mediana y alta que se contabilizaban a finales del año 2015.

A grandes rasgos, la flota de vehículos ligeros mundial consume el 45% de la energía total correspondiente al sistema global de transporte. Asimismo, el consumo energético del transporte de mercancías representa la aproximadamente el 50% del total, del cual la mitad corresponde a los vehículos pesados. No es difícil deducir, que mantener ese nivel de consumo energético a partir de energías renovables, especialmente a partir de un vector energético secundario, como la electricidad, exigiría un desproporcionado esfuerzo de generación eléctrica a partir de recursos renovables.

Actualmente, existen interesantes experiencias de sustitución de autobuses de motores de combustión por autobuses eléctricos con semejantes características técnicas para el sistema de transporte público. No obstante, en grandes áreas metropolitanas del mundo, los autobuses eléctricos complementan a sistemas de transporte electrificado.

Según el informe “Balance Nacional de Energía 2016”, el 85% del consumo de derivados de petróleo en el Perú se destina al transporte terrestre, aéreo y maríti-

mo, de personas y mercancías, lo cual evidencia la alta dependencia del petróleo del sector transporte.

Es necesaria una estrategia global de implementación de movilidad sostenible que permita reducir las distancias de los flujos de movimientos de las personas, grandes espacios para los peatones y vías exclusivas para el uso de la bicicleta y transporte no motorizado. Además, de la desmotivación del uso de transporte privado. Así se asegurará la reducción del consumo de derivados de petróleo y se minimizará el impacto del petróleo en la economía del Perú. Asimismo, se deberá establecer los mecanismos que fomenten la creación de un mercado de biocombustibles de origen nacional e incentiven la creación de una industria química sostenible y renovable a largo plazo.

El transporte es uno de los problemas más acuciantes y críticos que deberán abordar los diferentes Estados – independientemente del nivel de desarrollo humano – e implica elaborar e implementar una estrategia integral a muy largo plazo de transformación del sistema de transporte, acoplado a un proceso de transformación del modelo energético.

Las economías europeas más adictas al petróleo como Portugal, Grecia y España son las que más profundamente sufren el proceso de recesión económica europeo. España, a pesar del gran esfuerzo realizado en las últimas décadas no ha conseguido desacoplar su economía del petróleo.

En el informe de OSINERGMIN “Análisis de las Actividades de Comercialización de Hidrocarburos del 1er Semestre del año 2017” se indica que la demanda de hidrocarburos líquidos superó los 256 mil barriles diarios, en el 2016. En el Perú, en promedio se consumieron 2,9 barriles per cápita (Figura 22), un valor por debajo de algunos países sudamericanos.

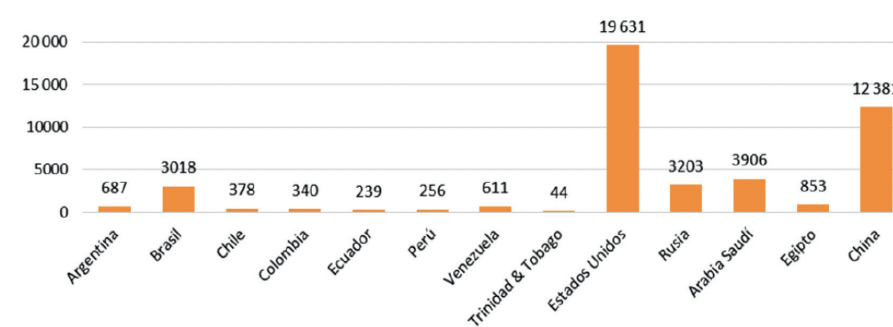


Figura 22: Comparación del consumo per cápita de hidrocarburos en diferentes países del mundo [38].

Es importante indicar que el consumo de GNV, se concentra fundamentalmente en Lima, con un 95% del consumo total en el país. En el primer semestre año 2017, el consumo de combustibles líquidos y GLP en la provincia de Lima y Callao superó los

85 mil barriles diarios. Siendo estas ciudades las más idóneas para iniciar el proceso de despétrolización del transporte y la implementación de un sistema de transporte sostenible. Es por ello, que, es imperativo proceder a un reordenamiento de las rutas y corredores viales, pero es también oportuno iniciar el debate sobre la creación de un sistema municipal de trenes y tranvías en Lima con financiamiento público y privado.

La inseguridad y el maltrato que sufren los usuarios de las grandes ciudades del Perú es casi una norma de vida. La falta de respeto hacia el peatón y el ciclista crean la sensación de una incuestionable dictadura del transporte privado sobre el transporte público.

Las inversiones en infraestructura vial en Lima reflejan de manera inequívoca las contradicciones e incoherencias de la actual estrategia municipal de transporte. La Gerencia de Promoción de la Inversión Privada en el documento “Cartera de Proyectos” presentó un inventario de las inversiones, asociadas a la construcción de infraestructuras de transporte a realizar en Lima. En noviembre del 2012, la alcaldesa de Lima, Susana Villarán, anunció la ejecución de una inversión de 4 mil millones de dólares en infraestructura vial. Con una inversión de 4000 millones de dólares en unos 216 kilómetros de carreteras y autopistas, 20 millones de dólares por kilómetro [39].

Se observa una excesiva prioridad del transporte privado en Lima en contraste a una política de despétrolización del transporte y creación de un sistema público de transporte sostenible.

La inversión en infraestructura para el transporte privado quizás dé una solución inicial al problema de atascos y congestión de tráfico, pero en unos años las grandes obras de autopistas y vías de evitamiento desembocarán en más atascos y más congestión.

La experiencia limeña en grandes proyectos de transporte electrificado masivo se caracteriza por el incumplimiento de los plazos previstos, grandes retrasos y un injustificado sobrecoste de las instalaciones. No se trata, por tanto, de construir sin importar el precio final y sin cumplir los plazos y exigencias de seguridad y lo más grave sin la participación en el debate de los usuarios del transporte y agentes sociales interesados.

La construcción de la primera línea de metro convencional se inició en octubre del año 1986 y se entregó para su operación comercial en febrero del 2012. El Estado Peruano tardó más de 25 años en construir 22 kilómetros de metro convencional. Curiosamente, sólo se considera el coste del tren eléctrico en su fase final de construcción, es decir, a partir del año 2009, aproximadamente unos 540 millones de dólares.

La construcción de la Línea 2 del metro o tren eléctrico convencional que circulará de Ate al Callao, es otro ejemplo de que las políticas nacionales y municipales no están,

cuanto menos, coordinadas, ya que, sería conveniente realizar un estudio comparativo entre metro y tranvía o metro ligero para evaluar la idoneidad de ambos sistemas en la construcción de la polémica Línea 2 del metro de Lima.

La Línea 2 exigirá una inversión entre 3600 y 4000 millones de dólares para un recorrido de 30 kilómetros (130 millones de dólares por cada kilómetro), una inversión desmesurada que exige un debate público inaplazable y la comparación de diversas propuestas tecnológicas [39].

Existen propuestas alternativas al desmesurado coste de la Línea 2. Por ejemplo, Juan de Olaechea, entonces Presidente de Ferrovías Andinas, propuso la construcción de un tren de cercanías, que aprovecharía la infraestructura ferroviaria existente entre el Callao y Chosica, exigiendo una inversión aproximada de 450 millones de dólares para la construcción de una doble vía, el vallado de las líneas, estaciones de pasajeros y los cruces de desnivel. La inversión del Estado sería de 120 millones de dólares. El tren funcionaría a diésel, pero sería fácilmente convertible a gas natural y en unos años transformarse en un tren eléctrico.

El tranvía moderno o metro ligero, LRT, Light Transit Rails, es la alternativa natural al Metropolitano limeño, que en pocos años colapsará, por tanto, resulta imperativo evaluar los detalles técnicos y económicos de esta propuesta tecnológica y proceder a su implementación práctica con la mayor celeridad.

Se puede concluir que existe la necesidad de adaptar esas propuestas a sistemas de tranvías o metros ligeros electrificados que, aunque presentan importantes inversiones iniciales, producen reducidos costes comparativos de operación y mantenimiento, así como una mayor capacidad de transporte de pasajeros por sentido hora.

El Plan Maestro de Transporte Urbano de Lima Metropolitana y Callao, elaborado por la ONG JICA (2004), no incluye en su análisis la posibilidad de emplear redes de tranvías en el sistema integrado de transporte. Una circunstancia inexplicable que sugiere la predisposición en el estudio al empleo de los autobuses a diésel o a gas natural por mayor capacidad, tema discutible desde el punto de vista de operación, mantenimiento, consumo y dependencia energética, aspectos que deberían ser fundamentales en un debate del futuro de transporte en Lima.

Dentro del mencionado Plan Maestro se encuentra la Alternativa-O, propuesta más completa de 15 expuestas, cuya inversión total sería aproximadamente 6 mil millones de dólares. Si se decidiese invertir en modernos tranvías 200 de los 270 kilómetros, de la Alternativa-O, se necesitaría una inversión de entre 4000-5000 millones de dólares. La creación de un sistema de tranvías causaría un inmenso impacto en el ordenamiento de la ciudad y una mejora de las condiciones medioambientales a diferencia de la inversión en pistas, autopistas y vías expresas.

El tranvía, actualmente se presenta como una de las mejores soluciones a la dependencia del transporte de los derivados de petróleo. En 20 años en Europa se han construido y reacondicionado 189 sistemas de trenes ligeros y tranvías con más de 15 mil kilómetros de longitud.

En agosto del año 2013, el Institute of Urban and Regional Development de la Universidad de California publicó un informe donde se muestran las diferentes características de sistemas de transporte público: Bus Rapid Transit, BRT, el análogo al metropolitano limeño, el tren ligero, Light Rail y el metro, Metrorail. Se observa que los plazos de construcción de los sistemas de trenes ligeros y tranvías no suelen superar los tres años mientras que la construcción de metros subterráneos supera fácilmente los cuatro años.

Las capacidades máximas del transporte del metro superan a los trenes ligeros, pero es algo que puede ser fácilmente resuelto incrementando el número de vagones acoplados en las horas punta o con vagones acoplados de dos plantas, algo habitual en países europeos.

En caso de necesidad de incrementar el número de pasajeros/hora/sentido sólo habría que acoplar varios trenes compuestos a su vez de varios vagones. Así, en las horas punta se podría duplicar el número de pasajeros/hora/sentido. Además, se podría reducir el tiempo de intervalo entre trenes a 1 minuto, e incluso a medio minuto, lo que permitiría alcanzar capacidades de hasta 60000 pasajeros/hora/sentido perfectamente comparable con las capacidades máximas de los metros subterráneos.

Es importante indicar que la reintroducción del tranvía en numerosas ciudades europeas se ha visto acompañada por una reordenación urbana de la ciudad, combinando el tranvía con una ganancia de espacio para personas, peatones y ciclistas.

Existen alternativas al metro convencional subterráneo y quizás en lugar de construir un transporte subterráneo carísimo en un tiempo indefinido, se debería evaluar el número de líneas de tranvía ligero que se podrían construir con el presupuesto asignado a la Línea 2.

El 28 de marzo de 2014, ProInversion aprobó la adjudicación de la segunda Línea del Metro de Lima, al Consorcio Internacional Nuevo Metro de Lima. El coste mínimo del sistema de transporte será de 5 mil 658 millones de dólares con una inversión del Estado de 4 mil millones aproximadamente. La mayor inversión en toda la historia del Perú se ha decidido en función de un estudio de factibilidad sin una rigurosa evaluación de otras propuestas técnicas de movilidad urbana, sin acceder a las peticiones del Colegio de Ingenieros del Perú y sin contratar la realización de serios estudios sobre la viabilidad técnica y económica.

En Polonia la extensión de 4 kilómetros del metro ha implicado un sobrecoste de 47 millones de euros. En el caso peruano, un 15% de sobrecosto significaría 900 millones de dólares más. Asimismo, algunos sistemas europeos de transporte se observa un porcentaje de usuarios inferior al 20% del inicialmente previsto, Figura 23. Obviamente, la expe-

riencia internacional deberá analizarse seriamente en la evaluación de las propuestas de solución al transporte masivo en el Perú.

