

LIBRO BLANCO

DE LOS *Propuesta de reforma del sector hidrocarburos para un nuevo consenso social*

HIDROCARBUROS

SPH



Sociedad Peruana
de Hidrocarburos

LIBRO BLANCO

DE LOS **Propuesta de reforma del sector hidrocarburos para un nuevo consenso social**

HIDROCARBUROS





Miembros de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos

BPZ EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

GRAN TIERRA ENERGY

GRUPO PETROLERO SURAMERICANO S.A.C.

INTEROIL

KEI PTY LTD SUCURSAL DEL PERÚ

MAPLE GAS CORPORATION DEL PERÚ

MAUREL ET PROM DEL PERÚ

OLYMPIC PERÚ INC.

PACIFIC RUBIALES ENERGY S.A.

PERENCO PERÚ PETROLEUM LIMITED

PETROBRAS ENERGÍA PERÚ

PETROMINERALES PERÚ S.A.

PETROPERÚ

PLUSPETROL

REPSOL EXPLORACIÓN

SAVIA PERÚ S. A.

TECPETROL DEL PERÚ S.A.C.



Agradecimiento

Sin el apoyo invaluable de la empresa Petróleos del Perú –PETROPERÚ– y de su Presidente del Directorio, Ingeniero Héctor Reyes Cruz, no hubiera sido posible la publicación y presentación pública de este libro. Quiero expresar mi sincero agradecimiento por su colaboración en la elaboración de este importante documento para la industria de los hidrocarburos.

Deseo hacer extensiva mi felicitación y agradecimiento a las 17 empresas de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos y al equipo de trabajo que me acompaña por su invaluable contribución a lo largo de estos doce meses de gestión.

Beatriz Merino
Presidenta
Sociedad Peruana de Hidrocarburos

índice

15	INTRODUCCIÓN	104	SECCIÓN 3 Los procesos alrededor de la actividad de hidrocarburos en el Perú
	CAPÍTULO I Un enfoque estratégico en las políticas públicas Hidrocarburos: una oportunidad para la competitividad	105	3.1. Procedimientos para la producción de hidrocarburos.
		106	3.1.1. Calificación de Empresas Petroleras (EP).
		108	3.1.2. Proceso Previo a la Contratación de Empresas Petroleras.
		113	3.1.3. Los contratos de licencia para la exploración y explotación.
20	SECCIÓN 1 Hidrocarburos: Una oportunidad para el Perú	120	Anexos
21	1.1. La producción actual: petróleo y gas.		
30	1.2. Demanda creciente e insatisfecha.		
40	1.3. ¿Cuánto se invierte en la exploración y explotación de hidrocarburos?.		
42	SECCIÓN 2 Desarrollo de la política de hidrocarburos en el Perú		
43	2.1. La política de hidrocarburos: caracterización.		
47	2.2. El contenido de la política pública de hidrocarburos: balance actual.		
47	2.2.1. ¿En qué consiste la política de hidrocarburos del Perú?.		
56	2.2.2. Articulación con otras políticas.		
72	SECCIÓN 3 Una visión estratégica para el sector hidrocarburos	136	SECCIÓN 1 Análisis del marco regulatorio actual del sector hidrocarburos
76	Anexos	137	1.1. Bienes jurídicos y derechos protegidos por la regulación.
		137	1.2. Reseña de la regulación ambiental en el Perú.
		138	1.3. El acceso al recurso hidrocarburífero.
		150	1.4. El desarrollo de los proyectos de exploración de hidrocarburos.
		165	1.5. El desarrollo de los proyectos de explotación de hidrocarburos.
		173	1.6. Los pasivos ambientales.
		179	1.7. Los reportes a las autoridades competentes.
		182	1.8. Vigilancia y control ciudadano.
		183	1.9. El desarrollo de las actividades de fiscalización.
		196	1.10. Balance de la regulación normativa.
		199	SECCIÓN 2 Aportes para el mejoramiento de la regulación del sector hidrocarburos
88	SECCIÓN 1 Los problemas institucionales que enfrenta el sector	199	2.1. Sobre el otorgamiento de derechos sobre los hidrocarburos.
89	1.1. Dispersión orgánica y falta de visibilidad política.	202	2.2. Sobre la certificación ambiental.
92	1.2. Limitada capacidad institucional.	210	2.3. Sobre las licencias y permisos.
96	SECCIÓN 2 Rediseñando la arquitectura institucional del sector hidrocarburos	213	2.4. Sobre el control posterior y la fiscalización ambiental.
97	2.1. Creación de un Viceministerio de Hidrocarburos.	217	2.5. Sobre la transparencia, la vigilancia y el control ciudadano.
100	2.2. Fortalecimiento de la Gestión de los Recursos Humanos.		
101	2.3. Implementación de la Ventanilla Única en el sector hidrocarburos.		
103	2.4. Implementación de las tecnologías de información y comunicación.		

gráficos

22	Gráfico	1-I	Producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos	106	Gráfico	6-II	Procesos para la producción
23	Gráfico	2-I	Producción anual de petróleo crudo en el Perú entre período 2003 y julio 2013	107	Gráfico	7-II	Flujograma del Proceso de Calificación de Empresas Petroleras por Perupetro
24	Gráfico	3-I	Producción diaria de petróleo crudo en el Perú entre los años 2002 y 2012	108	Gráfico	8-II	Flujograma del Proceso de Negociación Directa de Empresas Petroleras por Perupetro
30	Gráfico	4-I	Evolución de la Matriz Energética en el mundo - Últimas cinco décadas	109	Gráfico	9-II	Flujograma del Proceso de Selección de Empresas Petroleras por Perupetro
31	Gráfico	5-I	Evolución de la Matriz Energética en el Perú - Últimas cinco décadas	111	Gráfico	10-II	Flujograma del proceso de Contratación de Empresas Petroleras
32	Gráfico	6-I	Desarrollo del consumo final de energía por sectores	114	Gráfico	11-II	Proceso en la etapa de exploración
32	Gráfico	7-I	Estructura del consumo final de energía por sectores	115	Gráfico	12-II	Proceso en la etapa de explotación
33	Gráfico	8-I	Consumo de energía por tipo	116	Gráfico	13-II	Categorización genérica de las actividades de hidrocarburos y los Estudios de Impacto Ambiental
34	Gráfico	9-I	Actividad de Hidrocarburos	117	Gráfico	14-II	Clasificación de Estudios de Impacto Ambiental
36	Gráfico	10-I	Consumo nacional de petróleo (miles de barriles diarios - MBD)	118	Gráfico	15-II	Participación Ciudadana en la aprobación del Estudio Ambiental
38	Gráfico	11-I	Evolución de la demanda interna en Barriles	121	Gráfico	16-II	Organización del Ministerio de Energía y Minas
39	Gráfico	12-I	Top 20 de países con mayor dependencia del petróleo	122	Gráfico	17-II	Organización del Viceministerio de Energía y Minas en materia de Hidrocarburos
43	Gráfico	13-I	Políticas públicas para resolver problemas públicos				
44	Gráfico	14-I	Una política implícita	143	Gráfico	1-III	Número de eventos presenciales del proceso de negociación o concurso
54	Gráfico	15-I	Articulación de los planes del sector	143	Gráfico	2-III	Número de participantes de eventos presenciales por inicio de negociación o concurso
54	Gráfico	16-I	Organigrama relacionado al sector hidrocarburos	144	Gráfico	3-III	Número de eventos presenciales posteriores a la suscripción del contrato de licencia
57	Gráfico	17-I	Lineamientos de política de modernización del Estado	144	Gráfico	4-III	Número de participantes en eventos presenciales posteriores a la suscripción del contrato de licencia
60	Gráfico	18-I	Desarrollo de los lineamientos de la política de Modernización del Estado	152	Gráfico	5-III	Declaración de Impacto Ambiental -DIA
60	Gráfico	19-I	Principios de la Política Ambiental	153	Gráfico	6-III	Estudio de Impacto Ambiental semidetallado
65	Gráfico	20-I	Inversiones en Hidrocarburos (millones de dólares)	154	Gráfico	7-III	Estudio de Impacto Ambiental - EIA
65	Gráfico	21-I	Intercambio Comercial	155	Gráfico	8-III	Plan de Manejo Ambiental
66	Gráfico	22-I	Regalías en Hidrocarburos al 2012	157	Gráfico	9-III	Plazos para la evaluación y aprobación de EIA
67	Gráfico	23-I	Regalías por Camisea	163	Gráfico	10-III	Levantamiento sísmico al 31 de agosto de 2013
69	Gráfico	24-I	Evolución de la asignación por canon y sobre canon petrolero	164	Gráfico	11-III	Perforación de pozos al 31 de agosto de 2013
69	Gráfico	25-I	Asignación del canon y sobre canon según región	164	Gráfico	12-III	Perforación exploratoria
71	Gráfico	26-I	Evolución de la transferencia por canon y sobre canon gasífero	170	Gráfico	13-III	Informe Estadístico MINEM
74	Gráfico	27-I	Estrategia general para una política de hidrocarburos	171	Gráfico	14-III	Producción fiscalizada promedio de hidrocarburos líquidos
				171	Gráfico	15-III	Producción fiscalizada promedio de GN
89	Gráfico	1-II	Entidades involucradas en la actividad de los hidrocarburos	172	Gráfico	16-III	Producción mensual promedio de petróleo
90	Gráfico	2-II	Organigrama actual del Ministerio de Energía y Minas	172	Gráfico	17-III	Promedio de producción fiscalizada de Gas Natural
91	Gráfico	3-II	Organigrama actual del Ministerio de Energía y Minas	173	Gráfico	18-III	Promedio de producción fiscalizada de LGN
98	Gráfico	4-II	Propuesta de organigrama del Ministerio de Energía y Minas	183	Gráfico	19-III	Obligaciones en el sector hidrocarburos
99	Gráfico	5-II	Propuesta de organigrama del Viceministerio de Hidrocarburos	186	Gráfico	20-III	Procedimiento de supervisión directa
				188	Gráfico	21-III	Esquema explicativo del procedimiento administrativo sancionador

cuadros

22	Cuadro	1-I	Producción de Hidrocarburos Líquidos (MBPD)
25	Cuadro	2-I	Reservas probadas de Hidrocarburos Líquidos
25	Cuadro	3-I	Pozos perforados por Categoría Año 2012
26	Cuadro	4-I	Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2012
27	Cuadro	5-I	Variación de las Reservas Probadas
28	Cuadro	6-I	Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2012
29	Cuadro	7-I	Reservas probadas América del Sur y América Central
35	Cuadro	8-I	Consumo de gas (billones de metros cúbicos BMC)
37	Cuadro	9-I	Consumo de petróleo (MBPD)
68	Cuadro	10-I	Regalías por Camisea
70	Cuadro	11-I	Distribución del canon petrolero

93	Cuadro	1-II	Resumen Cuantitativo del Cuadro de Asignación de Personal del MINEM - Órganos de Línea
94	Cuadro	2-II	Resumen Cuantitativo de plazas ocupadas en Direcciones Generales del MINEM - Órganos de Línea
95	Cuadro	3-II	Resumen de Pagos a personal nombrado y contratado CAP-CAS
110	Cuadro	4-II	Licitación Internacional para el otorgamiento
112	Cuadro	5-II	Decretos Supremos que autorizan Licencias y Modificaciones de Contrato de exploración o explotación de hidrocarburos
113	Cuadro	6-II	Proyectos de Contrato pendientes de aprobación Proceso de Selección 2010
119	Cuadro	7-II	Proceso de trámite del EIA - Sísmica 2D Lote 108
124	Cuadro	8-II	Autorizaciones y licencias vigentes de Petroperú S.A.

145	Cuadro	1-III	Proceso de Participación Ciudadana
158	Cuadro	2-III	Instrumentos de Gestión Ambiental para la actividad de exploración del sector de Hidrocarburos
160	Cuadro	3-III	Actividades consideradas como exploración (D.S. N.º 015-2006-EM)

161	Cuadro	4-III	Permisos requeridos para los Proyectos de Exploración de Hidrocarburos
165	Cuadro	5-III	Actividades que requieran Estudio Ambiental según el RPAAH (D.S. N.º 015-2006-GM)
168	Cuadro	6-III	Permisos requeridos para los proyectos de explotación de hidrocarburos
174	Cuadro	7-III	Autoridades competentes en materia de pasivos ambientales del subsector hidrocarburos
177	Cuadro	8-III	"Etapas del proceso de Identificación de pasivos ambientales (R.C.D. N.º 005-2019-DGFA-CD)"
178	Cuadro	9-III	Atribución de responsabilidades de renudación de pasivos ambientales
179	Cuadro	10-III	Remediación de pasivos ambientales
181	Cuadro	11-III	Reportes a autoridades competentes
184	Cuadro	12-III	Autoridades competentes para la fiscalización en el Subsector hidrocarburos
187	Cuadro	13-III	Procedimiento Administrativo Sancionador para el subsector hidrocarburos (DGFA)
189	Cuadro	14-III	Cuadro de medidas administrativas y sanciones aplicables, según las leyes N.º 29325 y N.º 28611
190	Cuadro	15-III	Competencias de Osinergmin
191	Cuadro	16-III	Procedimientos de supervisión de Osinergmin (R.C.D. N.º 171-2013-DS-CD)
192	Cuadro	17-III	Procedimientos Administrativos especiales aprobados por Osinergmin
193	Cuadro	18-III	Procedimiento Administrativo Sancionador de Osinergmin (D.S. N.º 272-2012 OS-CD)
194	Cuadro	19-III	Medidas Administrativas y Sanciones aplicables por Osinergmin (D.S. N.º 272-2012-DS-CD)
195	Cuadro	20-III	Cuadro de Autoridades competentes para la Fiscalización en materia de Seguridad y Salud en el trabajo
201	Cuadro	21-III	Cuadro sobre el otorgamiento de derechos en materia de hidrocarburos
207	Cuadro	22-III	Cuadro sobre la Certificación Ambiental
212	Cuadro	23-III	Cuadro sobre licencias y permisos
216	Cuadro	24-III	Cuadro sobre el control posterior y la fiscalización ambiental
218	Cuadro	25-III	Cuadro sobre la transparencia, la vigilancia y el control ciudadano

acrónimos

ANA	Autoridad Nacional del Agua	MMSTB	Millones de Barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
CEPLAN	Centro Nacional de Planeamiento Estratégico	MSTB	Miles de Barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
BCF	Billones americanos de pies cúbicos	MOF	Manual de Organización y Funciones
BLs	Barriles	MTPE	Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo
DGFFS	Dirección General Forestal y de Fauna Silvestre	NUMES	Nueva Matriz Energética Sostenible
DGAEE	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos	OASS	Oficina de Asesoramiento en Asuntos Socioambientales
DGH	Dirección General de Hidrocarburos	Oefa	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
DIA	Declaración de Impacto Ambiental	ONDS	Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad
DP	Defensoría del Pueblo	OGCS	Oficina de Gestión de Conflictos Sociales
EAE	Evaluación Ambiental Estratégica	OIT	Organización Internacional del Trabajo
ECA	Estándares de Calidad Ambiental	Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas
EIA	Estudio de Impacto Ambiental	PAMA	Programa de Adecuación y Manejo Ambiental
EIA-d	Estudio de Impacto Ambiental detallado	PAC	Plan Ambiental Complementario
EIA- sd	Estudio de Impacto Ambiental semidetallado	PCM	Presidencia del Consejo de Ministros
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético	PEI	Plan Estratégico Institucional
GLP	Gas Licuado de Petróleo	PEMA	Programa Especial de Manejo Ambiental
GN	Gas Natural	PESEM	Plan Estratégico Sectorial Multianual
GNV	Gas Natural Veicular	POA	Plan Operativo Anual
Inrena	Instituto Nacional de Recursos Naturales	PMA	Plan de Manejo Ambiental
LMP	Límites Máximos Permisibles	ROF	Reglamento de Organización y Funciones
MBPD	Milés de Barriles por Día	Senace	Sistema Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Ambientales
MBIs	Miles de Barriles	SERNANP	Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas	Sinampe	Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado
Minagri	Ministerio de Agricultura	Sinefa	Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización
MINEM	Ministerio de Energía y Minas	SNMPE	Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía
MINTRA	Ministerio de Trabajo	SPH	Sociedad Peruana de Hidrocarburos
MMBIs	Millones de Barriles	STB	Barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar
MMBOE	Millones de Barriles de petróleo equivalente (1 barril de petróleo = 6,000 pies cúbicos de gas)	TCF	Trillones americanos de pies cúbicos
MMMBIs	Miles de Millones de Barriles		

introducción

El Perú es un país en crecimiento y desarrollo. En los últimos diez años ha tenido una de las economías más destacadas a nivel mundial. Esto se ha dado debido al compromiso asumido en pos de la estabilidad macroeconómica y gracias a una buena gestión fiscal, lo que ha resultado en una fuerte inversión privada, disminución de su deuda y acciones para reducir la pobreza.

