

FUTURO DE LA ENERGÍA EN PERÚ:

ESTRATEGIAS ENERGÉTICAS SOSTENIBLES



Futuro de la Energía en Perú:

ESTRATEGIAS ENERGÉTICAS SOSTENIBLES

*Elaborado por:
Dr. Alberto Ríos Villacorta*

Junio, 2016



ESTUDIO “FUTURO DE LA ENERGÍA EN PERÚ:
Estrategias energéticas sostenibles

Primera Edición, Junio 2016.

Autor

Dr. Alberto Ríos Villacorta

De esta edición

Corrección de estilo: Luis Solano

Cubierta y Diagramación

Alex Albornoz Molina

alex84.albornoz@gmail.com

Copyright©2016 International Rivers, Forum Solidaridad Perú

International Rivers

2054 University Ave, Suite 300,

Berkeley, CA 94704-2644, USA

Página web: www.internationalrivers.org

Forum Solidaridad Perú

Jr. Daniel Olaechea 175, Jesús María, Lima 11 – Perú

Teléfonos: 207-6840 / 207-6843

Correo Electrónico: psf@psf.org.pe

Página web: www.psf.org.pe

Esta publicación fue posible con el generoso apoyo de CASA Fondo-Socioambiental.

Reconocimientos

Quiero agradecer a las siguientes personas por sus invaluable contribuciones: a Rómulo Torres Seoane, Romina Rivera Bravo, Doris Portocarrero y Monti Aguirre por la oportunidad brindada para trabajar en un tema tan interesante y apasionante como es delinear las bases de un nuevo sistema energético para el Perú. A Alexander Korbele Energy, Programa de Planeamiento Energético de la COPPE/UFRJ, Brasil por proveer comentarios a los varios borradores ayudando a aclarar apartes. A Jaime Luyo, Coordinador del Doctorado en Ciencia con mención en Energética, por la deferencia de revisar mi trabajo y por permitirme trabajar y apoyar a los futuros doctores energéticos del Perú en sus tesis doctorales. A Edwin Quintanilla, Ex-Viceministro de Energía y Minas, por contar conmigo en diferentes proyectos de OSINERGMIN y del MINEM y en la impartición de cursos de sostenibilidad energética en la Maestría de Gestión de la Energía y en el Diplomado en Energías Renovable de ESAN Universidad. A Jorge Cabrera, Decano de la Facultad de Ingeniería y a Miguel Shinno, Coordinador de Ingeniería Industrial de la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC), por invitarme cada año a formar alumnos de ingeniería en proyectos renovables y sostenibles para el Perú. A Monti Aguirre por la colaboración en la edición y producción del estudio.

Contenido

PRESENTACIÓN	11
PRÓLOGO	15
RESUMEN EJECUTIVO	20
1. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA	
1.1 Proyecciones de la demanda de energía	23
1.2 PBI y demanda de energía	29
1.3 Proyección de la demanda de petróleo	31
1.4 Proyección de la demanda de gas natural	39
1.5 Proyección de la demanda eléctrica	43
2. EFICIENCIA ENERGÉTICA	
2.1 Marco normativo para el uso eficiente de la energía	53
2.2 Objetivos del Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009-2018	59
2.3 Objetivos de eficiencia energética en el Plan Energético Nacional 2014-2025	67
2.4 Experiencias de eficiencia energética en Perú	75
3. ENERGÍAS RENOVABLES	
3.1 Decreto Legislativo 1002/2008	83
3.2 Análisis crítico de las subastas RER en Perú	86
3.2.1 Primera Subasta RER	86
3.2.2 Segunda Subasta RER	88
3.2.3 Tercera Subasta RER	93
3.2.4 Cuarta Subasta RER	94
3.3 Evolución de los costes de generación de las tecnologías renovables	99
3.4 Situación actual de las tecnologías RER en Perú	106

4. COGENERACIÓN

4.1 Marco normativo en Perú	111
4.2 Potencial energético de los sistemas de cogeneración de gas natural	113
4.3 Potencial energético de los sistemas de cogeneración renovables	115
4.4 Cogeneración renovable y subastas RER	122

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

5.1 Estructura de transmisión eléctrica	125
5.2 Pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución	132
5.3 Plan de Transmisión Eléctrica 2015-2024	137

6. ORGANISMOS DE PROMOCIÓN ENERGÉTICA

6.1 Organismos estatales	141
6.2 Universidades y centros de investigación	142
6.3 Organismos Privados y ONG	143

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1 Elaboración de proyecciones energéticas eficientes	148
7.2 Elaboración de planes de ahorro y eficiencia energética	151
7.3 Integración de energías renovables	153
7.4 Integración de sistemas de cogeneración renovables	155
7.5 Optimización de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica	156

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

158



International Rivers trabaja para proteger los ríos y defender los derechos de las comunidades que dependen de ellos. Los ríos son vitales para el mantenimiento de toda la vida en la tierra. Buscamos un mundo donde los ríos saludables y los derechos de las comunidades locales sean valorados y protegidos. Tenemos la visión de un mundo donde las necesidades de agua y la energía se cumplan, sin carácter degradante o aumento de la pobreza, y en donde las personas tienen derecho a participar en las decisiones que afectan sus vidas.



Fórum Solidaridad Perú (FSP) es una organización de la sociedad civil que apuesta por el fortalecimiento y la consolidación de los actores sociales para la transformación social y política, fortaleciendo la democracia, promoviendo la conservación del hábitat y la calidad de vida de las personas en dialogo permanente desde una perspectiva intercultural, generacional, de derechos y de equidad de género.

Presentación

Dr. Jaime E. Luyo Kuong⁴

El propósito de construir un sistema energético sostenible en el Perú, mediante la elaboración de planes de largo plazo, basado en las energías renovables, que posibiliten la transformación de la actual matriz energética peruana dependiente en un 80% de energía primaria del petróleo, el gas natural y sus correspondientes derivados para satisfacer la demanda final de energía futura en forma segura, oportuna, en cantidad suficiente y a precios asequibles, es una tarea de notable importancia para el desarrollo económico y social del país, pero también de gran complejidad, por los escenarios cambiantes en el futuro, el modelo económico imperante, los diferentes actores, las acciones estratégicas, y el cambio tecnológico. El inicio de esta tarea está reflejado en la presente propuesta que tenemos a la vista y que el autor la ha denominado “Futuro de la Energía en Perú: Estrategias energéticas sostenibles”.

El autor analiza la actual situación del sector energía revisando estudios recientes de diseño de una matriz energética sostenible y de planificación energética a mediano plazo, señalando que tienen un sesgo hacia mantener prácticamente la actual estructura de la matriz energética hidrocarburífera con una participación creciente del gas que es un recurso que se agotará en dos décadas; planteando el desacoplamiento del consumo de petróleo en el transporte de mercancías y personas y el inicio de un proceso acelerado de electrificación de esta actividad. Por otro lado, señala que la concentración de la generación termoeléctrica a gas natural en la zona de Chilca ha reducido la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y propiciado la instalación de reserva fría, lo que demuestra la falta de planificación eléctrica a largo plazo y la influencia de los intereses privados en el negocio eléctrico. Revisa luego, las acciones de política y trabajos realizados respecto a la eficiencia energética; destacando el reducido presupuesto asignado para las entidades

4. El Dr. Luyo es Profesor de la Universidad Nacional de Ingeniería del Perú, M.Sc. en Ingeniería Electricidad del Rensselaer Polytechnic Institute, PhD en Economía de Universidad Nacional de San Marcos e Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería.

estatales encargadas de esta actividad que además se ha centrado en los consumidores de energía eléctrica y que más bien se debe reorientar a reducir drásticamente el consumo de combustibles fósiles.

En otra sección trata el tema de las energías renovables en el Perú, haciendo un análisis crítico de las subastas, observa que debería haber un mecanismo de reasignación de energía no adjudicada para alcanzar cerca del 100% de energía adjudicada, y recomienda a los responsables del sector energía reflexionar sobre la conveniencia de publicar los precios máximos de adjudicación antes de la apertura de los sobres, observando además que los precios habían sido generosos en la cuarta subasta realizada. Destaca el gran potencial técnico aprovechable de energías eólica y solar y, las posibilidades de la energía geotérmica en el país; por otro lado, observa que el Estado peruano ha asignado un exagerado volumen de energía requerida a las tecnologías de aprovechamiento de residuos agrícolas y agroindustriales y residuos urbanos, sin existir suficientes proyectos. Continúa, revisando la situación de los sistemas de transmisión y de distribución eléctrica, incluyendo el plan de transmisión eléctrica 2014-2025; así como los organismos de promoción energética estatales, universidades y centros de investigación, organismos privados y ONGs.

Concluye, planteando los lineamientos generales para la elaboración de una estrategia energética sostenible a largo plazo que se sustenta fundamentalmente en la elaboración de:

- Proyecciones energéticas eficientes, para reducir la dependencia del petróleo en el sector transporte con la electrificación del transporte de mercancías y de personas, así como políticas de inversión en infraestructura vial que aumente el espacio público con áreas libres de tráfico, entre otras. Se destaca la propuesta de un nuevo mapa de exploración y explotación petrolera considerando el impacto sobre la biodiversidad como principal criterio de evaluación de los territorios explotables;
- Planes de eficiencia y ahorro energético, estableciendo un plan de auditorías energéticas que emitan un certificado de consumo energético, la edificación sostenible, la integración de sistemas de gestión y control de los sistemas de iluminación interiores y exteriores, entre otros;
- La integración de energías renovables, mediante un Plan Nacional de Energía Eólica, de un mapa de centrales solares termoeléctricas en función del potencial solar, repotenciación de las centrales hidroeléctricas existentes, entre otros. Se destaca, la propuesta de un estudio de zonificación de las cuencas hidrográficas en concordancia con el Ministerio del Ambiente y el Ministerio de Agricultura;

- La integración de sistemas de cogeneración renovables, con un mapa detallado de aprovechamiento de sistemas de cogeneración renovables en función del potencial de aprovechamiento de residuos agrícolas, ganaderos y sólidos urbanos, y un plan de integración de sistemas de cogeneración renovables, entre otros,
- La optimización de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica, con la integración de redes inteligentes de distribución y la implementación de sistemas inteligentes de gestión de la demanda, y, con tarifas eléctricas que promuevan el uso racional e inteligente de la energía eléctrica en los usuarios finales.

Cabe destacar el acierto del autor de tratar de ver holísticamente la problemática de la energía en nuestro país y proponer posibles soluciones.

Finalmente, debemos decir que, para transformar la actual matriz energética hacia la construcción de un sistema energético sostenible, se debe tener en cuenta la integración de la política económica, energética, medioambiental, industrial y, de investigación y desarrollo e innovación. Para la sostenibilidad de los planes, debemos también diseñar instituciones públicas de calidad sustentadas en la meritocracia y la ética, capaces de diagnosticar y mitigar las fallas de mercado como los oligopolios en el sector energía, entre otras funciones fundamentales.

Lima, mayo de 2016

Prólogo

El modelo actual de crecimiento económico infinito, predominante en las sociedades modernas, se enfrenta a los límites físicos del planeta Tierra. El agotamiento de los recursos fósiles abundantes, baratos y de fácil acceso, así como el grave deterioro medioambiental a escala planetaria y su impredecible impacto en las actividades humanas condicionan las expectativas del modelo de crecimiento. Es sencillamente irreal y supersticioso pretender mantener el actual sistema económico de crecimiento exponencial indefinidamente en un entorno físico con límites perfectamente definibles.

El sistema capitalista global, único sistema socio-económico que han conocido las últimas generaciones – salvo contadas excepciones y experimentos sociales – basa su propuesta de crecimiento infinito en la insaciable extracción de recursos naturales limitados para la creación de bienes y servicios. El impacto de la contaminación y residuos, generados en el proceso de producción de bienes y servicios, es deliberadamente no cuantificada ni contabilizada en los cálculos de coste-beneficio y, por lo tanto, se externaliza al entorno medioambiental. Las irreversibles agresiones medioambientales se convierten en un pasivo social que se deberá afrontar y resolver por las futuras generaciones, reduciendo su capacidad de resiliencia futura.

La formidable evolución tecnológica y social de las sociedades modernas desde la revolución industrial ha condicionado la aparición de una nueva época geológica en la historia de la humanidad: el antropoceno, caracterizada por una inigualable capacidad de impacto geomorfológico y medioambiental de las sociedades humanas, sólo comparable con los grandes cataclismos, inundaciones y erupciones. La época del antropoceno es la época de mayor consumo de recursos naturales, de las más graves e irreversibles agresiones medioambientales y del más absurdo despilfarro energético a escala planetaria, y plantea serios desafíos de supervivencia a la especie humana.

El proceso de globalización del capitalismo, particularmente en la segunda mitad del Siglo XX y en la primera década del Siglo XXI, ha acelerado y profundizado los perniciosos impactos sobre la atmósfera y el agotamiento de los recursos naturales del planeta,

indispensables para la supervivencia de la especie humana, como la tierra cultivable, el agua potable, los bosques tropicales y boreales, los caladeros de pesca, la biodiversidad biológica animal y vegetal y las cuencas mineras.

Un signo inequívoco de la época del antropoceno es la concentración de población humana en aglomeraciones urbanas superpobladas. El acelerado proceso de urbanización experimentado en los últimos siglos implica que en la actualidad más de 3 mil 300 millones de personas vivan en ciudades, el 47% de la población total. En el 2050, 2 de cada 3 personas vivirán en grandes ciudades, acentuando los ya acuciantes problemas de contaminación, gestión de residuos, transporte, salud e insalubridad.

Las modernas ciudades son grandes consumidoras de energía y recursos naturales y se diseñan en función del automóvil privado, creando una absurda dependencia del petróleo, una situación viable mientras haya disponibilidad de ese preciado recurso fósil. Para satisfacer las necesidades alimenticias de la humanidad se cultiva un territorio equivalente a la superficie de Sudamérica y al de África para la crianza de ganado, además, el 90% de los caladeros están exhaustos y muchas especies terrestres y marinas en serio peligro de extinción.

Actualmente, existen más de 400 ciudades con más de un millón de habitantes mientras que a inicios del Siglo XX sólo diez ciudades superaban esa cifra. Las grandes ciudades ocupan una extensión equivalente al 2% del territorio mundial emergido y demandan un elevado consumo de energía y recursos naturales para su construcción, mantenimiento y funcionamiento (autopistas, carreteras, hospitales, sistemas de alcantarillado y distribución de energía, puertos, aeropuertos e infraestructuras para el suministro de servicios, alimentos y mercancías).

Las grandes ciudades están diseñadas para el uso masivo de transporte motorizado, que exige ingentes cantidades de energía, plásticos, minerales metálicos y no metálicos para su construcción y de combustibles y derivados del petróleo para su operación, y es el principal causante de la contaminación atmosférica a escala global y del calentamiento planetario. Sin un sistema de transporte moderno sería imposible satisfacer las necesidades básicas de las grandes ciudades, asociadas al uso de recursos energéticos y naturales de territorios cercanos, limitando su crecimiento espacial. Los residuos generados por los sistemas agro-industriales, que suministran energía y recursos naturales a las grandes ciudades se encuentran, en general, alejados o muy alejados de éstas y son especialmente agresivos en los países capitalistas en vías de desarrollo.

Las actividades económicas de la civilización agro-urbana-industrial inciden seriamen-

te en la hidrosfera (ríos, lagos, mares y océanos) y en los glaciares y casquetes polares. Las ciudades se apropian de más del 50% del agua dulce mundial, generando un proceso de degradación, contaminación y mercantilización del preciado recurso. En el Siglo XX, el consumo de agua se ha multiplicado por diez, debido al incremento exponencial de la población, de los procesos industriales, del turismo masivo y de la agricultura industrializada. La agricultura industrializada es el principal consumidor y contaminador de los recursos acuíferos superficiales y subterráneos por el uso de pesticidas y herbicidas.

La tala de los bosques originarios se ha intensificado desde 1950 con la aparición de la motosierra. Actualmente, una cuarta parte de los bosques originarios ya han sido talados, implicando una gran pérdida de biodiversidad y degradación de frágiles ecosistemas. El 90% de los caladeros de peces se encuentran sobrexplotados, amenazando la subsistencia de miles de millones de seres humanos y de los ecosistemas marinos. Hoy, la piscicultura permite satisfacer el 50% de la demanda mundial de pescado y es muy probable que la próxima generación no disfrute de peces en estado salvaje. Desde 1970, la biodiversidad planetaria se ha reducido en un 30%, en las grandes extinciones, acaecidas en periodos anteriores, la pérdida absoluta de biodiversidad no superó el 50%. La sexta extinción a escala planetaria estará asociada al colapso biológico causado por la evolución del capitalismo globalizado en el antropoceno.

Los residuos y contaminación de las actividades económicas afectan al funcionamiento del planeta a escala global y al hábitat de miles de especies a escala local. Las emisiones de efecto invernadero han incrementado la temperatura media del planeta y el nivel del mar. La pérdida de hielo en los glaciares causa serios impactos sobre las actividades humanas de las correspondientes cuencas hidrográficas y la reducción del casquete polar en el ártico podría modificar el comportamiento de la cinta transportadora termorreguladora, lo que podría causar bruscos cambios de temperatura en diversas zonas del planeta.

En la dimensión cultural, las élites políticas y los grupos económicos de poder han posicionado un discurso irresponsable, con las futuras generaciones, e irrespetuoso con el entorno medioambiental. El discurso dominante, constantemente repetido, cortoplacista e interesado, de las élites globalizadas de poder ha interiorizado, en cada ser humano, la necesidad de satisfacer sus necesidades materiales sin reflexionar en las consecuencias de un consumo ilimitado de recursos naturales, que sin ninguna duda, no estarán a disposición de las generaciones venideras, y en el caso de las sociedades opulentas, se vinculan con el espolio de la riqueza humana y material de los países menos industrializados.

En el consciente individual, el modelo capitalista de crecimiento económico infinito ha propiciado el asentamiento de un modo de vida esclavo, que induce a pensar que la felici-

dad del ser humano consiste en trabajar incansablemente, en disponer de elevados niveles de capacidad económica y, sobre todo, en adquirir y consumir la mayor cantidad de bienes y servicios posibles a lo largo de su breve y corta existencia.

Ante un panorama extremadamente delicado de la evolución de las sociedades capitalistas, en un entorno medioambiental extremadamente degradado y con un suministro de recursos materiales amenazado, es necesario replantear el modelo de económico de crecimiento infinito. Parece lógico deducir, que el modelo capitalista de crecimiento infinito no ha conseguido articular una propuesta inteligente de gestión de los recursos materiales y de conservación del entorno medioambiental, al contrario, ha devenido en consolidar sociedades con lacerantes y vergonzosas diferencias sociales, incapaces de garantizar el bienestar más básico de todos sus conciudadanos, exceptuando una pequeña elite social de insultante opulencia.

Un modelo de crecimiento sostenible plantea un crecimiento cuantitativo en lugar de un crecimiento exponencial insostenible y requiere un debate que defina el nivel adecuado de bienestar social, así como las dimensiones y atributos de un modelo de crecimiento cualitativo, considerando las restricciones medioambientales del planeta y el agotamiento de los recursos materiales de más fácil extracción y mayor densidad energética. Sin lugar a dudas, es un debate que una innegable realidad ya ha impuesto en las agendas políticas y en las estrategias de crecimiento de los países más industrializados.

En un entorno de sostenibilidad energética, uno de los aspectos a promover e incentivar es incrementar el nivel de resiliencia energética de diferentes regiones o países, entendida como la capacidad de resistir situaciones muy adversas de suministro de recursos energéticos y materiales. El nivel de resiliencia energética de cualquier país está directamente relacionado con la resolución del problema más grave de cualquier sociedad motorizada: el binomio petróleo-transporte, que exige la sustitución de los derivados del petróleo en un proceso planificado de electrificación del transporte de personas y mercaderías entre ciudades y en las ciudades. Asimismo, el aprovechamiento de recursos energéticos autóctonos – masiva integración de sistemas renovables de generación de electricidad y calor en los actuales sistemas energéticos– y la implementación de planes de eficiencia y ahorro energético en los procesos de generación, transformación, distribución y consumo energético permitirán resolver los grandes problemas energéticos de la humanidad. Finalmente, la exigencia de un profundo cambio cultural en los patrones de consumo de las personas, que implica desarrollar e implementar acciones individuales de sobriedad y sencillez energética.

Resumen Ejecutivo

El presente informe pretende describir la situación actual del sistema energético peruano y subrayar la profundización de la dependencia energética de los recursos fósiles en los últimos años. Asimismo, se detecta una deriva conceptual en estrategia energética, reflejada en la elaboración de planes energéticos a largo plazo que apuestan por el empleo de recursos fósiles en el sector transporte y en la generación de electricidad; por la elaboración e implementación de planes de ahorro y eficiencia energética con objetivos y alcances muy modestos y discutibles; y por una tímida promoción de la integración masiva de tecnologías renovables en la estructura energética nacional.

Un profundo conocimiento de la situación energética nacional permitirá plantear, desde una perspectiva de sostenibilidad energética, las líneas generales de transformación del modelo energético insostenible, actualmente existente. Un modelo energético sostenible deberá priorizar la sustitución de los derivados de petróleo y otros recursos fósiles en los sectores transporte, agrícola, pesquero, residencial y turístico. Asimismo, la transformación del modelo energético actual deberá centrarse en la elaboración e implementación de planes de ahorro y eficiencia energética en toda la cadena de generación, transformación, distribución y uso del equipamiento energético, así como la integración descentralizada de energías renovables frente a la afiebrada planificación de grandes infraestructuras energéticas sin evaluar adecuadamente el impacto medioambiental y el agotamiento de los recursos fósiles. Un modelo energético sostenible deberá basarse en la creación de mecanismos de consumo inteligente y de gestión de la demanda y de cambio cultural de patrones de consumo.

El informe se estructura en varios capítulos. El capítulo 1 analiza las proyecciones de la demanda energética, en determinados horizontes de tiempo, establecidos en documentos emblemáticos elaborados o financiados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), tales como el “Plan Energético Nacional 2014-2025” y el estudio “Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica” (NUMES). El capítulo 2 se centra en evaluar la evolución de la implementación de acciones de eficiencia energética en Perú y en realizar un análisis detallado de los objetivos de eficiencia energética del “Plan Referencial

para el Uso Eficiente de la Energía 2009-2018” y del “Plan Energético Nacional 2014-2025”, en diferentes sectores de la demanda final de energía. En el capítulo 3 se analiza el entorno normativo, que ha permitido el despegue de las energías renovables en Perú, y los resultados de las diferentes subastas de tecnologías renovables para la generación de energía eléctrica realizadas desde 2009. En el capítulo 4 se describe la situación de los sistemas de cogeneración y del potencial de cogeneración convencional y renovable existente en Perú. El capítulo 5 aborda la problemática de la evolución de los sistemas eléctricos de transmisión y distribución en Perú, así como los niveles de pérdidas de energía y los márgenes de reducción adicionales posibles en el sistema eléctrico. El capítulo 6 presenta una lista de organismos estatales y privados dedicados promocionar la integración de energías renovables, la elaboración de estrategias energéticas a largo plazo, la creación de plataformas de reforma de políticas energéticas y desarrollo de planes de ahorro y eficiencia energética en Perú. Finalmente, en el capítulo 7 se presentan las conclusiones y recomendaciones finales de los lineamientos generales para la elaboración una estrategia energética sostenible a largo plazo en Perú.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

I.1 Proyecciones de la demanda final de energía

En noviembre de 2014, el MINEM, publicó el documento “Plan Energético Nacional 2014-2025” [1]. El mencionado documento presenta proyecciones de la demanda de energía en el horizonte 2014-2025 para dos escenarios de crecimiento económico: un escenario optimista – escenario base – y un escenario conservador – escenario alternativo. En el escenario optimista se espera un crecimiento económico promedio anual de 6,5%, mientras que en el escenario conservador se espera un crecimiento económico promedio anual de 4,5%. En la figura 1.1, se muestran las proyecciones de la demanda de energía final para los escenarios descritos en petajulios (PJ). Se observan, además, dos escenarios complementarios a los escenarios de crecimiento económico, relacionados con la introducción de medidas de eficiencia energética en los sectores residencial, servicios, industrial y transporte.

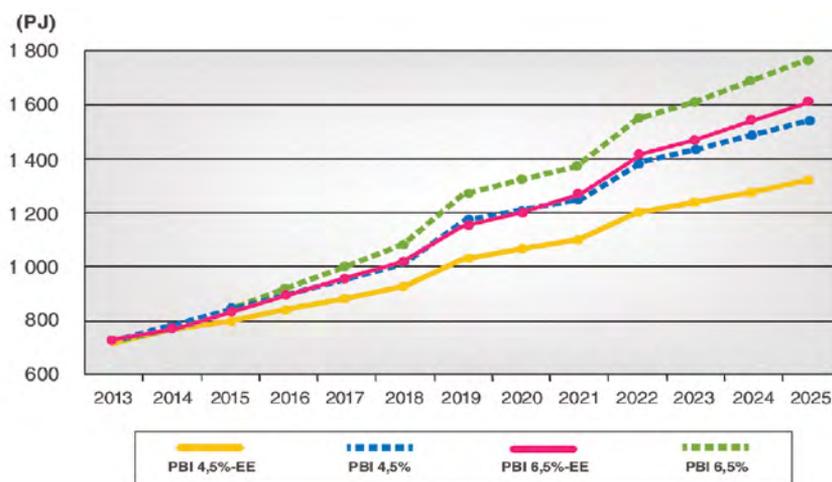


Figura 1.1: Proyecciones de demanda de energía final entre 2014-2025 [1].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

En Perú, en el 2013, el consumo de energía final superó ligeramente los 700 peta julios, figura 1.1. Es importante indicar, que, aunque el consumo de energía se presenta en peta julios (PJ), es más habitual el uso de tera julios (TJ). Según las proyecciones del MINEM, en el 2025, el consumo de energía final para el escenario optimista de crecimiento económico podría alcanzar el valor de 1800 PJ. En un escenario conservador, con la integración de medidas de uso eficiente de la energía y gestión inteligente de la demanda, el consumo de energía final apenas superaría los 1300 PJ en el 2025, una reducción de 500 PJ. En la tabla 1, se presenta la estructura de consumo final de energía por fuentes de energía para los escenarios de crecimiento económico evaluados. En los escenarios presentados, el crecimiento del gas natural alcanza el 35% del total del consumo final de energía. Se reafirma una apuesta por la masiva utilización del gas natural para satisfacer la demanda de energía en diferentes sectores de la economía peruana. En cuanto a los derivados de petróleo, se prevé una significativa reducción en el porcentaje total del consumo final de energía entre 2014 y 2025. El consumo de derivados de petróleo se reducirá desde un 53% en 2013, a un 39% en 2025. Asimismo, se observa un ligero aumento del porcentaje de participación de la energía eléctrica en el total del consumo final de energía en 2025. En el escenario optimista de crecimiento, la participación de la energía eléctrica en el consumo final de energía podría alcanzar un 20% del total [1].

	2014	2025 - PBI 4,5 %	2025 - PBI 6,5 %
Electricidad	19%	18%	20%
Gas Natural	13%	35%	35%
Diésel	28%	19%	18%
GLP	10%	12%	12%
Gasolina Motor	8%	4%	4%
Turbo	5%	4%	4%
Petróleo Industrial	2%	0%	1%
Carbón Mineral & Derv.	3%	3%	3%
Bosta & Yareta	1%	1%	0%
Dendroenergía (*)	11%	4%	3%
Total	100%	100%	100%

Tabla 1.1: Estructura del consumo final de energía por fuentes 2014-2025 [1].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

La figura 1.2 presenta la matriz energética resumida por fuentes de energía secundaria y la participación por fuentes de energía y por sectores en la demanda final, en 2014 y 2025, respectivamente [2, 3]. Es importante indicar, que el consumo final de energía se presenta en PJ (valores parciales) y en TJ (valores totales). Así, en 2014, el consumo final de energía superó los 730 mil TJ, mientras que en 2025 se espera alcanzar un valor cercano a un millón 300 mil TJ. En 2025, a pesar de la reducción de la participación porcentual de los derivados de petróleo en la matriz de energía primaria, los hidrocarburos (Petróleo+LNG y Gas Natural) conformarían el 80% de la mencionada matriz. Esto presenta una situación extremadamente compleja y potencialmente peligrosa para un país como Perú, con escasos recursos energéticos fósiles. Además, en un entorno geopolítico internacional muy complejo, aumenta el riesgo de imposibilidad de garantizar la continuidad de suministro energético basado en recursos fósiles. Asimismo, no se espera un crecimiento porcentual de las energías renovables. Así, al 2025, el porcentaje de energía primaria de origen renovable no convencional – eólica, solar, biomasa y geotérmica – no superará el 5% del total de la energía primaria. Por el contrario, en valores netos, entre 2014 y 2025, la energía primaria de origen renovable no convencional se reducirá de 105 PJ a 68 PJ, figura 1.2. Las proyecciones del MINEM son muy opuestas a las tendencias internacionales existentes en diferentes países del mundo, que apuestan por un sistema energético renovable y por la implementación masiva de planes de ahorro y eficiencia energética.

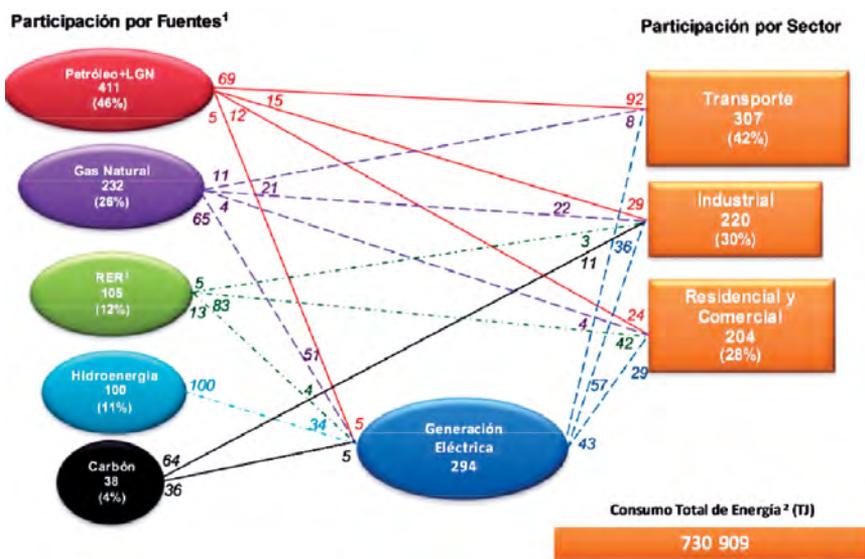


Figura 1.2: Matriz energética nacional de demanda final en 2014 y proyección en 2025 [2, 3].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

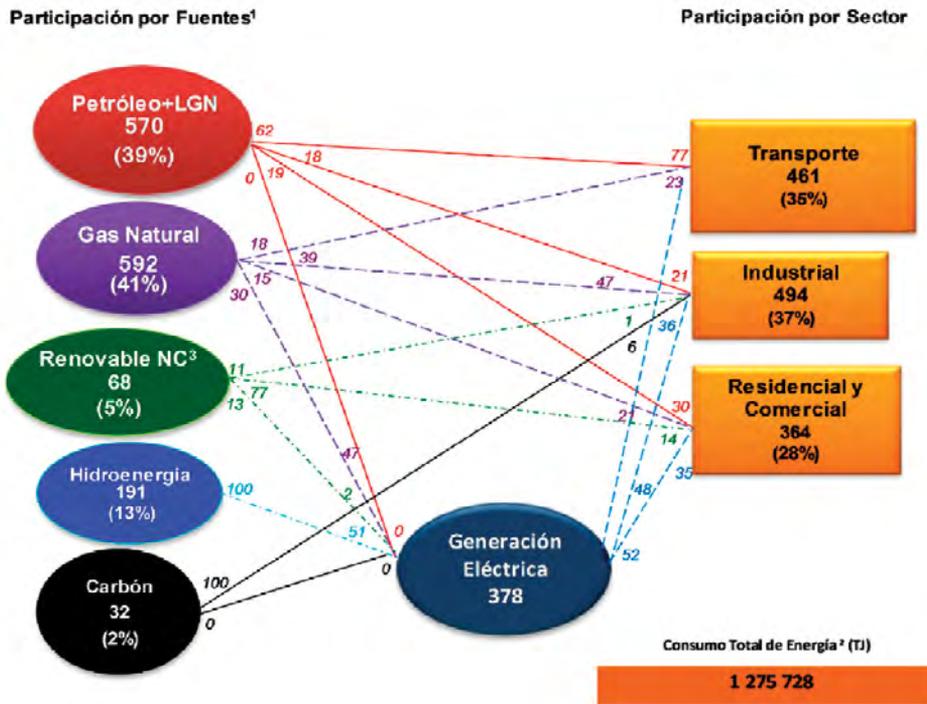


Figura 1.2: Matriz energética nacional de demanda final en 2014 y proyección en 2025 [2, 3].

En enero de 2012, se publicó el estudio “Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica” (NUMES), realizado con el apoyo financiero y la cooperación del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), y del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), [4]. El informe NUMES presenta un análisis prospectivo de diferentes escenarios del sector energético peruano en un horizonte temporal de 30 años para el periodo 2011-2040. En la figura 1.3, se observan las proyecciones de evolución de la demanda final de energía entre 2011 y 2040 para dos escenarios: un escenario de demanda energética con la integración de planes de eficiencia energética y un escenario sin planes de eficiencia energética [4]. Asimismo, se presenta la evolución de la oferta interna bruta de energía primaria entre 2011 y 2040.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

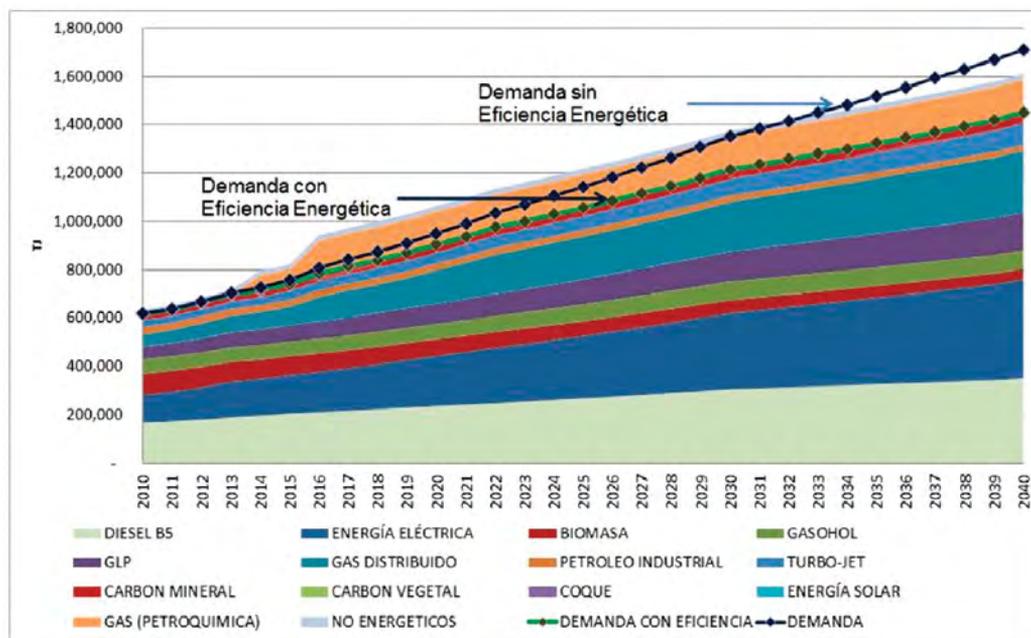


Figura 1.3: Proyecciones de la oferta bruta interna de energía primaria y de la demanda de energía entre 2011-2040 [4].

En el informe NUMES, para la proyección de la demanda de energía se ha considerado tres horizontes de futuro, que corresponden a tres tasas de crecimiento del PBI: base, optimista y pesimista. Las proyecciones del PBI en el período 2011-2040 se han subdividido en períodos: el primer periodo del 2011 al 2022 y el segundo periodo entre 2022 y 2040. En la tabla 1.2, se presentan las tasas promedio de proyección del PBI en los tres horizontes de futuro evaluados [4]. En comparación con las proyecciones del PBI, presentados en el Plan Energético Nacional 2014-2025, los valores de las proyecciones del informe NUMES son mucho más conservadoras. Además, existe un escenario pesimista de la evolución de la proyección del PBI de Perú para las próximas décadas de tan sólo el 3,3%, en el periodo correspondiente entre 2011-2040.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

Futuro PBI	Total Período 2011-2040	Subperíodo 2011-2022	Subperíodo 2023-2040
PBI base	4.4%	5.4%	3.7%
PBI optimista	5.2%	6.9%	4.1%
PBI pesimista	3.3%	3.7%	3.1%

Tabla 1.2: Proyección del PBI en Perú en el periodo 2011-2040 para diferentes escenarios [4].