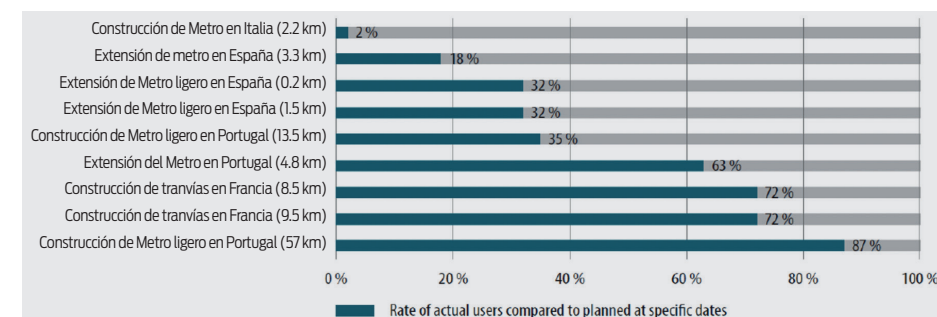


Figura 23: Porcentaje de usuarios comparados con los previstos inicialmente [41].

Es imperativo exigir al Estado peruano la creación de una comisión especial que evalúe la inviabilidad técnica y económica del multimillonario metro nacionalista y emplear las herramientas legales existentes para forzar la paralización del proyecto de transporte más caro y más sospechoso de toda la historia. Es inaudito que por satisfacer las apetencias electorales se prefiera construir 35 kilómetros de metro subterráneo en 5 años, que probablemente sean 10 años, en lugar de construir en el mismo tiempo y de forma escalonada 10 líneas de tren ligero de 24 kilómetros, priorizando el transporte público en lugar del privado.

3.5 Elaboración e implementación de los Planes de Ahorro y Eficiencia Energética

La elaboración e implementación de Planes Nacionales de Emergencia Energética son necesarias debido a que representan una oportunidad de industrialización, de generación de riquezas y dinamismo en el mercado y tiene como objetivo el iniciar el proceso de transformación del modelo energético actual, basado primordialmente en el uso de recursos fósiles, hacia uno basado en las nuevas tecnologías, el ahorro y la eficiencia, y representando una propuesta alternativa, renovable y sostenible.

Los lineamientos de los Planes de Ahorro y Eficiencia energética deben garantizar la continuidad del suministro energético, equilibrando el coste económico con el acceso universal a la energía, además debe minimizar el impacto medioambiental y el derroche energético y generar fuentes de trabajo sostenibles.

Los ejes de acción sobre los cuales se desarrollan estos Planes son los siguientes:

- Implementación de Planes de Ahorro y Eficiencia Energética en todas las fases del proceso de transformación energética.
- Sustitución planificada de los sistemas energéticos convencionales.
- Reciclaje, tratamiento y reutilización de los residuos.
- Flexibilización de los sistemas eléctricos para el uso de energía renovable.
- La concientización de los usuarios.

Los Planes de Ahorro y Eficiencia Energética se basan en proyecciones a largo plazo asociadas al modelo económico actual de crecimiento infinito; estas proyecciones implicarán una reducción de la demanda final de energía en función de los alcances de los Planes de Ahorro y Eficiencia Energética, que a su vez se relacionan con los criterios de elaboración de los mismos.

Los Planes de Eficiencia y Ahorro Energético deben incluir los siguientes apartados:

- Establecer un plan de auditorías energéticas que garanticen una reducción del consumo energético.
- Fomentar la construcción y rehabilitación de edificaciones de forma sostenible.
- Implementar estrategias sostenibles en el sector transporte.
- Promover la integración de sistemas de gestión y control de sistemas de iluminación de interiores y exteriores.
- Promover y financiar la implementación de prototipos de sistemas de climatización, sistemas solares térmicos de agua caliente para su posterior aplicación masiva.
- Elaborar e implementar un plan de aprovechamiento de residuos urbanos.
- Promover una cultura de sobriedad y sencillez energética.

3.6 Flexibilización del SEIN y Generación Distribuida

El esperado aumento de la demanda de potencia eléctrica en los proyectos futuros mineros del sur del país y las repercusiones económicas, políticas y energéticas que conllevan, hacen obligatorio el planteamiento de una V subasta de energías renovables que se adapten a estas nuevas demandas y en paralelo una introducción de cambios normativos y de regulación del sistema energético ya existente.

Por otro lado, se debe elaborar un nuevo marco regulatorio del mercado eléctrico peruano, que permita una máxima integración de energías renovables en el SEIN y una mayor adaptación a sistemas de generación poco gestionables como la eólica y fotovoltaica.

Así mismo, se debe elaborar un entorno normativo de transformación del modelo energético actual, mediante:

- Elaboración de una Ley de Transición Energética y Adaptación al Cambio Climático.
- Elaboración de una Ley de ordenamiento del Sector Eléctrico.
- Integración de innovadores servicios auxiliares y mecanismos de gestión de desvíos en el mercado eléctrico.
- Integración regional con Ecuador.
- Garantizar la integración adicional de energías renovables mediante la realización de subastas de centrales hidroeléctricas.
- Modernización y adaptación de los sistemas eléctricos de distribución.

El NES y el GSP demuestran, de forma fehaciente, la deriva estratégica del sector energético peruano que no encaja dentro de una estrategia renovable de modelo energético. El Estado peruano no dispone de una estrategia energética con perspectiva a largo plazo, solo se empeña por la promoción y financiación de un modelo energético dependiente de recursos fósiles.

La paralización de la construcción del GSP, por problemas legales y económicos, tuvieron como consecuencia una distorsión en la economía nacional por el incremento de los precios de la tarifa eléctrica por parte del NES, debido al uso de centrales diésel para la producción de energía eléctrica. Una respuesta a estos cambios es la implementación de una moratoria diésel, que impida el funcionamiento de estas centrales y sus repercusiones.

Esta implementación tendría las siguientes consecuencias e implicaciones: Reforzaría la percepción ciudadana sobre el controversial accionar del Estado, evidenciaría la gran necesidad de un Plan Energético a largo plazo, permitiría rediseñar el mercado eléctrico peruano y fomentaría la convocatoria y desarrollo de subastas renovables anuales.

3.7 Gestión Integral y Valorización Energética de los RSU

En el Perú se generan, en promedio al día, 20 millones 894 mil 646 kilogramos de residuos urbanos, casi 21 mil toneladas de basura diario, al año 7 millones 626 mil 545 toneladas. Según INEI, solo 26% de las municipalidades destinan parte de la basura al reciclaje (Tabla 25):

Alcance	Descripción
Nacional	1278 envían sus desperdicios a botaderos a cielo abierto 572 entierran sus desechos en rellenos sanitarios, controlados e incontrolados. 464 realizan el reciclaje de los residuos urbanos recogidos.
Lima metropolitana	-17 destinan un porcentaje de los residuos urbanos a un proceso de reciclaje, en ningún caso superior al 30% del total de la basura generada. - 363 vierten su basura directamente en los ríos. - 69 municipalidades incineran o queman sus residuos.

Tabla 25: Manejo de residuos en las municipalidades, Perú.

El INEI informa que en Lima Metropolitana se generan más de 9 mil 200 toneladas de residuos sólidos urbanos al día. La Provincia Constitucional del Callao produce casi 1000 toneladas al día de desperdicios. En total, Lima Metropolitana y el Callao producen más de 10 mil 200 toneladas diarias de residuos sólidos urbanos, inadecuadamente gestionados. En 20 años, la generación de residuos sólidos urbanos en Lima Metropolitana se podría duplicar.

La solución al problema de una inadecuada gestión de los residuos sólidos urbanos en Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao exigiría la construcción de entre 7 y 9 plantas de recuperación energética, idénticas a la construida en Tees Valley, con una inversión de 1610 a 2070 millones de dólares, para la

gasificación por plasma de los desperdicios y la obtención entre 2391 y 3075 GWh anuales. En caso de preferir una planta de gasificación convencional, la inversión necesaria sería de 3000 millones de dólares para 15 plantas de recuperación energética idénticas a la planta Kymijärvi II, en Finlandia.

En el año 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental en su informe “Fiscalización Ambiental en Residuos Sólidos de Gestión Municipal Provincial” concluye que: En el Perú, no existe una adecuada gestión de residuos sólidos municipales, pues tan sólo existen 12 rellenos sanitarios para una población superior a 33 millones de habitantes. Además, no existen infraestructuras para disposición final de residuos procedentes de la construcción y demolición. De 195 municipalidades provinciales, solo el 42% cuenta con un programa de segregación de residuos y un 47% tiene un Plan Integral de Gestión Ambiental.

En Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, el valor de la inversión económica exigida para la valorización energética de los residuos sólidos urbanos por gasificación por plasma es aproximadamente equivalente a lo que deberán pagar los usuarios finales por la existencia del Nodo Energético del Sur a diésel, con muchas probabilidades de no entrar nunca en funcionamiento. Asimismo, la inversión económica en el tratamiento y recuperación energética de los residuos sólidos urbanos, con cualquiera de las tres tecnologías analizadas, que debería realizar el Estado peruano en los próximos años, sería inferior a los 7300 millones de dólares dispuestos a pagar por la construcción del GSP.

3.8 Electrificación Renovable de Zonas Rurales Aisladas

La complejidad de la electrificación rural en el Perú se caracteriza por la dispersión de las comunidades rurales, las elevadas distancias existentes a la red eléctrica, el reducido consumo eléctrico de usuarios, así como el nivel de pobreza de los habitantes de zonas rurales aisladas.

En el año 1993, se creó la Dirección Ejecutiva de Proyectos, DEP, encargada de la ejecución de proyectos de electrificación en zonas rurales, aisladas y de frontera a nivel nacional. En el año 2006, se crea la Dirección General de Electrificación Rural - DGER como organismo nacional competente en materia de electrificación rural, encargada de coordinar con los gobiernos regionales y locales, así como con las empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural la ejecución de obras de electrificación rural, operación o mantenimiento.

El Ministerio de Energía y Minas ejecuta, a través de la Dirección General de Electrificación Rural, el Plan Nacional de Energía Rural, empleando 4 alternativas en el siguiente orden de prioridad [43]:

- Extensión de redes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN, y/o la de los Sistemas Aislados, SSAA, a partir de las cuales se desarrollan los Sistemas Eléctricos Rurales, SER.

- Implementación de los Sistemas Fotovoltaicos de uso doméstico o comunal, en áreas geográficas con potenciales solares como en las zonas de sierra y selva.
- Construcción de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y sus sistemas eléctricos asociados, principalmente en las zonas ubicadas desde los andes hacia las vertientes occidentales y orientales.
- Finalmente, la cuarta alternativa es la instalación de pequeñas turbinas eólicas en valles intermedios andinos y en las cercanías del litoral de la costa.

La ejecución de los planes nacionales de electrificación rural ha permitido incrementar el coeficiente de electrificación rural del 7% al 76% (1993-2015). La implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural (2016-2025), permitiría incrementar el coeficiente de electrificación rural hasta un valor de 99,8%, Figura 24 [43].

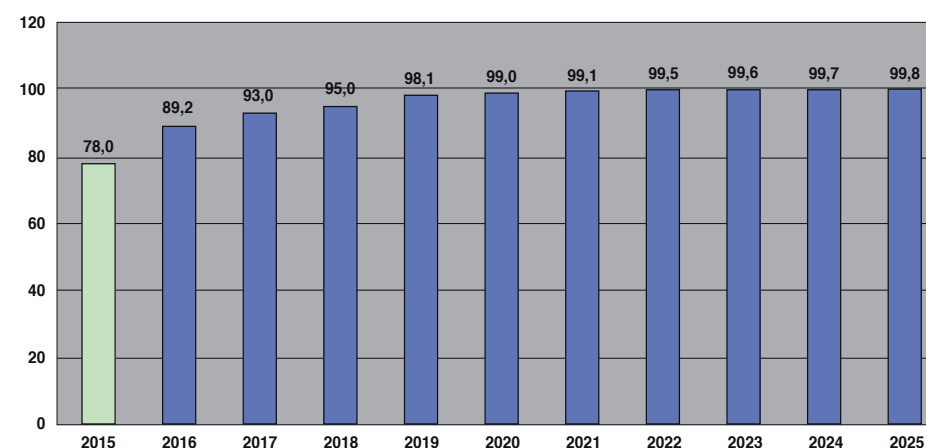


Figura 24: Evolución esperada del coeficiente de electrificación rural entre los años 2015 y 2025 [43].

Al año 2016, sólo habrían 80 mil viviendas sin electrificación [44]. Existían 33 mil 701 comunidades y 361 mil 847 viviendas a electrificar con sistemas renovables de los cuales 519 comunidades, con 18 mil 498 viviendas, se electrificarían a través de mini/micro centrales hidroeléctricas, mientras 33 mil 182 comunidades y 343 mil 349 viviendas serían electrificadas por sistemas fotovoltaicos.