Sin embargo, el país aún tiene varios desafíos que superar. Si bien hay buenas condiciones macroeconómicas, es necesario seguir trabajando para superar ciertas brechas. Por ejemplo, para sostener este crecimiento debe asegurarse el suministro de energía, en especial a la población y a la industria. Esto debe hacerse como parte de la agenda de acciones para incrementar nuestra competitividad nacional. Es nuestra tarea revisar si las condiciones de política del sector hidrocarburos están en línea con esta agenda.

Es sabido que en los últimos años el sector de los hidrocarburos en el país ha tenido una serie de dificultades. Si bien la producción total de gas natural y condensados asociados ha aumentado luego del inicio de la producción del Proyecto Camisea, la producción de petróleo crudo ha disminuido. Esta reducción se debería no sólo a que no se han desarrollado nuevos campos de producción sino, adicionalmente, al excesivo tiempo que se requiere para gestionar y obtener autorizaciones para explorar, explotar y luego producir.

A lo anterior se suman los riesgos naturales de la industria y un contexto de conflictividad social en el cual se puede ver inmersa. La construcción de infraestructura para la realización de actividades de exploración y explotación, en algunos casos sobre territorios de comunidades y pueblos indígenas en Amazonía, representan un escenario de negociaciones constantes con poblaciones locales y de una visión de sostenibilidad permanente en aquello que se diseña. Precisamente, la industria se ha visto en la necesidad de desarrollar mecanismos de diálogo y negociación, así como mantener altos estándares de cuidado ambiental en aras de garantizar la realización de sus actividades en un panorama de viabilidad. Por lo tanto, se puede afirmar que la industria ha tenido dificultades para la producción en un escenario de exigencias socio ambientales, ante las cuales ha desarrollado estrategias y vocación de diálogo, respeto de los derechos y cumplimiento de la ley.

En este contexto, ¿cuál ha sido la política del Estado peruano para con la industria de los hidrocarburos? La situación que se vive es resultado de un conjunto de decisiones relacionadas a una manera de entender cómo aprovechar nuestros recursos. Las políticas de promoción de la inversión en su momento se centraron principalmente en un esquema de desarrollo de la industria basada en el libre mercado, la inversión privada y una alta regulación estatal a través de la producción normativa. A la par se ha venido dando una política para realizar un cambio en la matriz energética hacia el aumento de la producción y masificación del consumo del gas natural. Sin embargo, en estricto, la política de hidrocarburos no ha tenido una posición preeminente frente a las anteriores, sino que se ha visto subsumida en estas. El resultado es que las decisiones que se han efectuado se han hecho priorizando otros ejes de la economía y no concentrados en lo que esta industria necesita en específico.

El sector hidrocarburos requiere ser desarrollado, como muchos otros dominios de la política, con una mirada estratégica. Un paso fundamental para ello es considerar que el aprovechamiento de los hidrocarburos constituye, hoy en día, una oportunidad para lograr superar los problemas y cumplir con los objetivos de la política económica y de desarrollo que tiene el país. Podríamos decir que el sector constituye una oportunidad que viene siendo desaprovechada y que, de revertir dicha situación, esta industria podría aportar significativamente al desarrollo sostenible del Perú. El presente Libro Blanco se enmarca en este objetivo.

El Libro Blanco de los Hidrocarburos expresa el esfuerzo de las empresas que son parte de la Sociedad Peruana de Hidrocarburos para presentar al Estado una agenda nacional que permita diseñar una estrategia planificada, técnica y operativa para lograr los resultados esperados en nuestra industria. Planificada, toda vez que se necesitan una serie de pasos debidamente organizados y coherentes para el logro de los resultados; técnica, pues sus características hacen que su desarrollo y mayor productividad requieran decisiones particulares, distintas, aunque no necesariamente divergentes, a la electricidad y la minería; y operativa, ya que no debe constituir una mera política simbólica, que marque la buena voluntad del Estado, sino, más bien, una serie de decisiones concretas y definidas para el logro de los resultados.

De manera adicional, este libro representa nuestros aportes en la construcción de un nuevo contrato social que involucre al Estado, la empresa privada y la sociedad civil. Este implica la reestructuración de las relaciones existentes entre los tres actores: Estado que cree las condiciones y brinde las garantías para la inversión, que respete los derechos y se haga responsable de dirigir una política clara, coherente y organizada; un sector empresarial que invierta responsablemente y genere una extracción sostenible del recurso, aportando a la competitividad y desarrollo del país; y una sociedad civil que confíe en el Estado y sienta que sus derechos son garantizados.

El nuevo contrato se presenta como una necesidad debido a que la relación del Estado y la empresa ha sido pendular e inestable. En efecto, desde inicios del siglo XX, con el descubrimiento de pozos de petróleo, principalmente en La Brea y Pariñas, los hidrocarburos han sido uno de los recursos más importantes para el país junto a la minería, puesto que su uso es de vital importancia tanto en materia energética como industrial. Pero, al mismo tiempo, ha generado controversias significativas a lo largo de la historia.

A pesar de su importancia, la recurrente inestabilidad política que enfrenta el país ha incidido en el devenir de la historia de la actividad en hidrocarburos, y no ha permitido construir las condiciones para generar un desarrollo del sector más competitivo y que ayude a lograr las metas que el Estado se plantea con respecto al recurso. Queda claro, que la formulación de las mejoras para el desarrollo de los hidrocarburos debe estar enmarcada en una lógica de planificación en el corto, mediano y largo plazo.

Las respuestas posibles a esta problemática tienen diferentes matices que buscaremos incluir en la propuesta a exponer a continuación. La estrategia de política pública para el sector buscará aportar en la construcción de este nuevo contrato social, mientras hace viable que la exploración y explotación de hidrocarburos se realice de forma responsable ambiental y socialmente. Esto se enmarca en la reestructuración de la arquitectura institucional y la implementación de una reforma regulatoria sobre las actividades del sector que facilite el proceso de producción del recurso.

Para realizar esta tarea, el Libro Blanco ha sido dividido en tres partes, cada una con un objetivo concreto que apunte a construir este tipo de estrategia. La primera parte titulada “Un enfoque estratégico en las políticas públicas - Hidrocarburos: una oportunidad para la competitividad”, tiene como objetivo analizar la situación del sector hidrocarburos, así como la política pública del Estado Peruano en esta materia, identificando las dificultades, potencialidades y retos que enfrenta para promover su desarrollo eficiente, ambientalmente sostenible y respetuoso de los derechos ciudadanos, como forma de aportar a la competitividad y desarrollo del país.

La segunda parte o capítulo 2 “Una nueva arquitectura institucional” tiene como objetivo revisar el diseño de las instituciones involucradas en la producción del petróleo, con énfasis en el Ministerio de Energía y Minas en pos de evidenciar los problemas burocráticos que afectan a la actividad para, finalmente, rediseñar la arquitectura institucional del sector. Esto, con la finalidad de que las estructuras organizativas apunten a ser más especializadas y planificadas y, a su vez, generen mejores resultados para el crecimiento de la industria en armonía ambiental y social.

La tercera parte que se ha titulado “Mejorando el modelo regulatorio - Decisiones para incrementar la

competitividad” analiza el marco regulatorio del sector hidrocarburos, en particular el de la fase *upstream* (exploración y explotación), y propone mejoras que desarrollen el sector energético en concordancia con otras políticas nacionales como la política energética, la política nacional de competitividad, la consulta previa, entre otras.

Así, como conjunto, este Libro representa la base para un gestión eficiente del sector hidrocarburos con el fin de lograr el incremento de la competitividad, con responsabilidad ambiental y social. Se sostiene sobre la base de cuatro objetivos de política que forman todo el sistema de esta estrategia:

1. Aumentar la producción para cubrir la demanda interna y superar la balanza comercial deficitaria.
2. Aportar a la competitividad y desarrollo del país. En este sentido, la actividad hidrocarburífera tiene una relevancia particular para la mejora de la competitividad y el logro de los objetivos de desarrollo del país, centrados en la inclusión social y el crecimiento económico.
3. Garantizar el respeto y el compromiso con el ambiente. Tanto Estado, empresas y ciudadanos se comprometen a lograr los mayores estándares ambientales, de modo que no sólo se proteja y fiscalice ambientalmente las actividades actuales, sino que también se comprometan, los tres actores, en la remediación de los pasivos existentes, como evidencia de un mayor compromiso ambiental y social.
4. Promover mejores relaciones comunitarias. Una mejor gobernanza es indispensable para el logro de objetivos nacionales; esto implica un compromiso expreso de las empresas por mejorar sus relaciones comunitarias y de los ciudadanos por una mayor voluntad de diálogo en el que el Estado se convierte en un facilitador del diálogo, sin despojarse de su función de garante de derechos.

Esperamos que este documento sea de utilidad para todos quienes estamos involucrados en la mejora del sector. Sobre todo, al momento de evaluar las decisiones que apunten a consolidar un sector más competitivo. Pero, además, representa una nueva manera de entender a la industria: somos parte del desarrollo del país y ello nos compromete a mejorar junto con el país.

Beatriz Merino

Presidenta

Sociedad Peruana de Hidrocarburos

capítulo I

Un enfoque
estratégico en las
políticas públicas

Hidrocarburos: una oportunidad para la competitividad

SECCIÓN 1

HIDROCARBUROS: UNA OPORTUNIDAD PARA EL PERÚ

La presente sección tiene como objetivo analizar la situación del sector hidrocarburos a partir de la política pública del Estado en esta materia, identificando las dificultades, potencialidades y retos que enfrenta para promover su desarrollo eficiente, ambientalmente sostenible y respetuoso de los derechos ciudadanos, como forma de aportar a la competitividad y desarrollo del país.

En efecto, la producción de petróleo se ha reducido notablemente en los últimos veinte años, con un estancamiento en los últimos tres, y la industria enfrenta numerosas barreras administrativas para realizar los proyectos de exploración y explotación que permitirían identificar nuevas reservas así como superar la brecha de la balanza comercial de hidrocarburos líquidos.

Si bien la producción total de gas natural y condensados asociados ha aumentado en los últimos años luego del inicio de la producción del Proyecto Camisea, la producción de petróleo crudo, por el contrario, no sólo ha disminuido, sino que, además, en años recientes se ha estancado. Al mismo tiempo, la demanda interna de derivados del petróleo ha aumentado, como también viene ocurriendo a nivel mundial, consumo que no logramos satisfacer con nuestra producción actual. Ante ello, el Perú ha optado por la importación de derivados de petróleo, que se estima genera gastos de hasta cinco mil millones de dólares para adquirir combustible en cantidad suficiente, generando, también, una balanza comercial deficitaria en la que se importa mucho más de lo que se exporta.

Para satisfacer la demanda interna de combustible se requiere no sólo aumentar nuestras reservas sino, además, extraer el recurso y producir. Con más reservas y más producción se lograría satisfacer la demanda interna. De este modo, se podría destinar lo que se invierte en importar derivados del petróleo en, por ejemplo, dar viabilidad al establecimiento de la nueva matriz energética, política de Estado prioritaria para el Perú.

1.1. La producción actual: petróleo y gas

La producción nacional de hidrocarburos líquidos se concentra en aquella cantidad de gas natural y petróleo crudo extraídos por las empresas operadoras para su comercialización.

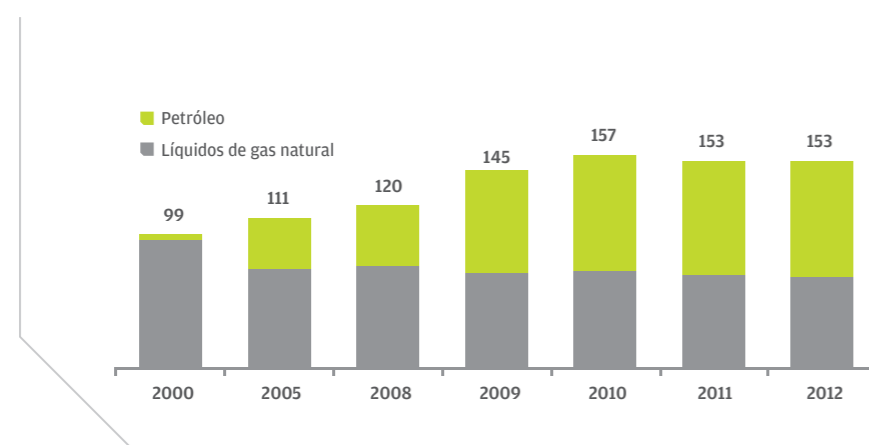
En los últimos años en el Perú, la producción total de hidrocarburos se ha incrementado producto de la entrada en operación del proyecto del gas de Camisea. Sin embargo, una mirada más detallada nos permite observar que, si consideramos solo la producción de petróleo crudo, esta no ha aumentado sino que, más bien, ha disminuido en los últimos diez años, habiéndose estancado en los últimos tres. Esta reducción se debería no sólo a que no se han desarrollado nuevos campos de producción sino, adicionalmente, al excesivo tiempo que se requiere para gestionar y obtener autorizaciones para explorar, explotar y luego producir.

Cuadro 1 - I:
Producción de Hidrocarburos Líquidos (MBPD)

Hidrocarburo Líquido	Miles de Barriles por día										
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Petróleo Crudo	92.6	87.1	80.0	75.3	77.5	77.3	76.7	68.8	72.6	68.8	66.7
Líquidos GN	4.1	4.1	14.2	35.9	38.1	36.7	45.8	74.2	84.4	83.0	86.2
TOTAL	96.7	91.2	94.2	111.2	115.6	114.0	122.5	145.2	157.0	151.8	152.9

Fuente: MINEM.
Elaboración propia.

Gráfico 1 - I:
Producción fiscalizada de hidrocarburos líquidos
Miles de barriles/día



Fuente: MINEM.
Elaboración: SNMPE.

En el año 2012, la producción nacional total de hidrocarburos líquidos fue de 153 mil barriles por día (MBPD). De acuerdo con el MINEM, de ese total, la producción de líquidos de gas natural correspondió a 86.2 MBPD, mientras que la de petróleo crudo fue de tan sólo 66.7 MBPD. Lo que viene sucediendo es que se está promoviendo un mayor consumo diario y doméstico de gas —como, por ejemplo, en el transporte—, lo que produce que gradualmente se produzca más el gas para consumo interno.