En el informe NUMES, al igual que en la propuesta antes descrita del Plan Energético Nacional 2014-2025 del MINEM, se realiza una singular apuesta por el empleo de hidrocarburos y, en especial, por el gas natural. En este sentido, se espera que, en 2040, el gas natural (gas seco y líquidos de gas natural) suministre el 53% de la oferta interna bruta de energía primaria. En 2040, los derivados de petróleo tendrán una participación del 43,3% en la demanda de energía secundaria, a diferencia del 53.6% registrado en 2010. Según la propuesta del informe NUMES, en el 2040, el gas natural y los derivados de petróleo representaran el 71,2% de la oferta interna bruta de energía primaria. En un horizonte de 30 años, el informe NUMES propone un sistema energético fundamentalmente dependiente de recursos fósiles. Una prospectiva energética que genera graves riesgos de colapso social de una sociedad con limitados recursos energéticos fósiles y con una capacidad tecnológica muy reducida.

Entre 2009 y 2040, la demanda final de electricidad pasará de 17,91% a 28,24%. Según el informe NUMES, el incremento de la demanda de energía eléctrica será suministrado por centrales térmicas de gas natural y, en menor medida, por centrales hidroeléctricas. A diferencia del Plan Energético Nacional 2014-2025, que estima un porcentaje de energía renovable igual al 18%, en el total de la energía primaria, en el 2025, el informe NUMES estima que, en 2040, la aportación de la energía renovable de origen hidráulico y de las energías renovables no convencionales apenas superarán el 27% del total de la oferta bruta interna de energía primaria en Perú.

I.2 PBI y demanda de energía

La demanda de energía está estrechamente relacionada con la evolución del PBI, y, por tanto, con el crecimiento económico del país. Por ejemplo, entre 2000 y 2013, el PBI de Perú presentó una tasa promedio anual de crecimiento del 5,8%, mientras que la tasa promedio anual de crecimiento de la demanda de energía fue de 3,7 %. En los últimos años, las predicciones de la demanda de energía se han realizado en base a un proceso de expansión del modelo de crecimiento económico peruano, basado en la explotación de recursos primarios y con un prácticamente nulo valor industrial añadido y que, al parecer, ha llegado a su fin de ciclo. El Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), informó que el crecimiento económico en términos de PBI, en el tercer trimestre de 2015 fue del 2,9% con respecto al mismo periodo del año anterior [5]. Al tercer trimestre de 2015, la variación acumulada del PBI se incrementó en 2,6%, y en los últimos cuatro trimestres acumuló un reducido incremento de apenas un 2,3%. El PBI desestacionalizado en el tercer trimestre del 2015 se incrementó en sólo un 0,8% en relación al trimestre inmediatamente anterior. En la figura 1.4, se observa la desaceleración del crecimiento de la economía peruana en los últimos 3 años.



Figura 1.4: Evolución del Producto Bruto Interno, (PBI) y de la demanda interna entre 2008-2015 [5].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

Los planes energéticos nacionales elaborados en periodos de bonanza económica y desbordado optimismo en el futuro revelan una situación de grave riesgo en la toma de decisiones de política energética a largo plazo. Es evidente que la desaceleración del PBI peruano afectará al crecimiento de la demanda de energía y obligará a replantear los planes energéticos en un entorno de reducido crecimiento económico. Asimismo, la recesión de los países industrializados – USA, Unión Europea, Japón, Rusia – así como la desaceleración económica que experimenta China, afectará la recuperación económica de Perú. Así, en octubre del presente año, el Fondo Monetario Internacional redujo a 2,4% la predicción de crecimiento para Perú en el 2015. Diversas predicciones del crecimiento económico, realizadas por organismos económicos, indican valores de 2,7% y 3,0% en 2015 y 2016, respectivamente, muy por debajo del crecimiento promedio anual del 5,9%, experimentado en 2013 y 2014.

Por otro lado, es necesario plantear los lineamientos generales de una propuesta alternativa, renovable y sostenible de la matriz energética a las presentadas en los estudios más relevantes de prospectiva energética de los últimos años – Plan Energético Nacional 2014-2025 e Informe NUMES. Ambas propuestas desarrollan matrices energéticas basadas en el uso de recursos fósiles y desestiman el inmenso potencial renovable – hidráulico y no convencional – del país. Una propuesta sostenible se deberá basar en la masiva integración de energías renovables e implementación de planes de ahorro y eficiencia energética, así como en una gestión inteligente del consumo energético y en una cultura de sencillez y sobriedad energética por parte de los usuarios.

I.3 Proyección de la demanda de hidrocarburos líquidos

El Plan Energético Nacional 2014-2025 y el informe NUMES presentan proyecciones similares de demanda de hidrocarburos líquidos en sus respectivos horizontes de análisis miles de barriles diarios, MBD. En la figura 1.5, se observa las proyecciones de demanda de hidrocarburos líquidos para los dos estudios de prospectiva energética anteriormente descritos. Según el MINEM, en 2025, el consumo de combustible líquido oscilará entre los 280 y 340 MBD, para los dos escenarios de crecimiento del PBI propuestos, respectivamente. Por otro lado, el informe NUMES prevé que, en 2040, el consumo de hidrocarburos líquidos superará los 300 MBD, en el escenario pesimista, y los 500 MBD, en el escenario optimista. En ambas propuestas de prospectiva energética a largo plazo no se evalúa un escenario de drástica reducción del consumo de combustibles líquidos. Una propuesta alternativa sostenible deberá evaluar y proponer un escenario de electrificación del transporte de personas y mercancías.

La dependencia del petróleo en el sector transporte es eslabón más débil de la economía peruana. Según el informe “Balance Nacional de Energía 2014”, el 85% del consumo de derivados de petróleo en Perú se destina al transporte terrestre, aéreo y marítimo, de personas y mercancías, figura 1.6 [2]. No existe sustituto del petróleo en el transporte en un horizonte de corto plazo. Por tanto, es imprescindible plantear los lineamientos generales de una estrategia a largo plazo de despetrolización del transporte en Perú, en contraposición a una visión actual equivalente a un suicidio energético a largo plazo y que pone en peligro la estabilidad social y económica de las futuras generaciones.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

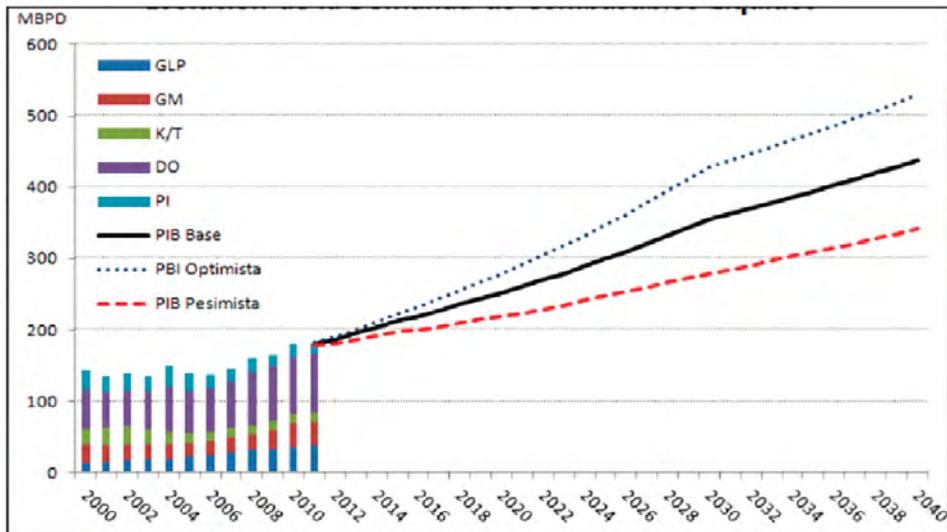
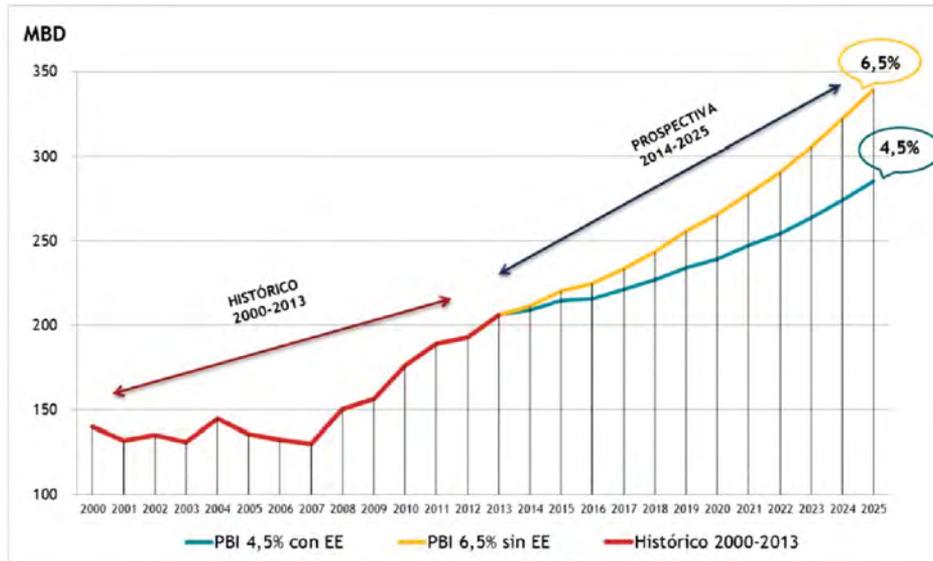


Figura 1.5: Evolución del Producto Bruto Interno entre 2000-2025 y de la demanda interna entre 2000-2040 [1, 4].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

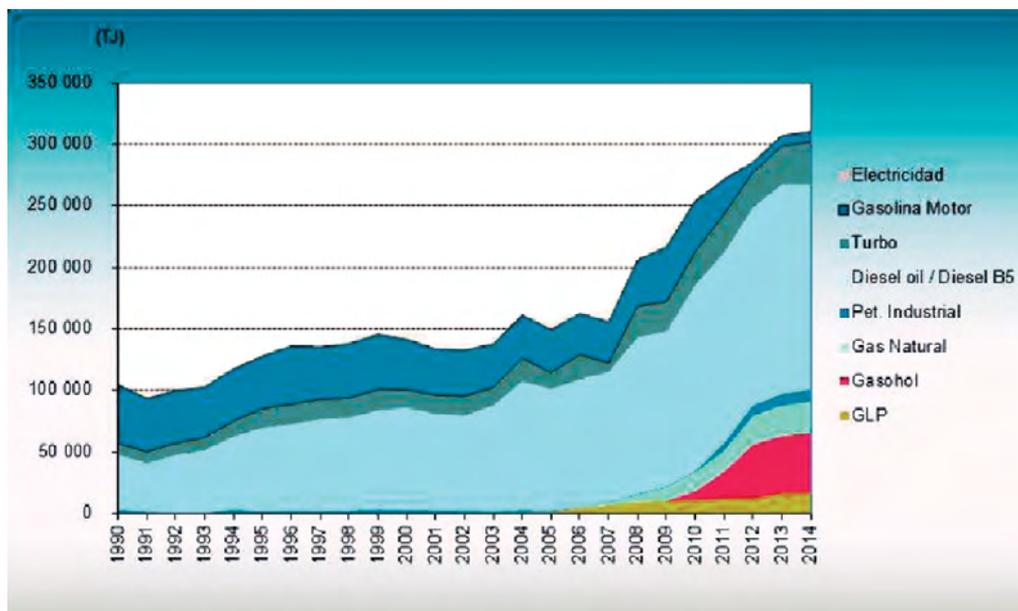


Figura 1.6: Evolución del consumo de hidrocarburos y biocombustibles en el sector transporte entre 1990-2014 [2].

En cuanto a la producción nacional de petróleo, PerúPetro en su portal web publica mensualmente la producción promedio de petróleo crudo. A finales de diciembre de 2015, el promedio diario de producción en Perú fue de 58 MBD, figura 1.7 [6]. Nunca en la historia del país se produjo una reducción anual tan significativa de la producción, más de 11 mil barriles diarios. Un sencillo análisis de la evolución de la producción nacional, en los últimos años, permite deducir que nunca podrá satisfacer la creciente demanda de derivados de petróleo. Por tanto, resulta inexorable e imperativo abordar un proceso de transformación del modelo actual de transporte de personas y mercancías. La dependencia de Perú de los precios internacionales del petróleo es tan grave, que, en 2009, con altos precios del barril de petróleo, el crecimiento económico del país, expresado en términos de PBI, ni siquiera alcanzó el 1%.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

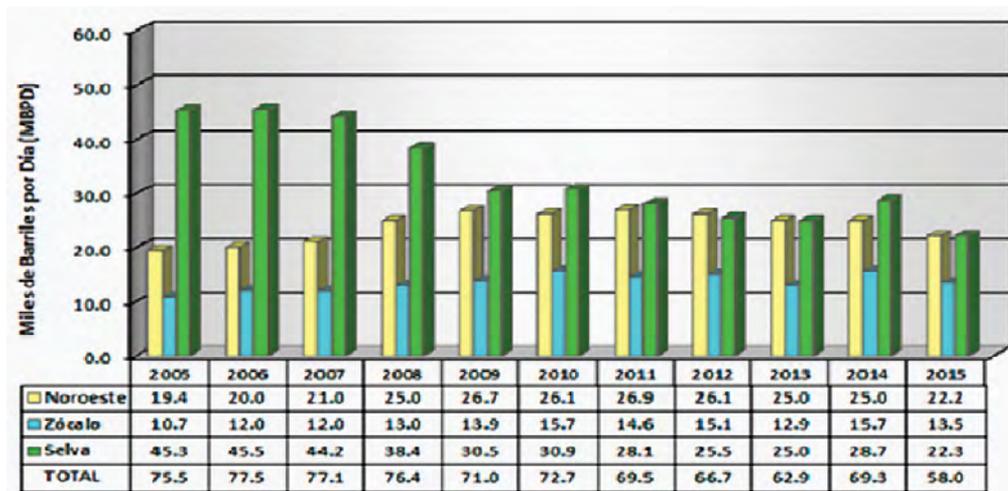


Figura 1.7: Promedio anual de la producción diaria de crudo entre el año 2005-2015 [6].

Las previsiones de evolución de la producción nacional de crudo no son muy halagüeñas. Así, tanto en las previsiones realizadas en el Informe NUMES como en el Plan Energético Nacional 2014-2025, presentan un paulatino crecimiento de la producción nacional hasta los 120-160 MBD, en 2040 y 2025, respectivamente, figura 1.8, que no coincide con la producción real, figura 1.7. En cualquier caso, la producción nacional no alcanzará a cubrir, por más exploraciones que se realicen en la selva y por más fallidas licitaciones de lotes off-shore, el acelerado crecimiento de la demanda de derivados de petróleo prevista para los próximos años que, según las previsiones mostradas en la figura 1.5, superará los 250 MBD en 2018-2019. El fundamentalismo petrolero nacional no entiende que el pico del petróleo en Perú ocurrió en los años 80 y que el yacimiento más productivo, descubierto en los años de la dictadura militar, apenas superó los 100 MBD. Esperanzados en encontrar nuevos yacimientos se destruye de forma irresponsable un recurso natural tan valioso y frágil como la biodiversidad de la selva peruana.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

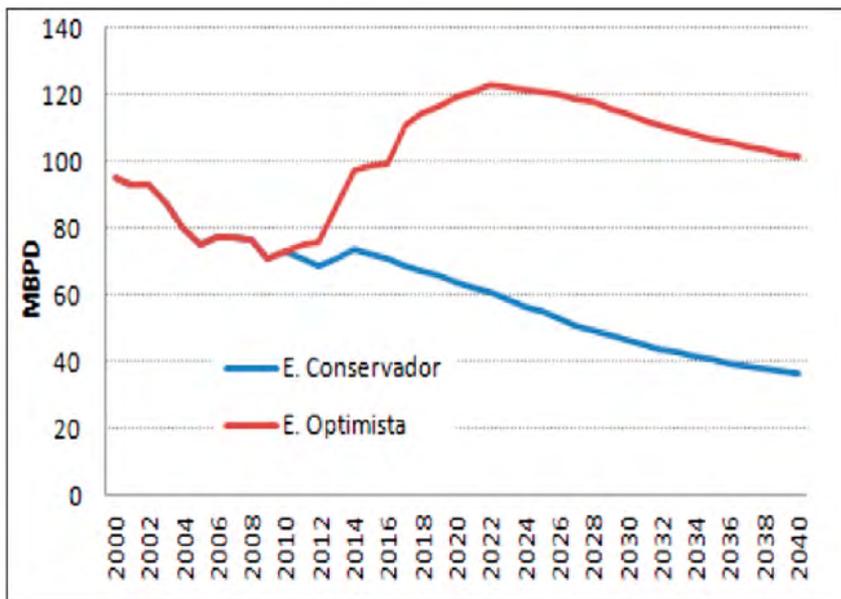
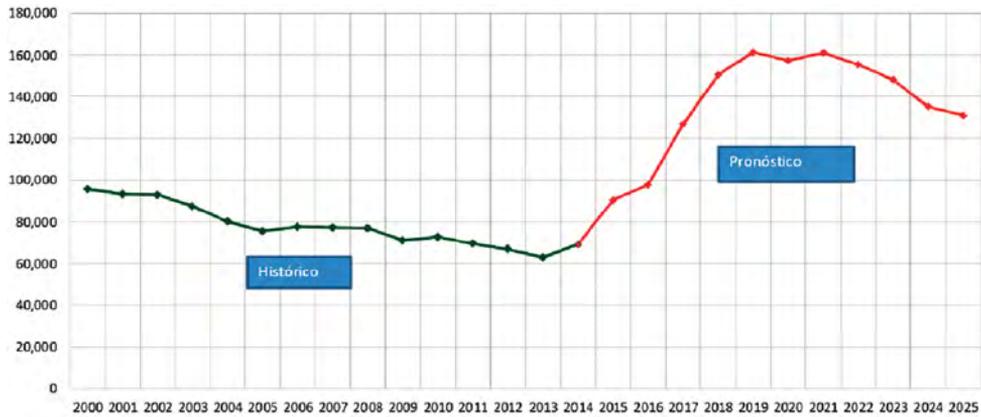


Figura 1.8: Evolución prevista de la producción nacional de petróleo según el MINEM y el Informe NUMES en MBD [1, 4].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

Perú no es un país productor de petróleo. La máxima producción se alcanzó en los 80 y apenas se superaron los 200 MBD. A pesar de las predicciones y previsiones del Ministerio de Energía y Minas y de PerúPetro y de sus respetables deseos de transformar a Perú en un país exportador de petróleo, año tras año, se comprueba que se incrementa la dependencia externa de crudo asociada a la brecha existente entre producción y demanda nacional. En un futuro cercano, la situación puede ser realmente angustiosa y condicionar seriamente las actividades económicas del país a una excesiva dependencia de la volatilidad del precio de los derivados del petróleo. Mientras la producción nacional de crudo se reduce inexorablemente, la demanda nacional de derivados de petróleo se incrementa a un ritmo realmente preocupante.

La situación no es novedosa. La producción nacional de crudo convencional en Perú se reduce gradualmente desde 1980. 32 años de reducción continua de la producción de petróleo en Perú no convence a los organismos nacionales de política energética a iniciar un proceso serio y planificado de transición hacia un modelo energético desacoplado del petróleo. Las predicciones del MINEM y PerúPetro, en relación con la producción de crudo nacional, están excesivamente alejadas de la realidad. Así, según el MINEM se preveía una producción diaria de 100 MBD en 2010, figura 1.9, pero las estadísticas indican que en ese año no se superó los 74 MBD, figura 1.7. Asimismo, PerúPetro esperaba una producción diaria de 120 MBD en 2011 y casi 180 MBD en 2016, figura 1.10. Ya se indicó anteriormente, que, en 2015, la producción nacional promedio no superó los 58 MBD. Lamentablemente, la cruda realidad hace añicos todas predicciones del MINEM y PerúPetro y devuelve a las autoridades estatales a una sombría realidad, la incesante reducción de producción nacional y el incremento de las importaciones de crudo y derivados. La triste realidad del petróleo en Perú exige un cambio radical de la estrategia nacional petrolera.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

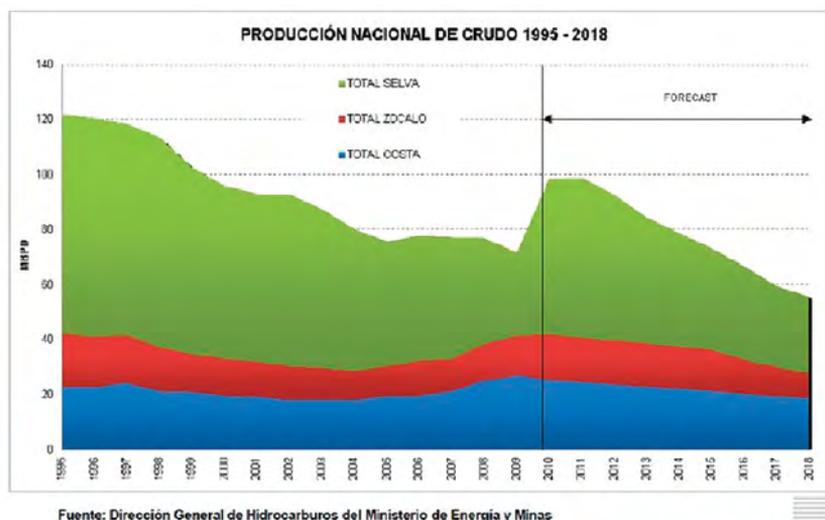


Figura 1.9: Evolución esperada de la producción nacional de petróleo en Perú hasta 2018, MINEM.

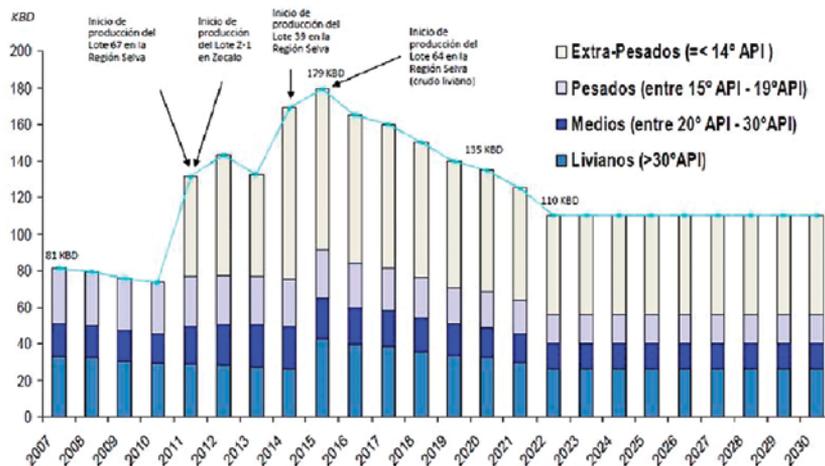


Figura 1.10: Evolución esperada de la producción nacional de petróleo en Perú hasta 2030, PerúPetro.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

La única solución viable para reducir la dependencia del petróleo en el sector transporte es iniciar un proceso acelerado de electrificación del transporte de mercancías y de personas, conjuntamente con una política de desmotivación del uso del transporte privado (aumento de impuestos por importaciones, incremento del precio de aparcamiento en las calles, cierre de acceso a centros históricos, playas de estacionamiento disuasivos en las afueras de la ciudad, aumento de los impuestos por emisiones y por ocupar espacio de las calles). La creación de un sistema de movilidad sostenible que priorice al peatón, al ciclista y al transporte eléctrico masivo es la única solución seria y sostenible para la elevada dependencia del petróleo en el transporte en Perú.

La producción de crudo convencional en Perú se reduce, inexorable e irreversiblemente año tras año, mientras la demanda se incrementa incesante por un modelo energético insostenible. En un horizonte futuro de elevada volatilidad de precios, debido a las tensiones geopolíticas en las principales zonas de producción y al declive de la producción de los denominados súper yacimientos, Perú debe elaborar con carácter de emergencia un plan de desacoplamiento del consumo del petróleo en el sector transporte. En el mundo, los modelos energéticos de diferentes países industrializados experimentan un singular proceso de transformación y Perú no debe ser ajeno a ese proceso internacional, puesto que está en juego la sostenibilidad económica del país y de sus futuras generaciones.

I.4 Proyección de la demanda de gas natural

El Plan Energético Nacional 2014-2025 establece que la evolución de la demanda del gas natural, en dependencia cada escenario evaluado, estará asociado fundamentalmente a la construcción de nuevas unidades de generación termoeléctrica, al desarrollo industrial nacional y al uso vehicular del gas natural. Asimismo, se espera que la masificación de gas natural se hará realidad con la construcción de una red nacional de gasoductos y de redes de distribución en las principales ciudades del país. Así, se prevé que el consumo de gas natural en 2025 alcance unos 1900 millones de pies cúbicos día, MMPCD, en el escenario base conservador, o unos 2400 MMPCD, en el escenario alternativo optimista, figura 1.11 [1].

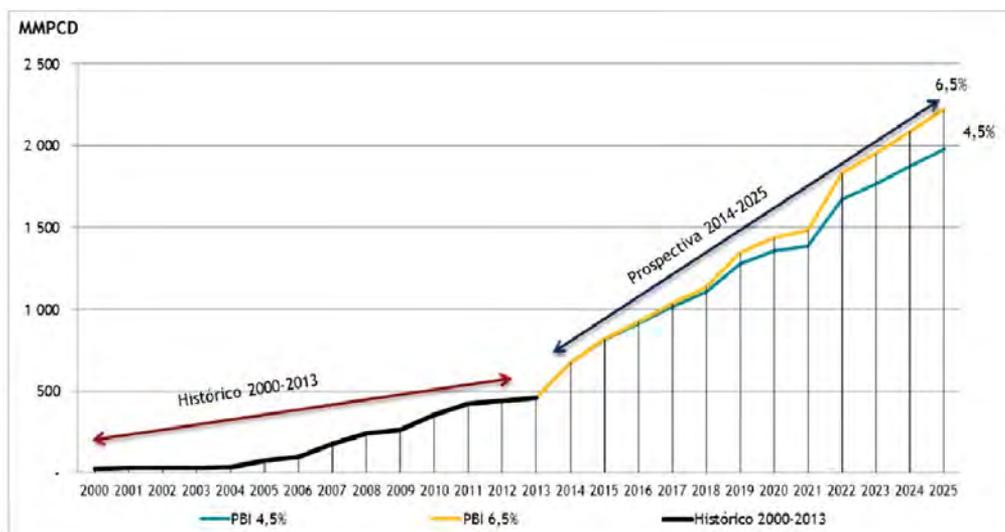


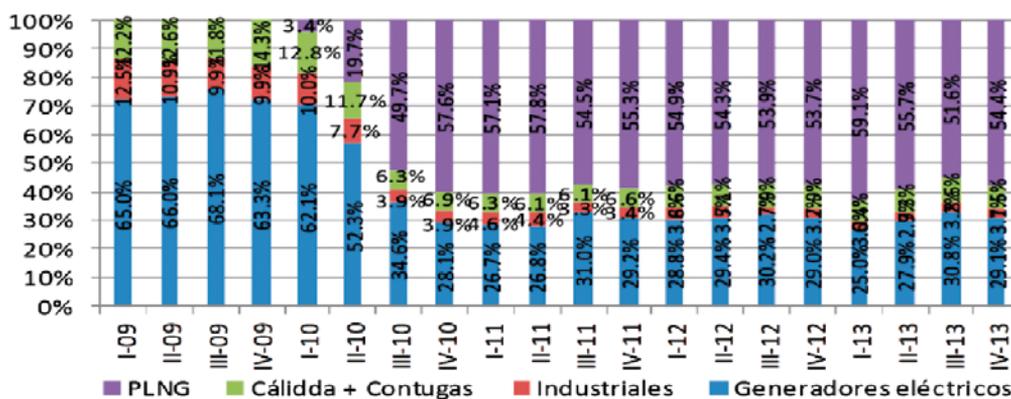
Figura 1.11: Evolución esperada de la demanda de gas natural hasta 2025 [1].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

En Perú, se ha posicionado la inconsistente idea que la explotación comercial del gas de Camisea era económicamente viable sólo si se procedía a un masificado empleo del gas natural en la producción de energía eléctrica en centrales térmicas y en el sector del transporte. Una absurda visión cortoplacista que encadena a Perú a una nueva droga fósil, no renovable y con fecha de agotamiento. En un futuro no muy lejano, se deberá abordar, en condiciones geopolíticas internacionales muy complejas, el proceso de desmetanización de Perú.

En los últimos años, se ha creado una gravísima dependencia del gas natural en el sector transporte – 250 mil vehículos convertidos a gas – y en el sector eléctrico – la mitad de la producción eléctrica anual –, afectando seriamente la sostenibilidad y vulnerabilidad energética del país en los próximos años. A finales de 2013, el sector de generación eléctrica térmica ya consumía el 27% de la producción total de gas natural.

Una muy significativa parte de la producción nacional de gas natural se exporta como gas licuado mientras muchas industrias nacionales carecen del gas necesario para generar riqueza en el país. Riqueza entendida como creación de bienes y productos con valor añadido. No parece lógico que el gas natural, en un país donde debería ser un componente primordial del proceso de transformación del modelo energético, sea exportado a terceros países a precios irrisorios. El rubro de exportación ya alcanza 57% de la producción total de gas natural de Perú, según el “Informe Sectorial – Hidrocarburos: Perú” de la empresa clasificadora de riesgo, Apoyo & Asociados, figura 1.12, [7].



Fuente: Pluspetrol Perú Corporation

Figura 1.12: Evolución de la estructura de consumo de gas natural entre 2009 y 2013 [7].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

Finalmente, un aproximado de 3,1% del gas natural producido en Perú se emplea en el sector industrial, mientras que 7,4% es distribuido a clientes regulados (consumidores domésticos y comerciales). La exportación del gas natural y su empleo en sistemas de conversión con bajo rendimiento induce a pensar que no se ha dedicado el tiempo suficiente a planificar y discutir en qué se debería haber empleado un recurso tan escaso. En las altas esferas del poder, se decidió engancharnos a un recurso escaso, contaminante y sin continuidad en el tiempo. La nueva adicción energética peruana se llama gas natural de Camisea, una adicción que tarde o temprano deberá ser abordada.

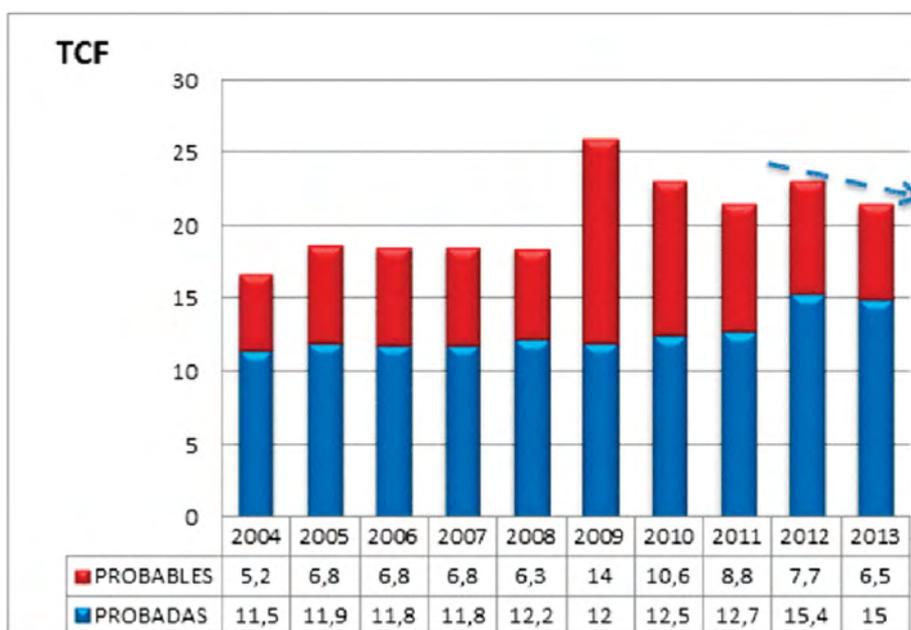


Figura 1.13: Evolución de las reservas probadas y probables de gas natural en Perú entre 2004 y 2013 [1].

En el Plan Energético Nacional 2014-2025, desarrollado por el MINEM, se observa que las reservas probadas y probables de gas natural se ha reducido desde 2009, figura 1.13 [1]. Una circunstancia que debería plantear, cuanto menos, una seria reflexión sobre el aumento del riesgo de incapacidad de garantizar el suministro del gas natural tanto a

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

los consumidores y usuarios locales como a las empresas del sector eléctrico y taxistas. Una solución a esa problemática implicaría aplicar conceptos soberanos de uso de un recurso estratégico como la renegociación de los contratos de exportación. Por otro lado, es realmente extraño y sospechoso, que en un entorno de desaceleración económica global y reducido crecimiento local se propongan escenarios de crecimiento de 4,5 y 6,5%, absolutamente disociados de la realidad económica.

El MINEM indica, que, al ritmo de consumo de 2013, las reservas probadas se agotarían en los próximos 35 años. El riesgo de agotamiento del gas natural exige plantear una estrategia de sustitución acelerada de las centrales de ciclo combinado por sistemas renovables convencionales y no convencionales de generación eléctrica, así como la implementación de mecanismos que eviten la exportación de gas natural. Los objetivos fundamentales de una estrategia de desmetanización es satisfacer la demanda eléctrica, hasta la finalización del proceso de sustitución, por sistemas renovables de generación eléctrica, y la creación de una industria petroquímica que genere valor añadido a un recurso tan noble como el gas natural, en lugar de quemarlo en turbinas.

Se vislumbra con carácter de urgencia la necesidad elaborar un plan energético de sustitución del gas natural en un horizonte de tiempo muy corto, de 10 a 20 años. De lo contrario, se expone al país a una futura dependencia del gas procedente del exterior a precios desorbitados. En la próxima década, si no se certifican nuevas reservas de gas, Perú deberá importar gas natural para satisfacer sus necesidades energéticas, especialmente, para garantizar la producción eléctrica en las centrales de ciclo combinado. Perú ya ha sufrido la terrible experiencia en convertirse de exportador de petróleo a importador de derivados de petróleo. Hoy, se exporta el gas natural de Camisea sin tener una estrategia energética a largo plazo, que permita abordar una previsible situación de agotamiento y escasez de este recurso a escala local. La falta de gas local obligará a importar gas en un entorno internacional de agotamiento global de recursos fósiles, enmarcado en una situación geopolítica de elevada tensión en las principales zonas internacionales de producción de petróleo y gas natural.

I.5 Proyección de la demanda de electricidad

El Plan Energético Nacional 2014-2025 establece que la evolución de la demanda del gas natural, en dependencia cada escenario evaluado, estará asociado fundamentalmente a la construcción de nuevas unidades de generación termoeléctrica, al desarrollo industrial nacional y al uso vehicular del gas natural. Asimismo, se espera que la masificación de gas natural se hará realidad con la construcción de una red nacional de gasoductos y de redes de distribución en las principales ciudades del país. Así, se prevé que el consumo de gas natural en 2025 alcance unos 1900 millones de pies cúbicos día, MMPCD, en el escenario base conservador, o unos 2400 MMPCD, en el escenario alternativo optimista, figura 1.11 [1].

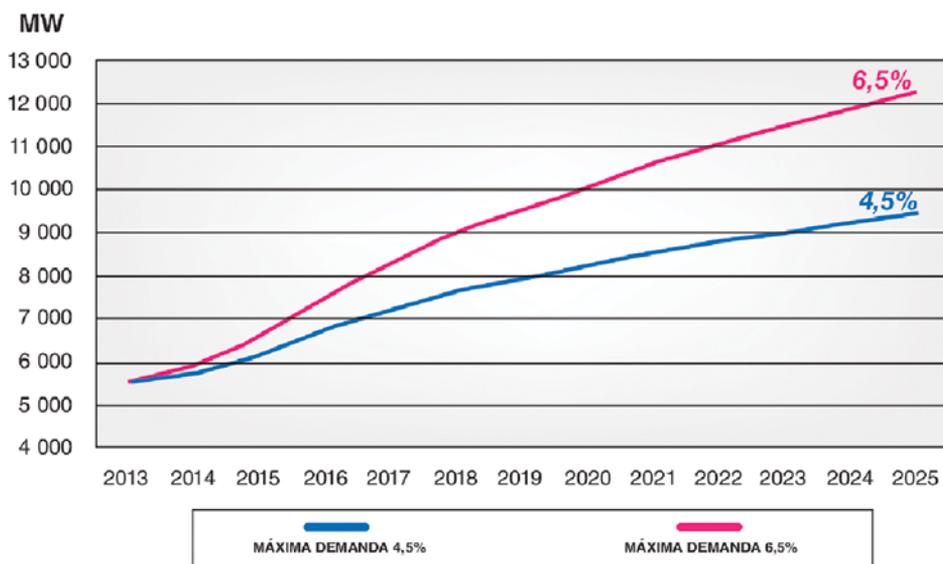


Figura 1.14: de la demanda de potencia eléctrica entre 2013 y 2025 [1].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

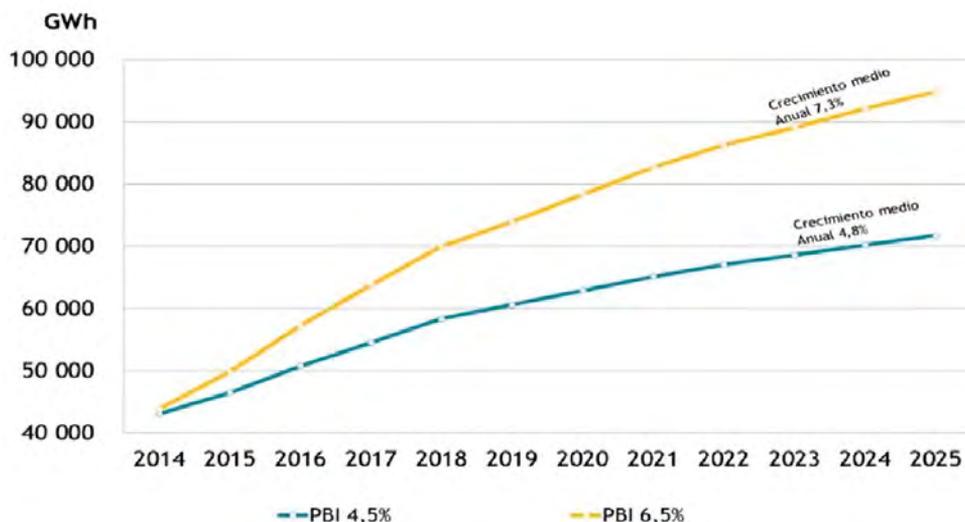


Figura 1.14: de la demanda de potencia eléctrica entre 2013 y 2025 [1].