Hasta el año 2007, la Dirección de Ejecución de Proyectos del MINEM instaló 4200 sistemas fotovoltaicos domésticos en 156 localidades de diferentes regiones del país [45]. Esta experiencia se puede considerar como la primera demostración de masificación de sistemas fotovoltaicos en zonas rurales aisladas.

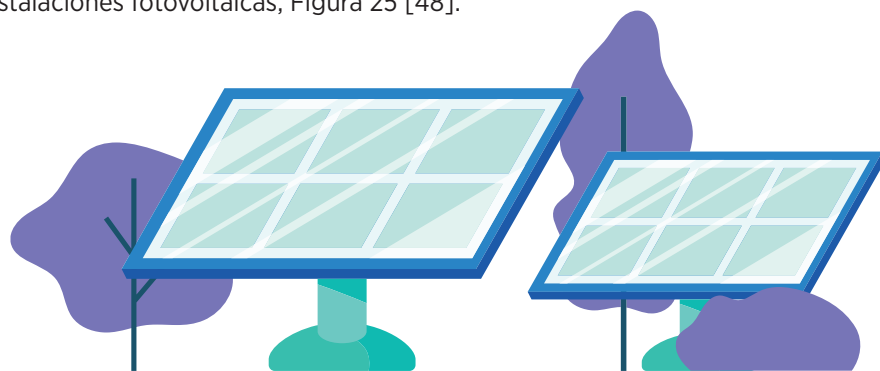
Según información de la Dirección General de Electrificación Rural, DGER, entre los años 1993 y 2014, asociados a diversos programas y proyectos, con financiación estatal y organismos internacionales, se instalaron 23 mil 993 sistemas fotovoltaicos domésticos, SFD, y 159 sistemas fotovoltaicos comunales, SFC, Tabla 26, en diferentes regiones del Perú [46].

Nº	NOMBRE DEL PROGRAMA / PROYECTO	DEPARTAMENTOS	SFD (Unidad)	SFC (Unidad)	AÑO DE INSTALACIÓN
1	Proyecto PER/96/028 - Sistemas Fotovoltaico Domiciliarios	Nacional	1523		1996 - 2002
2	Proyecto PER/98/G31 - Sistemas Fotovoltaico Domiciliarios	Cajamarca, Loreto, Pasco y Ucayali	4200		2007
3	Proyecto PER/98/G31 - Sistemas Fotovoltaico Productivo	Puno		1	2006
4	Programa Núcleos Ejecutores - Sistemas Fotovoltaicos Comunales	Amazonas		28	2011
5	Proyecto PER/98/G31 - Sistema Híbrido Eólico - Fotovoltaico	Cajamarca	20		2006
6	Programa EURO-SOLAR	Nacional		130	2011
7	Proyectos Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios - DPR	7 departamentos	7790		2013
8	Proyectos Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios - FONER I	5 departamentos	7163		2012
9	Proyectos Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios - FONER II	4 departamentos	3297		2014
TOTAL			23993	159	

Tabla 26: Sistemas fotovoltaicos instalados en diferentes regiones del Perú entre el año 1993 y 2014 [46].

En diciembre del año 2014, el MINEM dio la buena pro a la empresa ganadora de la primera subasta off grid: Ergon Perú SAC, que se encargaría de la instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas en las tres zonas durante 15 años. El Estado peruano deberá desembolsar en 15 años un total de 428 millones 740 mil dólares [47].

Por otro lado, es importante indicar que la firma de la buena pro desveló una importante reducción del número de sistemas fotovoltaicos a instalar. De los 500 mil sistemas solares, inicialmente convocados, se redujeron a tan sólo 194 mil 038 instalaciones fotovoltaicas, Figura 25 [48].



Área No Conectada a Red: Zona Norte

Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	63000	280	1200	64480	10605	57	492	11154
Cantidad comprometida total	75634							

Área No Conectada a Red: Zona Centro

Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	55000	175	650	55825	5692	62	331	6085
Cantidad comprometida total	61910							

Área No Conectada a Red: Zona Sur

Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	52000	175	410	52585	3643	37	229	3909
Cantidad comprometida total	56494							

Área No Conectada a Red: Proyecto (Zona Norte, Centro y Sur)

Actividad	Descripción de actividades							
	Cantidad Mínima Requerida				Instalaciones RER Autónomas Adicionales			
	RER1	RER2	RER3	Total	RER1	RER2	RER3	Total
Puesta en Operación Comercial de Instalaciones RER Autónomas	170000	630	2260	172890	19940	156	1052	21148
Cantidad comprometida total	194038							

Fuente: Cronograma de Ejecución,oficio P001-CI-ERG-MEM-C-007-2017

Figura 25: Sistemas fotovoltaicos a instalar según la convocatoria de la primera subasta off grid del año 2014 [48].

El sistema de remuneración para los sistemas solares fotovoltaicos en áreas no conectadas a red es diferente a los sistemas de generación en zonas conectadas al SEIN. El ingreso garantizado se conforma de dos partes: la remuneración de una tarifa a pagar por los usuarios de las zonas no conectadas, establecido por Osinergmin, y unas compensaciones sociales - aportes como el FISE, FOSE y otros - que son recolectados por las distribuidoras - Fideicomiso.

La masiva instalación de sistemas fotovoltaicos no resuelve el problema de electrificación rural, políticamente sirve para simular que el coeficiente de electrificación nacional y rural se acerque al 99%. No permite realizar actividades productivas a localidades aisladas, solo un poco de luz y entretenimiento. Además, no se justifica debidamente una inversión de 500 millones de dólares, sabiendo que los precios de las celdas FV continúan cayendo exponencialmente.

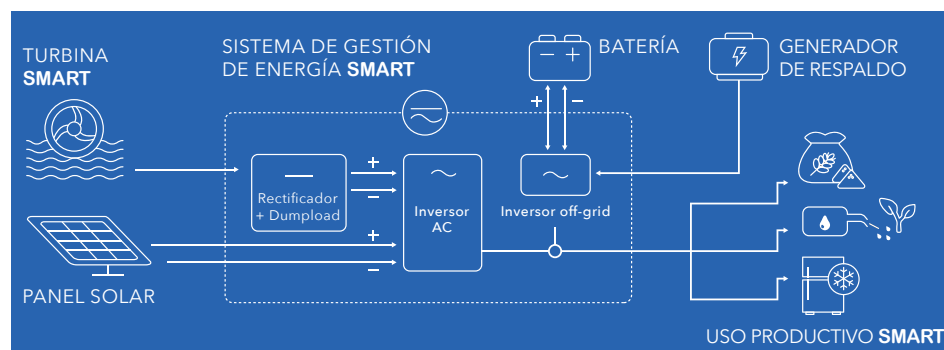


Figura 26: Esquema básico de una instalación híbrida hidro-fotovoltaica [49].

En la Figura 26 se presenta un esquema básico de la instalación híbrida hidro-fotovoltaica. Se observa que la comunidad puede emplear el antiguo generador eléctrico a diésel como sistema de generación de respaldo, para eventos excepcionales y sequías. Los sistemas híbridos garantizan un coste de producción más barato que un sistema híbrido fósil – diésel-eólica o diésel-solar. Esos sistemas tienen una elevada capacidad de producción eléctrica, generando energía por 24 horas y en estación de lluvias y estación seca.

En la comunidad Marisol en el río Huayabamba, se instaló un sistema de generación eléctrica híbrido hidráulica-fotovoltaica, donde se observó que en los meses de lluvia se maximiza la generación hidroeléctrica y se minimiza el uso del generador diésel [50]. Asimismo, en la estación seca, la generación del sistema solar fotovoltaico se incrementa ligeramente.

El coste de la instalación de un sistema híbrido renovable, con las características técnicas de: 1 turbina eólica de 5 kW, 1 sistema fotovoltaico de 1,5 kWp, 1 generador diésel de 5 kW y 1 banco de baterías de 16 kWh, es de aproximadamente unos 33 mil euros (40 mil dólares). Asimismo, el coste de la electricidad generada es de aproximadamente 30 c\$/kWh [51]. El coste de la energía del sistema híbrido hidro-solar fotovoltaico, aproximadamente 29,8 c\$/kWh, es significativamente inferior a los sistemas diésel e híbrido diésel-solar fotovoltaico, 1,742 \$/kWh y 78,7 c\$/kWh, respectivamente.

En la caleta de pescadores de Laguna Grande, ubicada en la Reserva Nacional de Paracas, Ica, se ha instalado un sistema eólico-solar fotovoltaico (financiado por el BID), ganador del concurso de innovación energética IDEAS 2014. Entre 280 empresas de 26 países diferentes se seleccionaron 6. El sistema suministra energía renovable y garantiza la realización de actividades productivas en zonas aisladas de la costa peruana, puede satisfacer la demanda eléctrica de la caleta de pescadores, conformada por sistemas de iluminación domésticos y del muelle, congeladora común, cargador de baterías-embarcaciones y una planta desalinizadora. La micro-red eléctrica, híbrida y aislada tiene una potencia instalada de 14 kW, conformada por pequeñas turbinas eólicas, y un sistema solar fotovoltaico.

El costo de la energía del sistema de Laguna Grande considerando la inversión inicial de los equipos, el recambio de baterías cada 5 años, el coste de mantenimiento mensual, repuestos y gastos generales del comité administrativo en 20 años de vida útil es igual a 0,7 soles/kWh. El coste de la energía eléctrica que factura la empresa ElectroDunas en el distrito de Paracas es de 0,74 soles/kWh. En el caso que el suministro eléctrico se realizara con un grupo electrógeno diésel de 15 kW la energía eléctrica costaría entre 1,2 a 1,3 soles/kWh.

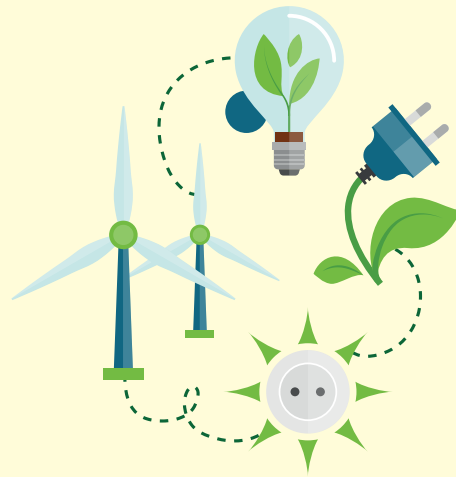
4



4. CONCLUSIONES

Entre las principales conclusiones de estudio se destaca:

- La descripción detallada de los entornos normativos de lucha ante el cambio climático y transición energética, en diferentes países del mundo: Francia, España, México y Chile.
- Un análisis comparativo de los entornos normativos, destacando sus aspectos comunes y elementos diferenciadores
- La descripción rigurosamente detallada del sustento técnico, económico y medioambiental de los procesos de transición energética, iniciados a escala global en el mundo
- Finalmente, un análisis detallado de la situación del petróleo y el gas en el Perú, así como la descripción de las características técnicas y económicas de las propuestas tecnológicas que pueden coadyuvar y sustentar un proceso de transición energética.



5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] **Gaceta Oficial de la República Francesa**, “LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance vert”, 18 de Agosto del año 2015.
- [2] **Jean François Collin**, “La ley de transición energética francesa para el crecimiento verde y la Programación Plurianual de Energía 2016-2023”, Real Instituto El Cano, 10 de Marzo del año 2017.
- [3] **Jean François Collin**, “La Ley de transición energética francesa para el crecimiento verde Primer balance de una ambición y de un reto colectivo”, Cuadernos de Energía N° 49, Septiembre del año 2016, Club Español de la Energía.
- [4] **Journal Officiel de la République Française**, “Programation Pluriannuelle de L’Énergie 2016-2018”, 28 de Octubre de 2016.
- [5] **Consejo de Ministros del Gobierno de España**, “Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética”, 22 de Febrero del año 2019.
- [6] **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico**, “Borrador Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC 2021-2030”, Febrero del año 2019.
- [7] **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico**, “Presentación del Resumen del Borrador Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC 2021-2030”, Marzo del año 2019.
- [8] **Oficina Española de Cambio Climático, Ministerio de Medio Ambiente**, “Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climática”, marzo del año 2019.
- [9] **Diario Oficial de la Federación**, Cámara de Diputados del Honorable Congreso de la Unión, “Ley General de Cambio Climático”, 6 de Junio del año 2012.
- [10] **Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales**, Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental, Dirección General de Políticas para el Cambio Climático, “ENCC 2013. Estrategia Nacional de Cambio Climático. Visión 10-20-40”, Primer Edición, Junio del año 2019.
- [11] **Gobierno de la República de México**, “Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030”.