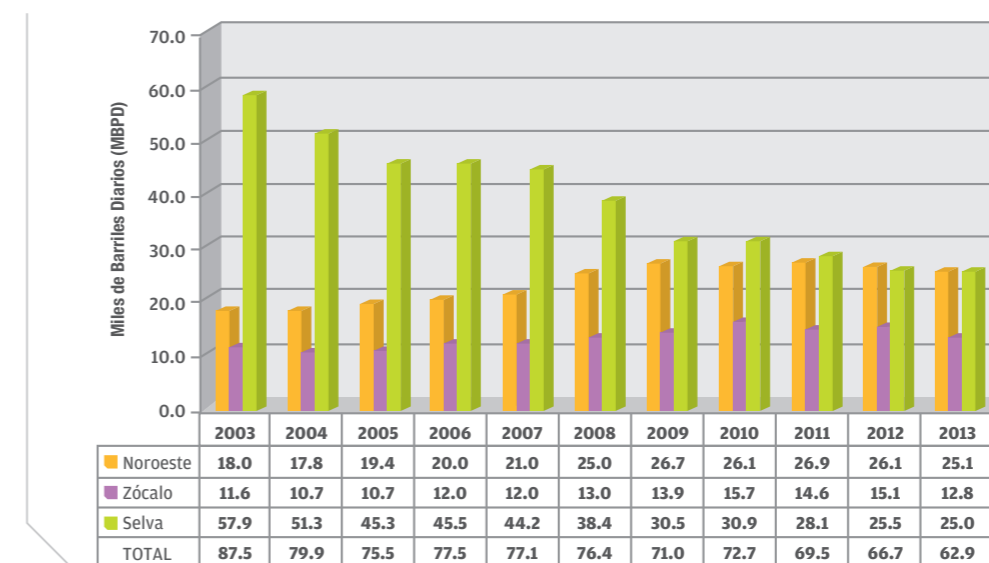
La producción de petróleo crudo tuvo una disminución clara entre el 2002 y el 2012: se redujo en 10 millones de barriles anuales. De acuerdo con cifras de Perupetro, mientras en el año 2002, la producción de petróleo crudo era de 33,862 millones de barriles al año, en el año 2012 fue de 23,984 millones de barriles², es decir, diez mil millones de barriles menos en un lapso de diez años. Cabe resaltar que en este panorama, la mayor reducción en la producción ha ocurrido en la zona de selva. Mientras que en el

¹ RIOS VILLACORTA, Alberto (2013) La cruda realidad del petróleo en el Perú. En: <http://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2013/03/28/realidad-petroleo-peru/>

año 2003, la mayor producción de petróleo crudo correspondía a la Amazonía, esta empezó a disminuir de forma constante desde ese año. En el 2012, sólo en selva, la producción significó 9,323 millones de barriles al año cuando en el 2003 era de 21,144². Esto se puede apreciar también en la producción diaria, que de acuerdo con cifras de Perupetro, en el 2003, fue de 87.5 mil barriles diarios, de los cuales, en ese momento, 57.9 correspondían sólo a la selva; en cambio para el 2012, la producción diaria total fue de 66,7 MBPD, siendo los correspondiente a la selva sólo de 25.5 MBPD, cifra menor a los 26.1 MBPD que se extraen en la zona continental del noroeste del país (en el zócalo marítimo la cantidad fue de 15.1 MBPD).

De acuerdo con Ríos Villacorta³, esta disminución no sería reciente, sino que se estaría dando desde inicios de la década de los noventa. Estamos, por tanto, frente a un escenario en el que, a diferencia de veinte años atrás, la producción total se ha reducido de manera crítica porque se ha reducido la exploración y explotación principalmente en selva. Esto también ha traído como consecuencia que la producción de petróleo se haya, prácticamente, estancado en los últimos tres años. Al mismo tiempo se ha iniciado una migración del petróleo al gas, y el consumo de los derivados del petróleo se ha incrementado.

Gráfico 2 - I:
Producción anual de petróleo crudo en el Perú entre período 2003 y julio 2013



Fuente: Perupetro.

² Cabe señalar que incluso durante el año 2002, la producción en la selva era mayor: 22,893 millones de barriles.

³ RIOS VILLACORTA, Alberto (2013) La cruda realidad del petróleo en el Perú. En: <http://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2013/03/28/realidad-petroleo-peru/>

Gráfico 3 - I:

Producción diaria de petróleo crudo en el Perú entre los años 2002 y 2012



Fuente: Perupetro.

Para producir se necesita saber al menos cuántas reservas se tienen. Las reservas de hidrocarburos son las cantidades de petróleo crudo o gas natural comercialmente recuperables. Existen reservas probadas, probables y posibles, es decir, recursos petrolíferos o gasíferos descubiertos y comercializables, dado que hay facilidad para extraer el recurso. Cuando los recursos petrolíferos o gasíferos han sido descubiertos pero no son comercializables aún, hablamos de reservas contingentes.

La cantidad de reservas de hidrocarburos se determina una vez que se han terminado las operaciones de exploración y se sabe si son comercializables o no. En otras palabras, la actividad de exploración es la que permite confirmar la existencia de reservas y si estas pueden ser comercializables. Es por ello que, si queremos tener certeza respecto de la existencia de más reservas de las actualmente registradas, se deben realizar más exploraciones y se deben hacer de una manera sostenida en el tiempo. Esta es la única manera de establecer más reservas y saber si pueden ser posibles de comercializar o no.

⁴ "Reservas probadas son las cantidades de petróleo o gas que, mediante un análisis de datos geológicos y de ingeniería de yacimientos explorados, se puede estimar con un alto grado de confianza pueden ser recuperables comercialmente en las actuales condiciones económicas. Es la reserva que tiene mayor certeza para su extracción. En las áreas donde hay reservas probadas se perforan pozos de desarrollo, con el objeto de avanzar en la explotación racional del yacimiento dentro del área que ha sido aprobada". (Dirección General de Hidrocarburos 2012 Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos - Resumen Ejecutivo, Lima: MINEM).

⁵ "Reservas probables son aquellas cantidades de recurso a una fecha dada, en áreas cercanas a yacimientos probados, y determinadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería de yacimientos. En las áreas de reservas probables se perforan pozos confirmatorios". (Dirección General de Hidrocarburos 2012 Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos- Resumen Ejecutivo, Lima: MINEM).

⁶ "Reservas posibles hacen referencia a la cantidad estimada de hidrocarburos a una fecha dada, que podría existir en formaciones identificadas por medio de estudios geológicos y de ingeniería, pero que aún no han sido verificadas. En las áreas de reservas posibles, se perforan pozos de exploración, con el objeto de verificar las posibles acumulaciones de hidrocarburos atrapadas en una estructura geológica". (Dirección General de Hidrocarburos 2012 Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos- Resumen Ejecutivo, Lima: MINEM).

En los últimos 10 años en el Perú se ha observado un incremento de reservas totales, con un ligero descenso de reservas probables y posibles entre el 2011 y el 2012. De acuerdo con la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (en adelante DGH), este descenso se habría debido a la revaluación y ajustes técnicos de las ubicaciones a perforar en los campos de cada lote. Sin embargo, la constante ha sido de aumento en el caso de las reservas probadas, tal como se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro 2 - I:

Reservas probadas de Hidrocarburos Líquidos

Reservas Probadas de Hidrocarburos al 31/12/11												
AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Petróleo MBLs	323.393	399.56	374.052	352.532	379.316	382.866	415.769	447.482	532.662	530.905	582.030	579.164
Líquido de GN MBLs	582.227	579.816	578.839	577.021	717.986	695.392	681.519	674.103	658.201	631.72	657.968	626.995
GN TCF	8.655	8.725	8.715	8.723	11.489	11.928	11.842	11.821	12.201	12.002	12.462	12.7

Fuente: Osinergmin.

Este número de reservas significa exploraciones realizadas. Aumentar exploraciones para buscar más reservas a su vez significa realizar perforaciones. En el año 2012, en el Perú se perforaron 207 pozos (Cuadro 3): 9 pozos fueron exploratorios, 2 pozos confirmatorios y 196 pozos de desarrollo. De ese total, 198 pozos se han perforado en la Costa-Noroeste, mientras que el resto fueron perforados en la selva. La cantidad de pozos perforados durante el 2012 fue menor a la del año 2011, que llegó a los 242 pozos.

Cuadro 3 - I:

Pozos perforados por Categoría Año 2012

ZONA	EXPLORATORIOS	CONFIRMATORIOS	DESARROLLO	TOTAL
Noroeste	0	0	178	178
Zócalo	2	0	18	20
Selva	7	2	0	9
TOTAL	9	2	196	207

Fuente: DGH.

⁷ La DGH ha estimado lo siguiente sobre las reservas probables al 31 de diciembre del 2012: Petróleo, 668.2 MMBIs, lo cual representa un descenso en 132.7 MMBIs en comparación con el año 2011 (800.9 millones de barriles); Gas Natural, 7,709.2 BCF, lo cual representa un descenso en 1,125.8 BCF en comparación con el año 2011 (8,835 BCF); Líquidos de Gas Natural, 430.9 MMBIs, lo cual representa un descenso de 78.4 MMBIs en comparación con el año 2011 (509.3 MMBIs). Sobre las reservas posibles, al 31 de diciembre del 2012, la DGH ha estimado lo siguiente: Petróleo, 770.0 MMSTB, lo cual representa un descenso de 905.0 MMSTB en comparación con el año 2011 (1,675.0 MMSTB); Gas Natural, 5,142.3 BCF, lo cual representa un descenso en 2,401.7 BCF, en comparación con el año 2011 (7,544 BCF); Líquidos de Gas Natural, 263.6 MMBIs, lo cual representa un descenso en 36.32 MMBIs en comparación con el año 2011 (151 MMBIs). Estas variaciones entre el 2011 y el 2012 se deberían a reevaluaciones y ajustes técnicos de las ubicaciones a perforar en los campos. Fuente: Resumen ejecutivo del Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2012.

⁸ Dirección General de Hidrocarburos (2012) Libro anual de Reservas de hidrocarburos - Resumen Ejecutivo.

De acuerdo con Perupetro, hasta agosto del 2013, sólo se han perforado 57 pozos, de los cuales 51 fueron de desarrollo y 6 exploratorios (no se han realizado perforaciones de pozos confirmatorios)⁹. De ese total, 9 fueron pozos perforados en selva (5 de desarrollo y 4 exploratorios), 33 en el Noroeste (todos de desarrollo) y 15 en el zócalo continental (13 de desarrollo y 2 exploratorios).

Con lo anterior se puede afirmar que, si bien nuestras reservas han tenido un ligero aumento, para que se produzca un mayor incremento de estas es necesario seguir explorando y ello significa a su vez perforar más. A mayor perforación, mayor exploración, mayor nivel de conocimiento geológico de las áreas exploradas y, a su vez, aumento de probabilidades de tener certeza respecto a posibles reservas –tanto de gas como de petróleo–.

Para efectos de realizar exploraciones, hay que señalar la correlación existente entre la realización de sísmica y la perforación de pozos exploratorios: la sísmica permite identificar indicios de la probable existencia de un recurso (sedimentos fósiles) en el subsuelo, luego de lo cual se evalúa los resultados (calidad) para saber si es pertinente iniciar una perforación de un pozo exploratorio. De esta manera, el número de sísmicas a realizar (o realizadas) permite establecer cuántas probabilidades hay de realizar perforaciones y con ello concretar exploraciones (es decir, tener pozos) y, finalmente, certificar reservas. Estos procesos de exploración son costosos y tienen un alto riesgo de inversión toda vez que no se sabe si, finalmente, el recurso será comercializable.

Hasta agosto del 2013 sólo se ha realizado una operación de sísmica 2D correspondiente a 788.4 km en la Selva norte por la empresa Pacific Stratus Energy. De igual manera, sólo se han realizado dos operaciones sísmicas 3D, ambas en el zócalo continental (Costa norte) por los operadores Moche Energy y BPZ Energy correspondientes a 2,040 km. A diferencia de lo ocurrido en el año 2010 en que se realizaron 7,405 km de sísmicas 2D y 4,271 km de sísmicas 3D, y del 2011 en que se realizaron 5,070 km de sísmicas 2D y 3,018 km de sísmica 3D, hasta agosto del 2013, las cifras muestran un descenso constante en las operaciones de sísmica. Al 31 de diciembre del 2012, el total de nuestras reservas (entre probadas, probables y posibles) es de 8,259.4 MMBOE.

Cuadro 4 - I:
Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2012

Tipos de Hidrocarburos	RESERVAS		
	Probadas	Probables	Posibles
Petróleo, MMBIs	632.9	668.2	770.0
Líquidos del Gas Natural, MMBIs	789.8	430.9	263.6
Total Hidrocarburos Líquidos, MMBIs	1,422.7	1,099.1	1,033.6
Gas Natural, TCF	15.4	7.7	5.1
Total Petróleo Equivalentes, MMBOE	3,985.4	2,384.0	1,890.7

Fuente: DGH.

⁹ Perupetro (2013) Estadística Petrolera mensual - Setiembre 2013.

Las reservas probadas de petróleo para el Perú¹⁰, al 31 de diciembre del 2012, equivalen a 632,906 MSTB. La proyección del sector de acuerdo con la DGH es recuperar estas reservas a través de los 24 contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de explotación. Cabe resaltar que las cifras de las reservas probadas del año 2012 representan un ligero incremento de 53.7 millones de barriles de petróleo en comparación con el año 2011 (579.2 millones de barriles) tal como se aprecia en el Cuadro 5.

Por otro lado, las reservas probadas de gas natural equivalen a de 15,376.3 BCF, cifra que en comparación con el año 2011 presenta una variación de 21.09% que corresponden a 2,676.6 BCF más. De igual manera, las reservas probadas de líquidos de gas natural se han estimado en 789.8 MMBIs, lo cual representa también un incremento con respecto al año 2011 (Cuadro 5).

Cuadro 5 - I:
Variación de las Reservas Probadas

Reservas probadas	Petróleo (MBIs)	Gas Natural Seco (BCF)	Líquidos de Gas Naturales (MBIs)
Al 31 de diciembre del 2011	579,164	12,700	626,995
Producción del año 2012	-24,396	-418.79	-31,596
Revisiones	78,138	3,095.37	194,372
Al 31 de diciembre del 2012	632,906	15,376	789,772

Fuente: DGH.

Las reservas no probadas (probables + posibles) han sido estimadas en 1,436.3 millones de barriles y están asociadas a los 75 contratos que actualmente están llevando a cabo operaciones de exploración y explotación.

Los recursos¹¹ de petróleo al 31 de diciembre del 2012 se estimaron en 3,982.3 millones de barriles que, comparados con las cifras del 2011, son mayores en 1,208 millones de barriles (2,773.5 millones de barriles).

¹⁰ De acuerdo con DGH, al 2012, el 39.7% de las reservas probadas de petróleo se encuentran en la Selva Norte y corresponde en su gran mayoría a yacimientos de crudos pesados. El 37.2% dese encuentran en la Costa Norte y corresponden a reservas remanentes de yacimientos maduros de crudos livianos, con poco azufre. Mientras que el 22.7% restantes son reservas probadas de crudo liviano que se encuentran en el zócalo continental ubicados mayoritariamente frente a la Costa Norte del país.

¹¹ Los recursos son hidrocarburos descubiertos pero que no constituyen reservas probadas porque no se dan las condiciones para su explotación comercial (no es económica o técnicamente viable su extracción). "Sirven para determinar la estrategia exploratoria de un campo, y con ello proyectar las actividades físicas e inversiones dirigidas al descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos que permitan restituir las reservas de los campos actualmente en explotación y dar sustentabilidad a proyectos de desarrollo de los campos a mediano y largo plazo". (Dirección General de Hidrocarburos 2012 Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos - Resumen Ejecutivo, Lima: MINEM).

Cuadro 6 - I:
Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2012

Tipo de Hidrocarburo	Recursos
Petróleo, MMBIs	3,982
Líquidos del Gas Natural, MMBIs	4,213
Total Hidrocarburos Líquidos, MMBIs	8,195.5
Gas Natural, TCF	79.8
Total Petróleo Equivalente, MMBOE	21,493

Fuente: DGH.

Hasta aquí, podemos afirmar que:

- Nuestras reservas han aumentado en los últimos años. Eso se debería a exploraciones exitosas que han permitido certificar estas cantidades.
- Sin embargo, la producción ha disminuido en los últimos diez años y se ha estancado en los últimos tres, con tendencia a la baja.
- Si nuestras reservas van en aumento, existe una brecha entre lo que se tiene y la capacidad para aprovecharlo. Es decir, no se están aprovechando (explotando) las reservas que muy probablemente tenemos.

Teniendo este panorama de nuestras reservas actuales es conveniente preguntarnos si la cantidad de reservas actuales nos garantizaría no sólo el autoabastecimiento sino, además, el ser atractivos y competitivos frente a otros países de la región latinoamericana.

De acuerdo con el BP Statistical Review of World Energy de junio del 2012, América del Norte (Canadá, Estados Unidos y México) representa el 13.2% de las reservas probadas de petróleo en el mundo. Medio Oriente, representa el 48.1%, lo cual corresponde a 795 miles de millones de barriles a finales del 2011. América del Sur y América Central –como una sola región– representan el 19.7% de las reservas probadas del mundo (325.4 MMBIs), de las cuales sólo Venezuela representa el 17.9% (295.5 MMBIs). Perú en este contexto representaba a finales del 2011 el 0.1% de reservas probadas en el mundo.

Cuadro 7 - I:
Reservas probadas América del Sur y América Central

	1991	2001	2010	2011
Argentina	1.7	2.9	2.5	2.5
Brazil	4.8	8.5	14.2	15.1
Colombia	1.9	1.8	1.9	2.0
Ecuador	1.5	4.6	6.2	6.2
Perú	0.8	1.0	1.2	1.2
Trinidad y Tobago	0.6	1.0	0.8	0.8
Venezuela	62.6	77.7	296.5	295.5
Otros países y América Central	0.6	1.4	1.3	1.1
TOTAL	74.6	98.8	324.7	325.4

Fuente: BP Statistical Review of World Energy. Junio, 2012.
Elaboración propia.