El incomprensible optimismo en relación con unos escenarios de elevado crecimiento de la demanda eléctrica, excesivamente alejados de la realidad, ha derivado en un exceso de reserva de potencia, que afectará seriamente el comportamiento del sector eléctrico en las próximas décadas.

El Informe NUMES, al igual que el Plan Energético Nacional 2014-2025, proporciona una predicción de la demanda eléctrica, basado en un excesivo optimismo de crecimiento infinito. La proyección de la demanda se realizó disgregando los dos grandes tipos de carga existentes en el mercado eléctrico: el segmento de mercado regulado, denominado “cargas vegetativas”, que corresponden mayormente al consumo eléctrico de 6,5 millones de familias, representando el 55% del consumo total; y el segmento de mercado libre correspondiente a los grandes consumidores, conformado principalmente por 260 consumidores industriales y mineros. En la figura 1.16, se presentan los resultados de las proyecciones de demanda de potencia y energía para cada uno de los escenarios de futuro, formulados en el informe NUMES [4].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA



Figura 1.16: Evolución de la proyección de la demanda de energía eléctrica entre 2011 y 2040 [4].

De la figura 1.6, se observa que en el escenario base, correspondiente a un crecimiento económico promedio anual de 4,4% entre 2011 y 2040, la potencia eléctrica instalada superará 19000 MW con un consumo anual de energía superior a 140 mil GWh. Asimismo, la demanda para los escenarios optimista y conservador, con un crecimiento económico esperado promedio anual de 3,3 y 5,2%, respectivamente, será superior a 14000 MW y 25000 MW, correspondiente a un consumo de energía superior a 106 mil GWh y 185 mil GWh, respectivamente.

Para satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica esperada en el horizonte temporal entre 2014 y 2025, el Plan Nacional Energético considera un grupo de centrales hidráulicas y térmicas en construcción hacia 2017-2018, así como nuevas centrales hidráulicas y térmicas en el periodo 2019-2025. Así, para cada escenario se considera se cumplan las siguientes previsiones y predicciones:

- En el escenario de crecimiento conservador, 4,5% promedio anual [1]

- Centrales hidroeléctricas en proceso de construcción entre 2014 y 2018, con un total de 1971 MW de potencia instalada. Entre 2019 y 2021 se debería planificar la construcción de 1536 MW en nuevos proyectos hidroeléctricos. Adicionalmente, en 2021 se deberían licitar 1200 MW en nuevos proyectos hidráulicos. En total, en 2025 se deberían incorporar 4707 MW de potencia hidráulica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

- Centrales térmicas en proceso de construcción entre 2014 y 2017, con un total de 1740 MW de potencia instalada. Adicionalmente, se deberían considerar los 200 MW de la central térmica de Quillabamba, en proceso de licitación. Para 2019-2025 se necesitaría una capacidad térmica adicional de 900 MW. En total, en 2025 se debería incorporar 2840 MW de potencia termoeléctrica.

En total, para satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica en el escenario conservador se deberían instalar un total de 7547 MW de potencia hidroeléctrica y termoeléctrica. En 2025, la potencia instalada total superaría los 13000 MW.

- En el escenario de crecimiento optimista, 6,5% promedio anual [1]

- A las centrales hidroeléctricas en proceso de construcción entre 2014 y 2018, con un total de 1971 MW de potencia instalada, se debería añadir 404 MW en nuevas centrales hidroeléctricas. Entre 2019 y 2022 se debería planificar la construcción de 2000 MW en nuevos proyectos hidroeléctricos. Adicionalmente, en 2022 se deberían licitar 1200 MW en nuevos proyectos hidroeléctricos. En 2025 se debería incorporar 4575 MW de potencia hidráulica al SEIN.

- A las centrales térmicas en proceso construcción entre 2014 y 2017, con un total de 1940 MW de potencia instalada, se debería añadir una capacidad adicional de 254 MW, superior a la inicialmente anunciada para el nodo energético del sur. Para 2018-2021 y 2023-2025 se necesitaría una capacidad térmica adicional de 1500 MW y 1900 MW, respectivamente. En total, en 2025 se debería incorporar 5594 MW de potencia termoeléctrica.

En total, para satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica en el escenario optimista se debería instalar un total de 10169 MW de potencia hidroeléctrica y termoeléctrica. En 2025, la potencia instalada total en el SEIN podría alcanzar los 16000 MW.

En relación con la producción de energía eléctrica proyectada para el periodo 2014-2025, las proyecciones del MINEM en el Plan Energético Nacional se presentan para los dos escenarios evaluados, descritos en apartados anteriores. Así, para el escenario de crecimiento conservador, la participación de las centrales hidroeléctricas alcanzaría 56%, mientras que la generación térmica y la generación eléctrica procedente de energías renovables no convencionales conformarían 40% y 4% del total, respectivamente, figura 1.17. En un escenario de crecimiento de 6,5%, la generación hidráulica suministrará 47% y, la generación térmica y las tecnologías renovables no convencionales aportarán 50% y 3%, respectivamente, figura 1.18.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

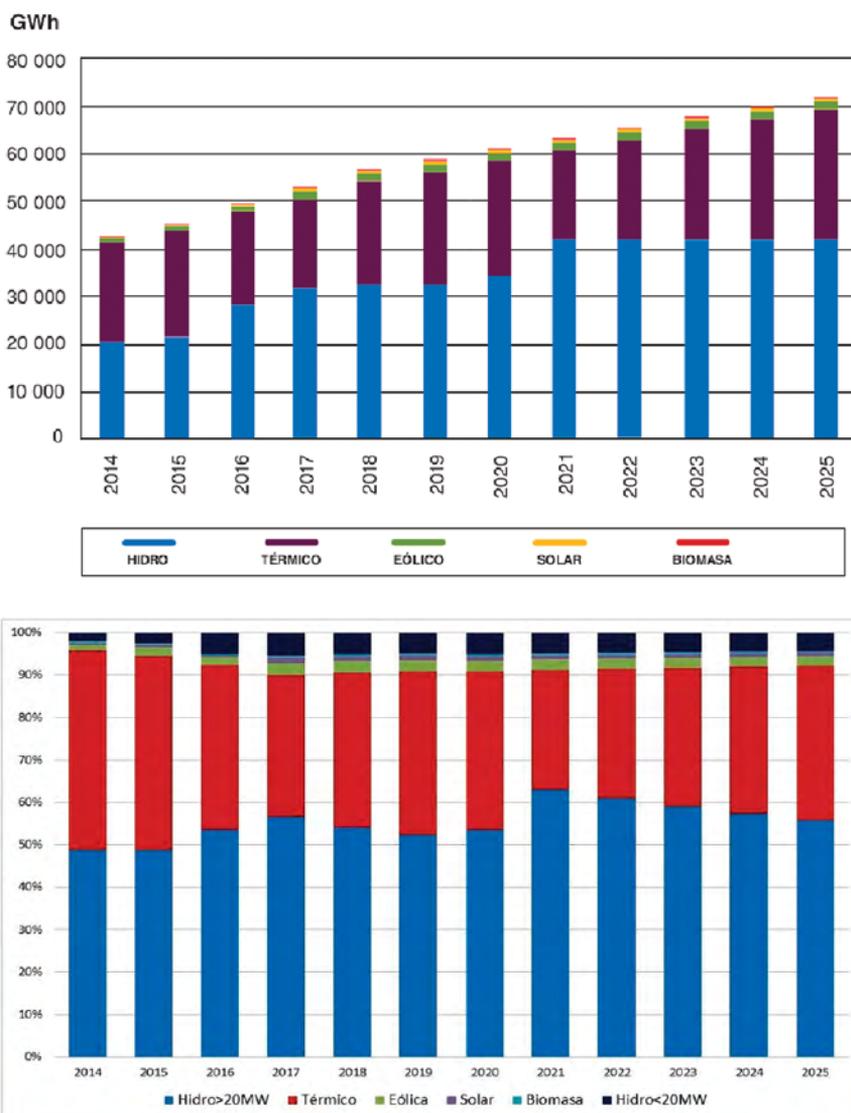


Figura I.17: Evolución de la proyección de la demanda de energía eléctrica entre 2011 y 2025, escenario conservador [1].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

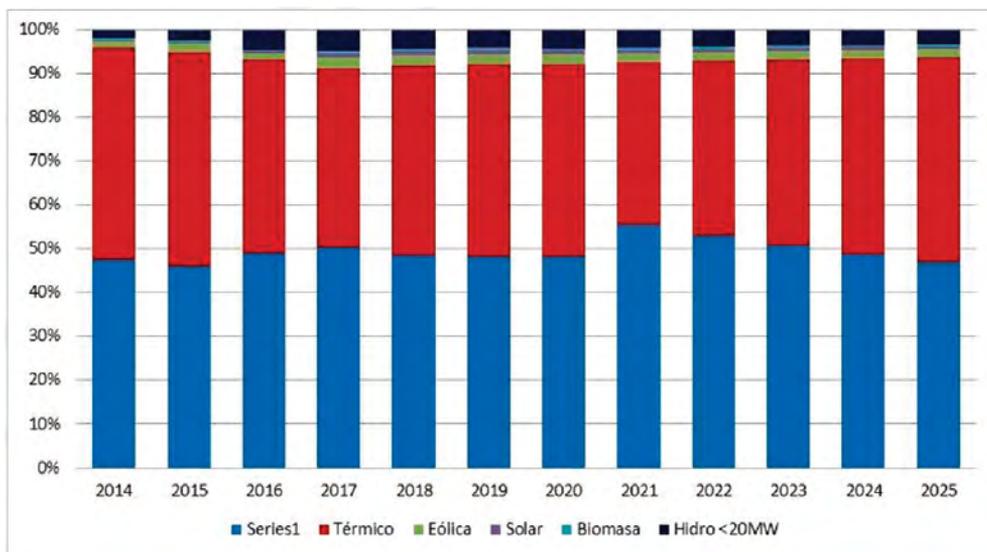
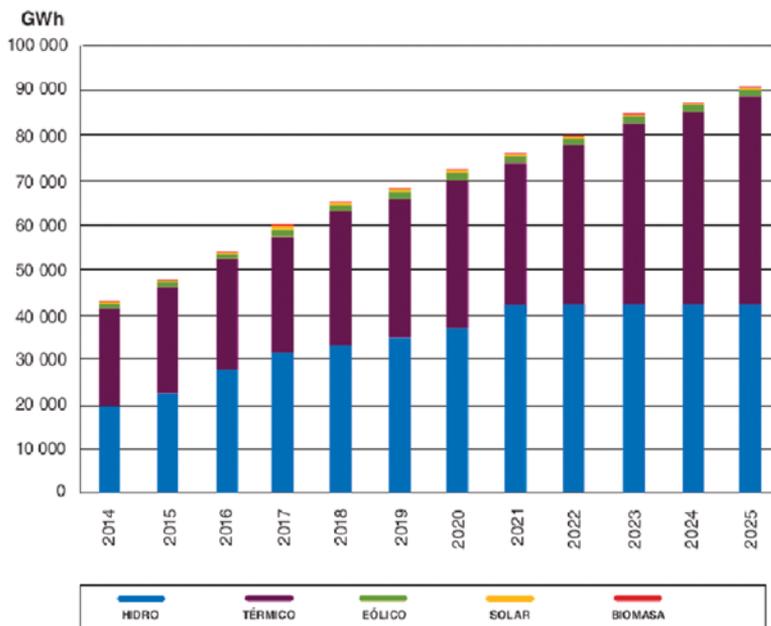


Figura 1.18: Evolución de la proyección de la demanda de energía eléctrica entre 2011 y 2025, escenario optimista [1].

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

A finales de 2015, en diferentes eventos, varios representantes de diversos organismos estatales y privados del sector eléctrico peruano desvelaron la situación de exceso de reserva existente en el SEIN [8, 9, 10]. Los representantes de organismos públicos y privados coinciden en el principal argumento del nuevo discurso coyuntural: el deseo de posicionar la idea de que disponer de un exceso de generación eléctrica es una verdadera bendición para el país. Además, pretenden justificar el nuevo discurso argumentando que los próximos gobiernos no deberán afrontar racionamientos de electricidad o falta de oferta de energía eléctrica. Oportunamente, olvidan asumir la responsabilidad de una inadecuada planificación del sector eléctrico, basada en un desbordado optimismo. Una lectura diferente de la situación actual del sector eléctrico, generada por un excesivo optimismo en el modelo económico de crecimiento infinito, invita a recelar de la idea de que disponer de un exceso de energía eléctrica es casi una bendición divina.

El MINEM [8] presentó la evolución de las reservas de potencia instalada entre 2013 y 2031, figura 1.19. Según el MINEM, la reserva de potencia alcanzará un pico de 64% en 2017. En un muy improbable escenario de crecimiento optimista de la demanda en el periodo analizado, la reserva de potencia tendría valores positivos hasta en 2027, sin incremento de la potencia instalada, y alcanzaría valores negativos en 2031. Es importante indicar, que el escenario de crecimiento de la demanda eléctrica propuesto en la figura 1.19 no coincide con la tendencia actual de desaceleración del crecimiento económico nacional, por tanto, la evolución de la reserva de potencia presentada por el MINEM es de dudosa y enrevesada justificación [8]. Se observa, además, que entre 2019 y 2031, la potencia térmica e hidroeléctrica instalada se mantendrá durante varios años estancada sobre los 13000 MW – concretamente 12 años sin ninguna nueva instalación de generación eléctrica –, debido al exceso de reserva existente. Una difícil situación, creada, que no es de interés para una sociedad de crecimiento constante y que, inexorablemente, derivará en una reducción de las inversiones en el sector de generación eléctrica. Curiosamente, la visión del MINEM presenta un futuro sin inversiones en el sector de generación eléctrica y no se espera una autocrítica de la gestión realizada en los últimos años.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

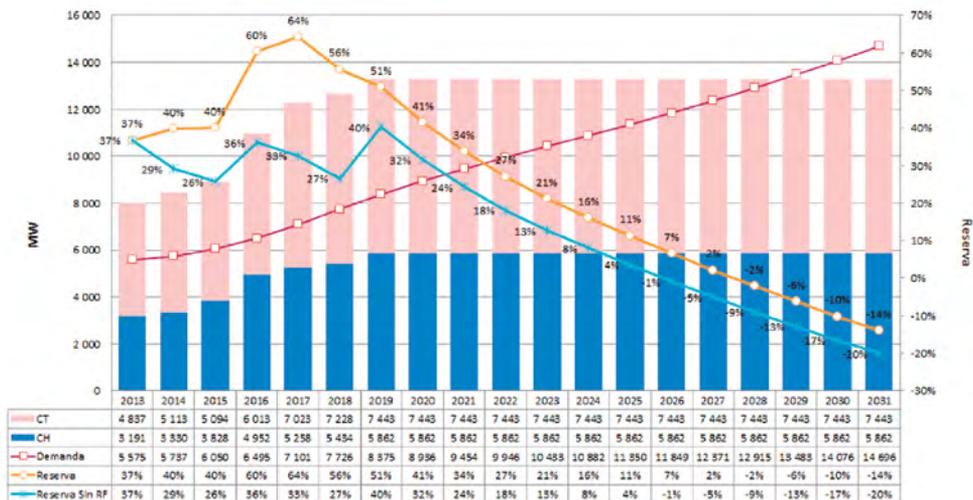


Figura 1.19: Evolución de la reserva de potencia en el sistema eléctrico peruano entre 2013 y 2031 [8].

Es curioso comprobar que el MINEM no ha realizado un análisis crítico de la situación actual. Al parecer, por imperativo técnico y económico, Perú debe tener un injustificado gran exceso de reserva eléctrica. Sería conveniente evaluar las experiencias internacionales y cuantificar los niveles de reserva de potencia existentes en otros países de la región y del mundo, y verificar si la existencia de una reserva superior al 50% es realmente adecuada o simplemente es resultado de una irresponsable planificación, excesivamente optimista, pero con consecuencias realmente trágicas. Tampoco se ha planteado y evaluado la posibilidad de disponer de herramientas y mecanismos de gestión de la demanda, que permitan abordar el problema de la reserva desde la demanda y no exclusivamente desde un injustificado incremento de la generación. Por otro lado, es necesario acelerar el proceso de integración con países vecinos que, gracias a regímenes complementarios hidrológicos, permitiría disponer de una reserva de potencia instantánea y reducir la inversión en la denominada reserva fría de potencia. Es una verdadera aberración del mercado eléctrico nacional pagar la construcción y operación de una instalación de generación eléctrica, basada en diésel cuya función es existir por si en algún momento es necesaria su generación.

En tanto, OSINERGMIN [9] asoció la existencia de un exceso de reserva en función del uso de la reserva fría existente. En la figura 1.20, se observa la reducción de la reserva de potencia fría actualmente existente en función de su entrada en operación.

Lamentablemente, el horizonte temporal de análisis es muy reducido, no obstante, se verifica que el uso de la reserva fría durante un único día del mes de septiembre no justifica un exceso de reserva de potencia superior al 50% [9].

Una línea de transmisión de 500 kW puede transmitir más de 1000 MW de potencia, algo que curiosamente no se ha considerado en OSINERGMIN. En este sentido, se debería valorar la posibilidad de una conexión de 500 kW con Ecuador, que permitiría disponer de una reserva de potencia instantánea equivalente a 1000 MW, evitando inversiones en sistemas de generación para reserva fría y aprovechando la complementariedad de los ciclos hidrológicos existente entre ambos países. Además, a reserva fría en el sur de Perú inicialmente será a diésel, algo inexplicable, puesto que la volatilidad del precio del petróleo se deberá trasladar a los usuarios, aunque posteriormente, se espera que la reserva fría se pueda convertir a gas, cuando el ducto de gas desde el yacimiento de Camisea llegue al sur de Perú.

Por otro lado, no ha cuantificado el ahorro en potencia eléctrica que se podría obtener con la implementación de planes de ahorro y eficiencia energética. El exceso de reserva de potencia existente limita las posibilidades de implementación de ambiciosos planes de eficiencia energética y la masificación de sistemas renovables de generación eléctrica. Los errores de una estrategia a largo plazo, basada en unas predicciones optimistas de crecimiento de la demanda, no puede afectar uno de los principales objetivos de la estrategia energética nacional: transformar el modelo eléctrico actual, metanizado y con un injustificable exceso de reserva de potencia, en un sistema basado en una gestión inteligente de la demanda, en la implementación de ambiciosos planes de ahorro y eficiencia energética y en la distribución de los sistemas de generación, basado en la integración de sistemas renovables gestionables – biomasa, solar termoeléctrica y geotérmica – y no gestionables – solar fotovoltaica y eólica, con el objetivo final de reemplazar a largo plazo a las centrales térmicas de ciclo combinado a gas natural.

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

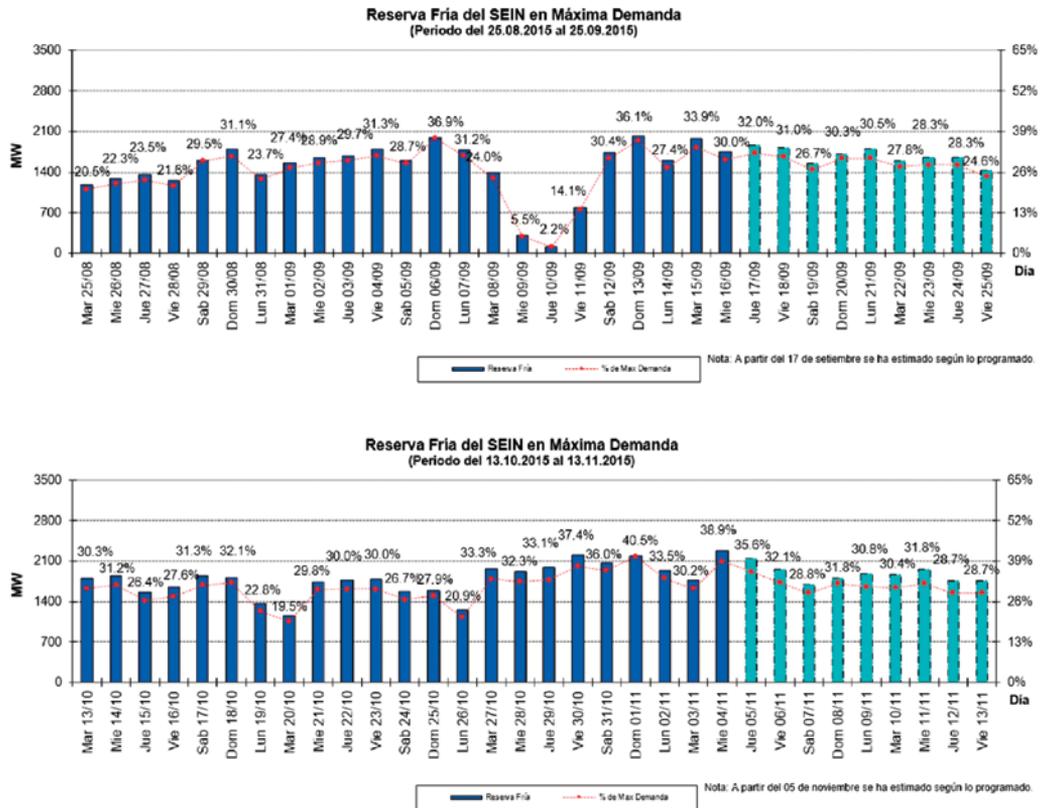


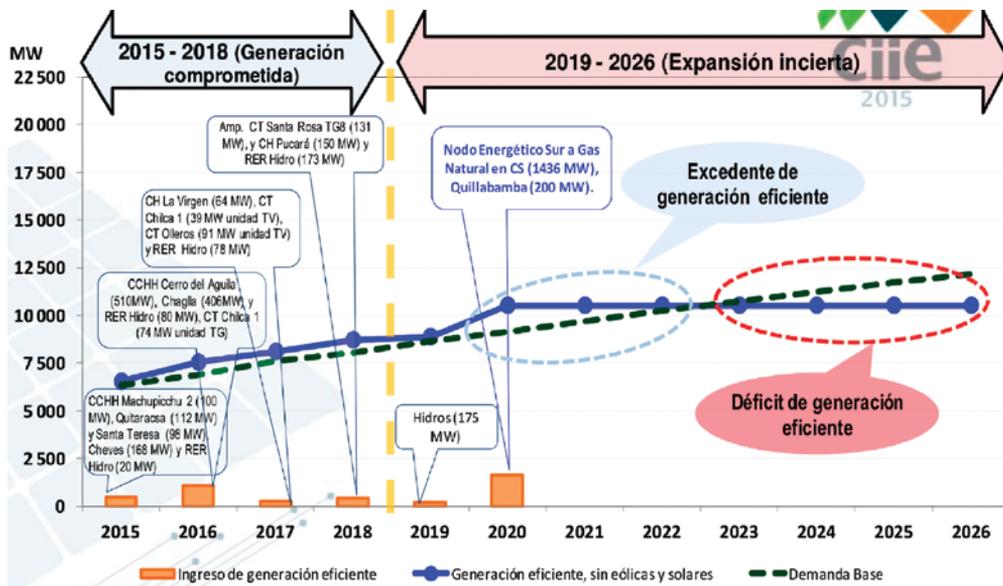
Figura 1.20: Evolución de la reserva de potencia fría en el sistema eléctrico peruano [14].

Finalmente, el COES justifica la necesidad de la reserva fría por la concentración existente de la generación termoeléctrica en la zona de Chilca. Resulta curioso confirmar que precisamente el Estado peruano ha propiciado la instalación de centrales térmicas de gas natural en la zona centro del país, generando un problema de concentración de generación eléctrica e incrementando el riesgo de interrupción del suministro, en caso de avería en el ducto de Camisea a la costa, y reduciendo la confiabilidad del sistema eléctrico. Una muestra irrefutable de la falta de seriedad en el proceso de planificación eléctrica a largo plazo y de influencia de los intereses privados en el negocio eléctrico.

Se genera un problema a escala nacional, por facilitar el negocio de las empresas eléctricas en el sector eléctrico, con la construcción de centrales de ciclo combinado a gas natural y la paralización de la construcción de centrales hidroeléctricas, e inicia un grave

I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

proceso de metanización del sistema eléctrico, que encadena al Perú a un recurso poco abundante en el país, o, en cualquier caso, con una continuidad en el tiempo cuanto menos discutible. El problema creado se pretende resolver con la construcción de centrales de reserva fría en el norte y sur de Perú, lo que afectará seriamente el comportamiento del sistema eléctrico en un escenario de exceso de reserva de potencia, puesto que muchas centrales no podrán amortizar sus inversiones o funcionar en los mínimos operativos exigidos por cada tecnología. En un supuesto mercado eléctrico ideal, en el que el equilibrio entre generación y demanda establece el precio de la energía, un exceso de generación deberá acompañarse por una reducción del precio de la energía. Algunas experiencias externas indican que ante un exceso de generación se crean un conjunto de mecanismos para trasladar el coste de incapacidad de operación de un importante número de centrales eléctricas a la tarifa de los usuarios. En este sentido, la experiencia española es bastante esclarecedora ante la aparición de desequilibrios en mercados eléctricos dominados por oligopolios eléctricos. En la figura 1.21, se observa la evolución de la reserva en un escenario base y un escenario pesimista, según el COES [10]. En un escenario pesimista sólo hacia 2026 la reserva de potencia se reduciría significativamente.



I. PROYECCIONES DE DEMANDA ENERGÉTICA

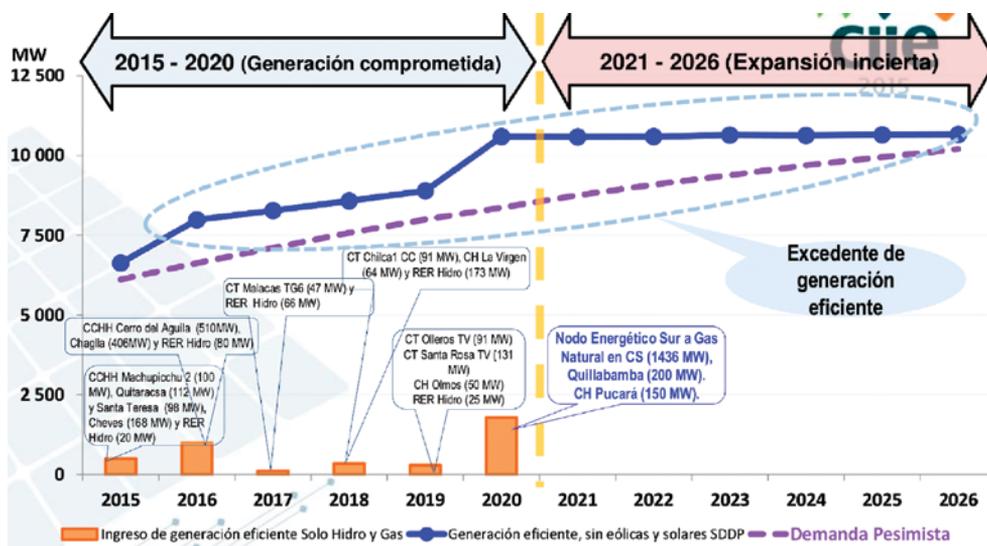


Figura 1.21: Evolución de la generación/demanda de potencia para un escenario base y un escenario pesimista [10].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

2.1 Marco normativo para el uso eficiente de la energía

Perú no es un país que destaque particularmente por la existencia de una cultura del uso racional e inteligente de la energía o por la implementación de planes de ahorro y eficiencia energética en diferentes sectores de la economía nacional. Existen dos factores que condicionan el retraso en la elaboración e implementación de planes y mecanismos de eficiencia energético en el país: el incansable discurso de las élites de poder nacionales de disponibilidad de una energía barata, desbaratando cualquier acción o estrategia de uso inteligente de la energía; y los particulares intereses de las empresas del sector eléctrico, especialmente desinteresadas en el ahorro y eficiencia energética, puesto que implicaría una reducción de ventas de electricidad y, por tanto, de sus ingresos y ganancias económicas.

A pesar de que recientemente, en 2010, se creó la Dirección General de Eficiencia Energética en el MINEM, ya en septiembre de 2000 se había aprobado la Ley 27345 de “Promoción del Uso Eficiente de la Energía” [11], que declaraba de interés nacional la promoción del uso eficiente de la energía con la finalidad de asegurar el suministro de energía, reducir el impacto ambiental, proteger al consumidor y fomentar la competitividad de la economía nacional. El marco normativo nacional de eficiencia energética se complementó con la aprobación del Reglamento de la mencionada Ley de “Promoción del Uso Eficiente de la Energía” fue recién aprobado en 2007 [12]. El Reglamento se aprobó 7 años después de haber sido promulgada la Ley 27345, una lentitud burocrática que desvela un desinterés estatal en acelerar la implementación de planes de ahorro y eficiencia energética a escala nacional. Asimismo, en octubre de 2009, se aprobó el Plan Referencial para el Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 [13], cuya implementación permitirá dar cumplimiento a los lineamientos establecidos en la Ley 27345. Además, el mencionado Plan Referencial servirá como línea de base para la elaboración del Plan de Eficiencia Energética 2012-2040 y del Plan de Eficiencia Energética de cada Región.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

La Ley 27345 establece que el Estado, a través del MINEM, es el Organismo competente encargado de dar cumplimiento a los objetivos planteados para incrementar la eficiencia energética en el uso de la energía. Entre los objetivos planteados para el uso eficiente de la energía destacan [11]:

- Promover la creación de una cultura orientada al empleo racional de los recursos energéticos para impulsar el desarrollo sostenible del país buscando un equilibrio entre la conservación del medio ambiente y el desarrollo económico;
- Promover la mayor transparencia del mercado de la energía, mediante el diagnóstico permanente de la problemática de la eficiencia energética y de la formulación y ejecución de programas, divulgando los procesos, tecnologías y sistemas informativos compatibles con el uso eficiente de la energía.
- Diseñar, auspiciar, coordinar y ejecutar programas y proyectos de cooperación internacional para el desarrollo del uso eficiente de la energía;
- La elaboración y ejecución de planes y programas de eficiencia energética;
- Promover la constitución de empresas de servicios energéticos (EMSES), así como la asistencia técnica a instituciones públicas y privadas, y la concertación con organizaciones de consumidores y entidades empresariales;
- Coordinar con los demás sectores y las entidades públicas y privadas el desarrollo de políticas de uso eficiente de la energía;
- Promover el consumo eficiente de energéticos en zonas aisladas y remotas.

Entre las actividades más importantes, relacionadas con el ahorro y eficiencia energética e institucionalizada dentro del marco normativo actualmente existente destacan [8]:

- La creación de una cultura de eficiencia energética, con ayuda de campañas de sensibilización y capacitación
- Implementación de una campaña de sustitución de lámparas incandescentes por lámparas fluorescentes compactas, conocidos como focos ahorradores LFCs.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Formulación de una Política de Eficiencia Energética, que permita identificar y cuantificar los potenciales de ahorro en el país en el sector iluminación, calderas industriales, o en el sector refrigeración, entre otros.
- La disponibilidad de un Sistema de Monitoreo y Fiscalización de Eficiencia Energética, en base a Indicadores de Consumo Energético y a una Metodología de Monitoreo desarrollada específicamente.
- Disponibilidad de los resultados de la encuesta de hábitos de consumo de energía eléctrica en el sector residencial en las siete principales ciudades del país, que representan el 65 % de la población del país.
- Desarrollo de Normas Técnicas para la Eficiencia Energética a través del INDECOPI sobre Iluminación, Calderas Industriales, Refrigeración, Sistemas Solares, y Calentadores de Agua, en cuanto a estándares mínimos y de etiquetado en eficiencia energética.
- Desarrollo de la Guía de estándares mínimos de eficiencia energética y la Guía de etiqueta de eficiencia energética, con la finalidad de permitir al consumidor determinar el producto que consume menor energía para su decisión de compra.

2.2 Objetivos del Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018

El principal objetivo del Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 es reducir el consumo energético en 15% hasta 2018 en relación con la demanda de consumo de energía base proyectada en el periodo analizado, sin afectar el normal comportamiento de los diversos sectores económicos ni el nivel de confort de los usuarios del sector residencial. En la figura 2.1, se observa la evolución del consumo de energía con y sin la implementación de programas de eficiencia energética [13].

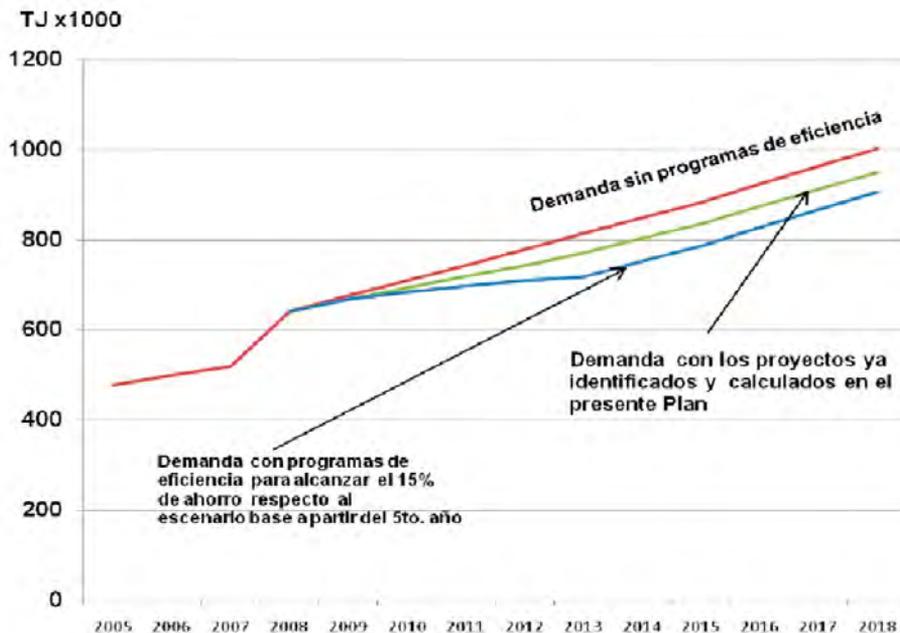


Figura 2.1: Evolución de la demanda entre 2005-2018 con y sin programas de eficiencia energética [13].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

El Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 indica que la aplicación de diversos programas de ahorro y eficiencia energética en diferentes sectores económicos permitiría obtener [13]:

- Ahorros en 10 años podrían ascender a 5291 millones de dólares, los cuales podrían obtenerse con una inversión de 673 millones de dólares.
- Una reducción de emisiones equivalente a 35 millones de toneladas, que en un elevado porcentaje corresponde al sector residencial.
- Reducciones del orden de 600 MW en la demanda eléctrica, con la implementación de programas de iluminación eficiente y sustitución de motores convencionales por eficientes.
- Ahorros en hidrocarburos del orden de 80 mil TJ en el horizonte analizado entre 2009-2018.

Las reducciones en el consumo de energía con ayuda de la implementación de acciones de ahorro y eficiencia energética se centran en los siguientes sectores económicos del país [13]:

- Sector Residencial
- Sector Productivo y Servicios
- Sector Público
- Sector Transporte

El Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009 - 2018 establece 125 acciones a desarrollar en los sectores anteriormente indicados para alcanzar el objetivo de un ahorro de 15% anual de energía. 106 acciones del total descrito se dirigen a reducir el consumo de energía y 19 son acciones se relacionan al establecimiento de la línea base, determinación de indicadores y mediciones periódicas de los resultados. En el Plan Referencial se han logrado cuantificar los ahorros de energía y la reducción de emisiones para las 10 acciones más importantes. Asimismo, se pretende proceder a la valorización del impacto en reducción de energía y emisiones de las 96 acciones restantes. En los siguientes apartados, se describen las acciones a adoptar para reducir el consumo de energía en los sectores económicos anteriormente mencionados [13].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Sector Residencial

En este sector se han identificado 34 acciones, de las cuales se han cuantificado tan sólo 4 proyectos importantes:

- Sustitución de 1 millón de cocinas tradicionales por mejoradas eficientes;
- Modernización de la iluminación de todo el sector residencial, principalmente la sustitución de todos los focos incandescentes por los ahorradores;
- Mejoramiento de los hábitos de consumo de la población;
- Sustitución de 100 mil calentadores eléctricos por solares.