[12] **GIZ, encargo del Ministerio Federal de Medio Ambiente, Protección de la Naturaleza y Seguridad**, “Convergencia entre los instrumentos de la política de cambio climático y energía a nivel nacional y subnacional en México”, Ciudad de México, Abril 2019.

[13] **Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT**, “El Acuerdo de Paris a un año de su entrada en vigor: retos y oportunidades para México”, Ciudad de México, 7 de Marzo de 2018.

[14] **Santiago Creuheras Díaz**, Director General de Eficiencia y Sustentabilidad Energética, “La Estrategia para la Transición Energética”, Ciudad de México, 5 de Abril de 2017.

[15] **Secretaría de Energía, SENER, y Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, CONUEE**, “Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios”, Ciudad de México, 2016.

[16] **Ministerio de Energía, Gobierno de Chile**, “Agenda de Energía, Un Desafío País, Progreso para Todos”, Santiago de Chile, Junio del año 2014.

[17] **Annie Dufey**, “La Transición Energética de Chile: La Hoja de Ruta de Energía 2050”, Sustainable Energy, Volume 16, N° 9, Noviembre del año 2015.

[18] **Ministerio de Energía, Gobierno de Chile**, “Política Energética Nacional al 2050 y su Rol en la Contribución Nacional de Chile”, Buenos Aires, Argentina, 4 de Diciembre del año 2017.

[19] **Ministerio de Energía, Gobierno de Chile**, “Energía 2050, Política Energética de Chile”.

[20] **Alina Averchenkova**, “Legislando para una Transición baja en Carbono y Resiliente en Clima: Aprendiendo de las Experiencias Internacionales. Resumen del Informe”, Real Instituto Elcano, Enero 2019.

[21] **Alina Averchenkova**, “Legislating for a Low Carbon and Climate Resilient Transition: Learning from International Experiences”, Real Instituto Elcano, January 2019.

[22] **Alberto Ríos Villacorta**, “Dinamismo Renovable o Parálisis Fósil”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Agosto 2017; www.albertorios.eu/?p=2429.

[23] **Alberto Ríos Villacorta**, “Revolución Fotovoltaica y Democratización Energética”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Noviembre 2015; www.albertorios.eu/?p=2091.

[24] **Alberto Ríos Villacorta**, “Subastas Renovables y Competitividad de la Industria Minera”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Septiembre 2016; www.albertorios.eu/?p=2194.

[25] **Alberto Ríos Villacorta**, “Los Desafíos de la Gestión Integral de Residuos Urbanos”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Noviembre 2017; www.albertorios.eu/?p=2478.

[26] **IRENA**, International Renewable Agency, “Flexibilidad del Sistema Eléctrico para la Transición Energética”, Noviembre 2018.

[27] **Alberto Ríos Villacorta**, Manuel Gascó González, “Actualidad de las Redes Eléctricas de Distribución Eléctrica”, Revista RDA N° 12, Revista Semestral del Circulo de Derecho Administrativo de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Noviembre 2018.

[28] **Luis Ortigas Cúneo**, Presidente del Directorio de Perúpetro, “Oportunidades de Inversión en

Hidrocarburos en el Upstream bajo el Escenario Actual”, Lima, Julio 2015.

[29] **Ministerio de Energía y Minas**, MINEM, Dirección General de Hidrocarburos, “Plan de Desarrollo de los Recursos de Hidrocarburos 2017 – 2021”, Abril 2017.

[30] **Juan Carlos Huayhua**, Supervisión Técnica de Contratos, Perúpetro, “Contratos de Hidrocarburos Lotes 88, 56, 57, 58”, Lima, Enero 2018.

[31] **Alberto Ríos Villacorta**, “El Cenit de la Producción de Camisea”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Abril 2017; www.albertorios.eu/?p=2295.

[32] **Boletín Informativo de Gas Natural 2016-I**, División de Supervisión de Gas Natural, OSINERGMIN.

[33] **Ministerio de Energía y Minas (MINEM)**, Dirección Nacional de Eficiencia Energética, “Plan Energético Nacional 2014-2025”, Lima, Noviembre 2014.

[34] **Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2015**, Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas del Perú, MINEM.

[35] **Anuario Estadístico de Hidrocarburos 2016**, Dirección General de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas del Perú, MINEM.

[36] **Alberto Ríos Villacorta**, “Análisis RER vs NES/GSP en un Horizonte a Largo Plazo”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Diciembre 2017; www.albertorios.eu/?p=2537.

[37] **Ministerio de Energía y Minas (MINEM)**, Dirección Nacional de Eficiencia Energética, “Balance Nacional de Energía 2016”, Lima, Diciembre 2017.

[38] **Análisis de Resultados de las Actividades de Comercialización de Hidrocarburos**, Primer Semestre del 2017, Año 6, N° 10, Julio 2017, OSINERGMIN.

[39] **Alberto Ríos Villacorta**, “El Desafío de la Electrificación del Transporte”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Madrid, Junio 2013; www.albertorios.eu/?p=1559.

[40] **Alberto Ríos Villacorta**, “Estrategia de Despetrolización del Transporte del Perú”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Mayo 2012; www.albertorios.eu/?p=940.

[41] **Alberto Ríos Villacorta**, “La Multimillonaria Obsesión del Subterráneo de Lima”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Abril 2014; www.albertorios.eu/?p=1831.

[42] **Alberto Ríos Villacorta**, “Los Desafíos de la Gestión Integral de Residuos Urbanos”, Blog Perú: Modelo Energético Sostenible, Noviembre 2017; www.albertorios.eu/?p=2478.

[43] **Plan Nacional de Electrificación Rural, PNER**, Periodo 2016-2025, Dirección General de Electrificación Rural, Ministerio de Energía y Minas, Lima, Diciembre 2015.

[44] **Estudio del Plan Maestro de Electrificación Rural con Energía Renovable en la República del Perú**, Informe Final, Agencia de Cooperación Internacional de Japón; Electric Power Development Co., Ltd; Nippon Koei Co., Ltd., Lima, Agosto 2008.

[45] **Electrificación Rural Masiva con Sistemas Fotovoltaicos Autónomos en Áreas no conecta-**

dos a Red, Dirección General de Electrificación Rural, Tumbes, Septiembre 2013.

[46] **Plan Nacional de Electrificación Rural**, Dirección General de Electrificación Rural, Lima, Octubre 2014.

[47] **Victor Ormeño Salcedo**, Gerente Adjunto de Regulación Tarifaria; Arturo Vásquez Cordano, Gerente de Estudios Económicos; OSINERGMIN, “Competitividad de las Energías Renovables: Experiencia del Perú”, Lima, Diciembre 2014.

[48] **Cesar Alfredo Peña Ramos, OSINERGMIN**, “Supervisión de Proyectos de Electrificación con Sistemas Fotovoltaicos”, Lima, 2017.

[49] **Erika Gómez**, Responsable de Ventas, Smart Hydro Power GmbH, “Suministro de Electricidad, Calor y Refrigeración Descentralizada con Energías Renovables en el Perú”, Abril, 2016.

[50] **Dr. Karl Reinhard Kolmsee Smart Hydro Power**, Founder and CEO, and Serge Remy, Studer Innotec Head Sales & Marketing, “PV-Hydro with Smart Hydro Power + Suder Innotec”.

[51] **Smart Hydro Power**, 2019. SMART Village Hybrid Electrification in Marisol, Peru. <https://www.smart-hydro.de/decentralized-rural-electrification-projects-worldwide/peru-rural-electrification/#project>.

[52] **Mg. Ing. Franco Canziani Amico**, Waira Energía SAC, “Micro-redes Eléctricas Autónomas para Usos Productivos en Zonas Rurales”, Huancayo, Perú, Noviembre 2016.

6

ANEXOS



6.1. Líneas de Acción de los Pilares de la Estrategia Nacional de Cambio Climático



P1 CONTAR CON POLÍTICAS Y ACCIONES CLIMÁTICAS TRANSVERSALES, ARTICULADAS, COORDINADAS E INCLUYENTES

La instrumentación eficaz de la política nacional de cambio climático requiere de una coordinación transversal entre sectores y actores; de la revisión del marco jurídico con el fin de evitar contraponiciones y de la inclusión de todos los grupos sociales. La articulación de estos actores e instrumentos es indispensable para ejecutar las políticas y acciones de adaptación y mitigación señaladas en la Estrategia Nacional del Cambio Climático.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- ➔ P1.1. Incorporar objetivos y metas de adaptación y mitigación al cambio climático en los Planes y Programas Nacionales y Estatales de Desarrollo y en los sectoriales de la APF. T
- ➔ P1.2. Instrumentar el Sistema Nacional de Cambio Climático como mecanismo de coordinación entre los sectores público, privado y social y como una plataforma de planeación articulada entre órdenes de gobierno. T
- ➔ P1.3. Garantizar mediante el Consejo de Cambio Climático involucrar a los sectores académicos, privados y sociales como apoyo en la toma de decisiones de la CICC. T
- ➔ P1.4. Desarrollar, armonizar y fortalecer el marco jurídico vigente para incorporar criterios de cambio climático, mediante el trabajo coordinado entre los poderes ejecutivos y legislativo de los tres órdenes de gobierno. T.
- ➔ P1.5. Promover el acceso de los particulares a la justicia ambiental y la reparación del daño ambiental in natura cuando sea posible, o bien la compensación en sitios prioritarios para el cambio climático. T.
- ➔ P1.6. Consolidar el marco institucional de cambio climático mediante arreglos interseccionales y transversales, la creación de áreas específicas y grupos asesores locales de atención al tema, entre otras opciones; en los tres órdenes de gobierno y los sectores de la sociedad. T.
- ➔ P1.7. Considerar en el diseño de todas las políticas de cambio climático los aspectos de género, etnia, discapacidad, desigualdad, estado de salud e inequidad en el acceso a los servicios públicos e involucrar en su instrumentación a los distintos sectores de la sociedad. En lo que corresponda, introducir el principio de "consentimiento libre previo e informativo". T.
- ➔ P1.8. Implementar acciones de mitigación y adaptación intersectoriales mediante la coordinación y concurrencia entre dependencias y de éstas con las entidades públicas y privadas. T.
- ➔ P1.9. Garantizar la inclusión de criterios de adaptación y mitigación al cambio climático en los instrumentos de política como evaluación de impacto ambiental y los ordenamientos generales, estatales y municipales del territorio; ordenamientos ecológico- marinos; ordenamientos turísticos de los territorios y en los programas de desarrollo urbano. A1, A2, A3, M3.
- ➔ P1.10. Alinear la planeación y las políticas de desarrollo urbano, suelo, edificaciones sustentables, viviendas, energía, transporte, movilidad, áreas verdes, costas, gestión integral de residuos y agua para reducir la huella carbono de los centros de población. M3
- ➔ P1.11. Garantizar la incorporación transversal de criterios hídricos en el desarrollo e instrumentación de las políticas públicas de cambio climático. A1, A2, A3, M1, M3, M4
- ➔ P1.12. Garantizar la armonización de las políticas, los programas y los arreglos institucionales para adecuarse al cambio climático y desarrollo rural sustentable, con la finalidad de atender la deforestación y degradación de los bosques como un problema multifactorial en los tres órdenes de gobierno. A2, A3, M4.
- ➔ P1.13. Introducir criterios de cambio climático para articular y mejorar las leyes, políticas e instrumentos que impulsen el manejo forestal sustentable. A2, A3, M4.
- ➔ P1.14. Fomentar la asociación interestatal e intermunicipal de productores y de otros agentes técnicos públicos para la gestión ambiental con coherencia a nivel de unidad de pasaje. A2, A3, M4.
- ➔ P1.15. Crear y fortalecer las instituciones locales para regular y planear aspectos del transporte a nivel regional y metropolitano, particularmente de movilidad, la optimización de la infraestructura, las rutas de transporte y la minimización de las ineficiencias. M3.
- ➔ P1.16. Garantizar la consistencia de los instrumentos y programas del sector agropecuario, pesquero, forestal y urbano para lograr sinergias en materia de adaptación y mitigación, con el fin de evitar su contraposición. A2, A3, M3, M4.
- ➔ P1.17. Promover la evaluación de impacto ambiental de programas y proyectos sectoriales. T
- ➔ P1.18. Fortalecer los sistemas de vigilancia epidemiológica existentes e incluir en el diseño de las acciones de atención los impactos en la salud relacionados con el cambio climático; tales como enfermedades infecciosas intestinales, infecciones respiratorias agudas, intoxicaciones por alimentos relacionados a fenómenos como la marea roja y atención a la población afectada por desastres como huracanes e inundaciones. A1.