En comparación con otros países de la región, nuestra cantidad de reservas probadas aún es ínfima (Cuadro 7), incluso respecto a la cantidad de reservas que existen en el mundo. Sin embargo, cabe resaltar una vez más que, si queremos tener certeza respecto a la existencia de más reservas que las actualmente registradas, es necesario realizar más exploraciones.

Si partimos de la premisa de que nuestras reservas en el 2011 fueron de 579 millones de barriles, de acuerdo con Villacorta¹², y si se mantiene la producción actual, el Perú tendría reservas probadas de petróleo para 25 años, por debajo de la media mundial (que es de 40 años). Por ello, el problema estriba no sólo en establecer la necesidad de aumentar las reservas, sino definir qué porcentaje de estas la industria será capaz de extraer para cubrir la demanda a través de un aumento en la producción de derivados del petróleo.

Con todo lo anterior podemos concluir que, a pesar de que nuestras reservas han aumentado, nuestra producción no ha ido a la par. Y la disminución de nuestra producción no se debe necesariamente a la falta de reservas. Como veremos en el Capítulo 3, lo que está sucediendo es que no estamos aprovechando (explotando) nuestras reservas, debido al excesivo tiempo que se requiere para gestionar y obtener autorizaciones para explorar y luego producir.

Por otro lado, la demora en el inicio de la exploración no permite identificar nuevas reservas, lo que nos coloca en desventaja comparativa con otros países de la región latinoamericana. Si se busca aumentar las reservas, se debe apuntar a tener la capacidad real para explorar y luego producir. Es decir, no seremos atractivos frente a otros países de la región para explorar si es que no garantizamos que, luego de exploraciones exitosas, se puedan realizar actividades de explotación y producción de derivados de hidrocarburos, a lo que debe sumarse una mayor y mejor infraestructura, promoción de la comercialización del petróleo crudo e incluso de sus derivados.

¹² RIOS VILLACORTA, Alberto (2013) La cruda realidad del petróleo en el Perú. En: <http://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2013/03/28/realidad-petroleo-peru/>.

1.2. Demanda creciente e insatisfecha

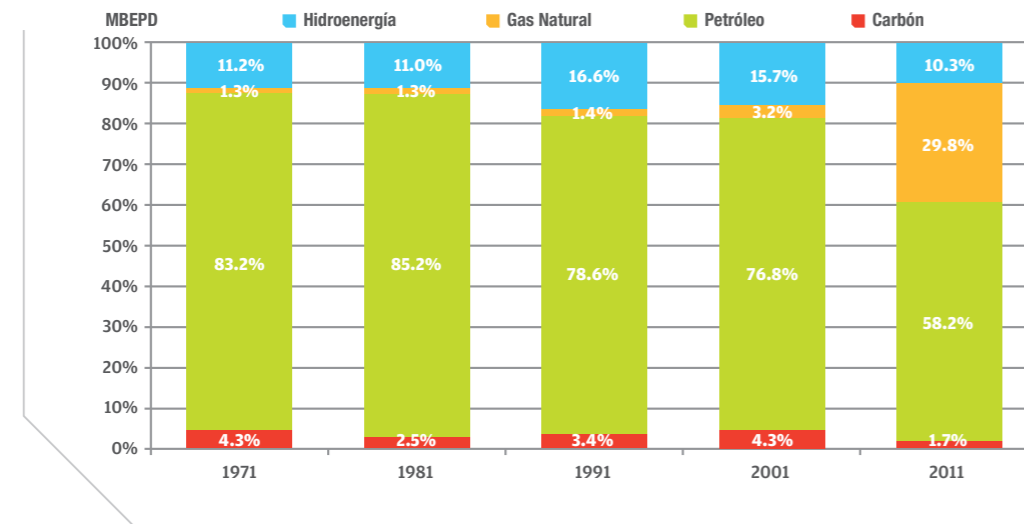
El bienestar y desarrollo de la sociedad se encuentran vinculados a la disponibilidad y uso de la energía. De hecho, el desarrollo que durante el siglo XX se observó en gran parte del mundo estuvo acompañado de un consumo creciente de energías fósiles, especialmente del petróleo¹³. En la actualidad, la producción mundial de petróleo crudo es de alrededor de 82 millones de barriles por día. El principal productor del mundo es Rusia, seguida por Arabia Saudita y Estados Unidos, los cuales producen, conjuntamente, alrededor de un tercio del total mundial¹⁴.

Los principales consumidores de derivados del petróleo en el mundo son Estados Unidos, Europa y Japón, conjuntamente con países emergentes como China e India que con su crecimiento económico han incrementado su demanda de hidrocarburos para abastecer sus industrias. Estos países representan más de la mitad de la demanda mundial de petróleo.

En cuanto a la demanda por gas natural, esta ha crecido en similar magnitud para el mismo periodo, liderada por Estados Unidos, principal consumidor de GN en el mundo, seguido por Rusia, Irán y Gran Bretaña¹⁵.

En ese sentido, el petróleo y el gas natural han representado una participación global que supera el 50% dentro de la Matriz Energética Mundial en las últimas cinco décadas. El tercer proveedor de energía primaria lo constituye el carbón, que se ha mantenido con una participación de alrededor del 28%, conforme se aprecia del siguiente gráfico:

Gráfico 4 - I:
Evolución de la Matriz Energética en el Mundo - Últimas cinco décadas



Fuente: Osinergmin, Gerencia de Fiscalización de GN.

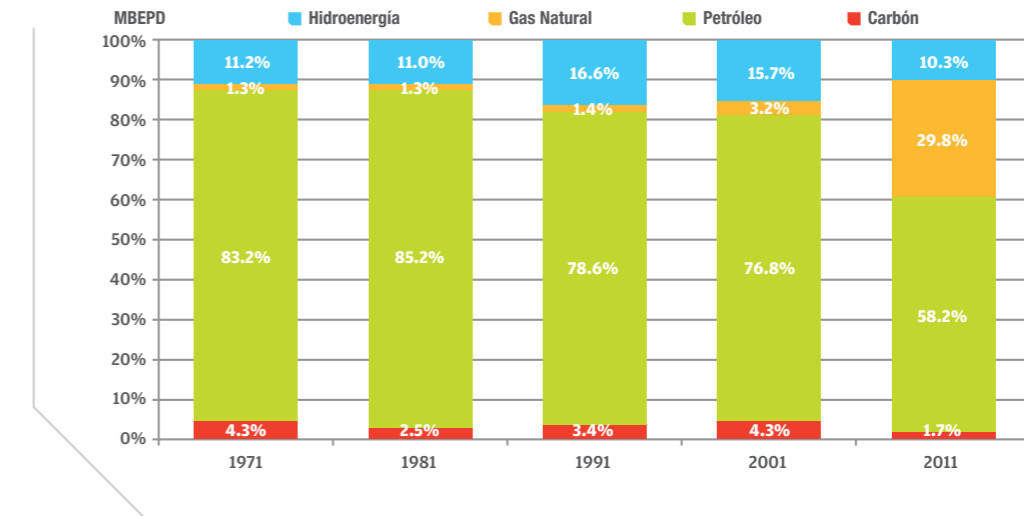
¹³ HORN MUTSCHLER, Manfred. (2009) Matriz Energética en el Perú y Contribución de las Energías Renovables, Lima.

¹⁴ SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA. Informe Quincenal de la SNMPE (44): Los Hidrocarburos. 2009, pág. 2.

¹⁵ Íbid. págs. 2-3.

El comportamiento del petróleo y el gas natural en la Matriz Energética Peruana resulta similar con relación al incremento significativo del gas natural, por el desarrollo de los proyectos de Aguaytía y Camisea:

Gráfico 5 - I:
Evolución de la Matriz Energética en el Perú - Últimas cinco décadas

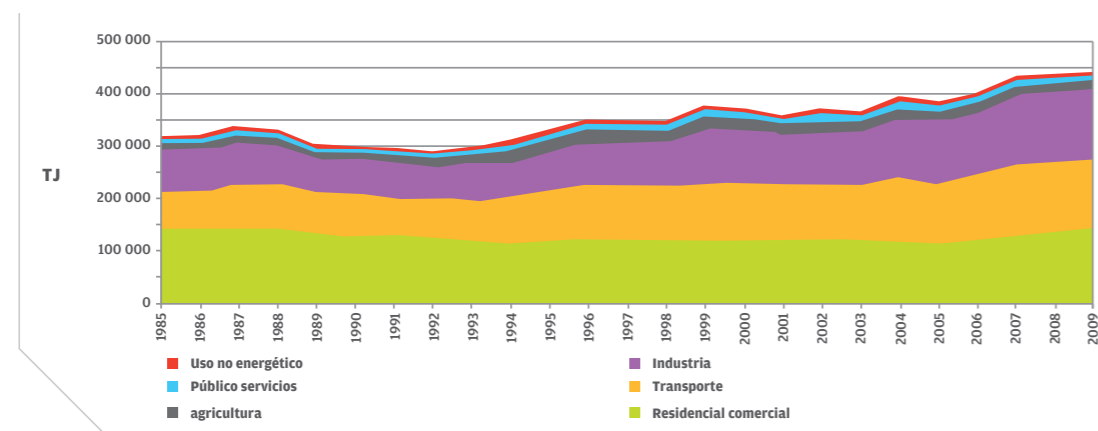


Fuente: Osinergmin, Gerencia de Fiscalización de GN..

Parte del desarrollo económico de un país implica la generación de energía que las industrias productivas requieren para poder operar. La energía está presente en toda actividad humana. Está presente en el hogar en las actividades más básicas como cocinar, bañarse o mirar televisión y se encuentran en las actividades más complejas, como la minería o los textiles. Por ello, la generación de energía es clave para hacer viable el desarrollo de nuevas actividades económicas, así como afianzar el crecimiento de las existentes.

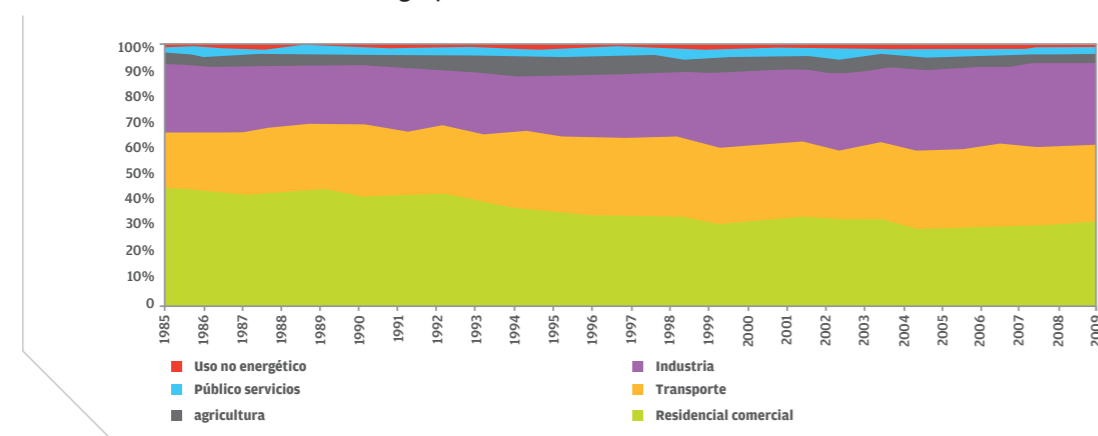
En los siguientes gráficos se muestra el desarrollo y la estructura del consumo final de energía por sectores:

Gráfico 6 - I:
Desarrollo del consumo final de energía por sectores



Fuente: Centro Nacional de Planeamiento Estratégico.

Gráfico 7 - I:
Estructura del consumo final de energía por sectores

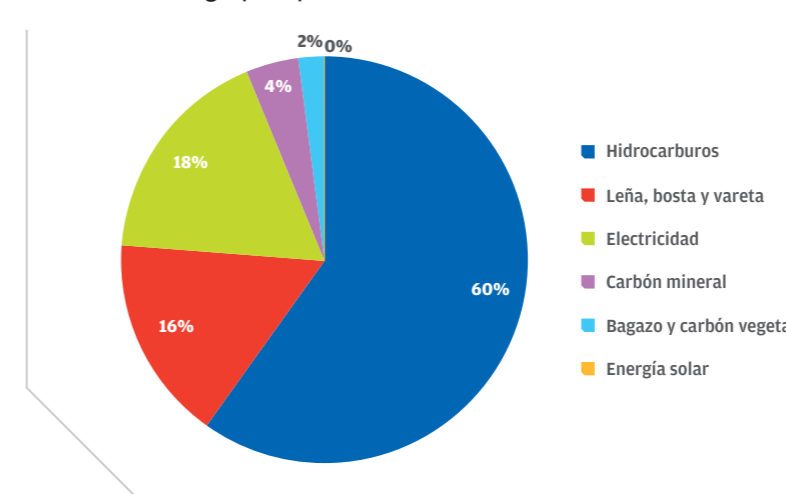


Fuente: Centro Nacional de Planeamiento Estratégico.

En el año 2010, el consumo final total de energía en el Perú fue de 654,115 TJ, superior en 5.8% con respecto al año anterior, de los cuales el 38.7% correspondió al sector transporte; el 30.9% a los sectores comercial, residencial y público; 25.5% a los sectores industria y minería; 2.5% a los sectores agropecuario,

agroindustria y pesca; y 2.4% corresponde a un consumo no energético. Dicho consumo de energía estuvo conformado de la siguiente manera: 60.1% hidrocarburos; 16.4% leña, bosta & yareta; 17.6% electricidad; 4.3% carbón mineral y sus derivados; 2.0% bagazo y carbón vegetal y 0.04% energía solar¹⁶.

Gráfico 8 - I:
Consumo de energía por tipo



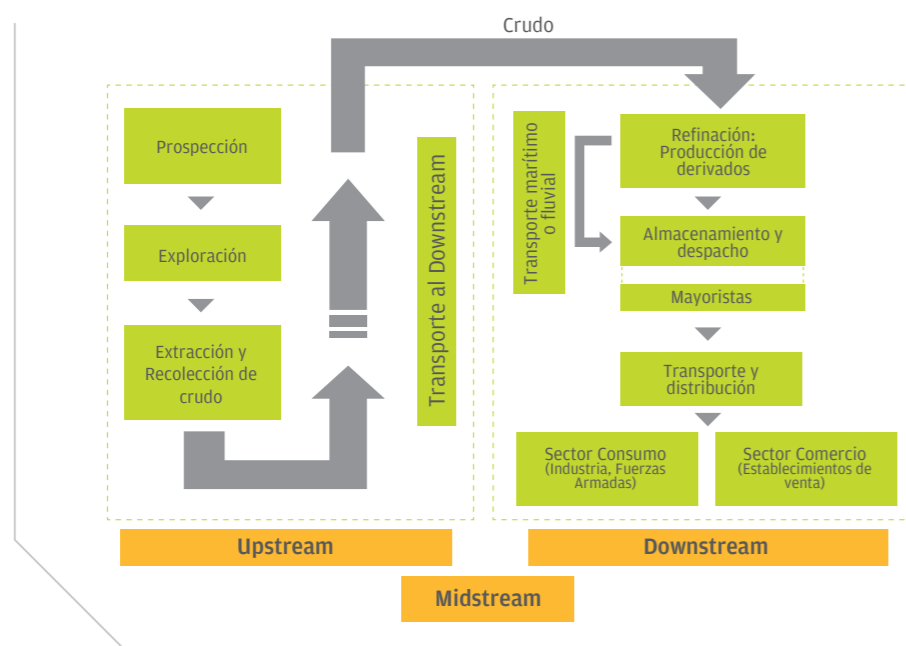
Fuente: MEM, 2010.
Elaboración propia.

La energía derivada de los hidrocarburos es utilizada en las áreas residenciales, comerciales, industriales, transporte público y generación de energía eléctrica.