Queda pendiente, entre las más importantes acciones, calcular los impactos en el ahorro de energía y de emisiones por [13]:

- El reemplazo de las juntas de sellado de las refrigeradoras;
- La sustitución de las cocinas de kerosene por las de GLP o gas natural;
- El etiquetado de artefactos electrodomésticos.

En la figura 2.2, se observa la evolución del ahorro energético que se podría obtener en el sector residencial con la implementación de las 4 acciones de eficiencia energética anteriormente descritas [13].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Sector Productivo y Servicios

En el sector productivo y servicios, las acciones de eficiencia energética se centran en la optimización del consumo de energía. En este sector, se han identificado 37 acciones, de las cuales se han cuantificado los programas de 4 importantes proyectos [13]:

- Programas de sustitución de 30000 motores eléctricos;
- De operación de 60% de las calderas del país;
- Dinamización de la utilización de la cogeneración;
- Utilización de la iluminación eficiente, que consiste en reemplazar fluorescentes T12 por T8, balastos electromagnéticos por electrónicos y focos incandescentes por focos ahorradores.

Asimismo, se propone dinamizar la utilización de tecnología de cogeneración, que permitiría introducir al sistema 196 MW. En la figura 2.3, se presentan las reducciones esperadas con la implementación de los proyectos descritos [13]:

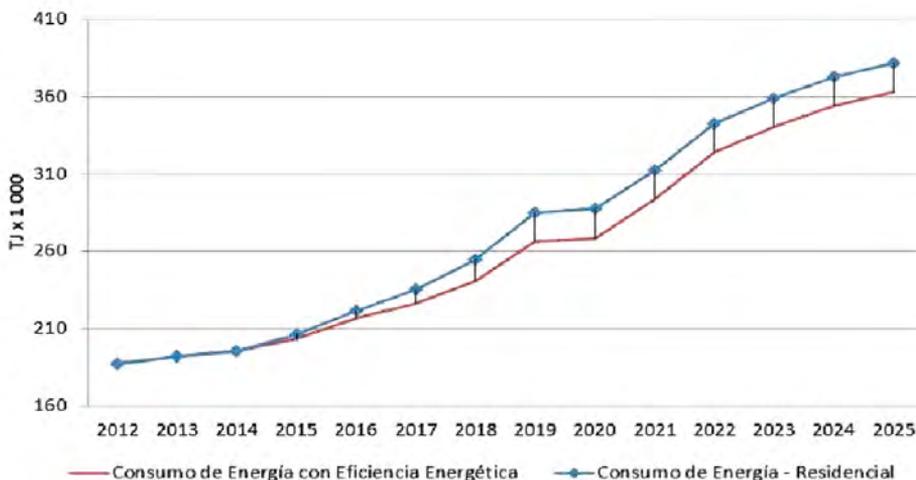


Figura 2.2: Evolución de la demanda en el sector residencial con y sin programas de eficiencia energética [13].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

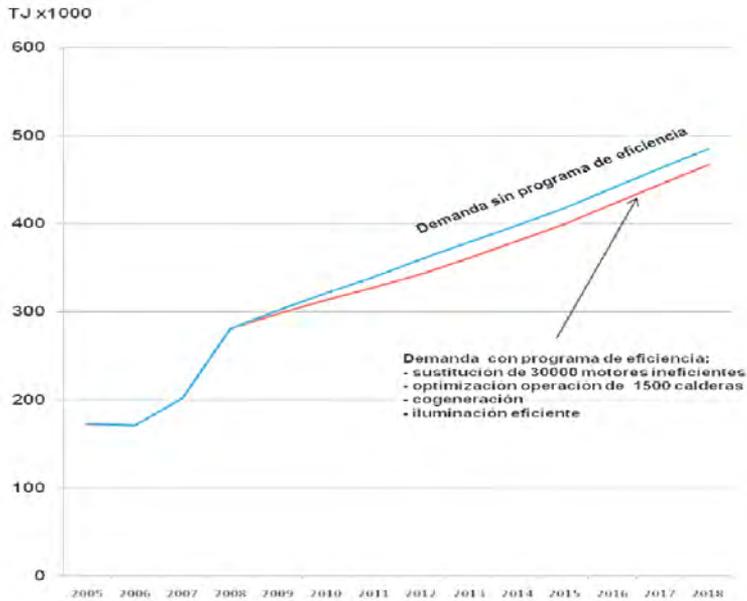


Figura 2.3: Evolución de la demanda en el sector productivo y servicios con y sin programas de eficiencia energética [13].

Sector Residencial

En el sector público, las acciones de eficiencia energética se centran en lograr la modernización energética de la infraestructura del Estado a través de la mejora de la eficiencia del consumo energético. Se han identificado 26 acciones de las cuales sólo se ha cuantificado una: la optimización de la eficiencia en la iluminación. En este sentido, la principal acción cuantificada es la modernización de la iluminación en los edificios del Estado, que se obtendrá gracias a [13]:

- La sustitución de los tradicionales fluorescentes T12 por los T8;

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

- La sustitución de los balastos electromagnéticos por los electrónicos;
- La eliminación total de los focos incandescentes.

Los ahorros esperados en el sector público son bastantes modestos en relación con otros sectores, anteriormente descritos. No obstante, la idea fundamental es demostrar ante la sociedad que el Estado puede responder a un modelo de eficiencia que promueva un efecto multiplicador en el resto de los sectores. En la tabla 2.1, se presentan los resultados esperados con la implementación de programas de eficiencia en la iluminación del sector público [13].

CONCEPTO	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1. Reducciones por programas de eficiencia										
ILUMINACIÓN										
a. Ahorro Energía Iluminación (TJx1000)	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
b. Ahorro de Energía (GWh/año)	13	27	27	27	27	27	27	27	27	27
c. Reducción demanda (MW)	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6
2. Reducción emisiones (TM CO ₂ /año)	6904	14459	14459	14459	14459	14459	14459	14459	14459	14459
3. Ahorros económicos anuales (x 10 ⁸ USA \$)	1.06	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22
4. Ingresos por certificados carbono (x10 ⁶ USA \$)	0.10	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22
5. Inversiones requeridas (x 10 ⁶ USA \$)	0.90	1.80								

Tabla 2.1: Ahorros esperados por la introducción de programas de eficiencia energética en el sector público [13].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Sector Transporte

En el sector de transporte, el objetivo propuesto es reducir el consumo de combustible por unidad de recorrido, en el transporte urbano, a través de campañas de información y otras medidas regulatorias para lograr la conducción y gestión eficiente del tráfico vehicular. Estas medidas, en otros países, han generado un ahorro de aproximadamente 10%. Se han identificado 28 acciones, de las cuales sólo en una se ha cuantificado el impacto de la conducción eficiente. Así, se ha cuantificado el ahorro proveniente de una campaña de educación de conductores y empresas, que condicionen una conducción eficiente y gestión adecuada desde el punto de vista energético. Asimismo, se ha evaluado el impacto que tendría el caso extremo de proceder a una restricción vehicular de 1 día a la semana para reducir las congestiones, causantes de una pérdida anual de 500 millones de dólares al año en costos operativos y horas-persona. En la figura 17, se observan los posibles ahorros esperados, gracias a la introducción de una conducción eficiente [13].

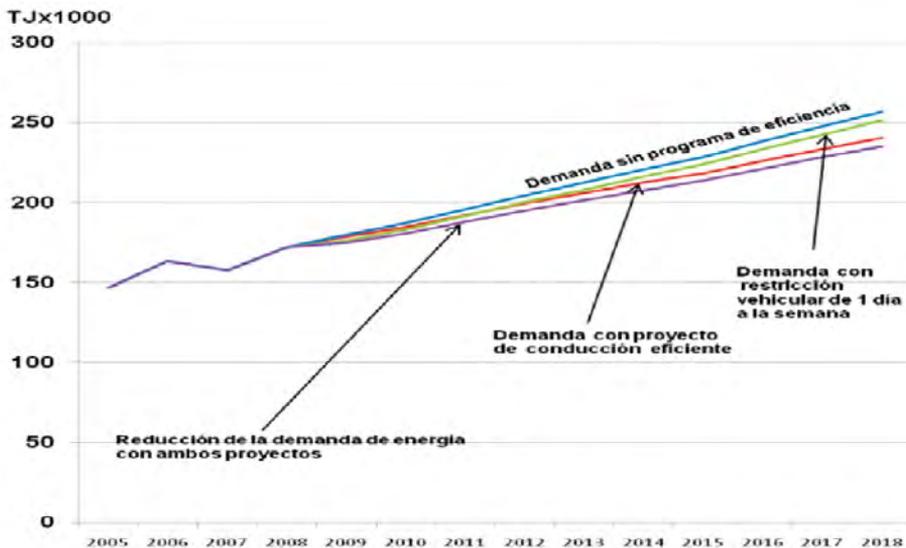


Figura 2.4: Evolución de la demanda en el sector transporte con y sin programas de eficiencia energética [13].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Tal como se indicó anteriormente, se estima que el ahorro esperado en un horizonte de 10 años por las 10 acciones cuantificadas, en los 4 sectores descritos, podría ascender a 372 mil TJ, equivalente a US\$ 5 mil 291 millones. Los resultados indicados requieren una inversión de US\$ 673 millones. Asimismo, se podría evitar emisiones equivalentes a 35 millones de toneladas de CO₂. En la tabla 2.2, se presentan de forma resumida los ahorros en demanda de energía y en la reducción de emisiones a obtener por la implementación de las 10 acciones cuantificadas [14].

Sectores	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Sector residencial	2,76	4,84	8,57	13,96	18,92	18,92	18,92	18,92	18,92	18,92	143,63
Sector productivo y servicios	3,77	7,67	11,56	16,46	17,95	17,95	17,95	17,95	17,95	17,95	147,14
Sector público	0,05	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,91
Sector transporte	1,15	2,39	3,76	5,23	6,80	8,48	10,24	12,20	14,27	16,43	80,95
Total (TJx1000)	7,73	15,00	23,99	35,74	43,76	45,44	47,20	49,16	51,23	53,39	372,64
Reducción emisiones (Miles t CO ₂ /año)	779	1 499	2 362	3 468	4 262	4 381	4 506	4 645	4 791	4 945	35 638

Tabla 2.2: Ahorros en la demanda de energía y en la reducción de emisiones a obtener por la introducción de 10 programas de eficiencia energética [14].

Resulta sorprendente que tan sólo se haya evaluado el impacto de 10 acciones de las 125 acciones identificadas para su desarrollo e implementación. Esta circunstancia revela que los resultados a obtener están muy por debajo de los máximos alcanzables. En un entorno de agotamiento de recursos fósiles y complejidad geopolítica internacional en relación con los principales recursos energéticos es imprescindible acelerar la implementación de las acciones de eficiencia energética. En este sentido, es necesario elaborar un Plan Nacional de Eficiencia Energética para un horizonte de tiempo no inferior a 20 años, que permita obtener una reducción significativa del consumo de combustibles fósiles – derivados de petróleo, gas y carbón – y de energía eléctrica. El actual Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía no responde a la necesidad de reducción drástica del consumo de recursos fósiles y energía eléctrica que desacople el país de la dependencia de petróleo y evite la construcción de grandes instalaciones energéticas, que pueden afectar irreversiblemente la biodiversidad de las zonas más vulnerables del territorio peruano.

2.3 Objetivos de Eficiencia Energética en el Plan Energético Nacional 2014-2025

A finales de 2014, el MINEM, publicó el Plan Energético Nacional 2014-2025, en el que se plantean nuevos horizontes para el cumplimiento de los objetivos inicialmente planteados en el Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018. En el Plan Energético Nacional 2014-2025, la reducción de demanda energía se relaciona con los escenarios de crecimiento propuestos en el Plan Energético Nacional 2014-2025. Así, en el escenario optimista, con la implementación de programas de eficiencia energética, se lograría reducir la demanda en 12,5% para un crecimiento del PBI de 6,5%. En el escenario de crecimiento conservador, la implementación de programas de eficiencia permitiría una reducción de 14,8% para un crecimiento del PBI de 4,5%, figura 2.5 [1].

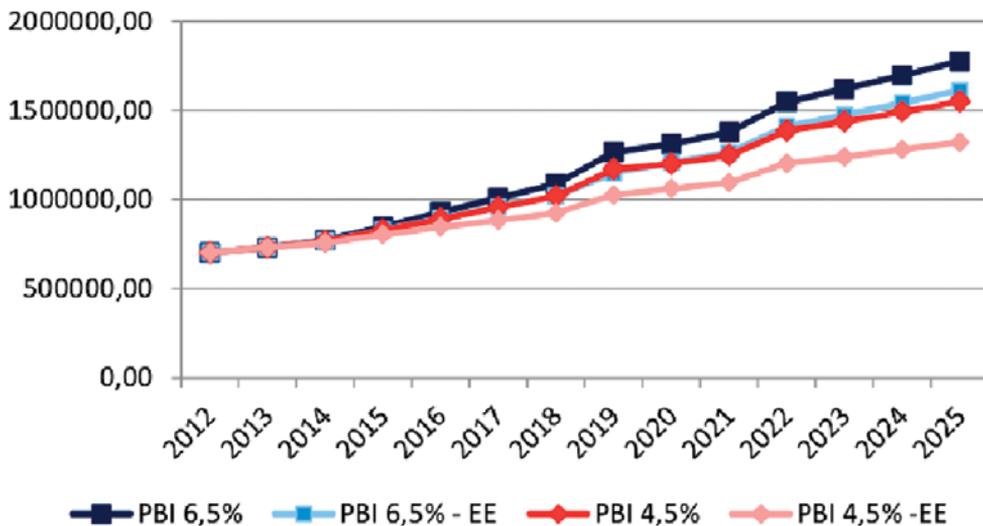


Figura 2.4: Evolución de la demanda en el sector transporte con y sin programas de eficiencia energética [13].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

En los siguientes apartados, se detallan las acciones necesarias dentro de los programas establecidos para los sectores definidos en el Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía [1]:

Sector Transporte

Según el MINEM, en 2013, el consumo final del sector residencial y comercial ascendió a 190 mil TJ, correspondiente a 26% del total nacional. En el sector residencial y comercial, el 20,8 % del consumo total de energía corresponde a la energía eléctrica y el 58,8 % a la biomasa. Con el objetivo de reducir el consumo en mencionados rubros se plantean las siguientes acciones de eficiencia energética:

- Sustitución de iluminación convencional por tecnología eficiente. El programa de iluminación contempla realizar las siguientes sustituciones en este sector [1]:
 - 2,5 millones de lámparas incandescentes por ahorradoras;
 - 1,5 millones de lámparas Incandescentes por lámparas LEDs;
 - 3 millones de fluorescentes T12 por T8;
 - 0,25 millones de lámparas dicroicos de 50 W por dicroicos de 11W.
- Sustitución de calentadores de agua eléctricos por sistemas de calentadores de agua solares. Se prevé sacar del mercado 1 millón de termas eléctricas las cuales serían sustituidas por termas solares en un periodo de 4 años, reduciéndose el consumo de energía eléctrica por una fuente limpia.
- Sustitución de cocinas tradicionales por cocinas mejoradas. Se prevé realizar la sustitución de medio millón de cocinas mejoradas a leña en un periodo de 5 años, lo que reducirá el consumo de leña a la mitad en aquellos hogares donde se efectúan la sustitución.

En la figura 2.6, se presenta la evolución de la demanda energía debido a la introducción de programas de eficiencia en el sector residencial y comercial hasta 2025, según el nuevo horizonte de tiempo establecido por el Plan Energético Nacional 2014-2025 [1].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

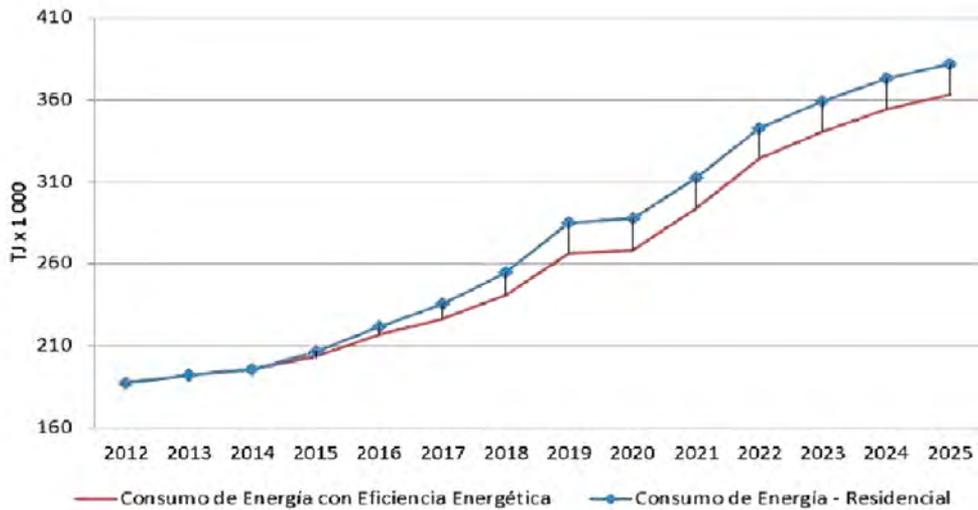


Figura 2.6: Evolución de la demanda en el sector residencial con y sin programas de eficiencia energética [1].

Sector Productivo y Servicios

Al igual que con el sector residencial y comercial, las acciones de eficiencia energética están dirigidas a reducir el consumo de energía eléctrica y combustibles fósiles. En 2013, el consumo final en el sector productivo y servicios ascendió a 220 mil TJ equivalente a 30,2 % del total nacional. El 36,7% del consumo en el sector productivo y servicios corresponde a la energía eléctrica y 20,4% al consumo de combustibles líquidos. Para obtener una reducción en el consumo de electricidad y combustibles líquidos se proponen las siguientes acciones y nuevos proyectos [1]:

- Sustitución de 511 calderos convencionales y mejora de eficiencia. El programa de sustitución de calderos pretende sustituir en los sectores productivo y de servicios a las

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

fuentes energéticas como el gas natural y/o GLP:

- 203 calderos en el sector productivo que utilizan como fuente R 500.
- 308 calderos en el sector servicios que utilizan como fuente Diésel 2.

Las sustituciones propuestas deberán ser realizadas en un periodo de 4 años. La mejora de la eficiencia operativa de los calderos, en el caso de utilizar R 500, alcanzará un 88,4%, desde un 82,4% de promedio actual. En el caso de utilizar Diésel 2 se obtendrá una mejora a 87,4%, desde el 82,4% de promedio actual.

• Sustitución de 30 mil motores convencionales por motores eficientes. Se prevé realizar la sustitución de 6 mil motores cada año hasta alcanzar una sustitución total de 30 mil motores. La sustitución de motores se realizará según el siguiente detalle:

- 10 mil motores de 5 HP
- 11 mil motores de 15 HP
- 5 mil motores de 40 HP
- 3 mil motores de 75 HP
- mil motores de 150 HP

• Cogeneración. Al igual que en el Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 se pretende dar un mayor impulso a la promoción de las ventajas e incentivos dirigidos al empleo de la tecnología de cogeneración. Así, se espera alcanzar 196 MW de potencia instalada en un periodo de 9 años.

• Sustitución de iluminación convencional por tecnología eficiente. El programa de iluminación se implementará con la realización de las siguientes sustituciones:

- 2,5 millones de lámparas Incandescentes por ahorradoras;
- 1,5 millones de lámparas Incandescentes por lámparas LEDs;
- 3 millones de fluorescentes T12 por T8;
- 0.75 millones de lámparas dicróicos de 50 W por dicróicos de 11W.

En la figura 2.7, se presenta la evolución de la demanda energía por la introducción de programas de eficiencia en el sector productivo y servicios hasta 2025, según el nuevo horizonte de tiempo establecido por el Plan Energético Nacional 2014-2025 [1].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

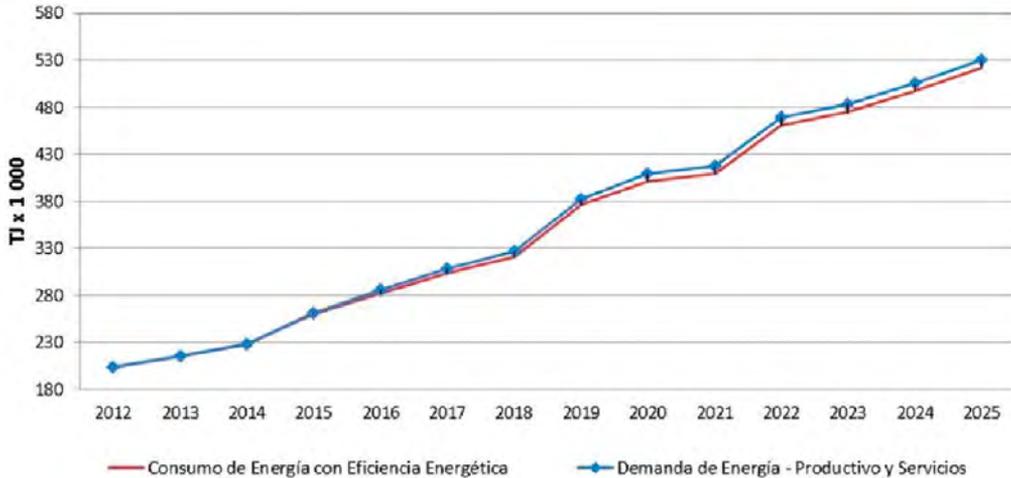


Figura 2.7: Evolución de la demanda en el sector productivo y servicios con y sin programas de eficiencia energética [1].

Sector Público

El consumo de energía en el sector público ascendió a 14 mil TJ equivalente a 2% del total nacional, en 2013. El 12,5% del total del consumo de energía en el sector público a energía eléctrica, mientras que 86,6% del total, corresponde al consumo de combustibles líquidos. A pesar de que el consumo fósil es especialmente predominante en el sector público, sólo se plantea realizar la sustitución de iluminación convencional por iluminación de tecnología eficiente en los próximos 3 años:

- 100 000 lámparas Incandescentes por ahorradoras
- 750 000 lámparas fluorescentes

En la figura 2.8, se presenta la evolución de la demanda energía debido a la introducción de programas de eficiencia en el sector público hasta 2025 según el nuevo horizonte de tiempo establecido por el Plan Energético Nacional 2014-2025 [1].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

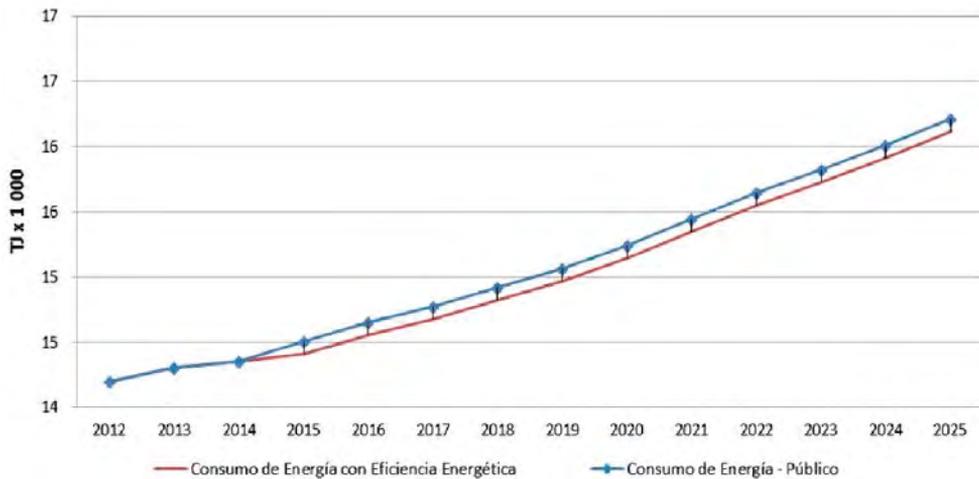


Figura 2.8: Evolución de la demanda en el sector público con y sin programas de eficiencia energética [1].

Sector Transporte

El sector del transporte es uno de los mayores consumidores de energía. Así, en 2013, el consumo final del sector transporte ascendió a 306 mil TJ, representando 41,8 % del total nacional. El 87,4% del consumo de energía en el sector transporte corresponde al consumo de combustibles líquidos. El restante 12,7% se relaciona con el consumo de GLP y GN. A pesar del elevado consumo energético en el sector transporte, las propuestas que se presentan tanto en el Plan Nacional Energético 2014-2025 como en el Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 se reducen a algunas acciones y programas muy poco convincentes. La implementación de acciones y programas de ahorro y eficiencia energética en el sector transporte debe tener como objetivo principal la despétrolización del transporte y la eliminación de cualquier dependencia de derivados del petróleo en el transporte de personas y mercancías.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

En el sector transporte se pretende realizar las siguientes acciones [1]:

- La reducción del consumo de combustible mediante la conducción eficiente, hasta alcanzar una reducción del 10% de combustible consumido.
- Se prevé evaluar la restricción vehicular por 1 día a la semana para todo vehículo particular.
- Sustitución de combustibles líquidos por gas natural y/o GLP. Un proyecto relevante es la sustitución del Diésel empleado en el transporte de carga pesada y de pasajeros por GNL nacional a través de un corredor azul que se implementaría en la costa peruana.

En la figura 2.9, se presenta la evolución de la demanda de energía gracias a la introducción de programas de eficiencia en el sector transporte hasta 2025, según el nuevo horizonte de tiempo establecido por el Plan Energético Nacional 2014-2025 [1].

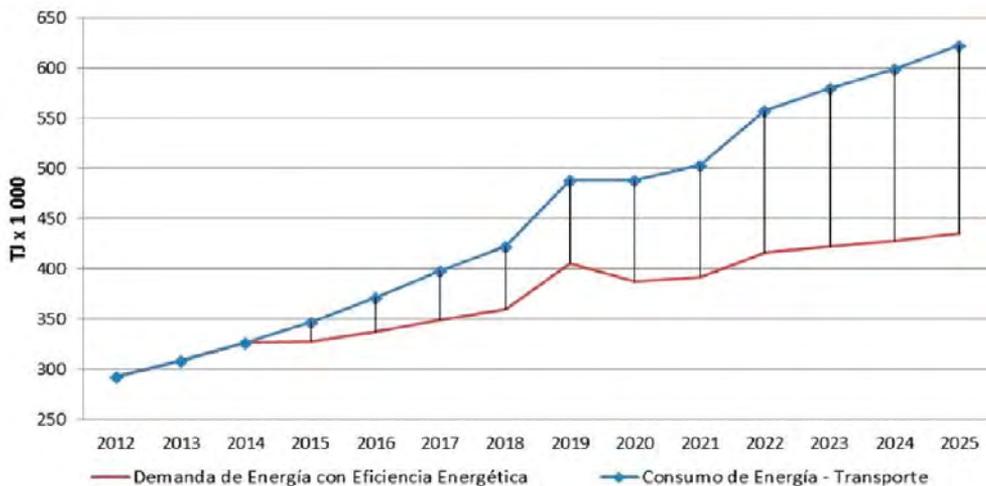


Figura 2.9: Evolución de la demanda en el sector transporte con y sin programas de eficiencia energética [1].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Adicionalmente, en el sector transporte, se pretenden implementar las siguientes acciones [1]:

- Establecer un programa intensivo de Conducción Racional y Eficiente para choferes del transporte urbano e interurbano de pasajeros y carga.
- Capacitación de conductores para obtener, revalidar una licencia de vehículos livianos, Categoría A1.
- Capacitación de conductores para obtener, revalidar o recategorizar una licencia Categoría III-A, vehículos de transporte de personas.
- Capacitación de conductores para obtener, revalidar o recategorizar una licencia Categoría III-B, vehículos de transporte de mercancías mayor que 12 toneladas.
- Ampliar el Transporte Eléctrico masivo, así como promover la introducción de autos eléctricos y/o híbridos.
- Establecer un programa de Gestión Eficiente del Combustible en las flotas de transporte de pasajeros y carga.
- Reducir la congestión vehicular en Lima Metropolitana.
- Promover el uso de corredores de transporte masivo en las principales ciudades del país.
- Aprobación de la Norma de Homologación vehicular y etiquetado.
- Mejora en el parque automotor, con vehículos más eficientes que utilicen como combustible el gas natural – GN, GNL y GNC según mercados – y electricidad.

Las acciones de eficiencia energética, descritas anteriormente, han sido adecuadamente identificadas, pero no se ha evaluado ni el impacto económico ni la reducción de emisiones contaminantes, asociadas por el reemplazo de combustibles líquidos o fósiles en el transporte público.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Según el Plan Nacional Energético 2014-2025, las acciones de eficiencia energética permitirían que en 2025 las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), generadas por el consumo final de la energía en los sectores anteriormente descritos, fluctuarían entre 81 y 92 millones de toneladas equivalentes de dióxido de carbono, valores inferiores entre 15 % y 10%, respectivamente, a lo que habría resultado sin la aplicación de medidas de eficiencia energética en los sectores residencial, servicios, industria y transporte. De otro lado, en 2025 las emisiones generadas por el proceso de transformación de la energía fluctuarían entre 41 y 51 millones de toneladas equivalentes de CO₂.

2.4 Experiencias de eficiencia energética en Perú

La primera experiencia de eficiencia energética en Perú se debió al impacto de la crisis energética de 1973, que obligó al Estado a desarrollar programas de ahorro de combustibles fósiles, especialmente en el transporte privado. Así, en 1974, se inició una campaña de ahorro de combustibles que restringía la circulación a aquellos vehículos que disponían de calcomanías de colores.

En la década de 1990 el impacto causado por largas épocas de sequía en el normal comportamiento de las centrales hidroeléctricas incentivó la implementación de múltiples campañas de ahorro energético. En octubre de 1994, el MINEM creó el Proyecto para Ahorro de Energía (PAE), con el objetivo específico de reducir la demanda en 100 MW en el Sistema Interconectado Centro Norte (SINC), y evitar desagradables racionamientos energéticos. Esta situación de falta de lluvias y volumen suficiente de agua en los reservorios coincidía con un periodo de recuperación económica en el país. En 1993, el PBI peruano creció 4,8%, se esperaba en 1994 un crecimiento de 12,8% y se previó un crecimiento de 8,6% para 1995. El crecimiento económico nacional estaba acompañado con un incremento importante en la demanda eléctrica.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

La campaña de ahorro energético para obtener una reducción del 100 MW en la demanda se sustentó en 2 pilares [14]:

- La modificación de los hábitos y usos de consumo en todos los segmentos de la población;
- La promoción e introducción de equipos eficientes en el mercado nacional.

La mejora de los hábitos de consumo, en el sector residencial, se centró en la realización de tres actividades paralelas y complementarias entre sí [14]:

- Una campaña educativa para formar nuevos hábitos de consumo en las nuevas generaciones de peruanos con ayuda de textos y material didáctico.
- Una campaña publicitaria por televisión, radio y prensa de sensibilización de la población para mantener hábitos de uso eficiente de la energía.
- y una campaña informativa demostrativa, que consistió en la fabricación de 33 módulos interactivos de ahorro de energía, distribuidas en todas las regiones.

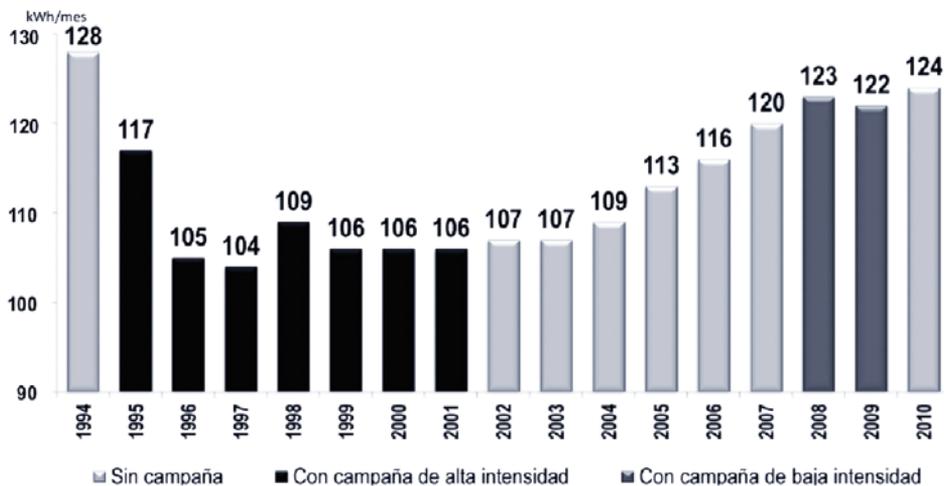


Figura 2.10: Evolución de la demanda en el sector residencial con y sin programa PAE, OSINERGMIN, [14].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

La introducción de equipos eficientes permitió la introducción de focos ahorradores. En el primer año de campaña se introdujo 500 mil unidades de focos ahorradores y de 2,6 millones en el período 1995 - 2000. Perú fue uno de los países pioneros en la promoción e introducción masivamente de tecnologías de iluminación ahorradoras en Latinoamérica. En el sector residencial, el promedio mensual de consumo de electricidad por cada usuario se redujo para el período 1995-2001, en aproximadamente 17%, figura 2.10 [14].

En este sector productivo y servicios las acciones de eficiencia energética se centraron en las siguientes actividades como [14]:

- La formación de un mercado de eficiencia energética y acciones de sensibilización de la demanda a través de cursos cortos de eficiencia energética para jefes de mantenimiento y técnicos de 1 600 empresas.
- La publicación de la revista “Eficiencia” que permitía mostrar los casos más exitosos de ahorro de energía en el sector industrial y comercial.
- La distribución gratuita de software de ahorro de energía
- La publicación de un libro de eficiencia energética, un “Manual de uso racional de energía para consultores” y CDs para la capacitación en el uso racional de energía.

En el sector público, se realizaron auditorías en Ministerios y se formaron comités de ahorro de energía. En 2001 se modernizó la iluminación de Palacio de Gobierno y el MINEM, como ejemplos demostrativos de eficiencia energética para el resto de sectores. En el sector transporte se realizaron las siguientes actividades [14]:

- Capacitación a los taxistas del Servicio de Taxi Metropolitano de la Municipalidad de Lima, proporcionando un entrenamiento específico en el ahorro de combustibles y las técnicas de conducción eficiente.
- Promoción de sustitución de la gasolina por GLP.

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

- Capacitación a los conductores de los servicios de transporte público interprovincial.

Desde 2002, el Proyecto de Ahorro de Energía (PAE), fue paulatinamente reducido hasta que el proyecto desapareció. Entre 2002 y 2010, las actividades realizadas en relación con el uso eficiente de la energía se resumen en los siguientes puntos [11]:

- Elaboración de normas de eficiencia energética por el Comité de Uso Racional de Energía y Eficiencia del INDECOPI.
- Se implementó del programa de iluminación eficiente denominado “Proyecto ELI”, que dinamizó el mercado de la iluminación eficiente.
- Realización de estudios de consolidación del marco institucional de uso eficiente de la energía.
- Campaña para la entrega de 1,6 millones de focos ahorradores a los usuarios de provincias para reducir la demanda, que significó una reducción de 55 MW en la demanda.
- Campaña de sustitución de las cocinas a base de kerosene por las de gas y la sustitución de las cocinas tradicionales por las mejoradas.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), recomienda 25 lineamientos de política de eficiencia energética que deberían ser considerados por todos los países del mundo. Los lineamientos recomendados se subdividen en 5 lineamientos intersectoriales y 20 sectoriales, referidos respectivamente a la industria, edificios, electrodomésticos y equipos, iluminación, transporte y servicios públicos de energía. Si se trasladan las recomendaciones de la AIE, a las acciones implementadas en la Ley y Reglamento del Uso Eficiente de la Energía, así como en el Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 y en el Plan Energético Nacional 2014-2025 se puede constatar que Perú ha cumplido con uno sólo de los 25 lineamientos, 7 están en proceso de implementación y sobre 17 no se ha ejecutado ninguna acción o programa.

En la figura 2.11, se observa el nivel de cumplimiento de las acciones y programas de eficiencia energética en diferentes países del mundo, elaborado por la Fundación Friedrich Ebert a partir de información proporcionada por la AIE [14]. De la figura 2.11, se deduce

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

que ningún país ha cumplido con sus propios planes y programas de eficiencia energética. Japón destaca por haber cumplido con el 57% de mencionadas recomendaciones y lineamientos de política en eficiencia energética de la AIE. Perú apenas ha implementado el 2% de los lineamientos recomendados.

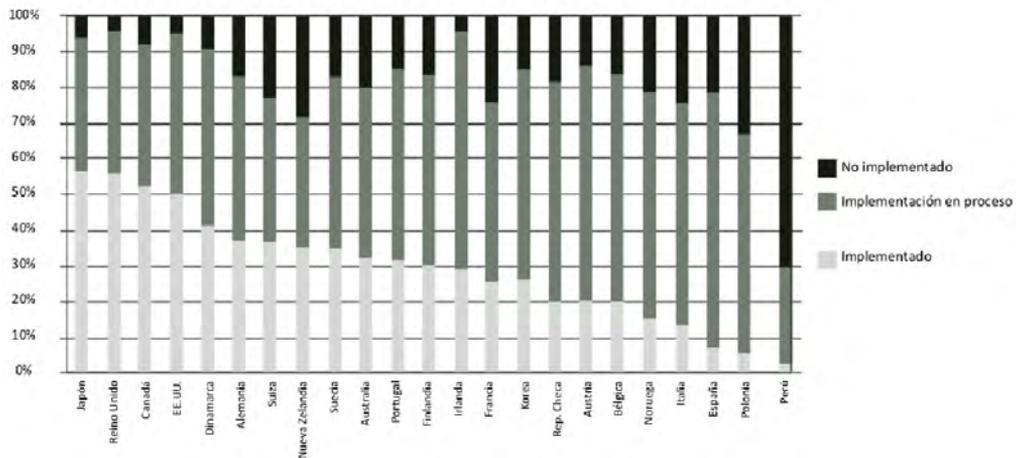


Figura 2.11: Nivel de cumplimiento de los lineamientos y políticas de eficiencia energética [14].