Figura A1: P1- Contar con políticas y acciones climáticas transversales, articuladas, coordinadas e incluyentes [14].



P2 DESARROLLAR POLÍTICAS FISCALES E INSTRUMENTOS ECONÓMICOS Y FINANCIEROS CON ENFOQUE CLIMÁTICO

Las acciones para combatir el cambio climático requieren del respaldo de recursos económicos accesibles, oportunos, constantes y suficientes para su efectivo cumplimiento. A la vez se requiere mandar señales económicas que reflejen el costo del daño ambiental de las emisiones de gases compuestos de efecto invernadero. México puede hacer un mejor uso de instrumentos económicos. El desarrollo de políticas fiscales e instrumentos económicos con enfoque climático impulsará la promoción de un desarrollo económico bajo en emisiones y elevará la competitividad.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- P2.1.** Diseñar una política nacional de instrumentos económicos, fiscales, financieros y de mercado para incentivar las acciones de mitigación y adaptación. Esto incluye utilizar subsidios focalizados, eliminar o desacoplar subsidios ineficientes y crear instrumentos financieros públicos y privados.
- P2.2.** Establecer los mecanismos necesarios para convertir el Fondo para el Cambio Climático en una plataforma eficiente y eficaz de canalización de recursos provenientes de otros fondos, entre ellos los internacionales. T
- P2.3.** Asignar recursos presupuestales suficientes para la ejecución de acciones de adaptación y mitigación del cambio climático y especificarlos en los presupuestos federales, estatales y municipales. T
- P2.4.** Articular fondos nacionales ya existentes y otras fuentes de financiamiento para potenciar las acciones de cambio climático. T
- P2.5.** Asegurar que los recursos económicos y financieros se canalicen a la atención de acciones prioritarias en materia de cambio climático y consideren salvaguardas socioambientales. T.
- P2.6.** Vincular los recursos financieros públicos y privados disponibles con las prioridades de financiamiento para la implementación de acciones de mitigación y adaptación.
- P2.7.** Promover la producción sustentable en el país mediante la utilización de incentivos económicos. T
- P2.8.** Privilegiar el financiamiento a la investigación y al desarrollo de tecnologías nacionales para la adaptación y mitigación al cambio climático.
- P2.9.** Impulsar nuevos mecanismos económicos y de financiamiento, ello incluye los NAMAs y posibles mercados de emisiones, con el fin de incentivar acciones de mitigación. M1, M2, M3, M4, M5.
- P2.10.** Determinar tarifas energéticas conforme a un análisis de ciclo de vida, que considere las externalidades; ello incluirá el costo asociado de las emisiones de gases de efecto invernadero. M1, M2.
- P2.11.** Replantear la estructura actual de subsidios a la electricidad y al agua en todos los sectores para incentivar el incremento en la eficiencia, tanto del consumo energético como del consumo del agua. M2, M4
- P2.12.** Ajustar gradualmente las tarifas de uso doméstico de electricidad y agua a los precios reales de mercado, con la aplicación de medidas compensatorias para grupos vulnerables. M1, M2.
- P2.13.** Redirigir los subsidios a los combustibles fósiles para fortalecer, entre otros, el transporte público sustentable, eficiente y seguro, y el sistema ferroviario. M2, M3, M5.
- P2.14.** Garantizar la incorporación de criterios de cambio climático en los lineamientos de la banca de desarrollo para favorecer a los proyectos que involucren energías renovables y limpias y promuevan la transición a tecnologías menos intensivas en carbono. M1, M2, M3, M4, M5.
- P2.15.** Promover un esquema para impulsar mercados voluntarios de carbono, incluyendo de carbono forestal. A3, M4.
- P2.16.** Identificar, fortalecer o generar instrumentos económicos y financieros específicos; que incentiven la restauración, la conservación, el uso sustentable y la resiliencia de los ecosistemas y los servicios ecosistémicos, que proveen. A3, M4.
- P2.17.** Diseñar y/o adecuar instrumentos e incentivos económicos y financieros para REDD+ con la garantía de condiciones justas y equitativas en la distribución de beneficios recabados por emisiones evitadas. A1, A2, A3, M4.
- P2.18.** Consolidar la participación de los sectores social y privado en mecanismos financieros y de mercado que promuevan la adaptación y mitigación al cambio climático. M4.

Figura A2: P2- Desarrollar políticas fiscales e instrumentos económicos y financieros con enfoque climático [14].



P3 IMPLEMENTAR UNA PLATAFORMA DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN, DESARROLLO Y ADECUACIÓN DE TECNOLOGÍAS CLIMÁTICAS Y FORTALECIMIENTO DE CAPACIDADES INSTITUCIONALES

Con el objetivo de tomar las decisiones adecuadas para abatir el cambio climático y adaptarnos a él, nuestro país requiere de la generación de conocimiento científico y tecnológico, articulado bajo una plataforma de difusión. Lo anterior permitirá crear sinergias, promover la colaboración y evitar duplicidades. La innovación de tecnologías permitirá desarrollar nuevas capacidades de gobierno mediante capacitación en temas prioritarios de adaptación y mitigación. La capacitación de los tomadores de decisiones como sustento de la generación de políticas permitirá la apropiación de conocimientos y su aplicación exitosa.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- P3.1.** Crear y operar una plataforma de información que ponga a disposición del público los avances en relación con la investigación nacional en materia de cambio climático. T.
 - P3.2.** Desarrollar y operar plataformas nacionales, regionales y locales de investigación e intercambio y desarrollo tecnológico para comunicar prioridades estatales, municipales y regionales; asimismo, establecer consorcios de investigación, desarrollo e innovación en servicios y tecnologías de bajas emisiones. T.
 - P3.3.** Generar mecanismos para que la toma de decisiones de todos los actores del gobierno y la sociedad esté sustentada en información científica y en el conocimiento en cambio climático. T.
 - P3.4.** Promover la elaboración de estudios y proyectos de investigación científica y tecnológica en materia de cambio climático, a nivel nacional, estatal, regional y municipal, por medio de los consorcios de investigación que favorezcan la coordinación efectiva entre instituciones académicas y de investigación, públicas, privadas, nacionales y extranjeras. T.
 - P3.5.** Identificar, sistematizar, analizar y difundir el conocimiento existente sobre el cambio climático en el país; de acuerdo con los requerimientos nacionales, con el objetivo de que sea el sustento de la política nacional de cambio climático. T
 - P3.6.** Impulsar la investigación y focalizar acciones de innovación tecnológica por región, ecosistemas, centros de población, equipamiento e infraestructura, sectores productivos y grupos sociales en la evaluación de la vulnerabilidad y diseño de medidas de adaptación para que la infraestructura del país se encuentre preparada para los riesgos que representan los desastres ocasionados a causa del cambio climático y que exista una tecnología capaz de consolidar a México como una potencia emergente en los próximos años. A1, A2, A3.
 - P3.7.** Asegurar la vinculación academia-industria para el desarrollo, la apropiación y la transferencia de tecnologías de reducción y control de las emisiones de gases compuestos de efecto invernadero. M1, M2, M3, M4, M5.
 - P3.8.** Impulsar la investigación, el desarrollo y la adecuación para México de tecnologías avanzadas de generación de energía renovable y limpia como la oceánica, la termosolar, la producida por hidrógeno, los bioenergéticos, entre otros. M1.
 - P3.9.** Fomentar la mejora de las tecnologías relacionadas con el monitoreo de las condiciones meteorológicas, climatológicas e hidrométricas. A1, A2.
 - P3.10.** Identificar, sistematizar y analizar la información existente en el país en materia de cambio climático y particularmente en la adaptación; donde se requiere realizar una investigación en sectores productivos ante la ocurrencia de eventos climáticos, tales como las sequías y los huracanes. Habría que determinar la vulnerabilidad de las infraestructuras, generar mecanismos de obra y esquemas de organización de ordenamiento ecológico del territorio para aumentar la resiliencia. T.
 - P3.11.** Generar conocimiento por medio de la investigación nacional para entender e interpretar el cambio climático y sus impactos en México. T.
 - P3.12.** Crear y fortalecer esquemas de coordinación, colaboración y redes que integren y aprovechen el conocimiento local. T.
- Fortalecimiento de Capacidades**
- P3.13.** Crear y fortalecer esquemas de capacitación en materia de cambio climático en los tres órdenes de gobierno; asimismo, en los poderes legislativo y judicial. T.
 - P3.14.** Fortalecer capacidades de las autoridades en los tres órdenes de gobierno para acceder a fuentes de financiamiento nacionales e internacionales. T.
 - P3.15.** Capacitar a los sectores en los tres órdenes de gobierno para utilizar instrumentos de planeación eficaces, en materia de mitigación y adaptación. T.
 - P3.16.** Fortalecer capacidades para la gestión territorial al nivel del paisaje; por ejemplo, por medio de la creación de agentes técnicos locales, agentes de desarrollo local y de nuevos espacios de gestión participativa. A1, A2, A3, M4.
 - P3.17.** Capacitar en materia de cambio climático a los responsables de la asignación del presupuesto, en los tres órdenes de gobierno y el poder legislativo, debido a la importancia de otorgar fondos para la adaptación y la prevención de desastres y para las acciones de mitigación. T.
 - P3.18.** Desarrollar capacidades institucionales para establecer los mecanismos y procesos; con el fin de medir, reportar, verificar, monitorear y evaluar las acciones de mitigación y adaptación. T.
 - P3.19.** Promover el desarrollo de una estrategia de conectividad entre los ecosistemas terrestres, costeros y marinos. Buscar la complementariedad y conectividad entre sí para favorecer el mantenimiento de los procesos ecológicos regionales y promover ANP estatales y municipales. A3, M4.
 - P3.20.** Generar capacidades en investigación e innovación tecnológica en materia de CCVC y su potencial de calentamiento, con el fin de identificar acciones locales y nacionales que puedan ser incluidas en las estrategias de mitigación debido a sus co-beneficios. M5.

Figura A3: P3- Implementar una plataforma de investigación, innovación, desarrollo y adecuación de tecnologías climáticas y fortalecimiento de capacidades institucionales [14].



P4 PROMOVER EL DESARROLLO DE UNA CULTURA CLIMÁTICA

Para enfrentar con éxito el cambio climático es indispensable transformar los patrones de producción y consumo de la población. Para lograrlo, México requiere de una sociedad informada, consciente, comprometida, participativa y que exija una rendición de cuentas. Es fundamental garantizar que existan programas educativos y mecanismos de divulgación efectivos de las acciones que se requiere para instrumentar una política de esta trascendencia.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- P4.1. Educar, informar y sensibilizar, por medio de campañas masivas de comunicación y programas de capacitación para el fin de producir cambios hacia los patrones de producción y consumo sustentables. T.
- P4.2. Generar proyectos educativos en los niveles básicos, medio superior y superior en materia del cambio climático, con el fin de buscar la formación de una cultura que traduzca valores, conciencia, conocimiento, cambios de comportamientos y actitudes.
- Transparencia**
- P4.3. Fomentar la participación social corresponsable en la formulación, la implementación y la vigilancia de la política nacional sobre el cambio climático. T.
- P4.4. Fomentar la rendición de cuentas en materia de cambio climático de la autorización de los tres órdenes de gobierno, por medio de la divulgación efectiva de la política nacional de cambio climático y de los resultados de su evaluación. T.
- P4.5. Elaborar las normas para que los consumidores obtengan información oportuna y adecuada sobre las emisiones asociadas a la producción y consumo de bienes y servicios disponibles en el mercado. M1, M2, M3, M4, M5.
- P4.6. Usar tecnologías de la información para comunicar a la ciudadanía sobre la situación del país en materia del cambio climático, los inventarios de emisiones de GEI, el Registro Nacional de Emisiones y el Sistema de Información sobre el Cambio Climático. T.
- P4.7. Diseñar e implementar una estrategia de comunicación efectiva en todos los sectores de la sociedad, al tomar en cuenta la diversidad de los contextos (culturales, económicos, políticos, étnicos, de género y otros). T.

Figura A4: P4- Promover el desarrollo de una cultura climática [14].