- En la generación eléctrica: Este es uno de los aportes más importante de los hidrocarburos, teniendo en cuenta que las principales termoeléctricas funcionan con GN y que la electricidad es un elemento esencial en la vida contemporánea.
- El sector industria: Los hidrocarburos tienen como principal uso la provisión de energía para los procesos industriales, en los hornos, quemadores, iluminación y otros. El GN también es usado como materia prima en la industria petroquímica y para la producción de amoníaco y urea.
- Usos comerciales y residenciales: En los comercios y las casas, el aporte de los hidrocarburos es muy amplio, por ejemplo, en la provisión de aire acondicionado, como combustible para la preparación de alimentos, en la generación de agua caliente, entre otros. A ellos se agregan productos manufacturados como los plásticos, detergentes, lapiceros, telas sintéticas, pinturas, insecticidas, entre otros.
- En el transporte: El transporte privado y público, taxis, buses y otros vehículos utilizan la gasolina, el diesel, GLP y Gas Natural Vehicular (GNV), permitiendo el desarrollo de diversas actividades socioeconómicas.

¹⁶ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2012) Balance Nacional de Energía 2010. Lima: MINEM.

Gráfico 9 - I:
Actividad de Hidrocarburos



Fuente: Cersso, 2008¹⁷.

Consumo de gas

En cuanto al consumo de gas, este ha tenido un incremento importante desde el año 2001 (de 0.4 a 6.2 billones de metros cúbicos). Sin embargo, en comparación con otros países de la región, como Argentina (46.5 BMC en 2011), Brasil (26.7 BMC en 2011) o Venezuela (33.1 BMC en 2011), el consumo en el Perú sigue mostrando aún bajos niveles.

Cuadro 8 - I:
Consumo de gas (billones de metros cúbicos BMC)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Argentina	31.1	30.3	34.6	37.9	40.4	41.8	43.9	44.4	43.2	43.3	46.5
Brazil	11.9	14.1	15.8	18.8	19.7	20.8	21.1	24.6	19.8	26.8	26.7
Chile	7.3	7.4	8.0	8.7	8.4	7.8	4.6	2.7	3.1	4.7	5.3
Colombia	6.1	6.1	6.0	6.3	6.7	7.0	7.4	7.6	8.7	9.8	9.0
Ecuador	0.3	0.2	0.3	0.3	0.4	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Perú	0.4	0.4	0.5	0.9	1.5	1.8	2.7	3.4	3.5	5.4	6.2
Trinidad y Tobago	11.6	12.7	14.4	13.4	15.1	20.2	20.3	21.9	20.9	22.6	22.0
Venezuela	29.6	28.4	25.2	28.4	27.4	31.5	29.6	31.5	30.5	32.4	33.1
Otros países y Centro América	2.3	2.4	3.1	2.9	3.3	3.9	4.5	4.7	5.1	5.4	5.2
TOTAL	100.7	102.1	107.9	117.5	122.9	135.5	134.6	141.4	135.1	150.2	154.5

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2012.
Elaboración propia.

El punto anterior confirma que todavía es fuerte el consumo de fuentes fósiles. Sin embargo, se ha venido registrando una creciente participación del gas natural como fuente de energía desde el 2004, sobre todo en los sectores de electricidad, transporte e industria. Para dar un ejemplo, mientras que en el año 2003, en la generación de electricidad, la participación del gas era de 5.9%, en el 2010 esta participación aumentó al 35%¹⁹.

¹⁷ CERSSO CASO, Dante (2008) Principios Económicos en Hidrocarburos. Presentación. Enero.

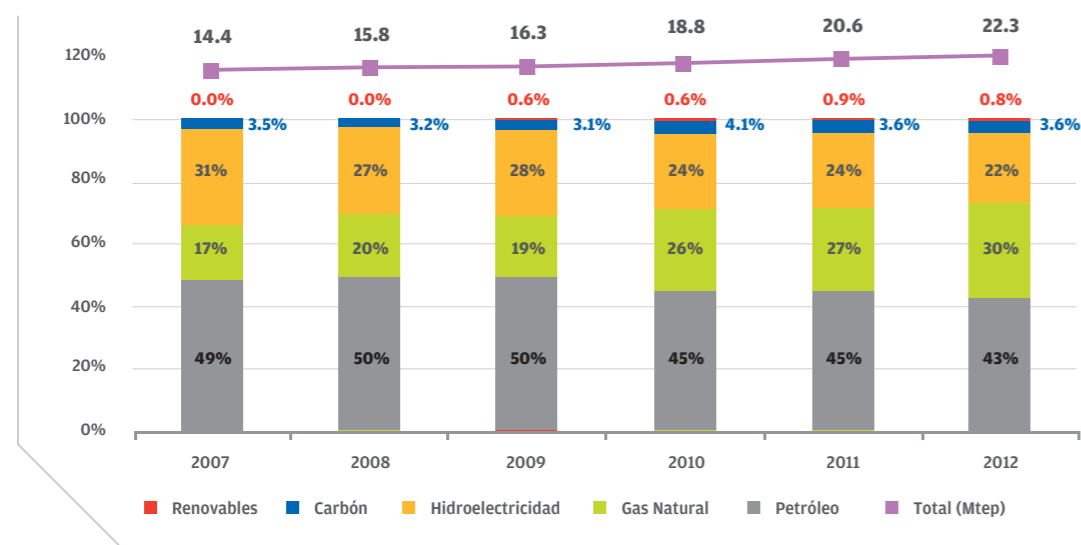
¹⁹ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2012) Balance Nacional de Energía 2010. Lima: MINEM.

Consumo de Petróleo

En el Perú se comercializan alrededor de 18 productos derivados del petróleo, entre ellos, el diesel, la gasolina, los petróleos industriales, el turbo y el GLP. Cada uno de estos representa un tipo de consumo de energía. Es decir, en el Perú existe aún una demanda fuerte de combustibles fósiles, lo cual determina el tipo de consumo de energía que prevalece sobre otras.

De acuerdo con el reporte de British Petroleum (BP), en el año 2012 el consumo de energía primaria en el Perú fue de 22.3 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep). Dicho valor constituye el 0.18% del consumo mundial de energía primaria. Este consumo está distribuido entre energías renovables, carbón, hidroelectricidad, gas natural y petróleo como a continuación se puede apreciar:

Gráfico 10 - I:
Consumo de gas (billones de metros cúbicos BMC)



Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2012.
Elaboración propia.

En el caso del petróleo y sus derivados, si bien el consumo muestra un aumento de 146 MBPD en el año 2001 a 203 MBPD en el 2011, aún sigue siendo menor en comparación con países que también han aumentado su consumo (Cuadro 9), como Argentina (de 425 MBD en 2001 a 609 MBPD en 2011) o Ecuador (137 MBPD en 2001 a 226 MBPD en 2011) e incluso países como Colombia (263 MBPD) o Chile (327 MBPD).

Cuadro 9 - I:
Consumo de petróleo (MBPD)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Argentina	425	394	405	425	449	471	523	534	518	550	609
Brazil	2030	2005	1953	2024	2070	2090	2235	2395	2415	2629	2653
Chile	227	225	228	242	254	265	343	353	335	318	327
Colombia	227	221	222	225	230	235	234	232	231	247	263
Ecuador	137	146	151	155	169	180	183	188	191	220	226
Perú	146	146	139	152	152	147	153	172	176	186	203
Trinidad y Tobago	26	25	24	25	26	29	34	37	35	36	34
Venezuela	622	660	535	582	623	658	689	720	749	794	832
Otros países y Centro América	1104	1109	1122	1135	1137	1159	1189	1155	1114	1098	1104
TOTAL	4945	4930	4778	4966	5111	5233	5582	5786	5763	6079	6241

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2012.
Elaboración PAR (Instituto de Políticas Públicas, Regulación y Desarrollo Sostenible).

El Balance Nacional de Energía 2010 del MINEM²⁰ indica que, entre el periodo 1970 - 1990, el petróleo crudo y la leña concentraban el 80% de la Oferta Interna Bruta de Energía Primaria (OIBEP), situación que, como hemos señalado, ha variado, principalmente, por el ingreso del gas. En la actualidad, el petróleo representa el 39% de la OIBEP, seguido por el gas y los líquidos del gas en un 33%, la hidroenergía en un 11% y el 17% restante es biomasa, carbón y energía solar²¹.

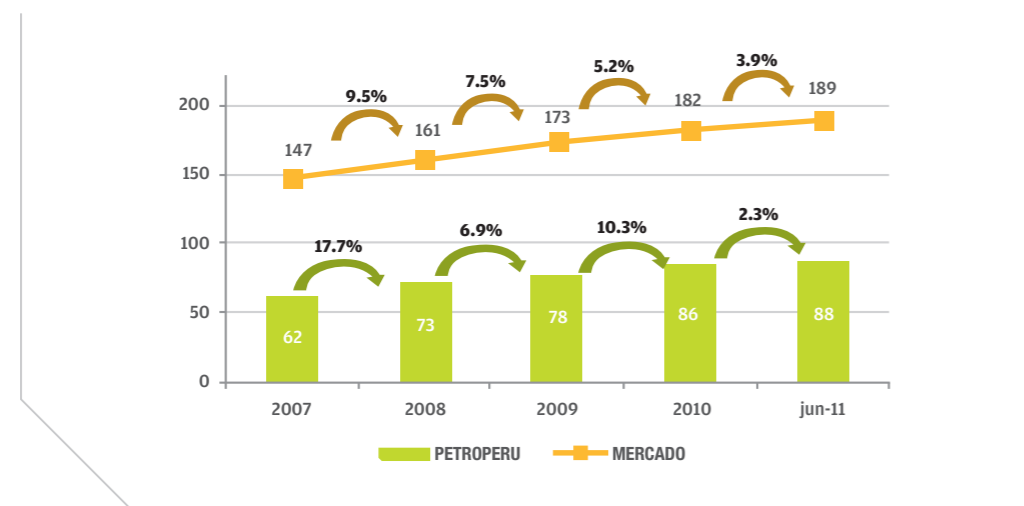
De acuerdo con Macroconsult²², la demanda de combustibles líquidos en el Perú está determinada por la actividad económica por una parte y, por otra, por los precios de los combustibles, de sus impuestos y de sus posibles sustitutos. En un país con una economía dinámica y en crecimiento como la del Perú, esta demanda viene aumentando.

²⁰ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2012) Balance Nacional de Energía 2010. Lima: MINEM.

²¹ *Ibid.* Op. Cit.

²² GRUPO MACROCONSULT (2008) Fundamentos económicos de determinación de precios internos de los combustibles. Lima: Grupo Macroconsult.

Gráfico 11 - I:
Evolución de la demanda interna en Barriles



Fuente: ESAN.
Elaboración: Equilibrium.

Como ya mencionamos, en la última década, el Perú viene sufriendo un cambio en la composición de la demanda de combustibles líquidos, atribuido, por un lado, a la sustitución del kerosene por el GLP, del diesel y residual por GN y GLP (principalmente en el sector industrial), y de las gasolinas por GLP (y en menor medida por GNV) en el sector transporte, gracias a su menor precio relativo y a las mayores facilidades técnicas y financieras para la conservación de los motores de los vehículos²³. Con ello, se ha venido configurando una migración hacia los hidrocarburos líquidos (mayor consumo) lo que a su vez significa un aumento en su demanda. Cifras de Osinergmin afirman que, entre enero y junio del año 2012, la demanda promedio de productos derivados del petróleo superó los 203 mil barriles diarios²⁴. La demanda conjunta de diesel y GLP superaba en el 2010 el 65% del consumo total de derivados del petróleo.

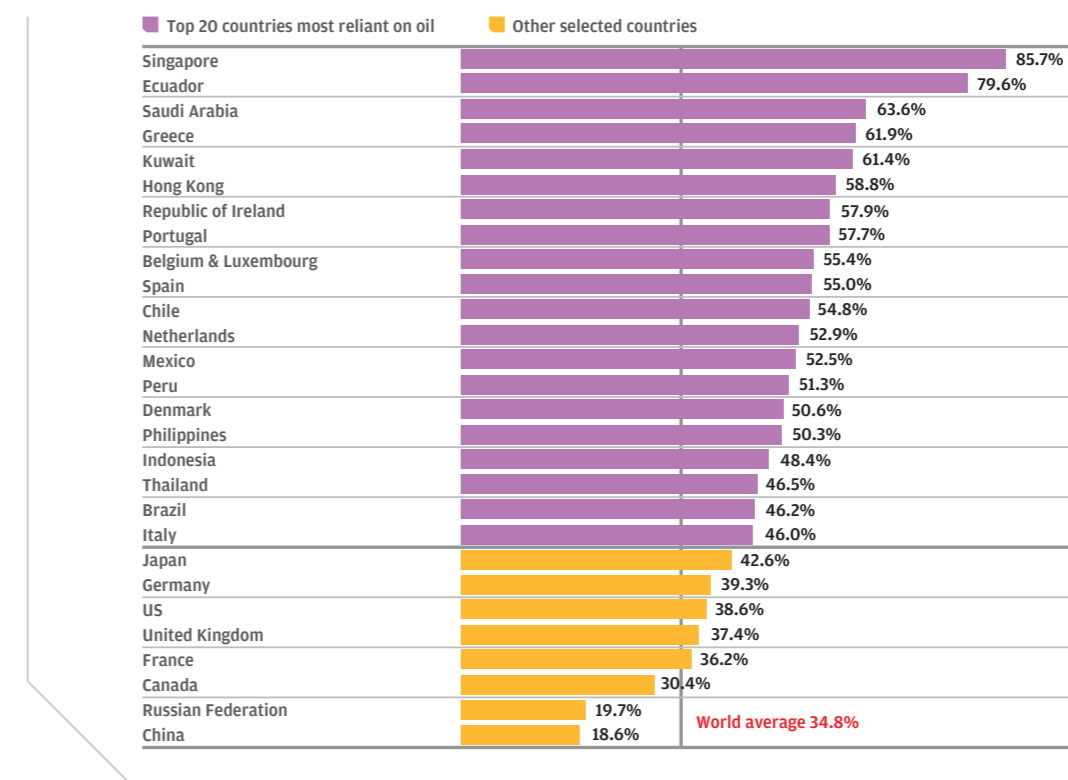
Este aumento en la evolución de la demanda gira, principalmente, alrededor del sector transportes. Para dar un ejemplo, de acuerdo con Ipsos, sólo el 16% de las familias peruanas tiene algún tipo de automóvil. De seguir creciendo nuestro parque automotor, y sin el cambio de la matriz energética, el consumo de combustibles derivados del petróleo también aumentaría.

En el 2010, el Perú ocupaba el puesto 14 en el mundo por porcentaje de dependencia del petróleo (Gráfico 12). Es muy probable que, actualmente, el Perú se encuentre entre los 10 países donde se depende más del uso del petróleo. Así, debido a nuestro acelerado crecimiento que se refleja, entre otras cosas, en un aumento del parque automotor y el crecimiento en ciertas industrias, es más que probable que el consumo del petróleo y sus derivados así como del gas natural también aumente.

²³ El sector transporte es el mayor consumidor de combustibles líquidos en el Perú.

²⁴ RIOS VILLACORTA, Alberto (2013) La cruda realidad del petróleo en el Perú. En: <http://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2013/03/28/realidad-petroleo-peru/>.

Gráfico 12 - I:
Top 20 de países con mayor dependencia del petróleo



Fuente: BP Statistical Review 2010.

Si bien nuestro consumo de petróleo ha ido en aumento, como hemos visto en el acápite anterior, nuestra producción de crudo ha venido en descenso, a contramarcha de nuestras necesidades internas. Así, el sector de hidrocarburos en el Perú se enfrenta a una producción en descenso frente a un aumento del consumo de combustibles que no se logra satisfacer con la producción nacional, por lo cual se ha optado por la importación de petróleo. Esta situación ha intensificado la dependencia del país a un recurso que nuestra producción no logra autoabastecer. Nuestra demanda es de 200 mil barriles diarios, pero la producción interna sólo alcanza 65 mil, por lo que el Perú importa 135 mil barriles diarios de petróleo. Vale decir, dos de cada tres barriles de diesel desde hace cinco años son de origen importado²⁵. De acuerdo con el Balance Nacional de Energía 2010²⁶, la importación de energía primaria durante el año 2010 fue de 228,853 TJ, de lo cual el petróleo representó el 87,9% y el carbón mineral el resto. Esta cantidad de petróleo y sus derivados importados son utilizados para satisfacer los requerimientos de las refinerías que no pueden ser abastecidas por la producción nacional^{27 28}.