Finalmente, en la tabla 2.3, se resumen brevemente los resultados de las acciones de eficiencia energética, implementadas desde el MINEM, en los últimos años, según una presentación realizada por la Dirección General de Eficiencia Energética en marzo de 2015 [15]. Entre 2009 y 2010, un millón y medio de lámparas incandescentes fueron reemplazadas por lámparas fluorescentes compactas en el sector residencial gracias a las empresas de distribución del Estado. A finales de 2014, se habían reemplazado 1 millón y medio de lámparas incandescentes por tecnologías LEDs y 30000 termas eléctricas por termas solares. Asimismo, se han instalado más de 89 mil cocinas mejoradas a leña, tabla 2.3, [15].

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

Proyecto	Reducción de Emisiones (Tn CO ₂ /año)
Sustitución de 1.5 millones de Focos LEDs en reemplazo de incandescentes	52 887
Sustitución de 30 000 Termas Solares en reemplazo de termas eléctricas	52 520
Cocinas más eficientes mejoradas y a GLP u otras.(*)	1 808 819
	4 378 238 árboles salvados
(*) Considerando 597 316 mil de cocinas a GLP y 89 388 mil cocinas mejoradas a leña	

Tabla 2.3: Resultados de implementación de acciones y programas de eficiencia energética hasta 2014 [15].

Además, se pueden destacar las siguientes acciones realizadas hasta finales de 2014 [15]:

- Transformación de las centrales de ciclo simple a ciclo combinado. Actualmente, más de 43% de la generación eléctrica gracias a la tecnología Turbogas corresponde a Ciclos Combinados, que han permitido generar 3474 GWh adicionales en comparación a las centrales de ciclo simple.
 - La sustitución de diésel por gas natural ha evitado la emisión de 2,7 millones de toneladas de CO₂.
 - La formación de la cultura de eficiencia energética en todos los niveles educativos.
 - Capacitación permanente en escuelas y colegios a docentes y alumnos.
 - Realización de seminarios y talleres regionales de eficiencia energética.
 - Organización y realización de Simposio Internacional de Eficiencia Energética.
 - Implementación de un Sistema Interactivo de Eficiencia Energética.

Los resultados obtenidos hasta finales de 2014 por la Dirección General de Eficiencia Energética son realmente modestos. El Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 ha sido reemplazado por el Plan Energético Nacional 2014-2025, que alarga

2. EFICIENCIA ENERGÉTICA

el horizonte de implementación de 2018 a 2025. En 2010 se creó la nueva Dirección General de Eficiencia Energética que empezó a realizar funciones durante en el segundo semestre de 2010. Esta dirección cuenta con un presupuesto muy reducido, aproximadamente 2,8 millones de nuevos soles de presupuesto asignado para el 2011. Chile destina a la implementación de acciones de eficiencia energética presupuestos anuales de hasta 60 millones de dólares, condición impuesta por la OECD para ingresar a esa organización.

Los programas de eficiencia energética implementados en Perú hasta 2014, se ha centrado principalmente en los consumidores de energía eléctrica. Sin embargo, el principal problema de Perú es su dependencia de los recursos fósiles, por lo que se debería reorientar las acciones de eficiencia energética en reducir drásticamente el consumo de derivados de petróleo y gas natural, sin desmerecer la profundización de acciones de eficiencia energética en el sector eléctrico. Se ha creado la sensación que las acciones y proyectos de eficiencia energética sólo pueden emplearse para el uso eficiente de la energía eléctrica. En este sentido, es necesario elaborar un Plan de Eficiencia Energética que refleje la preocupación estatal por reducir el consumo de recursos fósiles e iniciar un proceso de despetrolización del país. El sistema de transporte actual debe ser rediseñado y transformado en un sistema sostenible de transporte de mercancías y personas entre ciudades y en las grandes ciudades.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

3.1 Decreto Legislativo 1002/2008

El 1 de mayo de 2008 es una fecha importante para el proceso de transformación del modelo energético de Perú. Ese día se aprobó y promulgó por la Presidencia de la República, el Decreto Legislativo 1002 que establece las bases de la promoción de la inversión en sistemas renovables de generación eléctrica [16]. La disposición complementaria tercera estableció la elaboración del Reglamento del mencionado Decreto Legislativo en un plazo máximo de 90 días. El Reglamento tiene como objetivo elaborar las normas complementarias para su correcta aplicación. El 23 de marzo de 2011, el MINEM, actualizó mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM el Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables [17]. En los siguientes párrafos se presentan algunos comentarios a los artículos y numerales más importantes del mencionado Decreto Legislativo 1002.

El Artículo 2 declara de interés nacional y necesidad pública la promoción y participación de la energía procedente de Recursos Energéticos Renovables (RER), en la matriz energética nacional. Asimismo, indica que el MINEM deberá establecer un porcentaje objetivo de participación de los sistemas RER en la matriz energética nacional. Para el primer quinquenio se estableció que el mencionado porcentaje objetivo sea igual al 5% del consumo nacional de electricidad. El porcentaje objetivo de participación de los sistemas renovables de generación eléctrica deberá ser actualizado cada 5 años. En este sentido, es necesario que inversores, empresas interesadas, universidades y centros especializados aúnen esfuerzos en la realización de investigaciones y estudios que justifiquen la modificación del numeral 2.2 del Decreto Legislativo 1002, en relación con el porcentaje objetivo, y promuevan su ampliación hasta un valor de 20% en los próximos años.

El Artículo 5 establece la prioridad de los sistemas RER en el despacho diario del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), asignándole un coste variable de producción igual a cero. Asimismo, se especifica que el precio resultante será igual al precio de colocación en el Mercado de Corto Plazo complementado por una prima fijada por el OSINERGMIN, en caso de que el precio marginal resulte inferior a

3. ENERGÍAS RENOVABLES

una tarifa determinada por el OSINERGMIN. Este Artículo establece los principales incentivos para la promoción de energías renovables: prioridad en el despacho diario y acceso a las redes de transmisión y distribución, así como la compra de la energía producida a un precio establecido en un proceso de subasta.

El Artículo 7 establece que el OSINERGMIN, deberá subastar la asignación de primas a cada proyecto con generación RER. Los proyectos que participen en las subastas deberán incluir en el monto de inversión las líneas de transmisión necesarias para la conexión de la instalación renovable al SEIN. El mecanismo de subasta es la principal herramienta de adjudicación de contratos de suministro de energía eléctrica a corto y largo plazo. En el proceso de subasta compiten varios proyectos por una cuota de energía a inyectar en el SEIN durante un periodo de 20 años. El proceso de subasta se deberá realizar al menos con una periodicidad de dos años.

El proceso de adjudicación de las tarifas consta de los siguientes pasos:

- Se ordenan los precios de oferta de energía de menor a mayor.
- Se verifica que los precios ofertados no excedan las tarifas base.
- Se verifica que la potencia ofertada en MW de las instalaciones renovables no excedan los límites de potencia de las subestaciones.
- Se verifica que la energía ofertada en MWh sea menor a la energía requerida.
- Se adjudican las tarifas a los proyectos.

El Decreto Legislativo 1002, en su Artículo 10 “Investigación sobre energías renovables”, establece que el Consejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC), en coordinación con el MINEM y los Gobiernos Regionales, deberá implementar los mecanismos y acciones correspondientes para el desarrollo de proyectos de investigación sobre energías renovables, promoviendo la participación de universidades, instituciones técnicas y organizaciones de desarrollo especializadas en la materia. Casi 8 años después de la promulgación del Decreto Legislativo 1002 no ha avanzado decididamente en la elaboración e implementación de mecanismos y acciones para la realización de proyectos de investigación en energías renovables. Entre los mecanismos y acciones para el fomento, promoción y realización de investigaciones en energía renovables se podría incluir:

- La elaboración de un Plan Nacional de Transición Energética con un horizonte definido y objetivos medibles y alcanzables. El Plan de Transición

3. ENERGÍAS RENOVABLES

Energética deberá articular a las diferentes regiones del país, evaluando los potenciales energéticos propios, técnica y económicamente viables, y sus particularidades de consumo de energía, térmica y eléctrica, así como de derivados de petróleo.

- El Plan de Transición Energética deberá basarse en un Plan de Integración de Energías Renovables, que centre sus actividades en el sector transporte y en el sector eléctrico, y en un Plan de Ahorro y Eficiencia Energética, que abarque sectores tan importantes como la construcción de viviendas, la industria y el transporte.
- Un Centro Nacional de Investigación en Energías Renovables y Eficiencia Energética, que involucre a organismos estatales, empresas privadas y universidades, dotado de la infraestructura y el presupuesto para la investigación y el desarrollo de líneas prioritarias de innovación tecnológica e integración de energías renovables en la matriz energética nacional, así como en la elaboración e implementación de Planes de Integración de Energías Renovables y Planes de Ahorro y Eficiencia Energética.

En el Artículo 11 “Elaboración del Plan Nacional de Energías Renovables” se establece la elaboración de un Plan Nacional de Energías Renovables, en el periodo máximo de un año, que estará en concordancia con los Planes Regionales de Energías Renovables. Un Plan de Energías Renovables se debe articular dentro de una Estrategia Nacional de Transición Energética hacia un modelo energético sostenible, renovable y eficiente. Han pasado más de siete años de la aprobación del Decreto Legislativo 1002 y es imposible encontrar en ningún Ministerio algún Plan Nacional de Energías Renovables y mucho menos Planes Regionales de Energías Renovables.

La promoción y financiación de los proyectos de energías renovables también es previsto en el Decreto Ley 1002/2008, concretamente en el Artículo 12 “Promoción de Investigación y Desarrollo de Proyectos de Generación Eléctrica con RER”, en el que se indica que se utilizará fondos financieros que provendrán de recursos directamente recaudados, de fondos provenientes de endeudamiento externo y de los aportes, financiamientos directos y recursos provenientes de la cooperación internacional. Al día de hoy aún se desconoce qué organismo se dedicará a coordinar y encausar los fondos de financiación para investigación y desarrollo de proyectos de energías renovables.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

La aplicación e implementación de varios artículos del Decreto Legislativo 1002/2008 en Perú es aún parcial e incompleta. Hay mucho que hacer en energías renovables y en eficiencia energética en Perú para transformar el modelo energético actual, insostenible y basado en recursos fósiles. El inicio de un largo camino empieza siempre con un primer paso. En Perú, el primer paso hacia un modelo energético sostenible, renovable y eficiente se dio con la promulgación del Decreto Legislativo 1002/2008. Casi 8 años después de la aparición del tantas veces mencionado Decreto Legislativo 1002 resulta muy conveniente realizar una evaluación de lo alcanzado en estos años y plantear modificaciones y nuevas propuestas, que actualicen el marco normativo actual de las energías renovables en Perú.

3.2 Análisis Crítico de las Subastas RER en Perú

3.2.1 Primera Subasta RER

La primera subasta de sistemas RER se realizó en febrero de 2010. Se estableció una cuota de energía a suministrar igual a 1314 GWh/año a repartir entre diferentes tecnologías RER: Biomasa, 813 GWh. Eólica, 320 GWh y fotovoltaica con 181 GWh. Adicionalmente, para las centrales hidroeléctricas menores de 20 MW se estableció una cuota de 500 MW de potencia a subastar.

En la tabla 3.1, se presentan los resultados de la primera subasta RER, tanto de la primera como segunda convocatoria. Tan sólo un 68% de la energía total ofertada se adjudicó a proyectos eólicos, fotovoltaicos y biomasa [19]. En el caso de la potencia asignada a las pequeñas centrales hidroeléctricas, con una potencia inferior a 20 MW, sólo se adjudicó un 35,94% del total inicialmente asignado.

	Biomasa	Eólica	Solar	Total
Energía Requerida (GWh/año)	813	320	181	1314
Energía Adjudicada (GWh/año)	143.3	571	172.94	887.24
% Adjudicado	18%	178%	96%	68%

Tabla 2.3: Resultados de implementación de acciones y programas de eficiencia energética hasta 2014 [15].

3. ENERGÍAS RENOVABLES

En la tabla 3.2, se presentan los precios mínimos y máximos ofertados por los adjudicados en la primera subasta de energías renovables [20]. En la primera convocatoria de la primera subasta RER, el Consejo Directivo del OSINERGMIN estableció las tarifas máximas para cada tecnología renovable [18].

	Precio Mínimo Ofertado	Precio Máximo Ofertado	Precio promedio Ofertado	Precio Base fijado por OSINERGMIN
Biomasa (Ctv US\$/kWh)	5.20	11.00	6.35	12.00
Eólica (Ctv US\$/kWh)	6.55	8.70	8.04	11.00
Solar (Ctv US\$/kWh)	21.50	22.50	22.11	26.90
Hidroeléctricas (Ctv US\$/kWh)	5.50	7.00	6.03	7.40
Total Precio promedio ponderado			8.12	

Tabla 3.2: Precios ofertados en el proceso de ejecución de la primera subasta de energías renovables [20].

Las principales conclusiones del proceso de primera subasta renovable son las siguientes:

- El número de proyectos presentados en la primera subasta permite deducir que existe un gran interés de empresas extranjeras y nacionales en participar en las subastas RER.
- Un incremento de la energía ofertada incrementaría el interés de inversores extranjeros y nacionales en participar en el proceso de subastas RER.
- Las subastas de energías renovables en Perú han permitido establecer precios de energía ofertada muy competitivos a nivel internacional. La competencia entre diferentes postores permite establecer precios de la energía muy por debajo de las tarifas máximas del OSINERGMIN.
- El criterio de existencia de competencia por cada tecnología debería ser una condición de participación obligatoria. Si no hay competencia, existencia de

3. ENERGÍAS RENOVABLES

un solo postor, la energía asignada a esa tecnología debería reasignarse a la tecnología RER que en la subasta anterior obtuvo la tarifa más competitiva.

- La existencia de varios postores de una misma tecnología RER haría innecesario el establecimiento de tarifas máximas por parte del OSINERGMIN.
- El periodo de dos años entre cada subasta RER es excesivamente largo, sería conveniente incluir una modificación en el Reglamento para que las subastas se realicen cada año. Los posibles inversionistas interpretarían una reducción de los periodos de subasta como un gesto inequívoco de seguridad a largo plazo del proceso de promoción de las energías renovables en Perú.
- Elaboración de mecanismos de subasta que garanticen la obligatoriedad de proceder a subastar toda la energía asignada en cada subasta.
- Los plazos de entrega de los proyectos son excesivamente largos algo que podría desvirtuar el precio de energía obtenido para aquellas tecnologías RER con curvas de aprendizaje asociadas a importantes reducciones anuales en el precio de la energía.
- El criterio de mínimo plazo de conexión comercial al SEIN debería ser valorado e incentivado en el proceso de subasta.

3.2.2 Segunda Subasta RER

El 23 de agosto del 2011 se procedió a la realización de la segunda subasta de energías renovables. La subasta tenía como objetivo adjudicar una energía ofertada a las tecnologías RER igual a 1981 GWh/año. En la tabla 3.3, se observa el reparto de energía entre las tecnologías RER para la segunda subasta [19]:

3. ENERGÍAS RENOVABLES

	Tecnología Biomasa con:		Tecnología Eólica	Tecnología Solar	Total
	Residuos agro-industriales	Residuos urbanos			
Energía MWh/año	593 000	235 000	429 000	43 000	1 300 000

Tabla 3.2: Precios ofertados en el proceso de ejecución de la primera subasta de energías renovables [20].

El acto público de apertura de sobres de ofertas y adjudicación de buena pro evaluó las propuestas económicas de los 37 proyectos calificados como postores de la subasta. En la segunda subasta se presentaron 21 proyectos de tecnología RER y 16 proyectos hidroeléctricos inferiores de 20 MW. En el proceso de subasta se adjudicaron 3 proyectos con tecnología RER y 7 proyectos hidroeléctricos menores de 20 MW. En la tabla 3.4, se presentan los resultados de la segunda subasta RER. En esta segunda subasta se adjudicaron 472,78 GWh de los 1300 GWh de energía asignados a las tecnologías RER, es decir, un 36,37% del total ofertado para estas tecnologías [19]. Resulta difícil asumir este hecho como un éxito en el proceso de subasta y promoción de energías renovables en Perú. Los resultados de la segunda subasta fueron un fracaso absoluto. La energía asignada a la biomasa fue incorrectamente valorada y el excedente no se pudo subastar entre las restantes tecnologías RER.

	Biomasa residuos agroindustriales	Biomasa Residuos Urbanos	Eólica	Solar	Total
Energía Requerida (GWh/año)	593	235	429	43	1300
Energía Adjudicada (GWh/año)	0	14.02	415.76	43	472.78
% Adjudicado	0%	6%	97%	100%	36%

Tabla 3.2: Precios ofertados en el proceso de ejecución de la primera subasta de energías renovables [20].

3. ENERGÍAS RENOVABLES

En el caso de las centrales hidroeléctricas menores de 20 MW se adjudicaron 679,93 GWh de una energía total ofertada igual a 681 GWh, es decir se adjudicó aproximadamente un 99,84% de la energía total ofertada para la tecnología hidroeléctrica. Es indudable que en la adjudicación de energía hidráulica se consiguió un éxito absoluto.

En la tabla 3.5, se presentan los precios mínimos y máximos ofertados por los proyectos adjudicados en la segunda subasta de energías renovables [21]. Es importante indicar que en la segunda subasta RER, los precios tope fijados por OSINERGMIN no fueron desvelados. Asimismo, los precios mínimos ofertados por los proyectos más competitivos revelan la competitividad de las tecnologías renovables en comparación con los precios ofertados por las tecnologías convencionales, que habitualmente no internalizan los costes ambientales, asociados a las emisiones de gases de efecto invernadero.

	Precio mínimo	Precio máximo	Precio promedio ponderado	Precio Tope fijado por OSINERGMIN
Biomasa Res. Agroindustriales (US\$/MWh)	69,50	69,50	69,50	65,00
Biomasa con Res. Urbanos (US\$/MWh)	99,99	99,99	99,99	No revelado
Eólica (US\$/MWh)	69,00	91,60	75,42	No revelado
Solar (US\$/MWh)	119,90	297,00	186,27	No revelado
Hidroeléctricas (US\$/MWh)	47,40	69,50	55,61	No revelado
Total Precio promedio ponderado ofertado (US\$/MWh)			77,79	

Tabla 3.5: Precios ofertados en el proceso de ejecución de la primera subasta de energías renovables [20].

En esta segunda subasta no se adjudicaron 827,22 GWh de energía asignada a las tecnologías RER. Sería muy conveniente que el Organismo Competente elabore los mecanismos necesarios dentro del proceso de subasta para maximizar el valor de la energía adjudicada. La situación energética de Perú unido al excelente escenario de captación de inversiones en energías renovables hace necesario la elaboración de criterios de maximización de la adjudicación de la energía ofertada. En la tabla 3.6, se han ordenado las ofertas de las diferentes tecnologías RER en la segunda subasta en función del precio ofertado. Con asteriscos, están los proyectos que podrían haberse adjudicado si existiese un mecanismo de reasignación de la energía renovable no adjudicada en el proceso de subasta. La suma de los proyectos adjudicados sería igual a 766,71 GWh. En este caso, se hubiese adjudicado un total de 1259,49 GWh. Es decir, el porcentaje de energía adjudicada a las tecnologías RER hubiese sido igual a un 96,88%. Un éxito rotundo del proceso de subasta a diferencia del modesto 36,37%.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

TIPO TECNOLOGÍA RENOVABLE	POSTOR	PROYECTO	PRECIO MONOMICO (US\$/MWH)	POTENCIA CENTRAL MW	FACTOR PLANTA %	ENERGIA ANUAL GWH	FECHA OPERACION COMERCIAL
EÓLICA	Consortio Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas	69,00	90,00	52,73	415,76	31.12.2014
EÓLICA	*Generadora Eólica Inka I	*Parque Eólico Inka I-A	*69,50	*32,00	*47,50	*128,16	*31.12.2014
BIOMASA	*Maple Biocombustibles	Maple	*69,50	*37,50	*88,00	*227,76	*01.07.2014
EÓLICA	*Generadora Eólica Inka II	*Parque Eólico Inka II-A	*73,00	*34,20	*46,30	*131,92	*31.12.2014
EOLICA	*Energía Renovable del Centro	San Juan de Marcona	*76,90	*78,00	*43,74	*298,87	*31.03.2014
BIOMASA	Consortio Energía Limpia	La Gringa V	99,99	2,00	80,00	14,02	31.07.2014
SOLAR	Solar Pack Corporation	Moquegua FV	119,90	16,00	30,50	43,00	31.12.2014

Tabla 3.6: Características técnicas y económicas de los proyectos RER no adjudicados.

La clasificación de las ofertas económicas de las tecnologías RER, presentadas en la tabla 3.6, permite realizar las siguientes conclusiones:

- Existió la posibilidad de realizar una reasignación de la energía no adjudicada entre las ofertas económicas más competitivas de las tecnologías RER.
- La reasignación de la energía no adjudicada hubiese permitido la adjudicación de la totalidad de la energía renovable ofertada a precios muy competitivos.
- Se ha adjudicado energía a la tecnología de biomasa más cara y con una oferta de energía anual muy inferior a las ofertas no adjudicadas y con un plazo de entrega superior.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

- En los proyectos presentados de energía eólica en Perú se observa un rango de valores de precios monómicos entre 69 y 91,6 US\$/MWh. Puesto que el precio de la energía eólica está destapado, quizás se debería realizar estudios técnicos con el objetivo de establecer un volumen de energía eólica anual a subastar cada año con una reducción anual del precio base entre subasta y subasta. Este mecanismo desaparecería cuando los precios de oferta de energía eólica se igualen con los precios hidráulicos.
- Puesto que la energía eólica es la energía adjudicada más barata y competitiva, en la próxima subasta de 2013, el mayor volumen de energía renovable a subastar debería ser adjudicada a los proyectos eólicos.

El proceso de subasta de energías renovables ha permitido establecer precios muy competitivos en la tecnología eólica y solar a nivel mundial. En la figura 3.1, se presenta una comparativa de la evolución de los precios ofertados en las dos primeras subastas renovables [21].

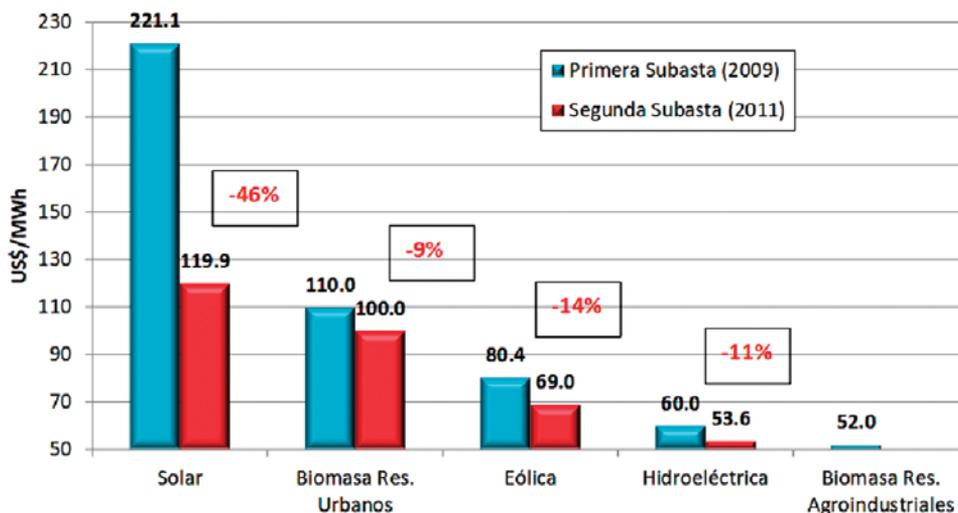


Figura 3.1: Comparativa de los precios promedio adjudicados en la primera y segunda subasta renovable en Perú [21].

3.2.3 Tercera Subasta RER

En diciembre de 2013 se realizó la tercera subasta RER. En este caso, se asignaron 320 GWh para biomasa y 1300 GWh para proyectos hidroeléctricos. La energía asignada a la biomasa no fue adjudicada por falta de postores, una situación anómala que no puede repetirse otra vez por la mala imagen internacional dada. La reducción de la energía requerida para las tecnologías RER se corresponde con lo especificado en la ley que regula la promoción de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías renovables. Así, el numeral 2.2 del artículo 2 del DL 1002/2008 establece “el Ministerio de Energía y Minas establecerá cada cinco años un porcentaje objetivo en que debe participar, en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, no considerándose en este porcentaje objetivo a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta el cinco por ciento (5%) en cada uno de los años del primer quinquenio”. Por tanto, queda claro que la ley ampara un valor de energía subastar inferior al 5% del porcentaje objetivo establecido en el DL 1002/2008.

En la tercera subasta se consiguió adjudicar más del 98% de la energía requerida para proyectos hidroeléctricos. 19 proyectos hidroeléctricos con una potencia inferior a 20 MW deberán entrar en funcionamiento en los próximos años. Los precios monómicos de los proyectos adjudicados oscilan entre 50,50 US\$/MWh y 64,80 US\$/MWh y un precio promedio de 56,5 US\$/MWh. Los resultados obtenidos en la tercera subasta demuestran precios muy competitivos de los sistemas hidroeléctricos de generación eléctrica. La no participación de los parques eólicos en la tercera subasta ha desperdiciado una excelente coyuntura internacional de conocer los precios actuales de la energía eólica en un contexto internacional muy singular.

La tercera subasta de energías renovables mantiene la continuidad de la convocatoria cada dos años. El retraso de casi 5 años en la construcción de parques eólicos, desde su adjudicación en la primera subasta, y su conexión al SEIN ha generado desconfianza en el Estado peruano. Por ese motivo, en esta tercera subasta, a los parques eólicos no se les ha asignado ni un solo GWh de energía eléctrica a subastar, a pesar de ser la tecnología más madura y con menores precios obtenidos en anteriores subastas. Las tecnologías solares tampoco participaron en la tercera subasta RER. No obstante, en la primera subasta RER para suministro de energía a áreas no conectadas a la red se realizó con un requerimiento de hasta 500 mil sistemas fotovoltaicos en 2015.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

3.2.4 Cuarta Subasta RER

El viernes 12 de diciembre de 2014 se publicó, en un diario nacional peruano, la cuarta convocatoria de subasta para la generación de electricidad con energías renovables. En la cuarta subasta RER se asignó 1300 GWh/año a tecnologías RER – solar, eólica y biomasa – y 450 GWh/año en nuevos proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas no superiores a 20 MW. En la tabla 3.7, se presenta un resumen de los requerimientos de las subastas RER, realizadas hasta la fecha.

REQUERIMIENTOS SUBASTA RER	1 ^{RA} SUBASTA	2 ^{DA} SUBASTA	3 ^{RA} SUBASTA	4 ^{TA} SUBASTA
TECNOLOGÍAS RER	1314 GWh	1300 GWh	320 GWh	1300 GWh
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ≤ 20 MW	500 MW	681 GWh	1300 GWh	450 GWh

Figura 3.1: Comparativa de los precios promedios adjudicados en la primera y segunda subasta renovable en Perú [21].

El viernes 12 de diciembre de 2014 se publicó, en un diario nacional peruano, la cuarta convocatoria de subasta para la generación de electricidad con energías renovables. En la cuarta subasta RER se asignó 1300 GWh/año a tecnologías RER – solar, eólica y biomasa – y 450 GWh/año en nuevos proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas no superiores a 20 MW. En la tabla 3.7, se presenta un resumen de los requerimientos de las subastas RER, realizadas hasta la fecha.

Precios Ofertados US\$/MWh		1ra Subasta		2da Subasta		3ra Subasta		4ta Subasta	
		Precio Mínimo	Precio Máximo						
Tecnologías RER	Eólica	65,52	87,0	69,0	---	---	36,84	37,83	
	Solar	215,0	225,0	119,90	---	---	47,98	48,5	
	Biomasa	52,0	110,0	99,99	---	---	77,0	77,0	
Centrales Hidroeléctricas < 20 MW		55,0	70,0	47,4	56,45	50,50	64,80	40,0	58,20

Tabla 3.8: Precios máximos y mínimos adjudicados en las subastas RER en Perú en US\$/MWh.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

En la cuarta subasta RER se presentaron dos proyectos de biomasa, 34 proyectos eólicos y 48 proyectos solares. En la primera ronda se adjudicaron dos proyectos de aprovechamiento de residuos sólidos urbanos, un parque eólico y una instalación solar. En la tabla 3.9, se presentan las principales características de las instalaciones RER adjudicadas en la primera ronda. Es importante destacar que las horas equivalentes anuales de funcionamiento del parque eólico adjudicado son de 4547 horas, demostrando el excepcional recurso eólico existente en la costa peruana.

<i>Instalaciones Adjudicadas</i>		<i>Nombre Proyecto</i>	<i>Precio Ofertado \$/MWh</i>	<i>Potencia Central MW</i>	<i>Energía Anual GWh</i>
<i>Tecnologías RER</i>	<i>Eólica</i>	Parque Nazca	37,83	126,0	573,0
	<i>Solar</i>	Rubi	47,98	144,48	415,0
	<i>Biomasa</i>	Callao	77,0	2,0	14,5
	<i>Biomasa</i>	<u>Huaycoloro II</u>	77,0	2,0	14,5
	<i>Total</i>	---	---	274,48	1017,0

Tabla 3.9: Instalaciones RER adjudicadas en la primera ronda de la cuarta subasta RER.

En la primera ronda de la cuarta subasta RER no se adjudicaron 283 GWh. La energía remanente requerida se procedió a subastar en una segunda ronda. En la cuarta subasta RER, se permitió a los postores modificar sus ofertas iniciales. En la segunda ronda, los parques eólicos, finalmente adjudicados, redujeron significativamente sus precios, en comparación con los ofertados en la primera ronda, tabla 3.10.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

Instalaciones Adjudicadas		Nombre Proyecto	Precio Inicial / Precio Final \$/MWh	Potencia Central MW	Energía Anual GWh
Tecnologías RER	Eólica	Parque Huambos	46,79 / 37,83	18,0	84,6
	Eólica	Parque Dunas	51,79 / 37,79	18,0	81,0
	Solar	Intipampa	48,5	40,0	108,404
	Total	---	---	76,0	274,404

Tabla 3.10: Instalaciones RER adjudicadas en la segunda ronda de la cuarta subasta RER.

Los postores de los parques eólicos de Huambos y Dunas, Grupo Paino S.A.C. y Grupo Taruca S.A.C., respectivamente, redujeron su oferta inicial del precio de la energía en un 23% y 37%, correspondientemente. Un signo inequívoco de la existencia de un margen de ajuste de precios en las instalaciones eólicas y que permite plantear un nuevo mecanismo de integración de sistemas renovables de generación eólica en el SEIN, que garantice a los postores eólicos un horizonte de inversiones a largo plazo, asociado a un Plan de Energía Eólica, con el objetivo de sustituir a las centrales de ciclo combinado.

Otra circunstancia curiosa de la cuarta subasta RER es la estrategia comercial de algunos postores con el claro objetivo de adjudicarse la energía requerida. La empresa italiana Enel Green Power Perú S.A. presentó 20 propuestas en la barra Poroma 220 kV y 5 propuestas en la barra Chiclayo Oeste 220 kV del SEIN. Supuestamente en ambas barras del SEIN, la potencia total propuesta por Enel fue de 1515,0 MW, tabla 3.11. En realidad, se podría considerar que la oferta total eólica en la cuarta subasta fue de 880,6 MW y no 2161,6 MW como indica la suma total de las ofertas eólicas.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

Proyectos Eólicos	Empresa	Central Eólica	Precio Ofertado \$/MWh	Potencia Total MW	Energía Anual GWh	Horas Equivalentes Anuales
Barra SEIN						
Pariñas 220 kV	Consorcio Aldener-Petromont	La Brea	55,80	60,0	221,443	3690,72
Poroma 220 kV	Empresa de Generación Eléctrica Marcona S.A.	Pampa Caracoles IV	56,15	60,0	188,067	3134,45
		Enel Green Power Perú S.A.	Nazca 1	37,83	126,0	573,0
	Nazca 2		37,85	114,0	527,925	4630,92
	Nazca 3		38,35	102,0	476,728	4673,80
	Nazca 4		38,40	93,0	438,209	4711,92
	Nazca 5		39,39	84,0	399,357	4754,25
	Nazca 6		40,15	75,0	361,066	4814,21
	Nazca 7		40,99	60,0	322,880	5381,33
	Nazca 8		41,99	57,0	281,173	4932,86
	Nazca 10		43,77	51,0	253,599	4972,53
	Nazca 11		59,00	45,0	225,725	5016,11
	Nazca 15		63,60	81,0	310,961	3839,02
	Nazca 16		63,70	72,0	279,215	3877,99
	Nazca 17		63,80	63,0	245,924	3903,55
	Nazca 18		63,9	54,0	212,094	3927,67
	Nazca 20		64,0	45,0	178,204	3960,01
	Nazca 22		64,1	36,0	144,093	4002,58
	Nazca 25		64,2	27,0	108,396	4014,67
	Nazca 27		64,3	21,0	84,046	4000,22
	Nazca 29	64,4	15,0	60,825	4055,00	
	Enersur S.A.	Twister	39,45	128,60	569,753	4430,42
Chiclayo Oeste 220 kV	Enel Green Power Perú S.A.	Morrope 1	63,00	72,0	346,328	4810,11
		Morrope 2	63,10	63,0	289,893	4601,48
		Morrope 3	63,20	57,0	265,207	4601,48
		Morrope 4	63,30	51,0	240,208	4709,96
		Morrope 5	63,40	45,0	217,906	4842,36
Marcona 220 kV	Energía Renovable del Sur S.A.	San Juan	54,67	99,0	402,336	4064,00
	Consorcio Torocco Norte	Torocco Norte	56,05	55,0	228,153	4148,24
	Consorcio Torocco Sur	Torocco Sur	56,06	44,0	182,418	4145,86

Tabla 3.11: Características técnicas y económicas de las ofertas eólicas de la cuarta subasta RER.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

Si se obvia la estrategia comercial de Enel, de la tabla 3.11, además, se deduce que los precios ofertados son independientes de la potencia instalable, pero están directamente relacionados con las horas equivalentes anuales de funcionamiento. Así, para instalaciones eólicas con horas equivalentes anuales superiores a 4400 horas, las ofertas de venta de energía fueron inferiores a 40 \$/MWh. Así, las instalaciones eólicas con mayor potencia instalable como Nazca 1 con 126,0 MW y Twister con 128,60 MW, presentaron ofertas de venta de energía iguales a 37,83 \$/MWh y 39,45 \$/MWh, con 4547,62 y 4430,42 horas equivalentes anuales, respectivamente, tabla 3.11.

La segunda ronda de la cuarta subasta confirma la importancia de las horas equivalentes de funcionamiento en el establecimiento de las ofertas de venta de energía para los parques eólicos. Los postores de los parques eólicos Huambos y Dunas, ambas con una potencia instalable de tan sólo 18 MW, pero con horas anuales equivalentes de funcionamiento de 4500 horas y 4700 horas, respectivamente, presentaron las ofertas más competitivas: 37,83 \$/MWh y 37,79 \$/MWh, correspondientemente.

Una curiosidad de la presente subasta es que los precios máximos de adjudicación fueron publicados, previamente al proceso de apertura de sobres. En la tabla 3.12, se presentan los precios máximos de adjudicación establecidos por el MINEM. Los precios propuestos por el MINEM resultaron ser excesivamente generosos en comparación con los precios finalmente adjudicados en la subasta, algo que induce a reflexionar en la idoneidad de desvelar esos precios para un proceso supuestamente competitivo.

Las instalaciones de aprovechamiento de residuos sólidos urbanos de biogás fueron adjudicadas con el mayor precio propuesto por el MINEM, sin competencia real. La excesiva diferencia entre los precios máximos establecidos y los finalmente adjudicados en la subasta invita a recelar seriamente de la metodología de cálculo de los precios propuestos por el Ministerio y a exigir una rigurosa auditoría de los precios publicados.

Tecnología	Biomasa				Eólica	Solar Fotovoltaica	Hidroeléctrica ≤ 20 MW
	Residuos Forestales	Residuos Sólidos Agrícolas	Residuos Sólidos Urbanos Incineración	Residuos Sólidos Urbanos Biogás			
Precio Máximo de Adjudicación en USD/MWh	90,00	68,00	106,00	77,00	66,00	88,00	60,00

Tabla 2: Precios máximos de adjudicación para la 4ta subasta RER en Perú en US\$/MWh.