P5 INSTRUMENTAR MECANISMOS DE MEDICIÓN, REPORTE, VERIFICACIÓN Y MONITOREO Y EVALUACIÓN

Las acciones de mitigación y adaptación al cambio climático requieren del desarrollo de instrumentos de Medición, Reporte y Verificación, así como de Monitoreo y Evaluación. Estos instrumentos proporcionan transparencia y certidumbre de las acciones; asimismo, garantizan la integridad ambiental, la comparabilidad, la consistencia, la transparencia y la precisión de datos. Lo anterior permitirá evaluar y retroalimentar el diseño de las políticas de cambio climático, promoviendo su eficiencia e impacto. En particular, la correcta y eficiente aplicación de los recursos presupuestales e internacionales, públicos y privados impactarán directamente en el logro de los objetivos de la política de adaptación y mitigación nacional.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- P5.1. Instrumentar mecanismos de Medición, Reporte y Verificación; asimismo, de Monitoreo y Evaluación en las medidas de mitigación y adaptación de cambio climático. T.
- P5.2. Desarrollar un sistema de M&E de políticas públicas que incluya criterios e indicadores para la adaptación al cambio climático. A1, A2, A3.
- P5.3. Medir, reportar y verificar la procedencia, el uso y los resultados del presupuesto y los recursos provenientes del financiamiento internacional, público y privado; destinados al cambio climático en México. T.
- P5.4. Robustecer gradualmente y conforme al tipo de medidas y esquemas de financiamiento, los mecanismos de verificación. T.
- P5.5. Alimentar, con la participación de los tres órdenes de gobierno, la información de emisiones, reducciones y transacciones de las fuentes fijas y móviles de los sectores sujetos a reporte en el Registro Nacional de Emisiones, con la inclusión de mecanismos de verificación. M1, M2, M3, M4, M5.
- P5.6. Construir y actualizar, con criterios claros y transparentes, la elaboración y actualización de inventarios de emisiones, de la línea base nacional; así como de las líneas sectoriales y trayectorias de mitigación con el objetivo de dar seguimiento y evaluar continuamente las políticas de mitigación. M1, M2, M3, M4, M5.
- P3.7. Establecer los mecanismos para asegurar que las recomendaciones de la Coordinación de Evaluación sean consideradas y en su caso, se reflejen en ajustes a la política nacional de cambio climático. T.
- P3.8. Establecer y desarrollar mecanismos que pongan a disposición de los interesados las metodologías para medir, monitorear, verificar y reportar las acciones de mitigación; así como su actualización constante. M1, M2, M3, M4, M5.
- P3.9. Desarrollar un sistema nacional de monitoreo forestal robusto y transparente para el monitoreo, reporte y verificación de las actividades de mitigación en el sector forestal. M4.
- P3.10. Integrar y mantener un sistema nacional de información de salvaguardas asociadas a la instrumentación de acción REDD + para garantizar que sean observadas y respetadas. A1, A2, A3, M4.
- P3.11. Establecer mecanismos de medición del riesgo financiero, humano y ecológico de distintas afectaciones climáticas en todos los sectores económicos y regiones del país.
- P3.12. Fortalecer el diseño de indicadores de salud relacionados con el cambio climático, donde se analicen factores ambientales, laborales y sociales de la población; con el fin de proveer al Sistema Nacional de Vigilancia Epidemiológica de información actualizada para llevar a cabo acciones de prevención y atención a la población vulnerable. A1

Figura A5: P5- Instrumentar mecanismos de medición, reporte, verificación, monitoreo y evaluación [14].



P6 FORTALECER LA COOPERACIÓN ESTRATÉGICA Y EL LIDERAZGO INTERNACIONAL

Este pilar busca mantener y fortalecer la presencia de México como actor relevante en el ámbito internacional y en la región de América Latina y el Caribe, por medio de un reconocimiento de su alta vulnerabilidad frente al cambio climático y de su potencial de mitigación de emisiones de GEI. Este posicionamiento le permite acceder al financiamiento climático internacional y mantener cooperaciones bilaterales y regionales estratégicas.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- P6.1.** Contribuir a los esfuerzos globales para fortalecer el régimen sobre el cambio climático de Naciones Unidas, con miras a incrementar el nivel de ambición de los compromisos y acciones de mitigación de todos los países. T.
- P6.2.** Impulsar y aprovechar la implementación de los esfuerzos adicionales de mitigación y adaptación, en el marco de los procesos multilaterales, y los de adaptación, en el marco de procesos multilaterales, regionales o bilaterales complementarios a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. T.
- P6.3.** Impulsar las oportunidades de cooperación bilateral y de compartir experiencias y mejores prácticas en el marco de la cooperación Sur-Sur. T.
- P6.4.** Mantener la presencia activa y propositiva de México en las negociaciones internacionales sobre el cambio climático, sustentando la posición del país en un diálogo nacional incluyente. T.
- P6.5.** Posicionar a México en el ámbito internacional al incrementar su nivel de ambición en cuanto a la mitigación y su necesidad de adaptación, por su alta vulnerabilidad; en el marco de un acuerdo jurídicamente vinculante. T.
- P6.6.** Identificar y promover el acceso a fuentes de financiamiento internacional que permitan determinar acciones específicas de mitigación y adaptación. T.
- P6.7.** Capitalizar las sinergias de las tres convenciones de Río (Convención sobre Diversidad Biológica, Convención de las Naciones Unidas de Lucha contra la Desertificación y la CMNUCC) con el objetivo de potenciar su impacto. T.
- P6.8.** Vincular de forma consistente la posición internacional de México en materia de cambio climático con las acciones nacionales. T.

Figura A6: P6- Fortalecer la cooperación estratégica y liderazgo internacional [14].

6.2 Líneas de acción de los Ejes Estratégicos de Adaptación al Cambio Climático



A1 REDUCIR LA VULNERABILIDAD Y AUMENTAR LA RESILIENCIA DEL SECTOR SOCIAL ANTE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO

México es especialmente vulnerable a los efectos del cambio climático y, en las décadas recientes, se han presentado algunos efectos relacionados con este fenómeno, tales como: la disminución en la disponibilidad del agua, las inundaciones, las sequías y enfermedades como el dengue o infecciones diarreicas agudas. De acuerdo con las características geográficas y a las condiciones socioambientales, económicas y de salud; el problema puede intensificarse. La evaluación de la vulnerabilidad y la implementación de las medidas de adaptación, deben relacionarse a nivel local y responder a las condiciones particulares. Este eje establece líneas de acción que favorezcan las condiciones de la reducción de la vulnerabilidad y el aumento de la resiliencia de la población y de los sistemas que contribuyen a una mejor calidad de vida.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- A1.1.** Fortalecer la identificación y atención de las zonas, los asentamientos y grupos sociales prioritarios para la reducción de la vulnerabilidad y el aumento de la resiliencia de los asentamientos humanos en zonas rurales, urbanas y costeras.
- A1.2.** Fortalecer la Gestión Integral de Riesgos de la población; incluyendo los sistemas de comunicación, alerta temprana, planes locales de evacuación, reducción y manejo de riesgos ocasionados por eventos hidrometeorológicos extremos.
- A1.3.** Incrementar los recursos destinados a la atención de desastres asegurando una mayor proporción a la prevención.
- A1.4.** Fortalecer los mecanismos de atención inmediata y expedita en zonas impactadas por los efectos del cambio climático, como parte de los planes y acciones de protección civil.
- A1.5.** Fortalecer la aplicación de la regulación de uso de suelo con la finalidad de disminuir hasta eliminar asentamientos irregulares en zonas de riesgo de desastres.
- A1.6.** Instrumentar y fortalecer políticas públicas enfocadas a garantizar la disponibilidad en calidad y cantidad de agua en zonas consideradas como prioritarias por su probabilidad de escasez, derivada del cambio climático, con énfasis en fortalecer los servicios eco- hidrológico proveído por los ecosistemas.
- A1.7.** Garantizar la seguridad alimentaria ante las amenazas climáticas al dar preferencia a medidas de gestión integral de la cuenca, la conservación de biodiversidad y la restauración de los suelos y los demás sistemas ecológicos de soporte.
- A1.8.** Instrumentar y fortalecer políticas públicas enfocadas a reducir riesgos a la salud asociados a efectos del cambio climático; y para ello considerar a los grupos más susceptibles y sensibles por sus condiciones biológicas y de salud.
- A1.9.** Diseñar y fortalecer políticas públicas enfocadas a reducir riesgos a la salud, asociados a los efectos del cambio climático; y para ello se considera a los grupos más susceptibles por sus condiciones biológicas y de salud.
- A1.10.** Incrementar y fortalecer políticas públicas enfocadas a reducir riesgos a la infraestructura de salud pública.
- A1.11.** Diseñar e incluir al enfoque de género en las estrategias de reducción de la vulnerabilidad social.
- A1.12.** Instrumentar y fortalecer políticas públicas de educación a la población sobre manejo de riesgos y desastres.
- A1.13.** Instrumentar mecanismos transparentes e incluyentes que aseguren la participación social en el diseño e implementación de estrategias de adaptación al cambio climático, tales como consejos comunitarios, distritales, municipales y estatales enfocados a reducir la vulnerabilidad social.

Figura A7: A1- Reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia del sector social ante los efectos del cambio climático [14].



A2 REDUCIR LA VULNERABILIDAD Y AUMENTAR LA RESILIENCIA DE LA INFRAESTRUCTURA ESTRATÉGICA Y SISTEMAS PRODUCTIVOS ANTE LOS EFECTOS DEL CAMBIO CLIMÁTICO

El cambio climático plantea enormes retos en materia de adaptación de los sistemas productivos. Las características de los impactos y las maneras de atenderlos dependerán del tipo de sistema: agropecuario, forestal, de aprovechamiento de vida silvestre, acuícola, pesquero, industrial, extractivo y turístico, o de infraestructura estratégica. Asimismo, dependerán de los riesgos a los que se encuentre expuesto. En cada sistema de producción es necesario que se tomen en cuenta aspectos del cambio climático para incrementar su productividad y competitividad. En este eje se presentan líneas de acción encaminadas a fortalecer la resiliencia y reducir la vulnerabilidad de los sistemas productivos y de la infraestructura estratégica ante el cambio climático.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- A1.1. Desarrollar y fortalecer evaluaciones periódicas de vulnerabilidad para cada sector productivo y difundirla a los productores y los que toman las decisiones.
- A1.2. Integrar en programas productivos existentes, criterios de adaptación al cambio climático.
- A1.3. Asegurar la participación social mediante la creación de juntas intermunicipales, con el objetivo de definir y aplicar criterios de adaptación en proyectos productivos locales, que requieran la colaboración entre municipios y la participación de los habitantes locales.
- A1.4. Diseñar y fortalecer herramientas para el monitoreo local de riesgo, análisis de vulnerabilidad y opciones de adaptación de los sectores productivos.
- A1.5. Considerar los escenarios del cambio climático en la determinación de la vocación y la adecuación del uso del suelo para el establecimiento de actividades productivas.
- A1.6. Impulsar el uso eficiente y sustentable del recurso hídrico en todas las actividades productivas, actualizando periódicamente la disponibilidad total del agua.
- A1.7. Dotar de una infraestructura de calidad, emplear técnicas adecuadas y fortalecer los organismos operadores para garantizar el servicio de abastecimiento de agua en el sector alimentario.
- A1.8. Identificar oportunidades productivas que se presenten en función del cambio climático, con la realización de estrategias de adaptación locales y regionales.
- A1.9. Implementar técnicas y tecnologías en todos los sectores productivos que fomenten el uso eficiente de los recursos y administren los riesgos asociados al cambio climático.
- A1.10. Rescatar y mantener la cultura agrícola milenaria mexicana como una opción para reforzar y proteger la agrobiodiversidad originaria para la adaptación de la producción agrícola al cambio climático.
- A1.11. Fortalecer la infraestructura estratégica existente (comunicaciones, transporte, energía, entre otras) considerando los escenarios climáticos.
- A2.12. Incorporar los criterios sobre el cambio climático en la planeación y construcción de una nueva infraestructura estratégica y productiva.