Entre los años 2008 y 2012, el Perú ha importado aproximadamente US\$ 20 mil millones en crudo (más de S/. 52 mil millones), diésel 2, gasolinas y Gas Licuado de Petróleo (GLP). Sólo en el 2012 pagar la cotización internacional de US\$ 100 el barril de crudo o productos nos costó cerca de US\$ 5 mil millones. Así, en la actualidad en el Perú tenemos una balanza comercial de hidrocarburos deficitaria.

Es decir, estamos en un escenario en el que nuestra producción no sólo ha disminuido, sino que lo que se produce actualmente no satisface la demanda interna. Ello da como resultado una gran inversión en comprar en el extranjero derivados del petróleo para satisfacer esa demanda, la cual, incluso, va en aumento. De seguir esta tendencia, y todo parece indicar que así será, cada vez se destinará más en adquirir combustibles en tanto no aumente la producción interna.

1.3. ¿Cuánto se invierte en la exploración y explotación de hidrocarburos?

Perupetro ha realizado en los últimos años rondas de licitaciones con el propósito de obtener mayores inversiones para exploración y explotación de hidrocarburos. A finales del 2010 se suscribieron 86 contratos de operaciones hidrocarburíferas. De ese total, 75 están vigentes y son contratos de exploración y explotación, de los cuales son 51 en fase de exploración y 24 en fase de explotación²⁹.

Este número de contratos nos indica la existencia de empresas realizando actividades en el marco de la exploración o la explotación, lo cual se interpreta como inversión. Es decir, empresas realizando actividades y con ello invirtiendo en el país. A manera de repaso histórico, entre los años 1996 y 2000, se invirtió en actividades de exploración y explotación un monto acumulado de 1600 millones de dólares, cifra que se mantuvo entre los años 2001 y 2005. Entre los años 2006 y 2010 hubo un aumento de la inversión, en tanto se invirtieron 5,400 millones de dólares. Sólo en los últimos 3 años las inversiones se han ubicado por encima de los 1,300 millones de dólares por año. Antes del 2007 dicha cifra no alcanzaba ni el 5% de la inversión actual.

²⁵ <http://www.larepublica.pe/01-05-2013/peru-gasto-mas-de-s-50-mil-mls-en-importar-petroleo>; <http://elcomercio.pe/movil/noticia/1547463>.

²⁶ MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2012) Balance Nacional de Energía 2010. Lima: MINEM.

²⁷ En el Perú, existen seis refinerías de petróleo cuya capacidad no es suficiente para abastecer el mercado nacional. Tres refinerías son operadas por empresas privadas: Refinería La Pampilla S.A. - Relapsa, por Repsol; y refinería Pucallpa, por Maple. La Pampilla ubicada en Lima tiene una capacidad de procesamiento de 102 miles de barriles diarios. Las cuatro refinerías restantes son operadas por Petroperú: Refinería Talara (Piura) es la principal refinería de la empresa nacional y la segunda más importante del país (62 miles de barriles diarios) de capacidad de procesamiento). Las otras tres refinerías de Petroperú están ubicadas en Lima (Refinería Conchán), Loreto (Refinería Iquitos), y Amazonas (Refinería El Milagro), que son de menor escala. Hay una séptima refinería, la de Shiviayacu, operada por Pluspetrol, pero no tiene carácter comercial.

²⁸ En el año 2012, el precio promedio anual del petróleo experimentó una ligera disminución de 0,86%. En el año 2011, el promedio fue de US\$ 94,84 por barril, mientras que para el año 2012, el promedio fue de US\$ 94,05 por barril, para el caso del crudo marcador WTI-Cushing. En cuanto al precio promedio anual del petróleo crudo Brent del Mar del Norte, para el año 2012, el precio fue de US\$ 11,63 por barril.

²⁹ Perupetro 2013 Informe de actividades Setiembre 2013. Lima: Perupetro.

De acuerdo con el MINEM, la inversión en proyectos del sector hidrocarburos para los próximos diez años ascenderá aproximadamente a 23.000 millones de dólares. De este total, se espera que cerca del 70% de dicha inversión corresponda a proyectos de gas natural, 20% a proyectos de petróleo y 10% a inversiones con prospectos de gas y petróleo. Por tipo de inversión, el 30% del gasto en hidrocarburos está concentrado en proyectos de petroquímica y el 28% en proyectos de construcción y ampliación de los ductos de gas y petróleo.

La inversión más significativa de ese sector corresponde a la del Gasoducto Andino del Sur (5.000 millones de dólares). Por otro lado, el 25% de la inversión estaría dirigida a las actividades de exploración y explotación, así como un 13% se vincularía a ampliaciones de plantas y 4% a la construcción de redes de distribución para masificar el gas.

Otra de las más importantes inversiones en exploración y explotación es la del Lote 67 de Petrovietnam (50%) y Perenco (50%) por 1.600 millones de dólares, cuyo Estudio de Impacto Ambiental (EIA) fue aprobado en agosto del 2012. Se espera una producción de 6 mil barriles diarios de petróleo.

A la par, las exportaciones de petróleo y gas han crecido sustancialmente desde el año 2000 en 78%, mientras que las importaciones, respecto del año 2000, crecieron en 30%. De acuerdo con el INEI, la exportación de petróleo crudo y gas natural ascendió a US\$ 124,6 millones en febrero del 2013, significando un aumento de 29,8% más de lo registrado a 2012. Sin embargo se sigue importando más de lo que se exporta.

SECCIÓN 2

DESARROLLO DE LA POLÍTICA DE HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

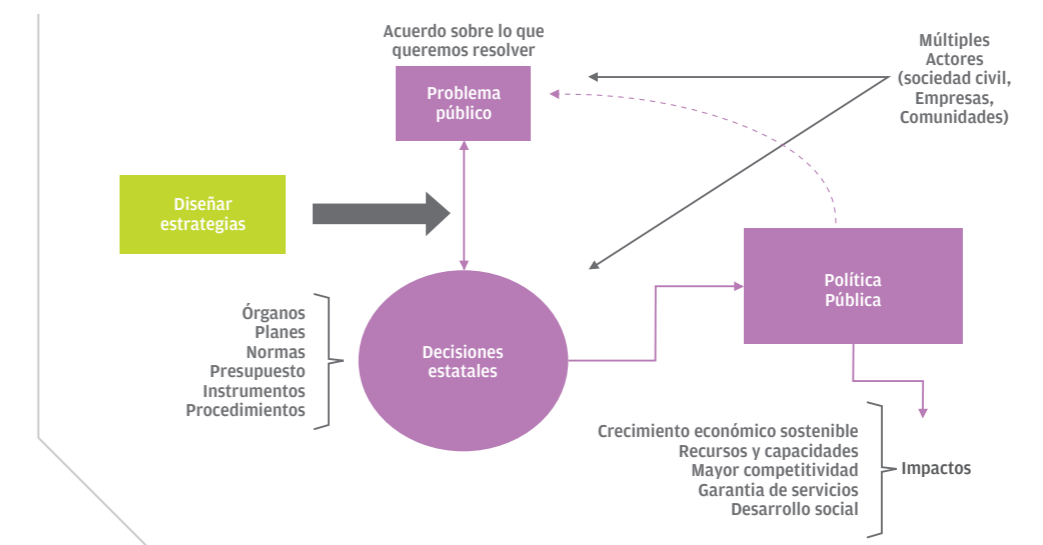
La presente sección busca explicar las principales acciones realizadas por el Estado respecto a esta industria, en lo que hemos venido a llamar la Política de Hidrocarburos en el Perú. Esta sección tiene por objetivo evidenciar los enfoques de esta política, así como las fortalezas, debilidades y retos que el Estado enfrenta ante este sector al momento de implementarla. De esta manera, queremos tener evidencias que permitan reconocer nuestras ventajas comparativas frente a otros países de la región y, a su vez, identificar de qué manera la política actual está facilitando o no el incremento de tales ventajas y con ello lograr ser más competitivos.

Además, el análisis se desarrollará a partir de una revisión histórica que nos permita reconocer cómo la actividad de los hidrocarburos ha sido abordada por los diferentes gobiernos y, en segundo lugar, identificar las características de este tipo de política difusa que estaría dirigiendo una forma de entender y abordar la actividad, generando las consecuencias ya presentadas en la sección anterior.

2.1. La política de hidrocarburos: caracterización

La existencia de problemas o la urgencia de atender las necesidades e intereses de los ciudadanos y ciudadanas conlleva a que el Estado, bajo el manto de su legítima autoridad, inicie una serie de procesos de decisión que permitan su resolución; seleccionando las mejores alternativas para ello, diseñando estrategias y concertando, democrática y transparentemente, con los diversos actores involucrados. Estos procesos de decisión, altamente complejos, técnicos y políticos, son precisamente las denominadas **políticas públicas**³⁰.

Gráfico 13 - I:
Políticas públicas para resolver problemas públicos



Fuente: Alza, 2013.

³⁰ ALZA BARCO, Carlos (2012) Gestión Pública: un tema pendiente en la investigación académica. En: Gestión Pública: Balance y Perspectivas. PUCP: Fondo Editorial.

En el Perú, la política pública de hidrocarburos tiene características particulares que no le permiten lograr los objetivos y resultados orientados a constituir una industria competitiva y capaz de satisfacer las demandas de consumo de petróleo y gas en el país, promoviendo el desarrollo económico y social del Perú. La política de hidrocarburos es una política implícita, subsumida en la política energética general; está aislada de la política nacional de competitividad y tiene una limitada visión estratégica para la gestión del sector y el aprovechamiento de las oportunidades perdidas.

2.1.1. Política implícita: subsumida en la política energética

La política de hidrocarburos en el Perú es una “política implícita”, vale decir, está subsumida en políticas consideradas macro o superiores como las políticas económicas o de planificación, con la idea de que éstas le brindan impulso. Esta característica puede ser favorable para los logros de los objetivos de la política pero también podría obstaculizar su desarrollo por la falta de independencia y de especificidad del tema³¹.

Gráfico 14 - I:
Una política implícita



Fuente: elaboración propia.

³¹ CHARPENTIER, Silvia e HIDALGO, Jessica (1999) Las Políticas ambientales en el Perú. Lima: Agenda Perú.

Es así, que el Estado peruano ha dictado una Política Energética Nacional 2010 - 2040 que contiene cuatro lineamientos de política, de un total de cincuenta y cuatro, que hacen referencia a los hidrocarburos, aunque de forma tangencial.

Objetivo 1:

Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.

Lineamiento de política:

Promover proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada y en base a energías renovables –convencionales y no convencionales–, hidrocarburos, geotermal y nuclear, que garanticen la seguridad energética del País.

Objetivo 2:

Contar con un abastecimiento energético competitivo.

Lineamientos de política:

Alcanzar suficiencia de la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético.

Objetivo 3:

Acceso universal al suministro energético.

Lineamientos de política:

Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos.

Objetivo 7:

Desarrollar la industria del gas natural y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.

Lineamiento de política:

Promover el desarrollo de una red de poliductos y el fortalecimiento de los sistemas de transporte y almacenamiento de hidrocarburos acorde con el desarrollo del país.

En la Política Energética se puede observar que el Estado Peruano se orienta al cambio de la matriz energética, la suficiencia, competitividad e independencia en el suministro energético en el país; así como al desarrollo de la industria del gas natural como prioridad. Esto coloca a la producción de petróleo, ciertamente, en un lugar subalterno entre las prioridades del Estado. Se centran en la infraestructura, pero no hacen explícita la necesidad de garantizar el autoabastecimiento por la explotación de un recurso existente en el país con el fin de promover la seguridad energética.

En pocas palabras, la forma implícita que posee la política de hidrocarburos en el Perú, en este caso, la vuelve dependiente de la política energética, quitándole visibilidad y espacio para generar cambios hacia su empoderamiento. El problema que plantea el objetivo principal de la política energética 2010 - 2040 radica en que no se puede hacer un cambio rápido de la matriz energética puesto que el cambio de combustibles fósiles a energías naturales o sostenibles –como el gas natural– contrasta con la realidad del mercado peruano: la demanda del petróleo se incrementa consistentemente frente a la oferta. Es decir, antes de diversificar la producción energética es preciso solucionar el problema de la brecha entre consumo y producción, y de una balanza comercial deficitaria respecto del petróleo. Asimismo, el cambio de la matriz energética debe considerar, además de criterios ambientales, también criterios económicos, estratégicos y logísticos, entre las diversas energías explotables de forma sostenible en el país.

Entonces, el problema consiste en cómo cambiar las fuentes de energía menos sostenibles hacia más sostenibles sin desatender la demanda de petróleo que, en nuestro país, tiene una tendencia positiva al incremento. Es clave entender que la población seguirá aumentando su consumo de combustibles fósiles, y si el Perú no comienza a producir petróleo para cubrir su demanda interna, esta seguirá siendo un alto costo para el Estado. En pocas palabras: las oportunidades perdidas por el sector hidrocarburos son oportunidades perdidas para el Estado Peruano.

En particular, respecto de la forma y características de la política de hidrocarburos en el Perú, encontramos que, si la misma no posee claridad respecto de su lugar, espacio de acción, objetivos y metas, no será posible ejercer liderazgo respecto a su propio desarrollo y lo que ello significaría para el país. Haría falta, como desarrollaremos en los apartados siguientes, una reestructuración normativa y orgánica que permita que el sector tenga instrumentos y dispositivos claros y concordados que permitan su desarrollo con una visión de generar condiciones para que cumpla con los objetivos del Estado peruano de forma responsable.

2.1.2. Aislada de la Política Nacional de Competitividad

La política pública de hidrocarburos no está articulada con la política nacional de competitividad, toda vez que no se han generado instrumentos de interacción. Las oportunidades que ofrece la demanda creciente de petróleo en nuestro país solo pueden ser aprovechadas aplicando un enfoque de competitividad que ahonde en el fortalecimiento, posicionamiento y empoderamiento de la ventaja comparativa con respecto a la región latinoamericana. Sin embargo, en el Perú, el sector hidrocarburos no está incluido en el Plan Nacional de Competitividad. La Agenda de Competitividad 2012-2013, posee siete líneas estratégicas que son las siguientes:

- a. Ciencia, tecnología e innovación
- b. Desarrollo empresarial, calidad y educación productiva
- c. Internacionalización
- d. Infraestructura
- e. Tecnología de información y comunicaciones
- f. Facilitación de negocios
- g. Ambiente

Ninguno de ellos incluye expresamente dentro de sus lineamientos al sector energía. De alguna forma, esto representa un interés poco profundo del Estado en generar contextos favorables para el sector. Esto, a pesar de la evidencia de que los hidrocarburos en el Perú constituyen un mercado potencialmente ventajoso y competitivo en la región teniendo en cuenta las reservas probadas y probables encontradas y la insatisfacción que existe respecto de la demanda interna que, de ser satisfecha, significaría dejar de importar petróleo. De aprovecharse las oportunidades disponibles, el sector podría generar ingresos importantes para el país que ahondarían en la inversión social y de infraestructura; mientras se reducirían los costos de importación del recurso para el consumo interno.

2.1.3. Limitada visión estratégica para la gestión del sector y el aprovechamiento de las oportunidades perdidas

El problema principal que enfrenta el sector hidrocarburos en su política pública es la falta de una visión estratégica y de planificación para el sector, que le permita recuperar y aprovechar las oportunidades perdidas que ya mencionamos en los puntos anteriores.

La política de hidrocarburos no requiere una independencia de otras políticas para cumplir mejor con sus objetivos. De hecho, las políticas públicas están interrelacionadas y son también interdependientes. Sin

embargo, es indispensable establecer los puntos de la agenda pública que conciernen al sector de forma clara y estratégica, articulándolos coherentemente con políticas actualmente existentes en el Estado peruano, tales como la política energética, la política de competitividad, la política nacional del ambiente, la de modernización de la Gestión Pública, la transformación de los conflictos sociales, entre otras.

La articulación y la realización de los objetivos y líneas de acción de una política de hidrocarburos con una visión concreta, estratégica y planificada para el aprovechamiento de las oportunidades y la superación de las debilidades del sector, se vuelve posible sólo con la generación de instrumentos específicos para esa política. Estos instrumentos están orientados a la generación de estrategias que permitan reformar la situación actual que atraviesa el sector.

2.2. El contenido de la política pública de hidrocarburos: balance actual

En esta sección se analizarán (i) las principales medidas planteadas desde el Estado en materia de hidrocarburos, identificables a través de los lineamientos de política energética; (ii) los recursos del sector en distintos niveles (humanos, financieros, políticos, etc.); y (iii) los instrumentos y dispositivos de política tanto de regulación como económicos que permiten la organización y aplicación de las normas del sector. Todo esto permitirá la comprensión de la política pública de hidrocarburos y, en especial, la referida al petróleo. Finalmente se analizará la articulación con las principales políticas del gobierno respecto a temas ambientales, económicos o de gestión de conflictos sociales, entre otros.