Se deduce, por tanto, exceptuando a las tecnologías de aprovechamiento de residuos urbanos para generar biogás, que los parques eólicos, las instalaciones solares y las centrales hidroeléctricas, pueden perfectamente competir entre ellas y ajustar aún más sus propuestas económicas. La mayor limitación al modelo de subasta existente es el reducido valor de energía requerida a subastar que, como se indicó anteriormente, no responde a las necesidades del país de iniciar un proceso de sustitución de las centrales de ciclo combinado y de redistribuir la concentración térmica en la zona centro.

3.3 Evolución de los costes de generación de las tecnologías renovables

En enero de 2015, la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) presentó un informe sobre la evolución de los costes de generación renovable en los últimos años. El informe se denomina “Renewable Power Generation Costs in 2014”. En el mencionado informe se demuestra que los costes las tecnologías renovables, en general, y las tecnologías eólicas y fotovoltaicas, en particular, se han reducido significativamente entre 2010 y 2014. Según el informe de IRENA, en los últimos años, los costes de instalación de las tecnologías renovables han sufrido importantes reducciones y han aumentado sus funcionalidades. Los paneles fotovoltaicos presentan costes equivalentes a 75% del precio en 2009. Los costes de instalación de los sistemas fotovoltaicos a red se han reducido entre 29 y 65%, dependiendo de las características técnicas, geográficas y meteorológicas del proyecto.

Lugares con excelentes recursos solares permiten obtener precios de 60 US\$/Mwh. Los sistemas de generación eólicos se han transformado en una de las tecnologías más competitivas para la producción de electricidad. La tecnología eólica se ha perfeccionado significativamente y los costes de instalación de parques eólicos se han reducido continuamente en los últimos años. Los mejores lugares de recurso eólico permiten obtener precios de coste de la energía eléctrica del orden de 50 US\$/Mwh.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

En la figura 3.2, se presenta la evolución del coste de generación eléctrica renovable entre 2010 y 2014 para diferentes tipos de tecnologías renovables [22]. El tamaño de los círculos de diferentes tamaños y colores se relaciona con la potencia instalada y el tipo de tecnología renovable. Se observa que los mejores proyectos fotovoltaicos y eólicos, en lugares con mayor potencial renovables, presentan costes de generación muy competitivos en relación a los sistemas de generación que emplean recursos fósiles.

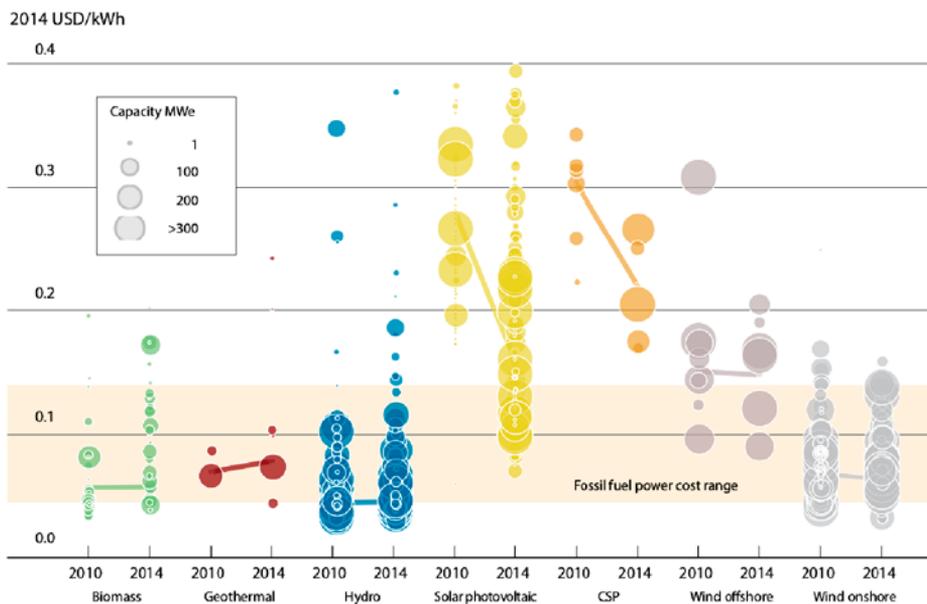


Figura 3.2: Evolución de los costes de generación eléctrica renovable entre 2010 y 2014, IRENA [22].

Es importante indicar, que a pesar de la reducción del coste de los componentes fotovoltaicos, los sistemas aislados autónomos presentan costes de instalación superiores a 8000 dólares por cada kW solar fotovoltaico. Se espera que, en el futuro, el coste de instalación fotovoltaica se reduzca significativamente, incentivando la instalación a gran escala de sistemas solares en zonas rurales aisladas.

En los últimos años, la tecnología fotovoltaica es la que más ha reducido el precio de generación eléctrica. En febrero de 2015, el Instituto Fraunhofer de Sistemas de Energía

3. ENERGÍAS RENOVABLES

Solar presentó el informe “Current and Future Cost of Photovoltaics”, que presenta la evolución de los precios de los principales elementos de una instalación fotovoltaica. En la figura 3.3, se observa la evolución de los precios de los paneles fotovoltaicos entre 1980 y 2014 [23]. En 1980, el precio por Wp superaba ligeramente los 20 €uros. En 2014, el precio se redujo a un valor entre 60-70 c€/Wp. En 2014, la potencia instalada fotovoltaica superó los 178 GW. Se esperaba que en 2015 se instalaran 55 GW adicionales. En 24 años, la curva de aprendizaje en la instalación de sistemas fotovoltaicos ha permitido una reducción promedio del 20% al duplicarse la potencia fotovoltaica instalada. Se estima un precio por Wp que podría oscilar entre 30-40 c€/Wp para una potencia fotovoltaica acumulada de 5000 GW. Algunos fabricantes chinos de módulos fotovoltaicos presentaron precios por debajo 40 c€/Wp en 2014 y pretenden obtener significativas reducciones de precios en el futuro.

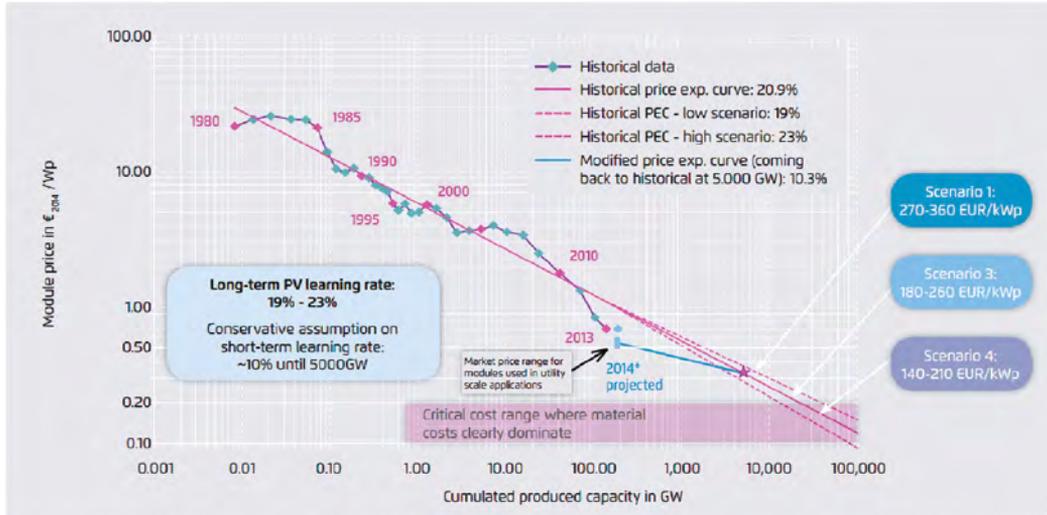


Figura 3.3: Evolución de los precios de los módulos fotovoltaicos entre 1980 y 2014 [23].

3. ENERGÍAS RENOVABLES

Asimismo, en la figura 3.3, se presentan escenarios conservadores y optimistas en relación a una reducción adicional del precio por kWp fotovoltaico hacia 2050. En ese año, para los diferentes escenarios propuestos, se estima que los precios de los módulos fotovoltaicos podrían oscilar entre 140-360 €/kWp. Los inversores fotovoltaicos también han experimentado una significativa reducción en sus precios entre 1980 y 2013, pasando de 1,5 €/Wp a 15 c€/Wp, respectivamente, figura 3.4 [23]. En 2050, los diferentes escenarios consideran que el precio de los inversores podría oscilar entre los 20-40 €/kWp.

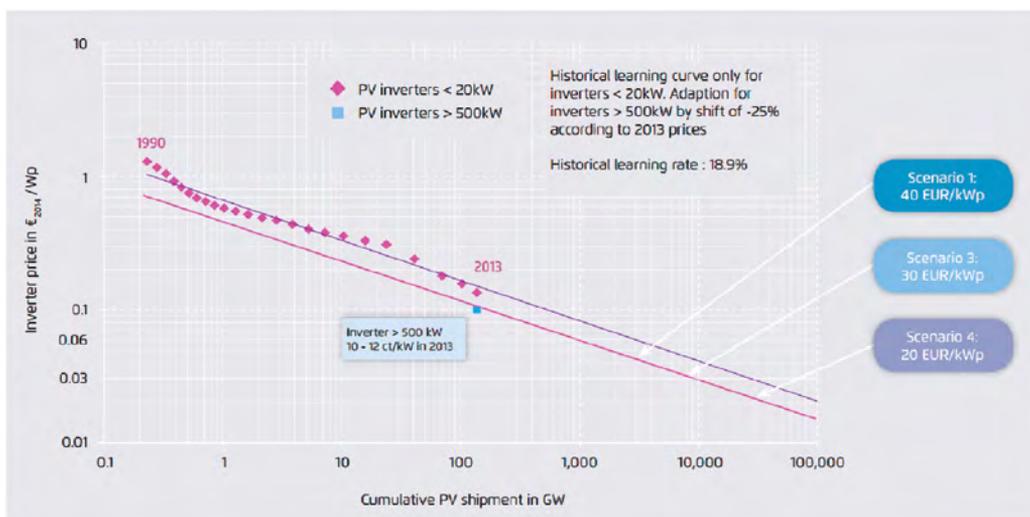


Figura 3.4: Evolución de los precios de los inversores fotovoltaicos entre 1990 y 2014 [23].

La reducción de los precios de módulos e inversores fotovoltaicos repercute en la reducción de precios de las instalaciones fotovoltaicas por potencia instalada. En la figura 3.5, se observa el precio total de las instalaciones residenciales conectadas a la red convencional para diferentes países del mundo [22]. A mediados de 2014, el precio del kW de potencia fotovoltaica instalada osciló entre 2000 y 6000 dólares americanos. En países como China y Alemania se observa precios de instalación de sistemas fotovoltaicos residenciales cercanos a los 2000\$/kW.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

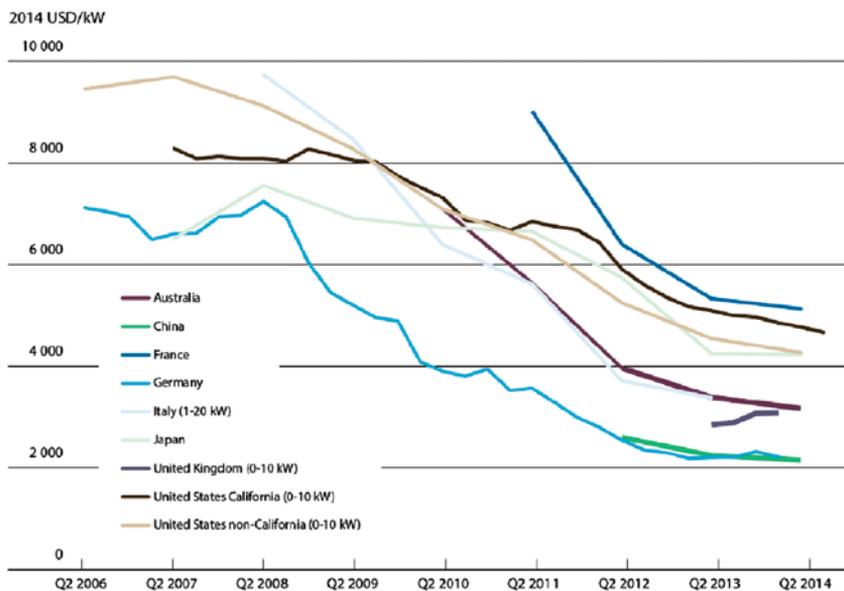


Figura 3.5: Evolución del precio del kW instalado en sistemas fotovoltaicos residenciales, 2006-2014 [22].

En los últimos años, el importante incremento de las instalaciones fotovoltaicas residenciales ha introducido el concepto de precio de paridad con la red eléctrica. Producir energía eléctrica fotovoltaica en los tejados de las viviendas es igual o más barato que el precio de la electricidad para los usuarios residenciales. Países como Alemania, Estados Unidos, Australia, España e Italia han alcanzado el precio de paridad y decenas de países más están muy cerca de alcanzar el precio de paridad.

En la figura 3.6, se observa la evolución de los precios de la energía fotovoltaica en instalaciones residenciales de diferentes países del mundo [22]. China, Australia, Alemania y el estado de California presentan precios alrededor de los 200 USD/kWh. En muchos países, los precios de producción de energía fotovoltaica son bastante competitivos con los precios de las tarifas eléctricas residenciales. En Baviera, Alemania, los precios de las tarifas reguladas para los usuarios residenciales son superiores a los precios de producción de electricidad en las instalaciones domésticas. Por tanto, es más barato producir energía eléctrica en los tejados alemanes que pagar las caras tarifas eléctricas, figura 3.7 [24].

3. ENERGÍAS RENOVABLES

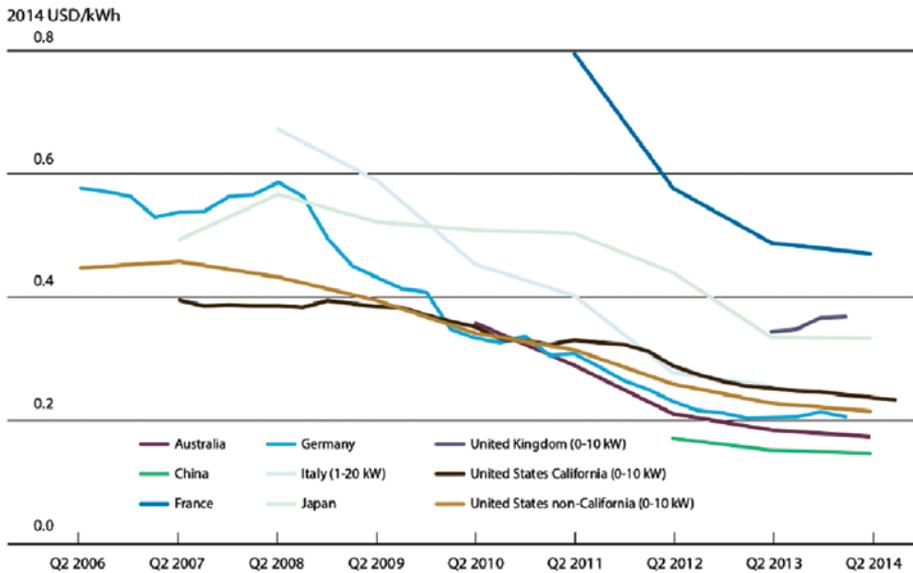


Figura 3.6: Evolución del precio del kWh en sistemas fotovoltaicos residenciales, 2006-2014 [22].

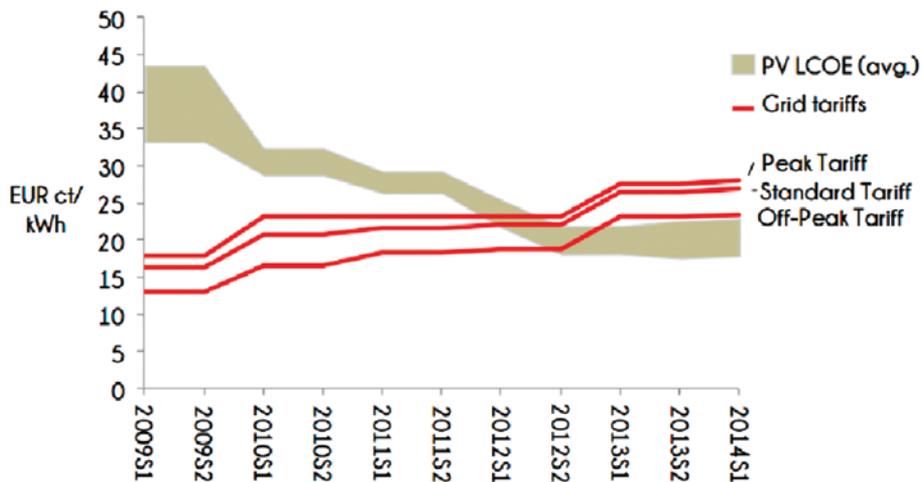


Figura 3.7: Evolución del precio del kWh en sistemas fotovoltaicos residenciales, 2006-2014 [24].

3. ENERGÍAS RENOVABLES

En Baviera, los precios de las tarifas eléctricas para usuarios residenciales han pasado de valores mínimos y máximos de 13 y 17 c€/kWh, respectivamente, en 2009, a 22 y 30 c€/kWh, en 2014, figura 3.7 [24]. En ese mismo periodo, los precios nivelados de producción eléctrica en instalaciones fotovoltaicas residenciales se redujeron de valores máximos y mínimos de 34 y 44 c€/kWh, respectivamente, en 2009, a 21 y 17 c€/kWh, en 2014.

En Alemania, se estima que los precios de las tarifas residenciales se incrementarán en los próximos años, mientras que los valores de los precios de producción eléctrica fotovoltaica se reducirán constantemente, debido a la reducción de los módulos e inversores fotovoltaicos y demás elementos de las instalaciones solares fotovoltaicas. La revolución fotovoltaica ha llegado a los usuarios residenciales alemanes, propietarios de su propia producción solar eléctrica.

La revolución de la tecnología fotovoltaica implicará no sólo la transformación de los procedimientos de control y operación de los sistemas eléctricos convencionales, además, transformará el concepto de propiedad de los sistemas de generación. Los usuarios residenciales, con las correspondientes ayudas económicas y un entorno normativo adecuado, podrán realizar inversiones en instalaciones eléctricas de baja tensión, conectadas muy cerca de las cargas, que reducirán las pérdidas en los sistemas de distribución. Los usuarios residenciales podrán obtener importantes ahorros en la factura eléctrica, convirtiéndose en participantes activos en la operación de los sistemas de distribución eléctrica.

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.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

3.4 Situación actual de las tecnologías RER en Perú

En diciembre de 2015, según información proporcionada por el COES SINAC, las tecnologías renovables de generación eléctrica suministraron 2,1% del total de energía eléctrica, tabla 3.13 [25]. Entre los sistemas renovables no convencionales de generación eléctrica destacan las instalaciones de energía eólica, con una aportación anual superior a 60 GWh durante el mes de diciembre. La potencia instalada de tecnologías renovables a finales de 2015 fue 4,2% del total instalado en el SEIN, figura 3.8 [25].

TIPO DE RECURSO ENERGÉTICO	ENERGÍA PRODUCIDA GENERACIÓN (GW.h)		% VARIACIÓN (2015/2014)	ENERGÍA ACUMULADA A DICIEMBRE 2015 GENERACIÓN (GW.h) 2015	% PARTICIPACIÓN ACUMULADO A DICIEMBRE 2015
	DICIEMBRE 2015	DICIEMBRE 2014			
Hidráulica	2 212,12	1 953,54	13,2%	22 456,21	50,4%
Gas Natural	1 617,04	1 557,91	3,8%	20 671,21	46,4%
Carbón	83,76	0,00		248,09	0,6%
Residual	10,34	0,23	4444,4%	43,30	0,1%
Diesel	19,72	0,51	3735,4%	172,30	0,4%
Biomasa - Bagazo	6,85	8,26	-17,0%	90,54	0,2%
Biogás	4,34	2,75	57,5%	36,72	0,1%
Solar	21,60	22,85	-5,5%	230,95	0,5%
Eólico	52,53	60,90	-13,8%	590,72	1,3%
Total	4 028,29	3 606,96	11,68%	44 540,04	100,0%

Tabla 3.13: Porcentaje de suministro eléctrico anual de las tecnologías RER en 2015 [25].

3. ENERGÍAS RENOVABLES

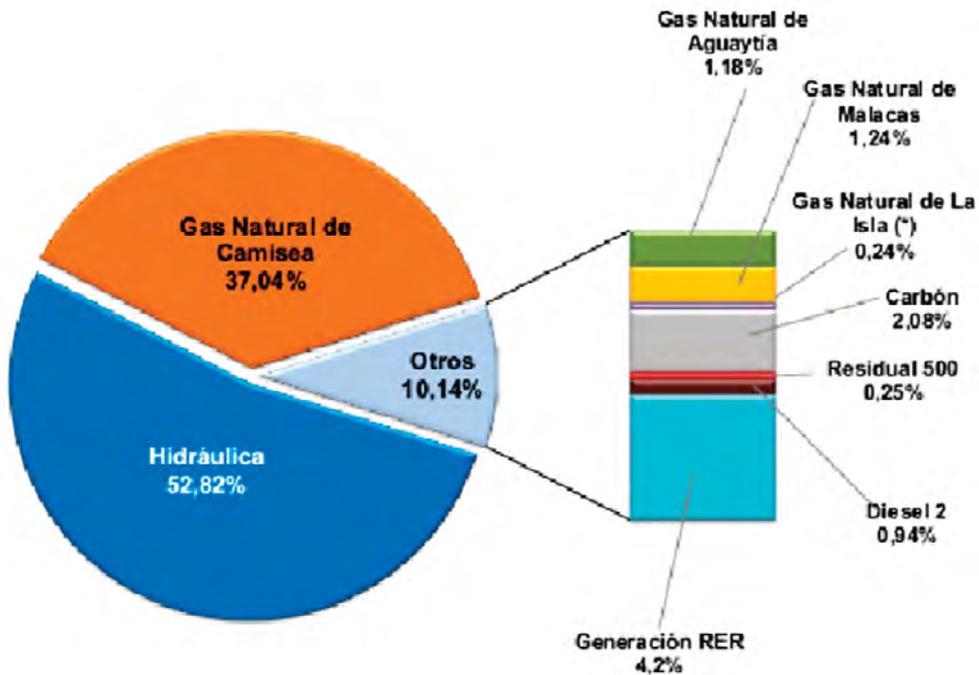


Figura 3.8: Porcentaje de potencia eléctrica instalada en tecnologías RER a diciembre 2015 [25].

De la tabla 3.14, se puede deducir que durante 2015 la producción de energía eléctrica a partir tecnologías RER fue 1847,16 GWh. En el mismo periodo, la producción anual nacional de energía eléctrica fue de 44540 GWh. En datos porcentuales, en relación con el total de generación eléctrica anual entre diciembre de 2014 a 2015, las tecnologías RER aportaron 4,15% del total de la energía eléctrica nacional.

3. ENERGÍAS RENOVABLES

TIPO DE GENERACIÓN	DEMANDA DE POTENCIA (MW)			ENERGÍA PRODUCIDA MENSUAL (GWh)			ACUMULADO ANUAL (GWh)		
	DICIEMBRE 2015 DÍA: 10/12/2015 HORA: 19:30	DICIEMBRE 2014 DÍA: 06/12/2014 HORA: 19:15	VARIACIÓN 2015/2014	DICIEMBRE 2015	DICIEMBRE 2014	DICIEMBRE 2015/2014	DICIEMBRE 2015	DICIEMBRE 2014	VARIACIÓN 2015/2014
	Hidráulica	3 078,81	2 970,91	3,63%	2 127,74	1 871,14	13,21%	21 557,99	20 329,04
Gas Natural de Camisea	2 607,80	2 349,69	10,98%	1 510,00	1 474,66	2,40%	19 521,59	19 013,40	2,67%
Gas Natural de Aguaytia	60,70	67,05	-9,66%	47,64	28,46	67,38%	490,74	380,01	15,97%
Gas Natural de Malacás	83,00	0,00	100,00%	49,86	7,26	586,81%	565,67	437,06	29,43%
Gas Natural de La Isla (*)	15,28	85,90	82,21%	9,55	47,54	-79,92%	143,21	79,99	79,03%
Carbón	132,41	0,00	100,00%	83,76	0,00	100,00%	248,09	165,21	52,01%
Residual 500	0,00	0,00		10,21	0,23	4385,78%	41,37	29,81	38,76%
Residual 6	0,00	0,00		0,13	0,00	100,00%	1,94	2,80	-30,79%
Diesel 2	66,48	0,00	100,00%	19,72	0,51	3735,41%	172,30	54,63	215,38%
Total Generación sin RER	6 043,48	5 473,55	10,41%	3 858,60	3 429,79	12,50%	42 692,88	40 490,88	5,44%
Hidráulica	121,41	98,97	22,67%	84,37	82,41	2,39%	898,22	672,97	33,47%
Biomasa - Bagazo	20,20	14,66	37,83%	8,85	8,20	-7,02%	90,54	146,11	-38,03%
Biogás	7,05	4,22	67,19%	4,34	2,75	57,53%	36,72	39,32	-21,13%
Solar	0,00	0,00		21,60	22,85	-5,46%	239,95	199,30	15,88%
Eólico	110,02	126,33	-12,91%	52,53	60,90	-13,75%	590,72	256,31	130,47%
Total Generación RER	258,69	244,18	5,94%	169,69	177,17	-4,22%	1 847,16	1 305,01	41,54%
Exportación hacia Ecuador	57,89			27,60	12,74		54,72	12,74	
Importación desde Ecuador							0,96		
INTERCAMBIOS INTERNACIONALES	57,89	0,00		27,60	12,74		54,26		
TOTAL GENERACIÓN COES	6 302,17	5 717,73	10,22%	4 028,29	3 606,96	11,68%	44 540,04	41 795,89	6,57%
TOTAL CON TIE (PER-ECU)*	6 244,29	5 717,73	9,21%	4 000,70	3 594,22	11,31%	44 485,78	41 783,15	6,47%
TOTAL SIN TIE (PER-ECU)	6 274,56	5 737,27	10,36%	3 780,34	3 503,40	7,90%	40 485,08	38 188,93	6,01%

Tabla 3.14: Porcentaje de suministro eléctrico anual de las tecnologías RER en 2015 [25].

Es importante indicar que según el Decreto Legislativo 1002/2008, actualmente, en Perú, el porcentaje de suministro de energías renovables en relación debería ser de 5%. Por tanto, casi 8 años después de la promulgación del DL 1002/2008, a inicios de 2016, la integración efectiva de energía eléctrica de origen renovable en Perú no ha cumplido con los objetivos inicialmente propuestos. La aceleración de la integración de energías renovables en Perú requiere la elaboración de nuevos mecanismos e incentivos de promoción.

Perú posee un inmenso potencial renovable eólico, solar y geotérmico. Según el MINEM, el potencial renovable no convencional de Perú se puede expresar en los siguientes términos:

- Se estima que Perú tiene un potencial de energía eólica de 77.000 MW, de los cuales 22450 MW son técnicamente explotables [26]. El recurso eólico se distribuye especialmente a lo largo del litoral peruano.
- Perú dispone de un recurso solar muy uniforme. Según el atlas de energía solar de Perú, las regiones con los mayores recursos solares se sitúan a lo

3. ENERGÍAS RENOVABLES

largo de la costa meridional: Arequipa, Moquegua y Tacna. En términos generales, el promedio anual es de 4-5 kWh/m² día en la costa y selva; y de 5-6 kWh/m² día, aumentando la irradiación de norte a sur.

- La evaluación de 61 posibles yacimientos geotérmicos en seis regiones del país permitió concluir que existe un potencial geotérmico de unos 3.000 MW [26]. Este potencial deberá ser verificado con los correspondientes estudios de factibilidad que demanda desarrollar la fase de perforación.

4. COGENERACIÓN

4.1 Marco normativo en Perú

La cogeneración es un proceso de producción simultánea o secuencial de energía eléctrica y calor, basado en el empleo de diferentes fuentes energéticas - renovables y fósiles -, y que puede ser empleado en distintas aplicaciones. Las tecnologías de cogeneración suelen ser económicamente muy rentables, debido a que la producción combinada de energía se produce muy cerca del punto de consumo final y con una elevada eficiencia, al combinar la generación de electricidad y calor. Un sistema de cogeneración a pequeña escala puede alcanzar rendimientos superiores a 85 %, gracias a que la cogeneración recupera calor de gases de escape, de sistemas de refrigeración de los motores, etc.

La cogeneración a pequeña escala, también denominada microcogeneración, se puede utilizar en los procesos de generación de frío. En estos casos, el sistema de cogeneración deberá ser complementado con una máquina de absorción que se encargará de la generación de frío a partir del foco caliente del sistema de cogeneración. Los sistemas de cogeneración permiten que por cada unidad de energía final útil se consuma menos energía primaria, obteniendo una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero generadas.

En Perú, el descubrimiento y posterior explotación del yacimiento de gas natural de Camisea permitió el acceso a un recurso fósil barato, que garantiza la continuidad de suministro y reducido coste de la materia prima para los sistemas de cogeneración. Asimismo, la masiva penetración de los sistemas de cogeneración en los sistemas de distribución eléctrica permitiría sentar las bases de un nuevo concepto de suministro eléctrico: generación distribuida en grandes zonas residenciales y comerciales, así como en zonas industriales, que implicaría un importante ahorro de energía en el sistema de generación eléctrica convencional y en el sistema de transporte y distribución eléctrica. Por tanto, la utilización de gas natural en sistemas de cogeneración se vislumbra como una herramienta de eficiencia energética y óptima utilización de recursos fósiles, así como para la modernización de los sistemas de distribución eléctrica y transformación en redes inteligentes de distribución eléctricas.

4. COGENERACIÓN

El marco normativo nacional relacionado con la producción de energía eléctrica y calor en sistemas de cogeneración se define en los siguientes documentos:

- Ley 28832 para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica de 2006. Entre los puntos más importantes relacionados a la tecnología de cogeneración destacan [27]:

- Se define la cogeneración como el proceso de producción combinada de energía eléctrica y energía térmica como parte integrante de una actividad productiva. Por tanto, la energía térmica y eléctrica se destinada al consumo propio o de terceros.
- Se define al generador como titular de una concesión o autorización de generación. Entre los sistemas de generación se incluyen a la cogeneración y la generación distribuida.
- Se proponen medidas para la promoción de la generación distribuida y la implementación de sistemas de cogeneración eficientes conectadas al SEIN. Por ejemplo, se permite el uso de las redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido.

- Decreto Supremo N° 064-2005-EM, denominado Reglamento de Cogeneración, que establece los criterios técnicos a considerar por los sistemas de cogeneración, así como establecer los requisitos y condiciones para que las centrales de cogeneración participen en el mercado eléctrico. Algunas de las principales disposiciones son [28]:

- Se establecen las definiciones de autoconsumo de potencia y energía destinada al consumo del proceso productivo de cogeneración. El proceso será medido y registrado de manera independiente para efecto de las valorizaciones del COES.
- Se determinan los pasos a seguir para obtener la calificación como sistema de cogeneración.
- Se establecen los valores mínimos de rendimiento eléctrico efectivo (REE), y relación entre energía eléctrica y calor. Se presentan los valores de REE que deben ser superados o igualados para poder acceder al gas a precio de generación.

- Se establece el precio de gas natural aplicable a los sistemas de cogeneración, que será al mismo precio que para los generadores eléctricos.
- Los sistemas de cogeneración calificados tendrán prioridad en el despacho cuando operen en modo de cogeneración; pero no serán consideradas para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo.
- Los sistemas de cogeneración pagarán el derecho de conexión de acuerdo sólo con la excedentaria, contratada con terceros o al spot.
- El sistema de cogeneración que se integre al COES podrá comercializar su potencia y energía entregada al sistema con los distribuidores, generadores y/o clientes libres. Las transferencias que resulten de la operación económica del sistema serán liquidadas según los procedimientos del COES.
- El sistema de cogeneración que no se integre al COES deberá tener contratada la venta de la totalidad de su potencia y energía.

4.2 Potencial energético de los sistemas de cogeneración de gas natural

En 1999, el Centro de Conservación de Energía y del Medioambiente (CENERGIA), asociación sin fines de lucro interesada en promover la eficiencia energética en el país, con la asesoría del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), y el auspicio económico del Programa ALURE, financiado por la Unión Europea, y del MINEM, elaboró el estudio “Potencial de Nacional de Cogeneración mediante el Uso de Gas Natural”. El mencionado estudio permitió establecer un potencial tecnológico teórico de 427,5 MW y un potencial efectivo de 196,7 MW, implementadas en 119 instalaciones, tabla 4.1 [29].

4. COGENERACIÓN

SECTOR	POTENCIAL TECNOLÓGICO			POTENCIAL EFECTIVO		
	MW	%	INVERSIÓN REQUERIDA Mio US\$	MW	%	INVERSIÓN REQUERIDA Mio US\$
Industrial ^{1/}	302.8	70.8	318.5	126.4	64.3	138.5
Refinero ^{2/}	65.4	15.3	96.0	50.9	25.9	60.5
Minero-Metalúrgico ^{3/}	39.2	9.2	25.6	15.6	7.9	10.2
Servicios ^{4/}	20.2	4.7	15.0	3.8	1.9	3.4
TOTAL	427.6	100.0	455.1	196.7	100.0	212.6

Fuente: CENERGIA - Potencial Nacional de Cogeneración Utilizando Gas Natural

1/ Corresponden a 90 empresas industriales
 2/ Corresponden a 6 refinerías
 3/ Corresponden a 20 empresas minero-metalúrgicas
 4/ Corresponden a 13 establecimientos de servicios

Tabla 4.1: Potencial tecnológico y efectivo de instalación de sistemas de cogeneración en Perú, CENERGIA [29].

El primer sistema de cogeneración en Perú se relaciona con un proyecto de 10 MW, instalado en 2012, en la refinería de La Pampilla, propiedad de la empresa española REPSOL. La instalación de cogeneración proporciona electricidad, que permite suministrar 80% de las necesidades eléctricas de la refinería, y calor a diferentes procesos térmicos de la refinería. Inicialmente, la instalación se abastecía con desechos de la producción de caña de azúcar, pero posteriormente paso a operar con gas natural.

En 2009, la empresa Sudamericana de Fibras, única empresa de Latinoamérica de producción y comercialización de fibra acrílica procesada en hilado en seco, instaló un sistema de cogeneración a gas natural con una potencia instalada de 30 MW. La instalación de cogeneración es capaz de aprovechar hasta en 90% del calor útil generado por la turbina. Existen, además, algunas instalaciones de cogeneración en la industria azucarera, que aprovechan los residuos de la cosecha del azúcar, y en procesos de transformación de la industria minera, como la refinería de zinc de Cajamarquilla y en la refinería de Ilo.

El reducido número de instalaciones de cogeneración con gas natural se asocia a una falta de planificación y visión a largo plazo del uso de gas natural de Camisea y a una débil e inexistente política de eficiencia energética en el sector industrial. En Perú, no se ha elaborado una adecuada estrategia a mediano y largo plazo de implementación de planes energéticos relacionados con la promoción e incentivo de tecnologías de cogeneración en el sector industrial, comercial y residencial.

4.3 Potencial energético de los sistemas de cogeneración renovables

Perú dispone de un gran potencial de cogeneración con recursos renovables no convencionales. El principal potencial para el aprovechamiento en generación eléctrica y cogeneración proviene de la generación de residuos agrícolas de la cosecha de la caña de azúcar – del follaje, que se suele quemar en los ingenios azucareros – y de los residuos del proceso agroindustrial del bagazo, material fibroso generado en las plantas de procesamiento. Asimismo, la cascarilla del arroz y la pulpa del procesamiento de la palma aceitera presentan un interesante potencial de aprovechamiento, así como los residuos del café y el cacao. En la tabla 4.2, se presenta el potencial energético disponible o aprovechable de residuos agrícolas y agroindustriales a nivel nacional [30]. Es importante indicar que se ha excluido el potencial energético disponible para la producción de etanol anhidro y biodiesel.

4. COGENERACIÓN

Cultivo	Producto energético	Potencial energético bruto de residuos (TJ/año)	Límite de aprovechamiento	% Aprovechable	Potencial disponible (TJ/año)	Proceso	Eficiencia esperada (%)	Energía útil (TJ/año)	Observaciones
Caña de azúcar	Bagazo	33.473,9	Eficiencia del proceso	70%	23.432	Cogeneración	80%	18.745,4	Existen 11 Ingenios azucareros en el país, de los cuales al menos 09 emplean bagazo en plantas de cogeneración.
Olive	Orujo	63,8	Disponibilidad/Conocimiento	0%	0	Combustión	45%	0	No se conoce su real potencial debido a la falta de proyectos pilotos en este sentido.
Algodón	Broza	5.062,3	Conocimiento/Disponibilidad	0	0	Combustión	45%	0	
Espárrago	Broza	2.197	Conocimiento/Disponibilidad	0	0	Combustión	45%	0	
Arroz	Cascarilla	9.839	Disponibilidad/Conocimiento	50%	4.920	Cogeneración	80%	3.936,8	Se han realizado proyectos pilotos pero falta el desarrollo de proyectos a escala comercial.
Café	Pulpa	2.322,7	Disponibilidad/Conocimiento	30%	697	Digestión anaerobia	45%	313,6	
Cacao	Pulpa	368,3	Disponibilidad/Conocimiento/Competencia	30%	110	Digestión anaerobia	45%	497	
Palma aceitera	Pulpa	2.993,1	Conocimiento	30%	898	Cogeneración	80%	718,3	Se usa mayormente como abono orgánico directamente o a través de plantas de compostaje.
Caña de azúcar	Residuos de cosecha	89.533,9	Conocimiento	100%	85.539	Cogeneración	80%	71.631,1	Se considera 100% debido a que actualmente dichos residuos se queman en los campos, luego dado que existe la tecnología, se podría cambiar esta mala práctica y evitar emisión de grandes cantidades de GEI.
Olive	Residuos de cosecha	368	Conocimiento	30%	110	Combustión	45%	497	Se considera solo el 30% ya que se pretende no degradar la calidad del suelo.
Total		146.227,1			119.705,8			95.443,5	

Tabla 4.2: Potencial energético disponible o aprovechable de residuos agrícolas y agroindustriales en Perú [30].