A3 CONSERVAR Y USAR DE FORMA SUSTENTABLE LOS ECOSISTEMAS Y MANTENER LOS SERVICIOS AMBIENTALES QUE PROVEEN

En México existe una gran diversidad de ecosistemas que otorgan a la sociedad una vasta cantidad de servicios ambientales (el oxígeno, el agua, el combustible y los alimentos), que se encuentran amenazados seriamente por actividades humanas, donde se incluyen los efectos del cambio climático. Las presentes líneas de acción están enfocadas en orientar las políticas e instrumentos para aprovechar de manera sustentable los ecosistemas, al restaurar su funcionalidad ecohidrológica y los servicios que proveen a la sociedad, con el fin de aumentar su resiliencia.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- A3.1. Impulsar la gestión territorial integral para la reducción de la vulnerabilidad frente al cambio climático de los ecosistemas, se considera el manejo y el aprovechamiento sustentable, la protección, la conservación y la restauración; con énfasis en las regiones prioritarias y las cuencas hidrográficas.
- A3.2. Garantizar la restauración, la conectividad, el aprovechamiento sustentable y la conservación de los ecosistemas como los bosques, las selvas, los ecosistemas costeros, los mares, los ecosistemas riparios, los humedales y aquellos que albergan a las comunidades bióticas y sus servicios ambientales.
- A3.3. Articular los distintos programas de fomento de actividades en un mismo territorio, con la finalidad de estabilizar las fronteras agrícolas y urbanas, como un medio para reducir la presión sobre los ecosistemas y asegurar su funcionalidad ecológica.
- A3.4. Articular la inclusión de vulnerabilidad de ecosistemas, comunidades biológicas y especies prioritarias en los atlas de vulnerabilidad ante el cambio climático.
- A3.5. Garantizar la conectividad ecohidrológica para la preservación de la biodiversidad y los servicios ambientales, la integralidad de los ecosistemas, la conservación de las especies y el incremento de su resiliencia ante el cambio climático.
- A3.6. Generar o modificar los instrumentos jurídicos y de gestión del territorio que reduzcan la vulnerabilidad de los ecosistemas y comunidades biológicas ante el cambio climático, a partir de la implementación de las medidas de adaptación.
- A3.7. Desarrollar programas de adaptación para mantener e incrementar la disponibilidad del agua superficial y subterránea, con un enfoque del manejo integral de las cuencas hidrográficas.
- A3.8. Establecer y fortalecer esquemas de manejo sustentables y comunitarios en ecosistemas forestales.
- A3.9. Aumentar la superficie bajo reforestación y restauración de ecosistemas con especies nativas, aptas para las condiciones climáticas regionales.
- A3.10. Reforzar la atención a problemáticas exacerbadas por el cambio climático, por medio del manejo integral del fuego y el combate de plagas y enfermedades.
- A3.11. Garantizar la protección ambiental de los ecosistemas frente a proyectos de obras públicas y servicios industriales y productivos (mineros, textiles, cementeros, energéticos, agropecuarios, turísticos, entre otros); por medio de la incorporación de los criterios basados en priorizar el cambio climático en los instrumentos de planeación, como el impacto ambiental y el ordenamiento ecológico del territorio.
- A3.12. Desarrollar herramientas y crear esquemas de valoración económica de los servicios ecosistémicos para coadyuvar a su conservación y desarrollo sustentable.
- A3.13. Crear fondos estatales para la restauración de los ecosistemas más degradados y vulnerables al cambio climático; asimismo, para la prevención y recuperación de los ecosistemas afectados por eventos climáticos extremos.
- A3.14. Establecer y aplicar mecanismos de evaluación sobre el impacto de las medidas de adaptación implementadas a nivel local; como medio para asegurar su efectividad frente al cambio climático.
- A3.15. Fortalecer a los organismos de vigilancia y protección ambiental, fomentar su cooperación y coordinación; asimismo, reforzar sus capacidades de inspección, vigilancia y ejecución.
- A3.16. Fomentar la participación social y capacitación en procesos que favorezcan la adaptación de los ecosistemas frente a los efectos del cambio climático, mediante el establecimiento de organismos como los observatorios ciudadanos de incendios forestales, plagas, cambios fenológicos, entre otros.

Figura A8: A2- Reducir la vulnerabilidad y aumentar la resiliencia de la infraestructura estratégica y sistemas productivos ante los efectos del cambio climático [14].

Figura A9: A3- Conservar y usar de forma sustentable los ecosistemas y mantener los servicios ambientales que proveen [14].

6.3 Líneas de Acción de los Ejes Estratégicos de Mitigación al Cambio Climático



M1 ACELERAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA HACIA FUENTES DE ENERGÍA LIMPIA

México tiene un gran potencial de generación de energía mediante fuentes renovables y, si bien se han abierto posibilidades de aprovechamiento para la participación del sector privado, los mecanismos no han sido suficientes. Las siguientes líneas de acción buscan enfocar sus esfuerzos en superar las principales barreras, que han impedido la completa inmersión de las energías renovables en el sistema energético nacional.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- M1.1.** Fortalecer el esquema regulatorio, institucional y el uso de instrumentos económicos para aprovechar fuentes de energía limpia y tecnologías más eficientes.
 - M1.2.** Fomentar la generación de energía por medio del uso de fuentes limpias y tecnológicas más eficientes para sustituir los combustibles fósiles y minimizar su impacto ambiental y social.
 - M1.3.** Aumentar el uso de energías renovables y reducir las pérdidas energéticas; por medio del uso de redes inteligentes y la generación distribuida en el sistema eléctrico nacional.
 - M1.4.** Hacer de las empresas energéticas paraestatales ejes centrales de la lucha contra el cambio climático; con el fin de que impulsen una estrategia que desarrollen energías renovables y de ahorro de energía.
 - M1.5.** Fomentar la participación del sector privado y paraestatal en la generación de energía eléctrica con fuentes renovables y la cogeneración eficiente.
 - M1.6.** Facilitar la interconexión de centrales de generación eléctrica que usen energías renovables, en las regiones del país con mayor potencial y viabilidad económica.
- Eólico**
- M1.7.** Fomentar la generación de energía eoloelectrónica y aprovechar su potencial terrestre y marítimo; con el fin de asegurar la compatibilidad tecnológica, social y ambiental.
- Fotovoltaico**
- M1.8.** Promover la inversión en sistemas fotovoltaicos en zonas del país con alto potencial.
 - M1.9.** Fomentar la generación distribuida; por medio del uso de sistemas fotovoltaicos en el sector industrial, residencial y de servicios.
- Geotérmico**
- M1.10.** Impulsar el desarrollo tecnológico de energía geotérmica con esquemas que reduzcan los riesgos de exploración y ofrezcan garantías sobre los derechos de explotación del recurso.
- Hidroeléctrica**
- M1.11.** Aprovechar el potencial de la energía eléctrica por medio de la instalación de grandes y nuevas hidroeléctricas. La premisa inicial solo se realizará en las zonas donde los impactos sociales y ambientales puedan ser compensados. Asimismo, se buscará aprovechar el agua que almacenan estas instalaciones para otros usos, tales como el riego, la protección contra inundaciones, el suministro de agua para las ciudades; y otros de otra índole como: los caminos, la navegación, los servicios ambientales, la ornamentación del terreno y el turismo.
 - M1.12.** Promover la generación de pequeñas, mini y microhidroeléctricas; que tengan su nicho en el autoabastecimiento industrial, las actividades productivas en el medio rural y en aquellas zonas que presentan un alto costo de interconexión a la red para asegurar su compatibilización ecológica y social.
- Nuclear**
- M1.13.** Considerar dentro de la diversificación del parque de generación, la implementación de un programa nuclear; como un posible sustituto al uso de los combustibles fósiles; y solo si se opta por el desarrollo de este programa.
- Solar térmico**
- M1.14.** Fomentar el empleo de la energía solar térmica. Se incluirá su aprovechamiento para el calentamiento de agua, los servicios, las industrias, el sector residencial y el turístico.

Figura A10: M1- Acelerar la transición energética hacia fuentes de energía limpias [14].



M2 REDUCIR LA INTENSIDAD ENERGÉTICA PRO MEDIO DE ESQUEMAS DE EFICIENCIA Y CONSUMO RESPONSABLE

La eficiencia energética; además de derivar en ahorro, constituye a la reducción de las emisiones de GEI, al mismo tiempo, apoya las metas de crecimiento y competitividad del país. En este eje se busca potenciar las medidas que acompañarán el uso responsable de energía y resultarán en un cambio en los hábitos de consumo, al igual que de mejoras en la tecnología.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- M2.1.** Promover la eficiencia energética y el ahorro en el sistema energético nacional; asimismo, en cada actividad que conforme el PIB.
 - M2.2.** Aprovechar el potencial de las acciones que buscan la mitigación por medio de la inclusión de la cogeneración eficiente, la eficiencia energética en iluminación, aire acondicionado, refrigeración eficiente y el calentamiento del agua.
- Hábitos de consumo y Certificación**
- M2.3.** Promover cambios en las prácticas y comportamientos de los usuarios finales, principalmente en los sectores residenciales y de servicios; además, en aquellos del sector turístico e industrial a través de instrumentos económicos y campañas de eficiencia energética y de ahorro de energía.
 - M2.4.** Promover y fomentar el desarrollo de mecanismos para promover la información confiable y oportuna para el consumidor sobre la eficiencia energética y las emisiones de GEI, tales como el etiquetado y la certificación.
 - M2.5.** Implementar prácticas sustentables en los sectores público y privado. Utilizar altos estándares de eficiencia y criterios de compras verdes.
- Tecnologías más eficientes**
- M2.6.** Incrementar la eficiencia energética del autotransporte público y el privado, tanto de pasajeros como de carga; por medio del establecimiento de Normas Oficiales y esquemas de mejora logística y tecnológica. Incluir el cambio modal para la reducción del consumo de combustibles y emisiones.
 - M2.7.** Reducir las emisiones por medio de la modernización de la flota vehicular; y por ello el retiro y la disposición final de las unidades poco eficientes.
 - M2.8.** Ejecutar proyectos del uso eficiente del agua en el sector agropecuario; ello incluiría a los sistemas eficientes de irrigación, que a su vez reducirían el consumo energético.
- M2.9.** Continuar la exploración de las tecnologías de captura y secuestro de carbono; con miras a la implementación de proyectos, además, incluir la asociación de ellas con la recuperación mejorada de hidrocarburos.
- Procesos de transformación**
- M2.10.** Impulsar las tecnologías de alta eficiencia energética, la sustitución de combustibles, el rediseño de procesos industriales y las tecnologías de captura de emisiones de CO2 en las industrias con alta intensidad energética, como la cementera, la siderúrgica, la petrolera, la química y la petroquímica.
 - M2.11.** Reducir el consumo energético y las emisiones de GEI al ejecutar proyectos de eficiencia energética, derivados de los diagnósticos integrales en los sectores relacionados con el petróleo, el industrial y el eléctrico.
 - M2.12.** Reducir las pérdidas en la transmisión y distribución de la energía por medio de la modernización de las líneas y subestaciones eléctricas; asimismo, mejorar la red de distribución.
- Regulación y normatividad**
- M2.13.** Adecuar, y en su caso, diseñar el marco legal y regulatorio aplicable a los combustibles para reducir las emisiones de GEI; específicamente aquellos que en la actualidad no se encuentran regulados como combustóleo y diesel marino.
 - M2.14.** Crear un sistema nacional de verificación vehicular obligatoria; ello incluiría los mecanismos de control aplicables. Además, revisar y en su caso ajustar las normas de emisiones de la flota vehicular con la participación de las tres órdenes de gobierno; con el fin de asegurar altos índices de eficiencia en todas las adiciones al parque vehicular, ello incluye a los vehículos usados que son importados.

Figura A11: M2- Reducir la intensidad energética mediante esquemas de eficiencia y consumo responsable [14].



M3 TRANSITAR A MODELOS DE CIUDADES SUSTENTABLES CON SISTEMAS DE MOVILIDAD, GESTIÓN INTEGRAL DE RESIDUOS Y EDIFICACIONES DE BAJA HUELLA DE CARBONO

En el marco de este eje, una ciudad sustentable parte de un modelo de desarrollo urbano capaz de regular el territorio, siempre orientado al uso de sistemas eficientes de movilidad, edificaciones de baja huella de carbono y hacia una gestión integral del agua y de los residuos. El enfoque de la aplicación de la política es primordialmente en el ámbito local.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

Desarrollo urbano sustentable

- M3.1. Aumentar el uso controlado y eficiente del territorio al disminuir la expansión urbana y garantizar el acceso al suelo intraurbano, promover edificios de usos mixtos y verticales. Privilegiar la densificación antes de la apertura de nuevas reservas en la periferia e incluir la integración de bosques urbanos y definir los límites del crecimiento de las ciudades.