2.2.1. ¿En qué consiste la política de hidrocarburos del Perú?

La política de hidrocarburos del Perú la debería promover y desarrollar el MINEM. La Visión propuesta en el Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) 2012- 2016 nos brinda un acercamiento a los objetivos que busca alcanzar el sector.

“Sector minero-energético reconocido por ser altamente competitivo a nivel internacional que promueve el desarrollo eficiente y competitivo de la explotación de los recursos minero energéticos para satisfacer las necesidades de la nación preservando el medio ambiente, respetando la cultura de los pueblos, contribuyendo a la reducción de la pobreza mediante la participación conjunta del Estado, la comunidad y el inversionista en todas las etapas de los proyectos minero energéticos y promoviendo la generación de valor agregado así como el desarrollo integral e inclusivo del país”.

La política de hidrocarburos se encuentra subsumida en la “Política Energética Nacional del Perú 2010 -2040”, presentada por el MINEM en el año 2010. En dicho documento se propone la necesidad de plantear una política de estado en el campo energético que sirva de guía para garantizar abastecimiento del consumo en un marco de Desarrollo Sostenible y tiene como visión lograr:

“Un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera segura, oportuna, sostenible y eficiente, que se soporta en la planificación y en la investigación e innovación continua” (MINEM 2010).

Analizando ambas visiones queda claro que la principal dirección, los lineamientos y políticas que deberían tomar las instituciones están orientados a buscar la satisfacción de la demanda nacional de energía. Pero este claro objetivo no debe influir de manera negativa en la inversión o afectar al medio ambiente, por lo cual también se promueve el uso de energías renovables y más limpias, como lo veremos a continuación.

a) Objetivos y lineamientos de política

La “Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040” ha planteado 9 objetivos:

1. Contar con una matriz energética diversificada, competitiva y con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.
2. Contar con un abastecimiento energético en un marco de Desarrollo Sostenible.
3. Gozar de acceso universal al suministro energético.
4. Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía, que incluya la aplicación productiva intensiva.
5. Ser autosuficientes en la producción de energéticos.
6. Contar con un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono.
7. Tener una industria del gas natural desarrollada y empleada en actividades de transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.
8. Lograr el Fortalecimiento de la institucionalidad del sector energético.
9. Estar integrado con los mercados energéticos de países de la región, en los casos que sean favorables para el logro de la visión de largo plazo.

Ningún objetivo involucra directamente al petróleo en crudo. El objetivo siete se refiere expresamente al gas, planteando claramente la importancia de desarrollar dicho recurso. Esta situación evidencia que, a pesar de que el sector energía está encargado de hidrocarburos (gas y petróleo principalmente), existe desigualdad en la promoción de las políticas, puesto que el foco se encuentra en el desarrollo de la industria del gas, relegando la importancia de desarrollar la potencialidad del petróleo.

Cada objetivo plantea entre 5 y 6 lineamientos de política, que son las principales directrices del sector; es decir, aquello que debería dirigir y orientar las decisiones del Estado sobre hidrocarburos. De los 57 lineamientos planteados, tan sólo cinco guardan relación con los hidrocarburos y lo hacen de manera muy general.

El primero de ellos llama a “Definir proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada en base a energías renovables convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear que garanticen la seguridad energética del país”³². El segundo plantea la necesidad de “Alcanzar suficiencia en la infraestructura en toda la cadena de suministro de electricidad e hidrocarburos, que asegure el abastecimiento energético”³³. El tercero propone “Incentivar las actividades de exploración de hidrocarburos bajo un marco económico adecuado que permita incrementar la producción de petróleo, gas natural y sus líquidos”³⁴. El cuarto propone “Alcanzar una balanza positiva de hidrocarburos”³⁵, esto como parte del objetivo de ser autosuficientes en la producción de energía. Finalmente, el quinto lineamiento referido al sector sostiene la importancia de “Promover la sustitución de combustibles líquidos derivados del petróleo por gas natural y gas licuado de petróleo (GLP) en la industria y el transporte urbano, interprovincial y de carga”³⁶. El tercero y el quinto lineamiento no guardarían coherencia puesto que el último buscaría la sustitución del petróleo por el gas, mientras que el tercero promueve la producción de petróleo. La sustitución del petróleo por el gas puede coexistir con una política que permita la maduración

³² Lineamiento de política 1 del objetivo 1. En el año 2010, de acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas, la distribución de consumo de energía por sectores fue 38.7% para transporte; 30.9% uso comercial, residencial y público; 25.5% industria y minería; 2.5% uso agropecuario, agroindustrial y pesca; 2.4% consumo no energético. La distribución por el tipo de combustible ha sido 60.1% son hidrocarburos; 16.4% son leña, bosta, y yareta; 17.6 es electricidad; 4.3% es carbón mineral y derivados; 2% es bagazo y carbón vegetal; 0.04% es energía solar.

³³ Lineamiento de política del objetivo 2.

³⁴ Lineamiento de política del objetivo 5.

³⁵ Lineamiento de política del objetivo 5.

³⁶ Lineamiento de política del objetivo 7.

de la industria petrolera, si esta no se consume en el mercado interno, pero se exporta a un alto valor comercial.

Por otro lado, la Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES)³⁷ constituye uno de los esfuerzos más resaltantes que se vienen realizando para tener una política más consistente en la materia. Esta sería un instrumento de planificación para mejorar la organización en el sector. Su finalidad es “apoyar la formulación de políticas sectoriales así como la adecuación del marco regulatorio y servir como referencia a todos los interesados del sector energético”³⁸. Asimismo, formula un “Plan de Hidrocarburos Líquidos” que busca, principalmente, revertir la tendencia a la disminución de la producción de petróleo en nuestro país³⁹. Para lograr esto, propone como prioridad dos acciones: (i) a corto plazo promover incentivos para la puesta en producción de las reservas probadas⁴⁰ y probables existentes⁴¹, buscando lograr la integración vertical de Petroperú en todas las zonas del país; y (ii) en relación al largo plazo, incentivar la exploración y desarrollo de campos de gas y de petróleo, su procesamiento y su puesta a disposición prioritaria para el mercado interno.

NUMES propone un cambio en la política de hidrocarburos. Desarrolla qué se debe proponer, plantear o reformular en la normatividad para hacer efectivos los incentivos que permitan incrementar la producción de reservas. Lo anterior permitiría mejorar la cadena productiva desde la exploración, para aprovechar la potencialidad del país (presentada en la primera sección de este capítulo).

Otros documentos de política importantes son el Plan Estratégico Sectorial Multianual 2012 - 2016 (PESEM) y el Plan Estratégico Institucional 2012 - 2016 (PEI), ambos del MINEM. Dichos documentos también plantean lineamientos de política y objetivos generales para el sector a más a corto plazo. Estos han sido elaborados en concordancia con lo señalado en la “Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040” con ligeros cambios, tales como los referidos al acceso universal con inclusión al suministro energético (lineamiento tres)⁴²; y el añadido del lineamiento ocho que plantea la importancia de “Promover la masificación del uso del gas en actividades domésticas y su acceso a zonas menos favorecidas”⁴³.

De los cuatro objetivos que plantean los documentos (dos de los cuales hacen referencia al sector energía), sólo en el primero⁴⁴ se presenta como tercera y cuarta línea de acción la tarea de “Fortalecer el marco normativo del subsector hidrocarburos” y “Actualizar la información relacionada a la actividad de Hidrocarburos y optimización de la gestión del subsector hidrocarburos”, respectivamente. Por lo tanto, si bien hay una intención de ordenar y mejorar los hidrocarburos, se vuelve a ver de manera clara la prevalencia del gas (sobre el cual se añadió exclusivamente el lineamiento 8), incluso por sobre otras actividades del sector.

³⁷ NUMES es un estudio realizado gracias a la cooperación técnica del BID, MINEM y MEF, sobre la base del análisis de la estrategia del sector energético peruano para los próximos treinta años. No es un documento oficialmente aprobado.

³⁸ MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS Y MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS (2012) Informe –No Oficial– Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación. Lima: MINEM - MEF - BID.

³⁹ Según Petroperú en los últimos años La producción de petróleo crudo en la última década ha disminuido de 96.3 MBPD en el año 2001 a 66 MBPD para finales del 2012 y a Junio de este año es 64 MBPD.

⁴⁰ Al 2012 fue de 632.9 millones de barriles.

⁴¹ Al 2012 fue de 770.0 millones de barriles.

⁴² Este lineamiento se ve materializado con la emisión de la Ley N.º 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y El Fondo de Inclusión Social Energético. Según el Artículo 3º de dicha Ley el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) es un sistema de compensación energética, que permite brindar seguridad al sistema, así como brindar un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población.

⁴³ Este lineamiento se aplicó a través de la Ley N.º 29969, Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural.

⁴⁴ Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación en la matriz energética; a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población con inclusión social.

Es importante mencionar que las especificaciones y delimitaciones sobre la actividad (en general, mas no sobre los lineamientos o metas de política) se encuentran plasmadas en la Ley N.º 26221, Ley Orgánica que Norma las Actividades de Hidrocarburos en el Territorio Nacional. El artículo 2º de esta Ley sostiene que:

“El Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional”.

Sin embargo, como se presenta en este libro y puesto que no existen lineamientos claros o metas a largo plazo para el sector⁴⁵, se torna difícil la tarea de la promoción efectiva para un libre acceso a esta actividad económica. Esto genera que nuestra ventaja comparativa no sea positiva –tal como se desprende de la sección 1–, lo que estaría evidenciando una inadecuada realización de dicha actividad.

Finalmente, otro documento que contiene contenidos de política en relación al sector hidrocarburos es el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N.º 015-2006-EM). Esta norma fue emitida en concordancia con la Ley N.º 28611, Ley General del Ambiente para cumplir con los principios básicos de protección ambiental en actividades de aprovechamiento de recursos naturales, como es la sostenibilidad, principio que también es considerado en el lineamiento de política número seis⁴⁶ propuesto por el PEI y el PESEM del MINEM. Como se expresa en el Título preliminar de esta norma:

“La necesidad de lograr compatibilizar el equilibrio ecológico y el desarrollo, incorporando el concepto de “desarrollo sostenible” en las Actividades de Hidrocarburos, a fin de permitir a las actuales generaciones satisfacer sus necesidades sociales, económicas y ambientales, sin perjudicar la capacidad de las futuras generaciones de satisfacer las propias”.

Este reglamento establece disposiciones que regulan la gestión ambiental de las actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento y distribución de hidrocarburos, con la finalidad principal de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar y remediar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades, comprometiéndose así con uno de los principales lineamientos de política relacionados a la sostenibilidad en el sector.

Las políticas presentadas muestran claramente que el énfasis de la política actual está en la búsqueda de la diversificación de nuestra matriz energética (a través de los objetivos del Plan Energético y de los lineamientos propuestos en la NUMES) pero con una amplia tendencia a sustituir el petróleo por gas y fuentes renovables que generen el mínimo de impacto ambiental pero que, sobre todo, aseguren el abastecimiento de energía del país. Entonces, el Estado apunta a alcanzar tal fin, ya sea a través de la promoción de las actividades relacionadas al aprovechamiento de recursos y la generación de energía, como al establecimiento de condiciones para posibilitar dichas labores.

La generalidad y poca articulación de estos instrumentos denota que no hay claridad respecto a las mejoras necesarias en el sector para volverlo más competitivo. Este escenario termina representando así una traba para que se identifique claramente una visión a largo, mediano y corto plazo, que permita un crecimiento sostenible del sector, incrementando su ventaja comparativa a nivel internacional. Resulta un reto y una necesidad, por tanto, articular las políticas y sus instrumentos con las demás políticas nacionales de modo que se logre sostenibilidad y desarrollo del sector al mismo tiempo.

⁴⁵ En el artículo 3º de la misma ley se sostiene que “El Ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes. El Ministerio de Energía y Minas y el Osinerg son los encargados de velar por el cumplimiento de la presente Ley”. Esto no se evidencia a través de los planes analizados.

⁴⁶ Desarrollar un sector energético con un mínimo de impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.

b) Recursos, instrumentos y dispositivos

Los recursos son elementos básicos para el análisis y comprensión de una política pública, ya que la aplicación de esta dependerá en gran medida de los recursos que se dispongan para que sea efectiva⁴⁷.

Los instrumentos y dispositivos de política nos permiten comprender de qué manera se ordena una política. En el caso de los instrumentos, estos son un conjunto de técnicas a través de las cuales las autoridades públicas intervienen de manera concreta y específica, es decir a través de estos se comprenderá cómo es que una política se está implementando⁴⁸, luego es a través de los distintos dispositivos de política que se pueden expresar dichos instrumentos⁴⁹.

• Dispositivos “aspiracionales” o de propósito

Los dispositivos que contienen los propósitos que deseamos y que en el lenguaje técnico son llamados “aspiracionales”, son aquellos que marcan una guía general y desde diversas perspectivas a nivel nacional para la elaboración posterior de las políticas concretas, permitiendo las decisiones públicas. Respecto a este tipo de dispositivos, se puede mencionar por ejemplo el Acuerdo Nacional. Este propone un marco general para la posterior elaboración de políticas concretas y brinda orientación a las decisiones públicas. En su décimo novena Política de Estado, Desarrollo Sostenible y Gestión Ambiental, sostiene lo siguiente:

“Nos comprometemos a integrar la política nacional ambiental con las políticas económicas, sociales, culturales y de ordenamiento territorial, para contribuir a superar la pobreza y lograr el desarrollo sostenible del Perú. Nos comprometemos también a institucionalizar la gestión ambiental, pública y privada, para proteger la diversidad biológica, facilitar el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, asegurar la protección ambiental y promover centros poblados y ciudades sostenibles; lo cual ayudará a mejorar la calidad de vida, especialmente de la población más vulnerable del país”. (Acuerdo Nacional 2002)

Con este objetivo, el Estado, entre otras cosas, estimulará la inversión ambiental y la transferencia de tecnología para la generación de actividades industriales, mineras, de transporte, de saneamiento y de energía más limpias y competitivas, así como del aprovechamiento sostenible de los recursos forestales, la biotecnología, el biocomercio y el turismo, como se sostiene en el punto (f) de la política 19 de dicho documento. Este objetivo lleva nuevamente a confirmar que la orientación de las políticas actuales está dirigida a la generación de nuevas energías que sean más limpias pero, al mismo tiempo, a aumentar la competitividad como país para el aprovechamiento de dichos recursos.

Otro documento que es un dispositivo “aspiracional” es la Política Energética de Estado Perú 2010 - 2040, analizada ya en la parte inicial de esta sección que muestra las principales directrices y expectativas del sector.

En tercer lugar, se puede mencionar al Plan Bicentenario desarrollado por CEPLAN⁵⁰. En el Eje Estratégico número 6: Recursos Naturales y Ambiente aborda el tema de la energía. Considera que el sector energético es clave para el desarrollo nacional, por lo que se requeriría asegurar el abastecimiento de energía para viabilizar el desarrollo de nuevas actividades económicas, así como afianzar el crecimiento de las ya existentes⁵¹. El Plan afirma que si bien el Proyecto Camisea ha ayudado a incorporar el gas natural como

⁴⁷ SUBIRATS, Joan (2008) Análisis y Gestión de políticas públicas. Barcelona: Ariel.

⁴⁸ BEMELMANS, Marie-Louise, RIST, Ray C., VEDUNG Evert (Edit.) (1998) Carrots, sticks & sermons: policy instruments and their evaluation. New Jersey: Transaction Publishers. Pp. 3-4.

⁴⁹ ALZA BARCO, Carlos. Diseño de políticas públicas en derechos humanos [diapositivas]. Maestría en Derechos Humanos PUCP, Lima, 2009.

⁵⁰ Establecido mediante Decreto Supremo 054 -2011-PCM.

⁵¹ CENTRO NACIONAL DE PLANEAMIENTO ESTRATEGICO CEPLAN (2010) Plan Bicentenario. El Perú hacia el 2021. Presentado al Acuerdo Nacional. Lima: PCM. Pp. 214.

fuerza importante de energía, la oferta de energía sigue siendo insuficiente para atender la creciente demanda proveniente de la expansión de la economía.