4. COGENERACIÓN

El aprovechamiento del potencial de los residuos agrícolas y agroindustriales en sistemas de cogeneración para la producción de electricidad y calor es limitado por la disponibilidad del recurso existente, la dificultad de gestionar grandes volúmenes de residuos, la deficiente infraestructura de transporte, los elevados costos de inversión inicial y aspectos normativos no suficientemente regulados. Además, existe una gran cantidad de propuestas tecnológicas para el aprovechamiento de los residuos agrícolas y agroindustriales. Entre las alternativas tecnológicas disponibles destacan:

- La cogeneración de residuos agroindustriales (tipo bagazo o cascarilla de arroz)
- La gasificación de los residuos madereros o agrícolas y posterior combustión en calderas de lecho fluidizado
- La fermentación anaeróbica de residuos provenientes de haciendas ganaderas, porcinas, granjas de aves o rellenos sanitarios y su posterior tratamiento y combustión en turbinas de gas o calderas de vapor.
- Utilización de biocarburantes de origen renovable y su combustión en motores o grupos electrógenos especialmente acondicionados.

La implementación de proyectos de cogeneración con el aprovechamiento de los residuos agrícolas y agroindustriales con bagazo, que producen electricidad y energía térmica en forma de vapor para los procesos internos de la industria azucarera pueden contribuir a:

- Garantizar un suministro continuo y seguro de energía en el país.
- Promover la diversificación de la matriz energética nacional.
- Disponer de un conjunto de sistemas de generación eléctrica con menor impacto ambiental, debido a una significativa reducción de las emisiones contaminantes de carbono.

4. COGENERACIÓN

- Mayor diversificación y oportunidades de ingresos para la agricultura, agroindustria y la actividad forestal.
- Generar un significativo volumen de puestos de trabajo en zonas rurales, evitando la despoblación de zonas agrícolas y la migración a las grandes ciudades

El potencial eléctrico de cogeneración [31], basado en el aprovechamiento del bagazo en 10 ingenios del territorio peruano, supera los 127 MW y requeriría una inversión de 154,9 millones de dólares, tabla 4.3. Asimismo, se considera que los precios a ofertar por la energía a exportar de las instalaciones de cogeneración, para las subastas RER, sería 35,2 US\$/MWh. Un precio muy inferior a los precios máximos de la primera y segunda subasta RER para la biomasa: 120 US\$/MWh y 55 US\$/MWh respectivamente. La energía anual generada en los sistemas de cogeneración de bagazo superaría los 978 GWh/año, casi un 2,5% del total de la energía nacional anual. La construcción de las instalaciones de cogeneración implicaría una reducción de las emisiones de CO₂ entre 400 mil y 500 mil toneladas anuales.

Azucarera	Bagazo t/a	Generación bruta, MWh	Generación bruta, MW	Exportación, MWh	Exportación, MW	Inversión MUSD
Pucalá	163 861	66 367	9,9	43 765	6,5	12,0
Tumán	258 713	104 602	13,6	68 917	9,0	16,5
Pomalca	177 991	72 046	9,4	47 496	6,2	11,4
Casa Grande	437 320	176 323	22,3	116 003	14,6	27,0
Cartavio	371 167	150 113	19,5	98 918	12,9	23,7
Laredo	307 055	124 236	15,2	81 884	10,0	18,5
San Jacinto	178 029	72 192	9,4	47 636	6,2	11,4
Paramonga	307 583	124 486	16,7	82 061	11,0	20,3
Andahuasi	180 163	73 006	9,5	48 156	6,3	11,5
Chucarapi-Pampa Blanca	37 819	15 329	2,1	10 112	1,4	2,6
Total	2 419 701	978 700	127,6	644 948	84,1	154,9

Tabla 4.3: Potencial eléctrico de cogeneración del aprovechamiento del bagazo de la industria azucarera [31].

4. COGENERACIÓN

El aprovechamiento del potencial de los residuos agrícolas y agroindustriales en sistemas de cogeneración para la producción de electricidad y calor es limitado por la disponibilidad del recurso existente, la dificultad de gestionar grandes volúmenes de residuos, la deficiente infraestructura de transporte, los elevados costos de inversión inicial y aspectos normativos no suficientemente regulados. Además, existe una gran cantidad de propuestas tecnológicas para el aprovechamiento de los residuos agrícolas y agroindustriales. Entre las alternativas tecnológicas disponibles destacan:

- La cogeneración de residuos agroindustriales (tipo bagazo o cascarilla de arroz)
- La gasificación de los residuos madereros o agrícolas y posterior combustión en calderas de lecho fluidizado
- La fermentación anaeróbica de residuos provenientes de haciendas ganaderas, porcinas, granjas de aves o rellenos sanitarios y su posterior tratamiento y combustión en turbinas de gas o calderas de vapor.
- Utilización de biocarburantes de origen renovable y su combustión en motores o grupos electrógenos especialmente acondicionados.

La implementación de proyectos de cogeneración con el aprovechamiento de los residuos agrícolas y agroindustriales con bagazo, que producen electricidad y energía térmica en forma de vapor para los procesos internos de la industria azucarera pueden contribuir a:

- Garantizar un suministro continuo y seguro de energía en el país.
- Promover la diversificación de la matriz energética nacional.
- Disponer de un conjunto de sistemas de generación eléctrica con menor impacto ambiental, debido a una significativa reducción de las emisiones contaminantes de carbono.
- Mayor diversificación y oportunidades de ingresos para la agricultura, agroindustria y la actividad forestal.

4. COGENERACIÓN

- generar un significativo volumen de puestos de trabajo en zonas rurales, evitando la despoblación de zonas agrícolas y la migración a las grandes ciudades

El potencial eléctrico de cogeneración [31], basado en el aprovechamiento del bagazo en 10 ingenios del territorio peruano, supera los 127 MW y requeriría una inversión de 154,9 millones de dólares, tabla 4.3. Asimismo, se considera que los precios a ofertar por la energía a exportar de las instalaciones de cogeneración, para las subastas RER, sería 35,2 US\$/MWh. Un precio muy inferior a los precios máximos de la primera y segunda subasta RER para la biomasa: 120 US\$/MWh y 55 US\$/MWh respectivamente. La energía anual generada en los sistemas de cogeneración de bagazo superaría los 978 GWh/año, casi un 2,5% del total de la energía nacional anual. La construcción de las instalaciones de cogeneración implicaría una reducción de las emisiones de CO2 entre 400 mil y 500 mil toneladas anuales.

Azucarera	Bagazo t/a	Generación bruta, MWh	Generación bruta, MW	Exportación, MWh	Exportación, MW	Inversión MUSD
Pucallá	163 861	66 367	9,9	43 765	6,5	12,0
Tumán	258 713	104 602	13,6	68 917	9,0	16,5
Pomalca	177 991	72 046	9,4	47 496	6,2	11,4
Casa Grande	437 320	176 323	22,3	116 003	14,6	27,0
Carlavio	371 167	150 113	19,5	98 918	12,9	23,7
Laredo	307 055	124 236	15,2	81 884	10,0	18,5
San Jacinto	178 029	72 192	9,4	47 636	6,2	11,4
Paramonga	307 583	124 486	16,7	82 061	11,0	20,3
Andahuasi	180 163	73 006	9,5	48 156	6,3	11,5
Chucarapi-Pampa Blanca	37 819	15 329	2,1	10 112	1,4	2,6
Total	2 419 701	978 700	127,6	644 948	84,1	154,9

Tabla 4.3: Potencial eléctrico de cogeneración del aprovechamiento del bagazo de la industria azucarera [31].

4. COGENERACIÓN

En un estudio más detallado [32], el potencial de cogeneración existente, a partir del aprovechamiento de los residuos agrícolas y agroindustriales de la producción de caña de azúcar, se determina en función del total de áreas cosechadas en los ingenios azucareros y de las hectáreas previstas para dos proyectos de plantas alcoholeras como Maple Etanol y COMISA. Además, se diferencian los potenciales eléctricos obtenidos a partir del aprovechamiento del bagazo de caña y de la utilización del 70% del follaje y el cogollo, con el objetivo de evitar que los campos pierdan nutrientes, quedando el 30 % en los campos de cultivo. El aprovechamiento del bagazo y del 70% de los residuos del follaje y cogollo de los ingenios azucareros en sistemas de cogeneración supondría un potencial de generación entre 133,1 MWe y 284,2 MWe en términos de potencia eléctrica y entre 711,5 GWh y 1668,1 GWh de energía eléctrica, respectivamente, tabla 4.4 [32].

Rubro	Ingenios Azucareros		Plantas Alcoholeras	
	Sin aprovechamiento del Follaje y el Cogollo	Con aprovechamiento del follaje y el cogollo (70%)	Sin aprovechamiento del Follaje y el Cogollo	Con aprovechamiento del follaje y el cogollo (70%)
Cantidad de Hectareas Cosechadas (Ha)	65847	65847	23640	23640
Rendimiento (Ton caña cortada /(Ha año))	110,04	110,04	149,8	149,8
Productividad Caña cortada (Ton/año)	7 245 783	7 245 783	3 541 272	3 541 272
Potencia electrica consumida en el ingenio (Mwe)	20,7	20,7	10,1	10,1
Potencia electrica total factible de instalar (Mwe)	133,1	284,2	65,1	138,9
Potencia electrica factible de conectarse a la red (Mwe)	112,4	263,6	54,9	128,8
Energía Eléctrica factible de conectarse a la red (Gwh)	711,5	1668,1	347,7	815,2

Tabla 4.4: Potencial eléctrico de cogeneración del aprovechamiento de los residuos de la industria azucarera [32].

4. COGENERACIÓN

4.4 Cogeneración renovable y subastas RER

En las tres primeras subastas de tecnología RER, sólo una central de cogeneración que aprovecha el residuo del bagazo resultó adjudicada, tabla 4.5 [30]. La central de cogeneración de Paramonga, con una potencia instalada de 23 MW, utiliza bagazo de caña. En la primera subasta de tecnologías RER, la central de cogeneración de Paramonga se adjudicó el suministro energético de 115 GWh anuales con una retribución económica de 52 \$/MWh por 20 años. En la segunda y tercera subasta, ninguna central de aprovechamiento de residuos agrícolas y agroindustriales resultó adjudicada, a pesar de existir una asignación de energía a subastar de 320 GWh/año.

Es importante indicar que en las tres primeras subastas RER sólo se ha adjudicado 157,3 GWh de un total de 1961 GWh de energía requerida. Menos de 10% del total de energía requerida. No resulta difícil deducir que el Estado peruano ha asignado un exagerado volumen de energía requerida a las tecnologías de aprovechamiento de residuos agrícolas y agroindustriales y residuos urbanos, sabiendo que no existían suficientes proyectos para cubrir esos requerimientos y evitando que esa energía requerida pueda ser asumida por otras tecnologías más competitivas económicamente como las instalaciones eólicas.

4. COGENERACIÓN

Fuente	Postor	Proyecto	Precio ofertado (US\$/MWh)	Potencia a instalar (MW)	Factor de planta	Energía ofertada durante el año (GWh)
<i>Residuos sólidos urbanos</i>	Petramás S.A.C.	Huaycoloro	110,0	4,4	73,0	28,3
<i>Bagazo de caña</i>	Agroindustrial Paramonga S.A.C.	Central Cogeneración Paramonga	52,0	23,0	57,0	115,0
<i>Residuos sólidos urbanos</i>	Consortio Tres Hermanas	Central a Biomasa La Gringa	99,9	2,0	61,4	14,0
<i>Proyectos adjudicados</i>			63,5	29,4	59,6	157,3
<i>Bagazo de caña</i>	Consortio de Generación Eléctrica del Norte	Central Térmica Casagrande	99,0	30,0	64,7	170,0
<i>Bagazo de caña</i>	Consortio de Generación Eléctrica del Norte	Central Térmica San Jacinto	99,0	17,0	29,7	44,2
<i>Bagazo de caña</i>	Consortio de Generación Eléctrica del Norte	Central Térmica Cartavio	98,9	31,0	75,1	204,0
<i>Bagazo de caña</i>	Maple Biocombustibles S.R.L.	Planta de Biomasa de Maple Biocombustibles	108,0	37,5	88,0	227,6
<i>Bagazo de caña</i>	Empresa Hidroeléctrica de Chanay S.A.C.	Central Térmica Lambayeque	120,0	1,5	90,0	11,7
<i>Proyectos no adjudicados</i>			102,5	117,0	70,2	657,7
Total			95,5	146,4	68,3	815,0

Tabla 4.4: Potencial eléctrico de cogeneración del aprovechamiento de los residuos de la industria azucarera [32].

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

5.1 Estructura de transmisión eléctrica

Un sistema de transmisión eléctrica se define como la estructura – líneas y redes eléctricas, subestaciones de transformación y dispositivos de control y compensación - que traslada la energía eléctrica desde los puntos de generación a los puntos de demanda. El sistema eléctrico de transmisión peruano está conformado por el SEIN, y por las Redes de los Sistemas Aislados (SSAA). El sistema de distribución, encargada de transmitir grandes volúmenes de energía hasta los usuarios finales, es tratado de forma independiente. El Anuario Ejecutivo de Electricidad 20014, publicado por el MINEM, en septiembre de 2105, indica que la longitud de las líneas de transmisión del SEIN es de 21.589,0 km [33]. En la figura 5.1, se muestra el mapa de transmisión eléctrica del SEIN [34].

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Actualmente, el sistema eléctrico de transmisión abarca grandes extensiones del territorio nacional con redes eléctricas, que operan a tensiones nominales de 60 kV, 138 kV y 220 kV. En los últimos años, se han construido varias líneas eléctricas de 500 kV, elevando el nivel de tensión nominal máximo existente en el país. En la figura 5.2, se muestra la evolución de la construcción de las líneas de transmisión en función del nivel de tensión [33]. La evolución del sistema eléctrico de transmisión peruano, durante varias décadas, ha operado a una tensión nominal máxima de 220 kV. La transmisión de energía eléctrica a ese nivel de tensión limita el volumen de energía transmisible en un país con un territorio tan amplio, incrementando el valor de pérdidas de transmisión con el aumento de la demanda. Asimismo, los inconvenientes de la operación del sistema de transmisión se deben a que la evolución histórica del sistema eléctrico peruano ha conformado un sistema eléctrico radial, con una generación eléctrica, localizada en el centro del país.

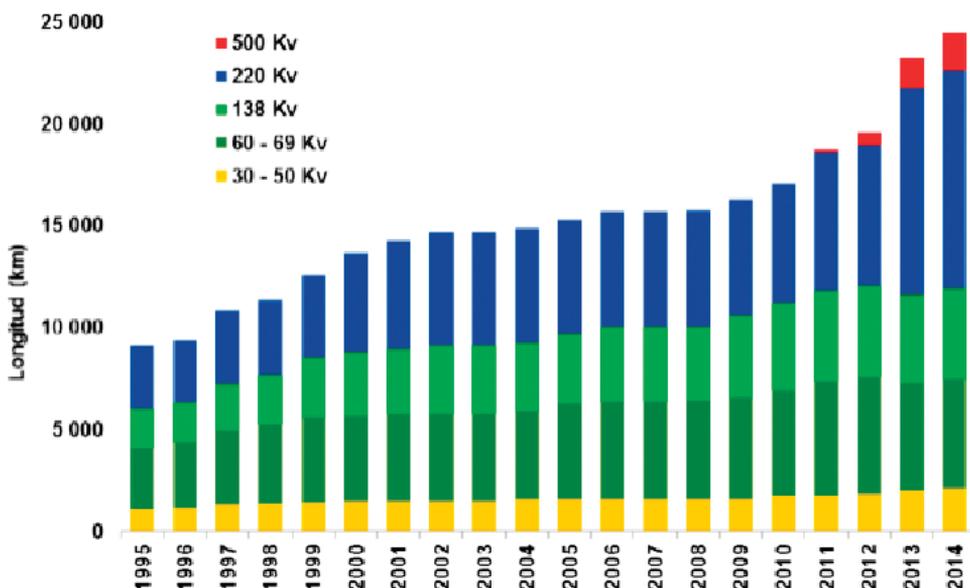


Figura 5.2: Evolución de los niveles de tensión en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, SEIN [33].

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La zona centro de Perú concentra sistemas térmicos de generación con una potencia instalada superior cercana a los 4218,9 MW [35]. Cuatro empresas representaron 86% de la producción total de energía eléctrica de origen térmico: Enersur (30%), Kallpa (28%), Edegel (20%) y Fenix Power (7%) [33]. La zona centro de Perú se ha transformado en un subsistema eléctrico netamente exportador a los subsistemas eléctricos norte y sur del país. La concentración de sistemas de generación eléctrica eleva el nivel de vulnerabilidad del sistema eléctrico peruano, puesto que se podría afectar la continuidad del suministro ante la aparición de eventos catastróficos naturales inesperados o por ataques de grupos narcoterroristas al ducto de gas de Camisea, así como por contingencias asociadas a la operación del sistema eléctrico, desconexión de líneas o estaciones de transformación por sobrecargas o maniobras de operación.

En 2011, la transmisión desde Lima al Sur Medio presentó una congestión durante el 43% del tiempo. Una situación similar ocurrió en el sistema de transmisión desde Lima al Norte, que presentó una congestión del 40% del tiempo, figura 5.3 [36]. Las líneas de transmisión de Lima al Sur Medio y al Norte sufrieron saturaciones y congestiones en los periodos de horas punta, generando interrupciones en el suministro eléctrico y obligando a la importación de electricidad desde Ecuador. Además, las congestiones en las líneas de transmisión causan elevadas pérdidas de energía, afectando la eficiencia del sistema eléctrico nacional.

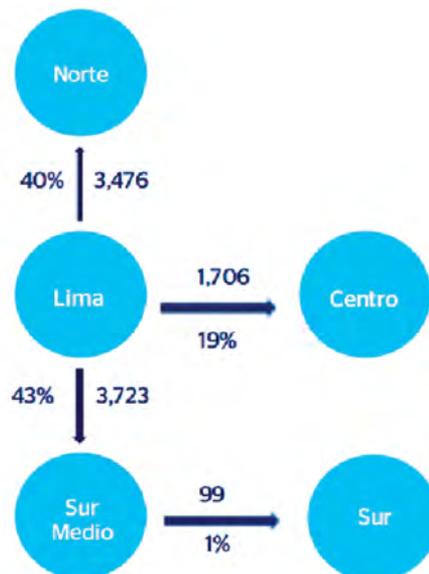


Figura 5.3: Porcentaje de congestiones en los diferentes subsistemas eléctricos de transmisión del SEIN [36].

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

La excesiva concentración de generación en la zona Centro del país exige la construcción de instalaciones eléctricas en la zona Norte y Sur de Perú con el objetivo de reducir las sobrecargas en las líneas de transmisión del SEIN y deslocalizar la concentración de instalaciones térmicas en el centro del país, concretamente en el distrito de Chilca, en la región Lima. La entrada en operación de nuevas centrales hidroeléctricas e instalaciones RER en las zonas Norte y Sur del SEIN ha reducido paulatinamente la necesidad de transmisión de energía desde la zona centro del país. Asimismo, el incremento de los niveles de tensión hasta 500 kV de las líneas de transmisión en el país ha permitido reducir los problemas de saturación y congestiones existentes en el sistema de transmisión actual, debido al incremento de la capacidad transmisible de las líneas eléctricas de 500 kV.

En la figura 5.4, se observa el impacto de la construcción y conexión al SEIN de nuevas líneas de transmisión eléctrica de 500 kV en las línea de transmisión Mantaro-Socabaya – Zona Centro a Zona Sur – y en la línea de transmisión Paramonga-Chimbote – Zona Centro a Zona Norte – [33].

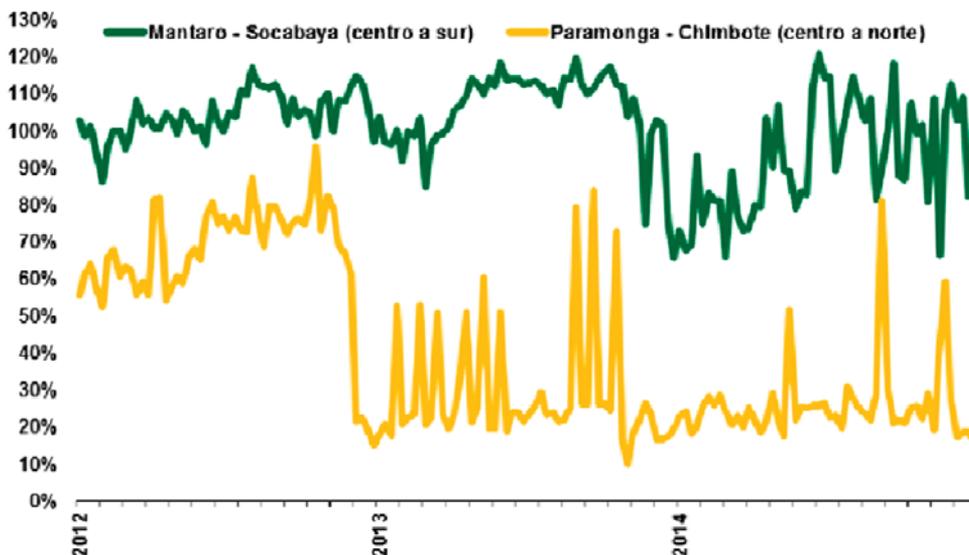


Figura 5.4: Porcentaje de congestiones en los diferentes subsistemas eléctricos de transmisión del SEIN [33].

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En la actualidad, alrededor de la ciudad de Lima se ha construido un anillo de transmisión de 500 kV. Asimismo, ya se encuentran en funcionamiento dos líneas adicionales, la línea de transmisión Zapallal-Trujillo hacia el norte y la línea de transmisión Chilca-La Planicie-Zapallal hacia el sur. En 2014, se inauguraron dos nuevas líneas de transmisión de 500 kV: Trujillo-Chiclayo-La Niña y Chilca-Marcona-Ocaña-Montalvo. En consecuencia, el SEIN cuenta con una verdadera autopista de transmisión de energía eléctrica a lo largo de la costa peruana. Las líneas de transmisión de 500 kV conectan eléctricamente las regiones de Piura y Moquegua, atravesando la costa de Perú de norte a sur. En la figura 55, se muestra el mapa de nuevas líneas de transmisión de 500 kV conectadas al SEIN [37].

En los próximos años, se espera la construcción de una nueva línea de transmisión Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo, se convertirá en el segundo enlace en 500 kV entre las zonas Centro y Sur del SEIN. La puesta en servicio de esta nueva línea de transmisión de 500 kV permitirá la transmisión de la energía generada en la Zona Centro hacia la Zona Sur. Por tanto, se podrá atender un crecimiento previsto de la demanda en los departamentos del sur de Perú, con mayores beneficios económicos para la operación del sistema eléctrico y con un mejor nivel de confiabilidad del suministro de energía eléctrica. Asimismo, se espera que el factor de pérdidas de energía en el sistema de transmisión se reduzca significativamente en los próximos años.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA



Figura 5.5: Mapa de líneas de transmisión eléctrica de 500 kV existentes y en proyecto del SEIN [37].

5.2 Pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución

La topología radial del sistema eléctrico peruano y el nivel de tensión nominal máximo de 220 kV condicionó durante varias décadas los valores de pérdidas de energía en el sistema de transmisión. Por otro lado, la congestión de las líneas de transmisión debido a la concentración de instalaciones de generación eléctrica en la zona centro del país, incrementó las pérdidas en el sistema de transmisión. Así, en 2012 y 2013, las pérdidas en el sistema de transmisión peruano se duplicaron entre 2006 y 2012.

La entrada en operación y conexión al SEIN de varias líneas de transmisión de 500 kV y la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas e instalaciones de generación basadas en tecnologías RER en las zona norte y sur del país han permitido reducir las saturaciones, sobrecargas y congestiones en las líneas eléctricas de transmisión que conectan el subsistema centro con los subsistemas norte y sur.

En la figura 5.6, se muestra la evolución de las pérdidas de energía en el sistema de transmisión del SEIN. Se observa que a partir de 2004, con la llegada del gas natural de Camisea a la costa, las pérdidas de transmisión empezaron un lento pero constante incremento, debido a la concentración de centrales térmicas en el distrito de Chilca. Sólo en 2014, con la construcción y conexión al SEIN de varias líneas de transmisión de 500 kV, las pérdidas de energía han iniciado una lenta pero esperanzadora reducción. Se espera que la incorporación de nuevas líneas de transmisión de 500 kV permitirá obtener una reducción adicional en el nivel de pérdidas del sistema de transmisión nacional.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

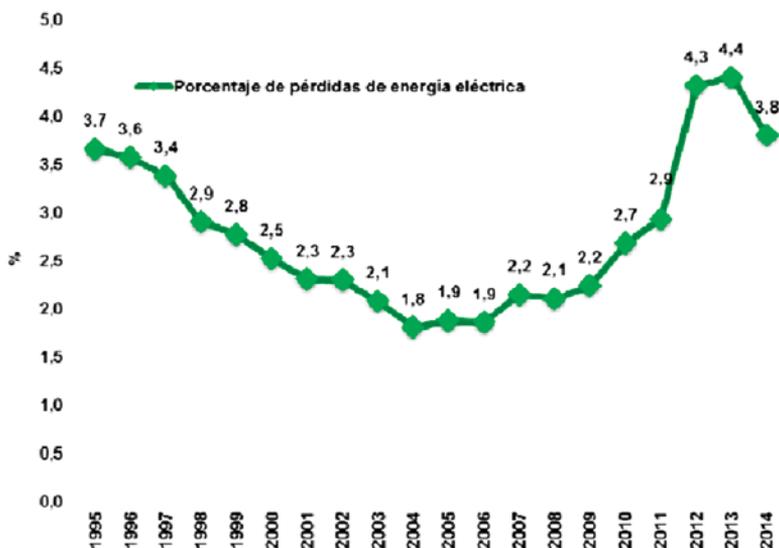


Figura 5.6: Porcentaje de pérdidas de energía en el sistema de transmisión del SEIN [33].

Es importante indicar que en los modernos sistemas de transmisión eléctrica, las pérdidas de energía oscilan entre 1-2%. Por tanto, el sistema de transmisión del SEIN deberá reducir al menos a la mitad el nivel de pérdidas actualmente existente para alcanzar los estándares internacionales en pérdidas de transmisión. Por ejemplo, las pérdidas totales de la red eléctrica española de transmisión de alta tensión oscilan alrededor de 1,5%, en función de la distribución de la generación y la demanda.

Actualmente, en Perú, existen 24 empresas distribuidoras de electricidad. Entre las empresas privadas de distribución destacan Luz del Sur (subsidiaria de Sempra Energy) y Edelnor (subsidiaria de Enel) cuya área de concesión es la zona metropolitana de la ciudad de Lima. La empresa de distribución Electro Dunas tiene un área de concesión que abarca la región sur medio de Perú (departamento de Ica y parte de los departamentos de Huancaavelica y Ayacucho). Además, hay un importante número de empresas de distribución estatales administradas por FONFE, que abarcan la mayor parte del resto del territorio nacional.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Las empresas de distribución eléctrica están reguladas por el OSINERGMIN, puesto que se consideran un monopolio natural y disponen de sus respectivas concesiones, sin necesidad de competir con ninguna otra empresa por los clientes adscritos a un determinado territorio o zona geográfica. En este sentido, para incrementar la rentabilidad económica de sus negocios, las empresas de distribución eléctrica deben incrementar la eficiencia de su negocio y reducir las pérdidas de energías en las redes de distribución eléctrica.

Los niveles de pérdida de energía en las redes de distribución eléctrica está asociadas a las pérdidas técnicas por efecto joule, a los robos y/o conexiones clandestinas de inescrupulosos usuarios y a deficiencias de la infraestructura eléctrica, gestión de compras y procesos de facturación. Por tanto, para reducir las pérdidas de energía, las empresas eléctricas distribuidoras han tenido que abordar los problemas anteriormente indicados para elevar sus rendimientos económicos. En consecuencia, a nivel nacional las pérdidas totales de energía han disminuido significativamente desde la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas.

El porcentaje de pérdidas totales en las redes de distribución se han reducido significativamente en el período 1995-2014. Así, en 1995 se alcanzó un valor máximo de pérdidas, equivalente al 19,7%, mientras que en 2014, las pérdidas de energía se redujeron al 7,3% en 2014, figura 5.7 [33]. En las últimas décadas, el sostenido crecimiento de las ciudades y del consumo eléctrico medio de los usuarios ha exigido de constantes inversiones en la modernización, reforzamiento y ampliación de las redes de distribución de baja tensión por parte de las empresas distribuidoras, lo que ha contribuido sustancialmente a reducir las pérdidas totales de energía eléctrica en los sistemas de distribución.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

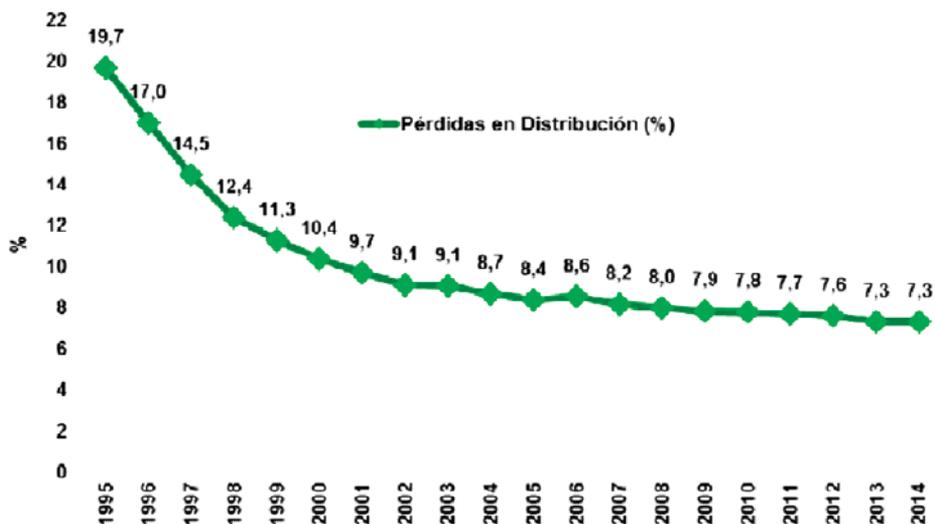


Figura 5.7: Evolución del porcentaje de pérdidas de energía en el sistema de distribución entre 1995-2014 [33].

Es importante indicar, que las empresas privadas de distribución eléctrica han alcanzado mayores niveles de eficiencia, reduciendo significativamente las pérdidas totales de energía en sus correspondientes redes eléctricas, en comparación con las demás empresas estatales de distribución eléctrica, figura 5.8 [38]. Así, las empresas privadas de distribución eléctrica han reducido sus pérdidas de generación a valores cercanos al 7%. Aunque cada empresa de distribución eléctrica dispone de un área de concesión geográfica diferente a las demás y, en consecuencia, con sus correspondientes características técnicas y densidades de población, las empresas privadas de distribución eléctrica cuentan con mayores incentivos para ser eficientes y, por tanto, generar mayores beneficios a sus accionistas. En caso contrario, las empresas de distribución con capitales estatales son proclives a clientelismos políticos de las autoridades de turno. Las empresas de distribución estatales aún tienen pérdidas de energía superiores a 8%, generando la necesidad de implementar mecanismos de gestión óptima y eficiencia empresarial.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

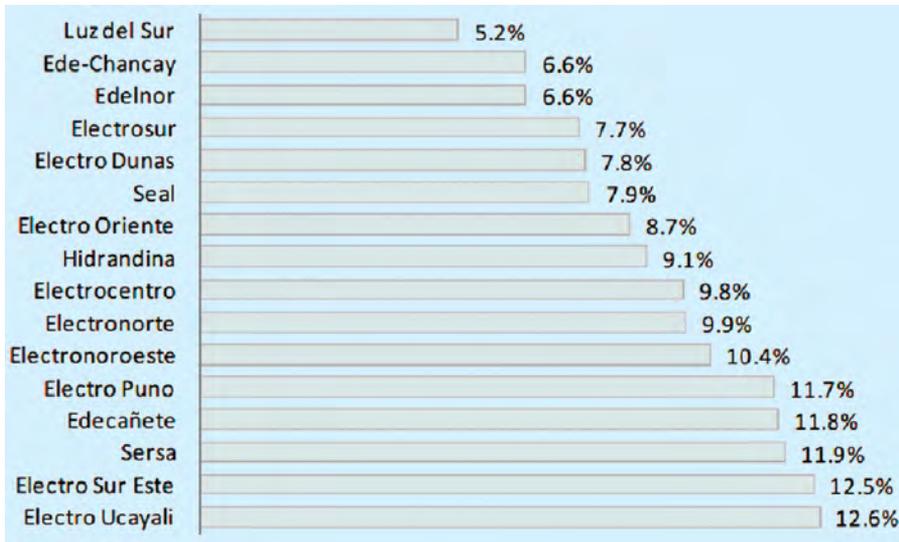


Figura 5.8: Porcentaje de pérdidas de energía por empresas de distribución [38].

En 2013, las pérdidas de energía tanto en las líneas de transmisión y redes de distribución superaron los 4500 GWh, un 11% de la generación total de energía, figura 5.9 [39]. Un valor tan elevado de pérdidas exige la necesidad de implementar planes de reducción de las pérdidas de energía a valores mínimos. Las pérdidas de energía en el SEIN son ya superiores al volumen de energía requerido en las subastas RER.

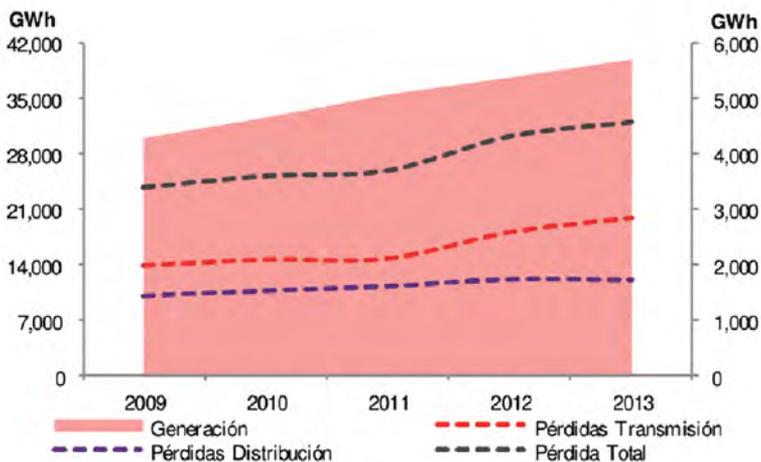


Figura 5.9: Porcentaje de pérdidas de energía por empresas de distribución [39].

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

En la Unión Europea las pérdidas promedio de energía en las redes eléctricas de distribución oscilan alrededor de 6-7%. En Europa, Luxemburgo presenta el mínimo valor en porcentaje de pérdidas de energía en las redes de distribución con un promedio de 2%. Algunos países de la Unión Europea, como Alemania, Finlandia y Holanda presentan porcentajes de pérdidas de energía en las redes de distribución cercanas al 4%. Por tanto, aún existe un margen importante de reducción en las pérdidas de energía para las empresas nacionales de distribución eléctrica. Por otro lado, la Energy Information Administration de Estados Unidos de América considera que el porcentaje de pérdidas de energía conjuntas, tanto para los sistemas de transmisión y distribución, deben ser de aproximadamente 6%. En 2013, las pérdidas en las líneas de transmisión y en las redes eléctricas de distribución en Estados Unidos se estimaron en un valor de 5%. Menos de la mitad de las pérdidas conjuntas de energía en el SEIN.

5.3 Plan de Transmisión Eléctrica 2015-2024

El COES SINAC, actualiza cada dos años el Plan de Transmisión, que permite determinar los nuevos requerimientos de infraestructura para el sistema de transmisión eléctrica del SEIN, además, de garantizar la operación del sistema eléctrico en condiciones óptimas para un horizonte temporal de 10 años.