Edificaciones

- M3.2. Promover el fortalecimiento, la adopción y la aplicación de reglamentos estándares; además, impulsar leyes que apoyen las tecnologías de ahorro, el aprovechamiento de agua, la energía, el gas, el aislamiento térmico, la utilización de energías renovables y las prácticas de captura de carbono -azoteas verdes, jardines verticales y huertos urbanos- dentro de las edificaciones nuevas y las ya existentes.

Movilidad

- M3.3. Promover la evolución hacia los sistemas de transporte públicos, seguros, limpios, bajos en emisiones, accesibles y cómodos al fortalecer la interconectividad regional y nacional. La generación de redes multimodal eficientes con el apoyo del gobierno federal, como parte de una política integral de desarrollo urbano y movilidad que reduzcan los tiempos y distancias de viaje.
- M3.4. Desarrollar entes regulatorios con una visión de la demanda del transporte a nivel nacional y regional; con el fin de optimizar los sistemas de transporte, que reduzcan los tiempos y las distancias de viaje.
- M3.5. Fomentar programas para reducir los desplazamientos de la población; tales como la promoción del trabajo de oficina en casa, de permuta o renta de vivienda para acercar a la población a sus fuentes de empleo y recintos educativos, servicios de transporte colectivo empresarial, además de sus horarios corridos y escalonados. Para ello, buscar diversificar y jerarquizar la oferta de los equipamientos y servicios urbanos en zonas habitacionales con un uso de suelo mixto.
- M3.6. Impulsar sistemas de transporte público eficientes y bajos en emisiones. Adecuar el marco regulatorio y de tarifas para fomentar la reinversión y mejora continua.

- M3.7. Generar los incentivos, la infraestructura y los programas para favorecer el transporte no motorizado, articulado dentro de los sistemas integrados de transporte. Darle mayor prioridad al peatón y al ciclista, en el contexto presentado, con el fin de generar beneficios ambientales y de salud inmediatos.

Gestión integral de residuos

- M3.8. Impulsar la participación del sector en los proyectos de separación, reutilización, reciclaje de desechos, desarrollo de plantas de biogás, plantas de tratamiento de aguas y en la creación de centros de acopio; previo al desarrollo y al refuerzo de mecanismos, regulaciones y mercados. Lo anterior, en el contexto del fomento de la inversión en el sector y como medidas de corresponsabilidad en la generación de los residuos.
- M3.9. Impulsar nuevas tecnologías e infraestructuras para el tratamiento de aguas residuales, el manejo integral de los residuos sólidos y el aprovechamiento energético del biogás; todo ello, por medio de esquemas de coinversión e instrumentos económicos, que faciliten el autofinanciamiento de la operación y el mantenimiento de la infraestructura nueva y existente.
- M3.10. Crear organismos regionales para el desarrollo de relleno sanitarios y el tratamiento de aguas, con una visión a largo plazo tanto a nivel nacional y como regional. Dar certeza a proyectos con tiempos largos de desarrollo y aprovechar las economías de escala; con la adecuación del marco regulatorio y las tarifas para fomentar la reinversión y mejora continua.
- M3.11. Promover y desarrollar planes estatales y municipales de manejo integral de residuos; en concordancia con el Programa Nacional de Gestión Integral de los Residuos, que fomenten la participación de la sociedad en la separación de residuos y en el aprovechamiento de ellos.
- M3.12. Corregir y promover los sistemas tarifarios de los servicios de recolección y disposición; con el fin de incentivar la reinversión en mejoras tecnológicas y logísticas. Además, poder implementar las mejores prácticas nacionales e internacionales.
- M3.13. Promover las acciones de vigilancia, la inspección y la aplicación de sanciones como un eje central del cumplimiento de la normatividad de la gestión integral de los residuos.



M4 IMPULSAR MEJORES PRÁCTICAS AGROPECUARIAS Y FORESTALES PARA INCREMENTAR Y PRESERVAR LOS SUMIDEROS NATURALES DE CARBONO

Los bosques son reservorios importantes de carbono; su destrucción y degradación constituye una de las fuentes más importantes de emisiones a nivel global. Al mismo tiempo, su conservación y manejo sustentable pueden contribuir para aumentar la cantidad de carbono que se almacena en ellos. Las actividades agropecuarias; por su parte, son clave para la seguridad alimentaria, pero muchas de ellas contribuyen a la emisión de GEI. Este eje plantea línea de acción clave para desarrollarse dentro del sector agropecuario y forestal de mitigación. Es clave, en este eje aplicar políticas con un enfoque de paisaje; que actúe sobre grandes áreas compactas, como los corredores biológicos y cuencas para considerar de formas más plena la condición de sus recursos naturales, sus tendencias, la influencia de la acción humana y las oportunidades para la conservación, asimismo, la restauración y el desarrollo.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- M4.1. Impulsar el uso y el aprovechamiento planificado y sostenible de los recursos forestales por parte de las comunidades locales como un mecanismo que incentive la preservación y la conservación de los recursos forestales; con la finalidad de frenar la tasa de deforestación y evitar cambios en el uso del suelo para cuidar el capital natural.
- M4.2. Fortalecer el manejo forestal sustentable y el enriquecimiento de ecosistemas forestales degradados; con el fin de asegurar el incremento de los almacenes de carbono y garantizar su permanencia.
- M4.3. Fomentar la incorporación de terrenos forestales a los esquemas de manejo sustentable y certificación; con el fin de parar la degradación y maximizar la captura y permanencia del carbono.
- M4.4. Impulsar programas de preservación de los ecosistemas forestales para regiones prioritarias; con la finalidad de mantener los reservorios de carbono y asegurar la intervención federal, estatal y municipal.
- M4.5. Diseñar y operar los planes, los programas y las políticas dirigidas a reducir la deforestación y la degradación de bosques y selvas, todo ello enmarcado en una Estrategia REDD; la cual deberá incluir un enfoque de desarrollo rural sustentable y de paisaje, con respecto a las salvaguardas sociales y ambientales.
- M4.6. Establecer los esquemas de restauración, regeneración o reforestación para la captura y almacenamiento de carbono en Áreas Naturales Protegidas; además de los otros instrumentos de conservación del territorio y ecosistemas terrestres.
- M4.7. Implementar esquemas de conservación de suelos, que aseguren su integridad e incrementen la captura de carbono.

- M4.8. Aumentar el establecimiento de los esquemas de producción agropecuaria y forestales, con mayor potencial de mitigación, que brinden cobeneficios ambientales y sociales; tales como los sistemas tradicionales con los programas agrícolas y agropecuarios actuales.
- M4.9. Impulsar las prácticas agrícolas que preserven y aumenten la captura de carbono en el suelo y biomasa; como la labranza de conservación y la reconversión productiva, donde se reemplacen monocultivos anuales por policultivos o cultivos perennes.
- M4.10. Aplicar esquemas que conlleven a la reducción de emisiones derivadas del uso inadecuado del fuego en terrenos forestales y agropecuarios.
- M4.11. Instrumentar políticas agrícolas encaminadas a realizar un mejor uso de fertilizantes, racionalizar su uso, producir y aplicar biofertilizantes; además, del uso eficiente de nitrógenados.
- M4.12. Implementar esquemas de aprovechamiento relacionados con el manejo de residuos derivados de las actividades pecuarias.
- M4.13. Instrumentar acciones de eficiencia energética y utilización de energía renovable en los proyectos del sector agrícola, pecuario y pesquero; tales como el impulso a los biodigestores.
- M4.14. Establecer esquemas de producción pecuaria, que reduzcan emisiones y capturen carbono en tierras de pastoreo; por medio del manejo adecuado del ganado, ajustes de carga animal y el pastoreo planificado.
- M4.15. Fortalecer la vigilancia en zonas forestales para evitar la tala ilegal y la propagación de incendios forestales. Promover el establecimiento de cuerpos comunitarios de vigilancia.

Figura A12: M3- Transitar a modelos de ciudades sustentables con sistemas de movilidad, gestión integral de residuos y edificaciones de baja huella de carbono [14].

Figura A13: M4- Impulsar mejores prácticas agropecuarias y forestales para incrementar y preservar los sumideros naturales de carbono [14].



M5 REDUCIR EMISIONES DE CONTAMINANTES CLIMÁTICOS DE VIDA CORTA Y PROPICIAR COBENEFICIOS DE SALUD Y BIENESTAR

En este eje se plantean líneas de acción para reducir las emisiones de Contaminantes Climáticos de Vida Corta; de esta forma se busca contribuir a la reducción de los impactos del cambio climático a nivel regional, y a la disminución de las tendencias globales en el corto plazo. Paralelamente, con las líneas de acción se fomentarán múltiples beneficios; que incluyen una mejora de la calidad del aire, de la protección a la salud y de los cultivos.

LÍNEAS DE ACCIÓN:

- M5.1. Promover la elaboración de una normatividad que regule las fuentes de generación de los usos de CCVC.
- M5.2. Jerarquizar las fuentes de emisión de cada uno de los CCVC, en función de la magnitud de sus emisiones, el potencial de calentamiento global, los costos de mitigación y desarrollar mecanismos de reducción.
- M5.3. Acelerar la penetración de refrigerantes de bajo potencial de calentamiento global en los diferentes sectores, que incluyen los aires acondicionados, la refrigeración y espumantes. Reducir fugas, manejo y disposición adecuada de HFC.
- M5.4. Fortalecer los programas de buenas prácticas de refrigeración, recuperación y disposición final de clorofluorocarbonos (CFC), hidroclorofluorocarbonos (HCFC) y HFC.
- M5.5. Fortalecer la normatividad y los programas de prevención y control de incendios forestales; por medio de la realización de quemas prescritas y el control de las prácticas de quemas agrícolas.
- M5.6. Implementar esquemas para el aprovechamiento sustentable de biomasa forestal y de residuos agrícolas.
- M5.7. Implementar sistemas de transporte limpio en corredores de transporte de carga.
- M5.8. Fomentar la implementación de programas de reducción de emisiones y los de eficiencia operativa; todos ellos orientados a las características operativas, administrativas, tecnológicas y financieras y a las necesidades del hombre-camión pequeño transportista.
- M5.9. Fomentar la sustitución de fogones abiertos por estufas eficientes y de baja emisión de carbono negro; con especial énfasis en los municipios con alta y muy alta marginación. Desestimular el uso no sustentable de leña.
- M5.10. Incentivar el uso de tecnologías y de combustión que disminuyan la emisión de carbono negro; como por ejemplo filtros de partículas y diesel de ultra bajo azufre, en motores de combustión interna a diesel.
- M5.11. Fomentar la reducción de emisiones de BC en la mediana y gran industria; por medio del cambio de combustible de coque, combustóleo, diesel, por combustibles de baja emisión de carbono negro, la implementación de sistemas de control de emisiones y la eficiencia energética en los procesos.
- M5.12. Fomentar la reducción de emisiones de BC en la micro y pequeña industria mediante la reconversión productiva, el recambio tecnológico y la eficiencia energética; en industrias como la ladrillera.
- M5.13. Eliminar la quema a cielo abierto en tiraderos de basurera de rellenos sanitarios y de traspatio.
- M5.14. Establecer mecanismos MRV en operaciones de la quema y venteo de metano; durante la producción de gas y petróleo, además, fortalecer la vigilancia.
- M5.15. Implementar acciones de reducción de emisiones fugitivas de metano; principalmente en la explotación petrolera, de gas y minera, así como en los sistemas de conducción, de procesamientos y de distribución de gas natural.
- M5.16. Impulsar proyectos de aprovechamiento y generación eléctrica a partir de biogás proveniente de rellenos sanitarios y plantas de tratamiento de aguas; asimismo, evitar la emisión del metano y COV a la atmósfera.
- M5.17. Fomentar el control de las emisiones de COV, precursores de ozono troposférico, en el tratamiento aerosoles de ozono troposférico y en el tratamiento aerobio de residuos orgánicos (composteo).
- M5.18. Controlar las emisiones de compuestos orgánicos volátiles en fuentes industriales, estaciones de servicio de gasolina, fuentes de área y servicios que utilizan solventes.
- M5.19. Implementar un sistema de medición y contabilización de emisión de contaminantes climáticos de vida corta para el seguimiento de las fuentes de emisión, monitoreo y evaluación de la eficacia de las políticas implementadas para la reducción de emisiones de estos contaminantes.

Publicación realizada por el
Movimiento Ciudadano Frente al cambio Climático (MOCICC).

Noviembre 2020.

Figura A14: M5- Reducir emisiones contaminantes climáticos de vida corta y propiciar cobeneficios de salud y bienestar [14].