El COES realiza estudios técnicos detallados que permiten identificar los potenciales puntos de saturación y congestión del sistema eléctrico y se proponen proyectos de reforzamiento o construcción de nuevas líneas de transmisión eléctrica que se deberán incorporar al Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), del SEIN. Las instalaciones del SGT del Sistema Complementario de Transmisión, (SCT) son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación a la Ley N° 28832 de julio de 2006. El Plan de Transmisión juega un rol fundamental en la planificación del sistema eléctrico nacional puesto que permite evaluar la expansión de las redes eléctrica, evitando la aparición de eventos de restricción que puedan afectar la continuidad de suministro a los consumidores.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Los estudios técnicos que sustentan la elaboración del Plan de Transmisión consideran diversos escenarios de crecimiento de la demanda, expansión de la generación y otras incertidumbres inherentes al funcionamiento del sistema eléctrico. El actual Plan de Transmisión 2015-2024 considera variaciones de tasas de crecimiento anual promedio de la demanda entre 4,9 y 8,2%, en un horizonte temporal de 10 años. Así, la demanda anual del SEIN para 2024 alcanzaría los 99 000 GWh, más de dos y media veces la demanda de 2014 [40]. Asimismo, evalúa la estructura de la oferta de generación con diferentes hipótesis de participación térmica y renovable, entre 40 y 60%, y la distribución priorizada de los sistemas de generación por zonas. Las anteriormente mencionadas incertidumbres, se combinan con la hidrología, los costos de combustibles y los costos de inversión, condujeron a la definición de más de 83 mil escenarios de evaluación para los dos años hito analizados: 2020 y 2024. El Plan de Transmisión correspondiente al período 2015–2024, presenta dos productos principales:

- El Plan Vinculante 2020
- El Plan de Transmisión 2024.

El Plan Vinculante 2020 se conforma por un conjunto de proyectos cuyas actividades de ejecución y construcción de nuevas líneas deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del Plan de Transmisión. El Plan de Transmisión 2024 incluye un conjunto de proyectos no vinculantes, los cuales deberán ser revisados en futuras actualizaciones del Plan de Transmisión.

El Plan de Transmisión presenta un mapa de la previsible evolución del sistema de transmisión a 500 kV del SEIN, figura 5.10. Se observa una estructura de transmisión troncal con dos ejes longitudinales: uno a lo largo de la costa y otro a lo largo de la selva, que incrementarán la confiabilidad y capacidad al SEIN para un adecuado abastecimiento de la demanda ante la conexión de nueva oferta de generación. Asimismo, la nueva estructura del sistema eléctrico de 500 kV ofrece una plataforma de transmisión sólida para la planificación de interconexiones internacionales a 500 kV hacia países vecinos.

5. SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

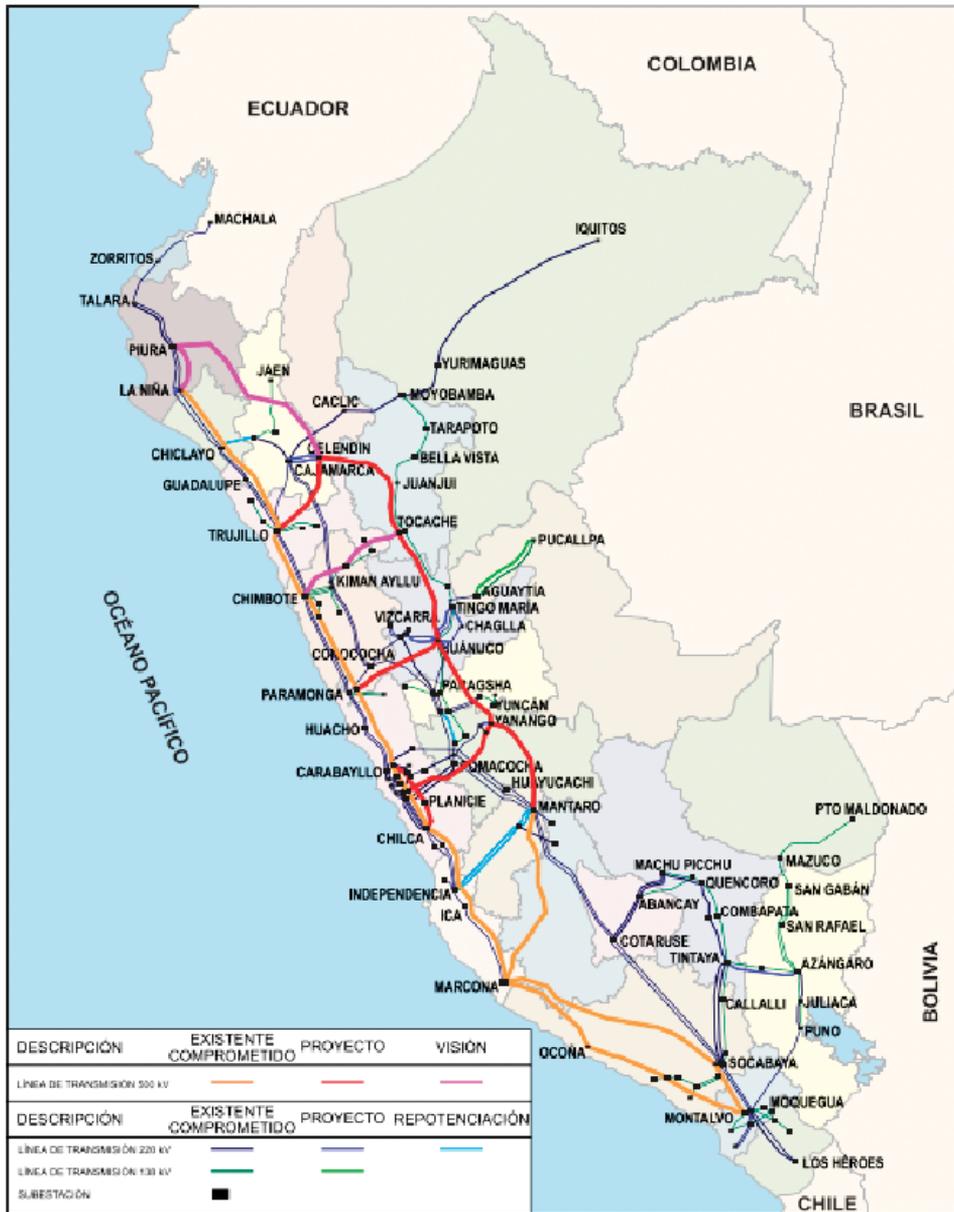


Figura 5.10: Mapa de evolución del sistema de transmisión de 500 kV [40].

6. ORGANISMOS DE PROMOCIÓN ENERGÉTICA

6.1 Organismos estatales

Los organismos estatales como Ministerios y sus correspondientes Direcciones Generales se dedican a la elaboración de políticas y estrategias energéticas a largo plazo y a la elaboración e implementación de planes de ahorro y eficiencia energética. Entre los organismos gubernamentales dedicados a promocionar la integración de energías renovables y las políticas de ahorro y eficiencia energética destacan:

- Ministerio de Energía y Minas (MINEM). El MINEM cuenta con la Dirección General de Electricidad, de Electrificación Rural y de Eficiencia Energética para la promoción del desarrollo de actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica; la ejecución de planes y proyectos de electrificación en zonas rurales y la elaboración de planes de ahorro y eficiencia energética.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). El OSINERGMIN dispone de un Sistema de Información de Energías Renovables que proporciona información detallada de los procesos de subastas RER que se convoquen. Asimismo, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), se encargada de dirigir, coordinar y controlar el proceso de fijación de tarifas en los subsectores de electricidad e hidrocarburos.

6.2 Universidades y centros de investigación

Entre las universidades y centros de investigación, dedicados a impartir cursos especializados, maestrías y doctorados en energías renovables y eficiencia energética y que participan en la promoción, investigación, innovación y desarrollo en sostenibilidad energética destacan:

- Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). La UNI cuenta con el Centro de Energías Renovables y Uso Racional de la Energía (CER-UNI). El objetivo fundamental del CER-UNI es promover el uso de las energías renovables con tecnologías limpias apropiadas al escenario nacional y a la problemática a tratar. La masiva implementación de tecnologías renovables implica la realización de tareas básicas de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i), promoción, capacitación, divulgación y transferencia tecnológica. Asimismo, el CER-UNI imparte cursos de eficiencia energética y energías renovables y una Maestría en ciencia con mención en energías renovables y eficiencia energética.

Por otro lado, la Facultad de Ingeniería Mecánica (FIME), ofrece el Doctorado en Ciencias con mención en Energética por la necesidad de ampliar el conocimiento tecnológico con fundamento científico teórico como aplicado, sobre el desarrollo energético, eje fundamental para impulsar y dar sostenibilidad al crecimiento económico y desarrollo social del país.

- Pontificia Universidad Católica de Perú (PUCP). La PUCP con el Instituto de Investigación, Formación Académica y Promoción en Materia Ecológica, Socio-Ambiental, de la Biodiversidad, del Territorio y de las Energías Renovables. Dentro del Instituto existe la Unidad Operativa de Investigación denominada Grupo de Apoyo al Sector Rural (GRUPO), que tiene como objetivos principales desarrollar investigación científica y tecnológica relacionada con la temática de energías renovables y promover la implementación y uso de tecnologías adecuadas para el sector rural.

- Universidad Nacional Agraria La Molina. Cuenta con el Laboratorio de Energías Renovables, LER, dedicada a la investigación aplicada de diferentes fuentes de energía renovables. El Laboratorio de Energías Renovables ofrece el curso de “Energías Renovables” a nivel de pre y postgrado, asimismo, realiza cursos de proyección social entre los que se pueden destacar 3 Seminarios Internacionales en Biocombustibles, 11 cursos de Producción de biodiesel y 3 cursos de aplicación de la energía solar, así como diferentes talleres locales y regionales.

6.3 Organismos privados y ONG

Existen algunos organismos privados y organizaciones no gubernamentales que se dedican a la promoción de la integración de energías renovables, a la elaboración de propuestas de estrategias energéticas sostenibles a largo plazo y a la realización de estudios sobre la situación actual de las energías renovables y de la eficiencia energética en Perú. Entre los más importantes organismos se consideran:

- Fundación Friedrich Ebert. El objetivo principal de la fundación es la creación de una sociedad libre y solidaria que proporcione las mismas oportunidades de participación política, económica, social y cultural para todos los conciudadanos sin ningún tipo de discriminación.

Entre sus actividades más relevantes relacionadas con la temática de sostenibilidad energética, la fundación ha desarrollado una serie de publicaciones denominada “Matriz Energética en Perú y Energías Renovables” dentro de un “Proyecto Regional de Energía y Clima”. En las publicaciones se analiza el escenario de garantía del abastecimiento energético, en el futuro, en un contexto de cambio climático y de agotamiento de las reservas de recursos fósiles.

- ACCIONA Microenergía Perú. Es una microempresa social que proporciona servicios básicos de electricidad con energías renovables a comunidades rurales aisladas de Perú. Acciona Microenergía se conforma como asociación sin fines de lucro fundada en mayo de 2009, en Cajamarca, Perú. ACCIONA

6. ORGANISMOS DE PROMOCIÓN ENERGÉTICA

Microenergía Perú proporciona un servicio público de electricidad dentro del sistema regulado nacional. La microempresa ha obtenido la primera concesión eléctrica rural basada en sistemas fotovoltaicos. Actualmente, gracias a los programas Luz en Casa y Luz Comunitaria-Cajamarca, facilita un servicio básico de electricidad a unos 3.900 hogares y a 17 centros comunitarios en 115 localidades de la provincia de Cajamarca.

- Fondo Nacional del Ambiente (FONAM). El FONAM es una institución de derecho privado creada por el Congreso de la República de Perú. El principal objetivo del FONAM es promover la inversión pública y privada en el desarrollo de planes, programas, proyectos y actividades orientadas al mejoramiento de la calidad ambiental, el uso sostenible de los recursos naturales, y el fortalecimiento de las capacidades para una adecuada gestión ambiental. El FONAM dispone de un área de Energía con la misión de identificar y promover proyectos orientados al aprovechamiento de fuentes renovables de energía, la introducción de tecnologías limpias, el uso eficiente de la energía y la sustitución de combustibles altamente contaminantes, incentivando así el autoabastecimiento energético y la protección del medio ambiente.
- Fondo de Acceso Sostenible a Energía Renovable Térmica (FASERT). El FASERT propone alternativas para la reducción de la pobreza, incentivando el crecimiento económico de las zonas rurales y periurbanas, a través del desarrollo a escala de soluciones modernas de energía renovable térmica, actuando como catalizador a fin de crear mercados energéticos limpios y sostenibles, contando con un enfoque multisectorial, incentivando la participación activa del sector privado, así como estimulando el uso productivo de la energía.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El modelo energético actual peruano está basado, principalmente, en la utilización del petróleo, el gas natural y sus correspondientes derivados, que suministran el 72% de la demanda final de energía. Las tecnologías RER que agrupan a las instalaciones renovables de generación eléctrica y las biomásas de subsistencia (leñas, bosta, yareta, bagazo y carbón vegetal) aportan el 12%, mientras que la energía hidráulica suministró el 11% de la demanda final de energía anual consumida en 2013.

Perú es un país con una elevada dependencia energética de recursos fósiles, que no dispone en cantidades abundantes, en el caso del petróleo, o cuyas reservas son más bien limitadas, en el caso del gas natural. A pesar de los grandes esfuerzos e inversiones realizados en exploración, las reservas de petróleo y gas natural no se ha incrementado sustancialmente, generando una fundamentada incertidumbre en la capacidad de garantizar el suministro energético de las futuras generaciones.

Por otro lado, los planes de construcción de centrales hidroeléctricas para garantizar el suministro de energía eléctrica no responden a criterios de sostenibilidad medioambiental y la producción energética futura de las grandes instalaciones hidráulicas puede verse seriamente afectada por la reducción de las masas de hielo de los glaciares andinos y por los cambios de los patrones pluviométricos, causados por el impacto del fenómeno de calentamiento global a escala planetaria.

Es importante anotar que los grandes proyectos de hidroenergía son usualmente categorizados como energía “limpia y verde” para la generación de electricidad por las instituciones financieras internacionales, gobiernos nacionales y otros actores.⁴ Estas instituciones en gran medida se benefician de los instrumentos destinados a hacer frente al cambio climático, incluyendo los créditos de carbono bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), los créditos de los Fondos de Inversión Climática del Banco Mundial, y las condiciones financieras especiales de las agencias de crédito a la exportación y los bonos verdes. Los defensores de

⁴ *A Civil Society Manifesto for the Support of Real Climate Solutions*
(<https://www.internationalrivers.org/node/9204>)

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

la industria de represas abogan para que los grandes proyectos hidroeléctricos se financien por el Fondo Verde para el Clima, y muchos gobiernos impulsan represas como respuesta al cambio climático a través de iniciativas nacionales. Por ejemplo, al menos doce gobiernos con los principales sectores de energía hidroeléctrica han incluido una expansión de la generación de energía hidroeléctrica en sus informes sobre las Intended Nationally Determined Contributions (INDCs).

Además, los ríos atrapan cerca de 200 millones de toneladas de carbón al año. Los proyectos de energía hidroeléctrica y otras represas alteran la función de los ríos para actuar como sumideros de carbono a nivel mundial mediante la interrupción del transporte de sedimentos y nutrientes.

Debido a la construcción de represas y otros factores, los ecosistemas de agua dulce han perdido en promedio 76% de su población desde 1970 - más de los ecosistemas terrestres y marinos. La construcción de más represas para proteger los ecosistemas del cambio climático significa sacrificar las arterias del planeta para proteger sus pulmones.

Los grandes proyectos hidroeléctricos tienen serios impactos en las comunidades locales y, a menudo violan los derechos de los pueblos indígenas a sus tierras, territorios, recursos, la gobernabilidad, la integridad cultural y el consentimiento previo, libre e informado. Las represas han desplazado al menos a 40-80 millones de personas y han afectado negativamente a un estimado de 472 millones de personas que viven aguas abajo.

Ante el panorama de incertidumbre del futuro energético peruano es imperativo estudiar la situación actual del sector energético peruano, analizar el potencial de los recursos renovables existentes, evaluar los costes económicos de las tecnologías renovables y elaborar propuestas que coadyuven la transformación del actual modelo energético - fósil dependiente, contaminante e insostenible a largo plazo - en un modelo sostenible, respetuoso con el medio ambiente, basado en una elevada participación de energías renovables e implementación de planes de ahorro y eficiencia energética, así como, en un consumo inteligente y responsable de la energía, asociado a una cultura de sobriedad y sencillez energética de las futuras generaciones.

Los lineamientos generales para la elaboración de una estrategia energética sostenible a largo plazo tienen como objetivos fundamentales garantizar la continuidad del suministro energético y minimizar el impacto medioambiental de los procesos de transformación ener-

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

gética, con un coste económico que permita el acceso universal a la energía por los usuarios, pero a la vez evite un irresponsable derroche energético. Estos dos aspectos dinamizadores de una estrategia energética sostenible se deben sustentar, fundamentalmente, en:

- La elaboración e implementación de planes de ahorro y eficiencia energética en todas las fases de los procesos de transformación energética de las diferentes actividades de las modernas sociedades: transporte, construcción, industria, sector primario – agricultura, ganadería, pesca y actividades forestales –, sector servicios – actividades comerciales, turísticas, entre otros –, y sector residencial.
- La sustitución planificada de los sistemas convencionales – fósiles y contaminantes – de generación de calor y electricidad por sistemas renovables.
- El reciclaje, tratamiento y reutilización de los residuos.
- La concientización de los usuarios de la importancia del uso inteligente de la energía en un entorno de sobriedad y sencillez energética.

En los siguientes apartados, se pretende en breves conclusiones y recomendaciones establecer una serie de propuestas y actuaciones que permitan, para el caso peruano, plantear los lineamientos generales para la construcción de un sistema energético sostenible. Para facilitar el planteamiento de las propuestas se seguirá la estructura del presente documento.

7.1 Elaboración de proyecciones energéticas eficientes

Los planes energéticos se basan en proyecciones a largo plazo, que en la actualidad, inevitablemente, se asocian a un modelo económico de crecimiento infinito. La crisis económica del sistema económico globalizado ha desvelado la elevada influencia en las proyecciones energéticas nacionales de la coyuntura y evolución económica de los países más industrializados.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este contexto, es necesario incluir en las metodologías existentes de proyecciones de la demanda final de energía, la posibilidad de elaboración de proyecciones energéticas asociadas a la implementación de planes de ahorro y eficiencia energética. Las proyecciones energéticas de eficiencia energética implican diferentes niveles de reducción de la demanda final de energía, en función de los alcances de los planes de ahorro y eficiencia energética a implementar. Así, las proyecciones de demanda final de energía se pueden reducir significativamente y, por tanto, evitar la construcción de nuevas estructuras y sistemas energéticos.

Evidentemente, las proyecciones de demanda final de energía están estrechamente relacionadas con los criterios de elaboración de los planes de ahorro y eficiencia energética y sustitución de derivados de petróleo y gas natural. En Perú, la elaboración de los planes de eficiencia energética no responden a una política agresiva de reducción de la demanda final de energía, por tanto, se deberá revisar las metodologías empleadas con el objetivo de introducir propuestas tecnológicas agresivas de reducción de consumo energético. En relación con la sustitución de los derivados de petróleo y gas se proponen las siguientes medidas:

- Reducir la dependencia del petróleo en el sector transporte con la elaboración e implementación de un plan de electrificación del transporte de mercancías y de personas, conjuntamente con una política de desmotivación del uso del transporte privado (incremento del precio de aparcamiento en las calles, cierre de acceso a centros históricos, playas de estacionamiento disuasivos en las afueras de la ciudad, aumento de los impuestos por emisiones y por ocupar espacio de las calles) e incentivo al uso de sistemas sostenibles de transporte.
- Establecimiento de una política de inversión en infraestructuras que minimice el crecimiento de la movilidad motorizada privada (transformación sistemática y planificada de la vía pública, reducción/congelación de la construcción de nuevas infraestructuras viales, incremento del espacio público para ciudadanos, áreas libres de tráfico, reducción de la presión automovilística, prioridad y protección de zonas de desplazamiento no motorizado), que incentive el uso de modos de transporte eficiente y menor impacto medioambiental (urbanismo sostenible, desplazamientos a pie, en bicicleta o transporte público)

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

y que fomente el empleo racional del coche convencional (uso compartido o empleo sólo en largas distancias).

- Establecimiento de un conjunto de impuestos al uso del coche privado en función de los kilómetros recorridos y que incluya los costes medio ambientales derivados de la contaminación atmosférica, la ocupación de espacio público y el ruido y los efectos sobre la salud pública.
- Modernización, reestructuración y reordenamiento territorial del transporte urbano público (ordenación y planificación del transporte público de propiedad privada y municipal, reemplazo de autobuses convencionales por autobuses a biocombustibles o eléctricos, creación de redes de tranvías públicos y líneas de ferrocarriles para atender al servicio de transporte interurbano y de largos recorridos, etc.)
- Elaboración e implementación de planes de movilidad y transporte sostenible a centros laborales y centros educativos.
- Campañas de sensibilización para el empleo masivo de movilidad sostenible y transporte eficiente.
- Establecimiento de un entorno normativo que fomente incentivos fiscales a la compra de automóviles limpios y eficientes (coches a etanol o a biodiesel de tercera generación, coches híbridos, coches eléctricos u otras tecnologías).
- Fomentar el empleo de biocombustibles en el transporte público y privado tanto en el transporte terrestre, aéreo como marítimo (con ayuda de fondos públicos de investigación asociado a biocombustibles y nuevas tecnologías de sistemas de transporte – híbridos, eléctricos, hidrógeno).
- Sustitución de coches oficiales por flotillas de transporte eficiente (biocombustibles, eléctricos, hidrógeno)
- Creación de autovías del mar para el transporte de personas y mercancías entre los puertos de la costa del Océano Pacífico.

Las metodologías de elaboración de proyecciones de la demanda final de energía deberán permitir calcular la reducción asociada a las medidas de sustitución de combustibles

fósiles, propuestas líneas arriba. En relación con la protección medioambiental se deberá

- Elaborar un nuevo mapa de exploración y explotación petrolera considerando el impacto sobre la biodiversidad como principal criterio de evaluación de los territorios explotables. Aquellos territorios con una gran biodiversidad que presenten riesgos de graves impactos medioambientales en el proceso de exploración y explotación petrolera deberán ser excluidos de los mapas.

7.2 Elaboración de planes de ahorro y eficiencia energética

En Perú, los planes de ahorro y eficiencia energética existentes no abordan los problemas más graves que acucian a una sociedad moderna. El Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 se propone reducir el consumo energético en 15% hasta 2018 en relación con la demanda de consumo de energía base proyectada en el periodo analizado.

En líneas generales, la reducción del consumo de energía en los sectores residenciales y comerciales se centra en la sustitución de bombillas incandescentes y en la implementación de calentadores solares. En el sector transporte no existe una propuesta seria de transformación del decadente, contaminante e insostenible sistema de transporte existente en el país. Por tanto, se puede deducir que los objetivos del Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía 2009-2018 son bastantes modestos. Se propone introducir en los planes de ahorro y eficiencia energética los siguientes aspectos:

- Establecer un plan de auditorías energéticas que emitan un certificado de consumo energético de las instalaciones industriales, residenciales y comerciales y las medidas necesarias para la reducción del consumo de calor y electricidad.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Fomentar la edificación sostenible en nuevas construcciones y rehabilitación y certificación energética de edificios antiguos (técnicas bioclimáticas de construcción, edificios de emisión cero, gestión inteligente de la demanda en edificios, aprovechamiento energético de los residuos e integración de energías renovables en la edificación).
- Implementar estrategias sostenibles en el sector transporte (empleo de vehículos híbridos y eléctricos en ministerios y organismos públicos, electrificación del transporte público y de mercancías con la construcción de tranvías y sistemas ferroviarios, ordenación de la movilidad y el espacio urbano en las grandes ciudades, creación de vías ciclistas para cortas y medianas distancias).
- Promover la integración de sistemas de gestión y control de los sistemas de iluminación interiores y exteriores. Los edificios públicos deberían promover la integración de avanzados sistemas de gestión de la iluminación. Asimismo, los municipios deberán elaborar los mecanismos necesarios para promover la integración de sistemas avanzados de control en los sistemas de iluminación de espacios públicos que garanticen una elevada reducción del consumo de energía.
- Promover y financiar la implementación de prototipos de sistemas geotérmicos para la climatización de edificios público que permitan evaluar y optimizar su aplicación masiva en las grandes ciudades.
- Elaborar e implementar un plan de promoción de empleo masivo de sistemas solares de agua caliente sanitaria.
- Elaborar e implementar un plan de aprovechamiento de residuos urbanos para la producción de energía eléctrica y biogás en edificios e industrias.
- Promover una cultura de sobriedad y sencillez energética en los usuarios.

7.3 Integración de Energías Renovables

En un primer análisis, el modelo de subasta RER ha dado muy buenos resultados. Los precios obtenidos en la cuarta subasta RER para las instalaciones solares y los parques eólicos son muy competitivos, incluso con las centrales hidroeléctricas. No obstante, es difícil verificar la competitividad económica de las tecnologías RER ante las centrales de ciclo combinado, puesto que éstas disponen de un precio subvencionado del recurso primario energético y los usuarios eléctricos han subvencionado la construcción del ducto desde Camisea, sin considerar demás beneficios tributarios y la deliberada omisión de no incluir en sus modelos de costes/beneficios la emisión de humos contaminantes, que se transforma en un pasivo social que deben asumir todos los ciudadanos peruanos.

Sin lugar a dudas, un sinceramiento de los precios de las centrales térmicas permitiría demostrar que las tecnologías RER son muy competitivas y sustituirán a las centrales a gas, que dependen de la volatilidad de los precios de los recursos fósiles. En un futuro escenario de elevados precios del gas, los usuarios deberán pagar la aventura de un suministro eléctrico a gas natural extranjero.

Sin embargo, la mayor deficiencia del modelo de subasta 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.

En este sentido, un proceso serio de transformación del modelo energético exige la generación de mecanismos que respondan a las necesidades del sistema eléctrico peruano y aborden la sustitución a medio plazo de las centrales de ciclo combinado. Se proponen

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

las siguientes medidas para generar un mecanismo de integración de las tecnologías RER que supere las deficiencias del actual modelo de subasta:

- Elaborar un Plan Nacional de Energía Eólica que deberá contemplar la integración de 5000 MW eólicos en los próximos 5 años, que permita sustituir la energía suministrada por las centrales de gas natural.
- Para ser adjudicado, los proyectos eólicos deberán garantizar emplazamientos con un mínimo de 4500 horas equivalentes anuales, que correspondería a un contrato de 20 años por un valor de compra de la energía igual a 36\$/MWh.
- Cada año se adjudicarían 1000 MW eólicos con una reducción anual de 2\$/MWh en el precio de compra de la energía hasta alcanzar los 5000 MW de potencia instalada bajo esta modalidad en los próximos 5 años.
- Las próximas subastas RER se realizarían sólo para instalaciones solares y biomasa.

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. Por tanto, adicionalmente, se propone:

- Elaborar estudios detallados de evaluación del potencial de aprovechamiento de residuos agrícolas y ganaderos y residuos sólidos urbanos.
- Elaborar un mapa de centrales solares termoeléctricas en función del potencial solar y de las restricciones técnicas inherentes a este tipo de instalaciones de generación eléctrica.
- Elaborar e introducir mecanismos de integración óptima de sistemas de generación renovables basados en instalaciones termosolares y geotérmicas, que permitan en un horizonte a largo plazo su conexión al SEIN.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Elaborar un estudio de repotenciación de las centrales hidroeléctricas existentes como una propuesta de entrega rápida de energía eléctrica al SEIN, evitando la construcción de centrales hidroeléctricas adicionales e innecesarias.
- Elaborar e implementar un plan nacional de integración de sistemas renovables en zonas rurales aisladas, en función del recurso renovable existente – solar, eólica, minihidro, biomasa – y con el objetivo de suministrar energía térmica y eléctrica e incentivar el desarrollo de actividades económicas locales.

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 Ministerio del Ambiente y el Ministerio de Agricultura. El objetivo primordial del estudio es evaluar la situación de las cuencas hidrográficas 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 instalaciones hidroeléctricas.

7.4 Integración de sistemas de cogeneración renovables

Los sistemas de cogeneración renovables permiten el aprovechamiento energético de los residuos agrícolas, ganaderos y forestales, así como, los residuos sólidos urbanos.

- Elaborar un mapa detallado de aprovechamiento de sistemas de cogeneración renovables, en función del potencial de aprovechamiento de residuos agrícolas y ganaderos, así como del potencial de aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos.

7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Elaborar un inventario de cargas residenciales, comerciales y servicios, e industriales en el que se puedan instalar sistemas de cogeneración renovables.
- Elaborar un Plan de Integración de Sistemas de Cogeneración Renovables que incluya mecanismos de promoción y fomento de sistemas renovables de cogeneración y que permita garantizar un determinado porcentaje de producción de energía eléctrica, en caso de drástica reducción de la energía eólica inyectada al SEIN.

7.5 Optimización de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica

En los últimos años, los sistemas de transmisión y distribución han reducido drásticamente las pérdidas de energía. No obstante, aún existe un rango de reducción significativo de las pérdidas de energía asociada con:

- La reconstrucción y rediseño de los sistemas de distribución.
- La integración de redes inteligentes de distribución y la implementación de sistemas inteligentes de gestión de la demanda.
- La elaboración e implementación de tarifas eléctricas que promuevan el uso racional e inteligente de la energía eléctrica en los usuarios finales.
- La masiva integración de sistemas renovables de generación eléctrica en los sistemas de distribución, en función de la evolución tecnológica y económica que experimenten los sistemas renovables.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Dirección Nacional de Eficiencia Energética, “Plan Energético Nacional 2014-2025”, Lima, Noviembre 2014.
- [2] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Dirección Nacional de Eficiencia Energética, “Balance Nacional de Energía 2014”, Lima, Octubre 2015.
- [3] Iris Cárdenas, Dirección Nacional de Eficiencia Energética, Ministerio de Energía y Minas, (MINEM), “Plan Energético Nacional 2014-2025”, Perú Energía 2015, III Conferencia de Petróleo, Gas y Electricidad, Lima, Febrero 2015.
- [4] Consorcio R. GARCÍA Consultores S.A., ARCAN Ingeniería y Construcciones S.A. y Centro de Conservación de Energía y del Ambiente (CENERGIA), “Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación”, Lima, Enero 2012.
- [5] Instituto Nacional de Estadística e Informática, INEI, Informe Técnico N°4, Producto Interno Bruto Trimestral, “Comportamiento de la Economía Peruana en el Tercer Trimestre del 2015”, Lima, Noviembre 2015.
- [6] PerúPetro, Estadísticas de Producción Petróleo, www.perupetro.com.pe
- [7] Apoyo&Asociados Internacionales, Filial Fitch Ratings, “Informe Sectorial: Sector Hidrocarburos, Perú”, Agosto 2014.
- [8] Javier Muro Rosado, Dirección General de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas, MINEM, “Competitividad y Futuro del Sector Eléctrico Nacional”, III Congreso Internacional de Ingeniería Eléctrica y Energías No Convencionales (CIEE) 2015, Arequipa, Noviembre 2015.
- [9] Jesús Tamayo Pacheco, Presidente del Consejo Directivo, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “El Nodo Energético del Sur y su Impacto en la Generación”, III Congreso de Internacional de Ingeniería

ría Eléctrica y Energías No Convencionales (CIEE) 2015, Arequipa, Noviembre 2015.

[10] Cesar Butrón Fernández, Presidente del Directorio, Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC), “El Sistema Eléctrico Peruano: Evolución y Perspectivas”, III Congreso de Internacional de Ingeniería Eléctrica y Energías No Convencionales (CIEE) 2015, Arequipa, Noviembre 2015.

[11] Congreso de la República de Perú, “Ley 27345: Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía”, Lima, Septiembre 2000.

[12] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), “Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía”, Lima, Octubre 2007.

[13] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), “Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009-2018”, Lima, Octubre 2009.

[14] Fundación Friedrich Ebert, Serie Matriz Energética en Perú y Energía Renovables, “Eficiencia energética: políticas públicas y acciones pendientes en el Perú”, 2012.

[15] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Dirección General de Eficiencia Energética, “La Eficiencia Energética en el Perú”, Lima, Marzo 2015.

[16] Congreso de la República de Perú, Decreto Legislativo 1002/2008, “Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables”, Lima, Mayo, 2008.

[17] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Decreto Supremo N° 012-2011-EM, “Reglamento de Generación de Electricidad con Energías Renovables”, Lima, Marzo 2011.

[18] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), Acta Notarial de Adjudicación de Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, Lima, Febrero 2010.

[19] Alfredo Dammert Lira, Presidente del Directorio, Organismo Supervisor de

la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Rol del Organismo Regulador en la Promoción de Energías Renovables”, Lima, Marzo 2012.

[20] Roberto Tamayo Pereyra, Director General de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas, MINEM, “El Potencial de las Energías Renovables en el Perú”, Lima, Octubre 2011.

[21] Jaime Mendoza Gacón, Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Marco Legal de las Energías Renovables en el Perú”, Seminario de “Energías Renovables en el Perú y Tecnología Made in Germany”, Arequipa, Noviembre 2012.

[22] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Renewable Power Generation Costs in 2014”, January 2015.

[23] Fraunhofer-Institute for Solar Energy Systems, ISE, “Current and Future Cost of Photovoltaics Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems”, February 2015.

[24] Creara Energy Experts, CREARA, “PV Grid Parity Monitor, Residential Sector, 3rd Issue”, February 2015.

[25] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), Sub Dirección de Gestión de la Información, “Boletín Mensual Diciembre 2015”, Diciembre 2015.

[26] International Renewable Energy Agency (IRENA), “Perú, Evaluación del Estado de Preparación de las Energías Renovables 2014”, 2014.

[27] Congreso de la República de Perú, Ley 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, Lima, Julio 2006.

[28] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Decreto Supremo N° 064-2005-EM, “Reglamento de Cogeneración”, Diciembre 2005.

[29] Amadeo Carillo Villena, Seminario de Capacitación, organizado por la Dirección General de Electricidad, Ministerio de Energía y Minas (MINAM), “Eficiencia Energética y Administración de la Demanda en el Sector Productivo”, Lima, Septiembre/Octubre 2008.

[30] Fundación Friedrich Ebert, Serie Matriz Energética en Perú y Energía Renovables, “Barreras para el Desarrollo de la Bioenergía”, 2013.

[31] Mauro Francisco Chávez Rodríguez y Luis Ricardo Chirinos García, “Evaluación termoeconómica de sistemas de cogeneración a bagazo de caña de azúcar y de su desarrollo en el Perú”, Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines, XIX CONIMERA, Lima, Julio 2011.

[32] Henry García Bustamante, “Potencial de Cogeneración a partir de los Residuos Biomásicos de la Caña de Azúcar en el Perú”. GVEP International Sucursal de Perú, Lima, 2011.

[33] Ministerio de Energía y Minas (MINEM), Dirección General de Eficiencia Energética, “Anuario Ejecutivo de Electricidad 2014”, Lima, Septiembre 2015.

[34] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, (COES SINAC), Sub Dirección de Gestión de la Información, “Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)”, Agosto 2015.

[35] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), Sub Dirección de Gestión de la Información, “Estadística de Operación 2014”.

[36] BBVA Research, Observatorio Económico Perú, “Sector Eléctrico Peruano, ¿Riesgos de Corto Plazo?”, junio 2012.

[37] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), Sub Dirección de Gestión de la Información, “Situación Actual del Sistema Interconectado Nacional”, Febrero 2015.

[38] Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A., “Análisis del Sector Eléctrico Peruano”, Octubre 2015.

[39] Pacific Credit Rating Clasificadora de Riesgo S.A., “Informe Sectorial, Perú: Sector Eléctrico”, Septiembre 2014.

[40] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES SINAC), Informe COES/DP-01-2014 “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015 - 2024”, Septiembre 2014.



Alberto Ríos Villacorta nació en Lima en 1969. Se graduó en el Colegio Experimental de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos en 1985. Ingresó a la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos y se graduó en 1993 en el Instituto Politécnico de Bielorrusia en ingeniería eléctrica con especialidad en Sistemas y Redes Eléctricas. Tiene un Master en Energías Renovables y se graduó Summa Cum Laudem de la Universidad Carlos III de Madrid, en donde obtuvo un PhD en Ingeniería Eléctrica.

Ha sido profesor adjunto en varias universidades, Director Técnico de Energy to Quality, Laboratorio de Ensayos de Turbinas Eólicas y Simulaciones de Parques Eólicos y Director del Master Oficial de Energías Renovables de la Universidad Europea de Madrid. En 2009 el Colegio de Ingenieros del Perú le confirió un Reconocimiento en Honor al Mérito por su destacado ejercicio profesional al servicio de la Ingeniería. Se le otorgó el Premio de EDP University Challenge Madrid 2009 con el trabajo "Estudio Comparativo del Sistema de Transmisión de Parques Eólicos Offshore". Desde 2014 es Investigador Postdoctoral Prometeo en la Universidad Técnica de Ambato y colabora con asesorías en temas energéticos al Ministerio de Electricidad y Energías Renovables del Ecuador.

Autor de más de 30 artículos científicos indexados y varios libros de energías renovables y proyectos de investigación relacionados con la temática de sostenibilidad energética, compagina sus actividades de docencia e investigación con la asesoría a organismos nacionales e internacionales, públicos y privados. Es Profesor Internacional de la Maestría y Diplomado Internacional en Gestión de la Energía y del Diplomado Internacional en Energías Renovables de la Universidad ESAN, Lima, Perú; Profesor Visitante de la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, Lima, Perú; y Profesor Internacional del Doctorado en Ciencias con Mención en Energética, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Perú. Además, es colaborador asiduo de revistas especializadas en el sector energético peruano.