Cabe resaltar que el Objetivo Nacional del Plan es la Conservación y aprovechamiento sostenible de los recursos naturales y la biodiversidad con un enfoque integrado y ecosistémico y un ambiente que permita una buena calidad de vida para las personas y la existencia de ecosistemas saludables, viables y funcionales en el largo plazo⁵². Este objetivo presenta 17 lineamientos en materia de recursos naturales, de los cuales sólo el número 15 señala el tema de los hidrocarburos, pero apuntando a que estos puedan satisfacer la demanda interna: Privilegiar la satisfacción de la demanda interna antes que la exportación de los recursos naturales estratégicos para el desarrollo socioeconómico del país, como los hidrocarburos, el uranio y agua.

Más allá de los documentos presentados en esta sub sección, no existen más documentos de carácter nacional que puedan brindar propuestas o delimitar de manera más específica el rumbo que deberá seguir este sector. Esto es preocupante por dos razones. La primera: no está claro ni definido cuál es el papel que jugará la actividad de hidrocarburos, en particular la producción del petróleo, en la economía y la competitividad. La segunda: no es posible aspirar a lograr una nueva matriz con energías renovables que pueda satisfacer la demanda interna como se plantea en los planes citados, si antes no se tiene una política (normas y planes) con medidas claras a largo y corto plazo sobre cómo se manejará el sector en los próximos años, considerando que existe potencialidad pero ni siquiera podemos lograr satisfacer nuestra demanda interna.

• Instrumentos de Regulación

Los instrumentos de regulación comprenden, principalmente, los elementos que permiten, a través de reglas y directivas, influenciar el comportamiento de un actor. El principal instrumento de regulación es la Constitución Política del Perú, la cual brinda los principios y mecanismos de organización del Estado, así como también establece los derechos y deberes de los ciudadanos. Además, es una recopilación de normas jurídico - técnicas que nos brindan los principios en los que se reflejará las ideas y aspiraciones del Estado. En este sentido, respecto al sector Hidrocarburos, que son recursos naturales, se debe de prestar atención al Título III: Del régimen económico, que en su Capítulo II: Del ambiente y los recursos naturales, presenta cuatro artículos para la gestión de los recursos, que a continuación pasamos a recordar:

Artículo 66°: Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento.
Por ley orgánica se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal.

Artículo 67°: El Estado determina la política nacional del ambiente. Promueve el uso sostenible de sus recursos naturales.

Artículo 68°: El Estado está obligado a promover la conservación de la diversidad biológica y de las áreas naturales protegidas.

Artículo 69°: El Estado promueve el desarrollo sostenible de la Amazonía con una legislación adecuada.

⁵² Ibid., Óp. Cit. Pp. 247.

Por otro lado, otros instrumentos de regulación en el sector son aplicados principalmente por el Osinergmin, entidad a la que le corresponde la función de supervisión, regulación, fiscalización y sanción, sobre la base de criterios técnicos. Dentro de esta entidad será responsabilidad de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, dirigir, coordinar y controlar el proceso de supervisión y fiscalización de las actividades de exploración, producción, transporte, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP. Del mismo modo, en materia ambiental es importante señalar la participación del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Oefa) como entidad encargada del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (SINEFA)⁵³. El Oefa se encarga de la fiscalización, supervisión, evaluación, control y sanción en materia ambiental, así como también de dictar medidas cautelares⁵⁴.

Dentro de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N.º 26221, el artículo 33º plantea la formulación del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos⁵⁵ el cual no brinda un panorama más específico de cómo es que dichas instituciones pueden hacer efectivas sus labores.

• Dispositivos Operacionales

Los dispositivos operacionales conforman los planes concretos mediante actividades, responsables, plazos, presupuesto, etc; desarrollando así lo que se plantea en los dispositivos “aspiracionales”. Para el sector de Energía y Minas existen diversos planes a través de los cuales cumplen con esta función; como es el caso del Plan Estratégico Institucional (PEI), Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) y el Plan Operativo Institucional 2013 (POI). Cada uno de ellos cumple diversas funciones para que el sector pueda operar de la manera más adecuada y eficiente. Respecto a los hidrocarburos, los principales lineamientos ya han sido analizados en la primera parte de esta sección.

Como un resumen del enfoque de dichos planes es relevante mencionar el primer objetivo del POI del MINEM:

“Promover el desarrollo sostenible y competitivo del sector energético, priorizando la inversión privada y la diversificación de la matriz energética; a fin de asegurar el abastecimiento de los requerimientos de energía en forma eficiente y eficaz para posibilitar el desarrollo de las actividades productivas y la mejora de las condiciones de vida de la población con inclusión social.”

Dicho objetivo está articulado con los demás planes puesto que propone la diversificación del sector, confirmando la tendencia a la sustitución del petróleo por el gas. Al mismo tiempo, el objetivo específico número uno plantea Fortalecer el marco normativo del Subsector Hidrocarburos y el objetivo número cuatro señala la Actualización de la información relacionada a la actividad de Hidrocarburos y optimización de la gestión del Subsector Hidrocarburos. Ambos objetivos muestran la necesidad de ordenar la normatividad del sector para hacerlo más eficiente puesto que, actualmente, no existe información lo suficientemente clara del sector, tal como se ha señalado a lo largo de esta sección.

⁵³ Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental Ley N.º 29325.

⁵⁴ Artículo 6º y 21º de la Ley N.º 29325.

⁵⁵ Aprobado bajo Decreto Supremo N.º 032-2004-EM.

Gráfico 15 - I:
Articulación de los planes del sector



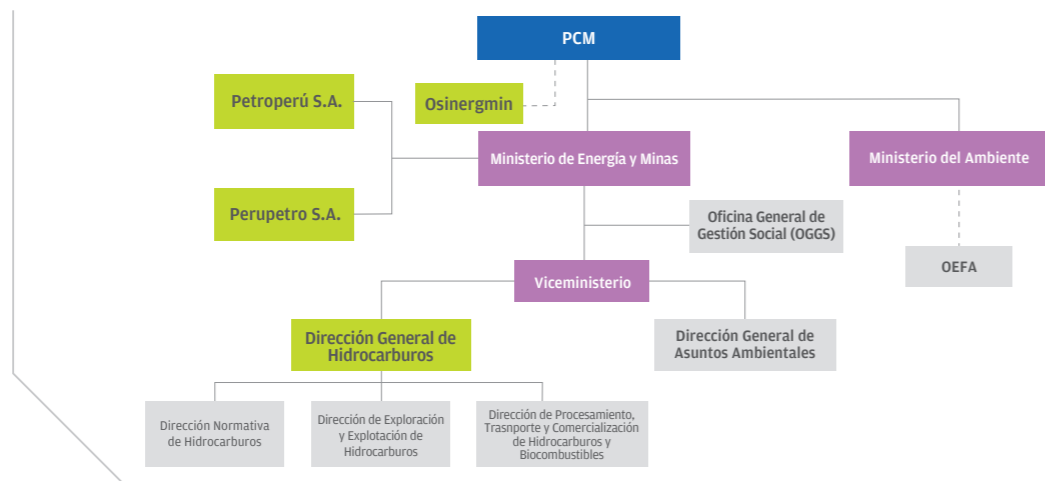
Fuente: elaboración propia.

• **Dispositivos Organizacionales**

Los principales dispositivos organizacionales están representados por los organismos encargados de ejecutar y hacer posible que la política pueda implementarse y ser efectiva en todos los niveles que se han descrito. En esta parte sólo se mencionarán los principales organismos relacionados con el sector en tanto el análisis de los mismos corresponde al contenido del capítulo 2.

Para esta parte se presenta la Gráfica 15, la cual muestra el organigrama del sector hidrocarburos. En ella se aprecian todas las entidades estatales vinculadas de alguna manera al sector.

Gráfico 16 - I:
Organigrama relacionado al sector hidrocarburos



Fuente: elaboración propia.

En líneas generales, los principales organismos involucrados de manera directa han sido coloreados de verde. Estos se encargan de manera concreta de hacer efectiva la política de hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en la Ley N.º 26221. Revisemos rápidamente cada uno de ellos.

En el Ministerio de Energía y Minas se encuentra el Viceministerio de Energía, ente rector de la política de hidrocarburos. Como parte de este viceministerio está la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), órgano técnico normativo encargado de participar en la formulación de la política energética en el ámbito del Subsector Hidrocarburos; asimismo, es quien propone y/o expide la normatividad necesaria del Subsector Hidrocarburos; promueve las actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos. Ejerce, además, el rol concedente en nombre del Estado para las actividades de hidrocarburos, según corresponda.

La otra entidad cuyas funciones son importantes considerar es el Osinergmin, organismo regulador, supervisor y fiscalizador de las actividades que desarrollan las personas jurídicas de derecho público interno o privado y las personas naturales, en los subsectores de electricidad, hidrocarburos y minería, siendo integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en el Perú⁵⁶.

Perupetro S.A. es la Empresa Estatal del Derecho Privado del Sector Energía y Minas que tiene como principales funciones las siguientes:

- a. Promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos.
- b. Negociar, celebrar y supervisar, en su calidad de Contratante, por la facultad que le confiere el Estado a virtud de la presente Ley, los Contratos que ésta establece, así como, los convenios de evaluación técnica.
- c. Formar y administrar (...) el Banco de Datos con la información relacionada a las actividades de exploración y explotación de Hidrocarburos.
- d. Asumir los derechos y obligaciones del contratante, en los contratos existentes.
- e. Asumir el pago que corresponda por concepto de canon, sobrecanon y participación en la renta.
- f. Comercializar (...) los Hidrocarburos provenientes de las áreas bajo Contrato, cuya propiedad le corresponda.
- g. Entregar al Tesoro Público en el día útil siguiente a aquél en que se perciban, los ingresos como consecuencia de los Contratos.
- h. Proponer al Ministerio de Energía y Minas otras opciones de políticas relacionadas con la exploración y explotación de Hidrocarburos.
- i. Participar en la elaboración de los planes sectoriales.
- j. Coordinar con las entidades correspondientes el cumplimiento de las disposiciones relacionadas con la preservación del medio ambiente.

Respecto a Petroperú, esta es una empresa de propiedad del estado y de derecho privado dedicada a la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo.

Existen otras instituciones que también guardan relación con este sector como es el caso de la Oficina General de Gestión Social en el MINEM, y el Oefa en el MINAM. La primera de ellas está encargada de promover las relaciones armoniosas entre las empresas minero - energéticas, las autoridades gubernamentales y la sociedad civil, que incluye a las comunidades aledañas a las zonas donde se desarrollan los proyectos extractivos y sus organizaciones, encargada además en primera instancia de

⁵⁶ Artículo 5º de la Ley N.º 26221 fue modificado por la undécima Disposición Complementaria de la Ley N.º 26734, publicada el 31-12-96. El anterior artículo señalaba: "Artículo 5º.- La Dirección General de Hidrocarburos es el órgano del Ministerio de Energía y Minas, encargado de fiscalizar los aspectos técnicos de las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional." Luego en el 2007 con la Ley N.º 28964 se transfirieron competencias y OSINERG se convierte en Osinergmin.

solucionar los conflictos sociales que pueden surgir como consecuencia de las actividades extractivas. El Oefa pertenece al Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Sinefa)⁵⁷, y está encargado principalmente, de la fiscalización, supervisión, evaluación, control y sanción en material ambiental⁵⁸.

2.2.2. Articulación con otras políticas

Como se ha visto en el apartado anterior existen diversos organismos involucrados en el sector de hidrocarburos que cumplen distintas funciones, por lo que el artículo 4° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N.° 26221, confirma la necesidad de una adecuada articulación con el sector al sostener que:

“Las normas o dispositivos reglamentarios que dicten otros Sectores que tengan relación con las actividades de Hidrocarburos deberán contar con la opinión favorable del Ministerio de Energía y Minas, salvo lo dispuesto en la Norma XIV del Título Preliminar del Código Tributario”.

De esta manera, se forma una red que involucra normas y lineamientos que se deben respetar entre sí. Es por eso que en esta sección se presentará la articulación de la política de hidrocarburos con las principales macro políticas del Estado.

a) La Política de Modernización de la Gestión Pública

El Decreto Supremo N.° 004-2013-PCM aprobó la llamada Política de Modernización de la Gestión Pública. Esta busca promover el fortalecimiento de la gestión y administración pública con el objetivo de buscar la eficiencia y eficacia en el uso de los recursos públicos, y generar una gestión del Estado enfocada en los resultados y al servicio del ciudadano. Está respaldada por la Ley Marco para la Modernización de la Gestión del Estado, Ley N.° 27658.

Según el artículo 2° del referido decreto supremo, las entidades públicas afectas a la presente política son: el Poder Ejecutivo, incluyendo Ministerios y Organismos Públicos; los gobiernos regionales; los gobiernos locales; los Organismos a los que la Constitución Política del Perú y las leyes otorgan autonomía y las mancomunidades municipales. Para mejorar el funcionamiento del proceso se creó la Secretaría de Gestión Pública dentro de la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM). Esta institución lideraría el proceso de modernización. En ese sentido, el MINEM, al ser el encargado de la gestión del sector petróleo e hidrocarburos, tendría que estar en concordancia con los principios y objetivos de la política de modernización de la gestión.

• Los retos de la política de modernización de la gestión pública

La modernización de la gestión pública aparece como una respuesta a los problemas de ineficiencia administrativa que enfrenta el Estado. Esto tiene directa relación con los problemas que enfrenta el sector hidrocarburos. Precisamente, parte de los problemas de la política y la gestión pública de los hidrocarburos tiene que ver con aspectos vinculados a la necesidad de modernización de la gestión:

1. Ausencia de un sistema eficiente de planeamiento y problemas de articulación con el sistema de presupuesto público.
2. Deficiente diseño de la estructura de organización y funciones.
3. Inadecuados procesos de producción de bienes y servicios públicos.
4. Infraestructura, equipamiento y gestión logística insuficiente

⁵⁷ Ley N.° 29325 – Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

⁵⁸ Artículo 6° de la Ley N.° 29325.

5. Inadecuada política y gestión de recursos humanos.
6. Limitada evaluación de resultados e impactos, así como seguimiento y monitoreo de los insumos, procesos, productos y resultados de proyectos y actividades.
7. Carencia de sistemas y métodos de gestión de la información y el conocimiento.
8. Débil articulación intergubernamental e intersectorial⁵⁹.

En la gestión del sector de hidrocarburos pareciera que existe una pugna constante entre el funcionario público del sector energía y los plazos, regulación y aprobación de los proyectos de inversión y extracción de los recursos del subsuelo (para más detalle, revisar el capítulo 3). Por ello, la institucionalización del tema en el Estado peruano debería buscar el reforzamiento de la gestión del sector con personal especializado, dentro de una organización institucional acorde y coherente, con una capacidad presupuestal y política que les permita tomar decisiones siempre en favor del ciudadano y el modelo de país que buscamos construir, lo cual está, a su vez, en concordancia con el Acuerdo Nacional en sus objetivos referidos a la promoción de la competitividad del país⁶⁰ y la afirmación en un Estado eficiente, transparente y descentralizado⁶¹. En el mismo sentido, el funcionamiento de la política de hidrocarburos está articulado con los ejes temáticos que contienen acciones específicas como veremos en el siguiente apartado.

• Lineamientos de la política

La política de modernización del Estado identifica las debilidades en la gestión pública actual y sus retos para formular una política organizada en cinco ejes como veremos a continuación.

Gráfico 17 - I:
Lineamientos de política de modernización del Estado



⁵⁹ PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS PCM (2012) Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública al 2012. Lima: PCM.

⁶⁰ (III) Nos comprometemos a sostener la política económica del país sobre los principios de la economía social de mercado, que es de libre mercado pero conlleva el papel insustituible de un Estado responsable, promotor, regulador, transparente y subsidiario, que busca lograr el desarrollo humano y solidario del país mediante un crecimiento económico sostenido con equidad social y empleo. Con este objetivo, el Estado: (a) garantizará la estabilidad de las instituciones y las reglas de juego; (b) promoverá la competitividad del país, el planeamiento estratégico concertado y las políticas de desarrollo sectorial en los niveles nacional, regional y local; (c) estimulará la inversión privada; (d) fomentará el desarrollo de la infraestructura; (e) evitará el abuso de posiciones dominantes y prácticas restrictivas de la libre competencia y propiciará la participación de organizaciones de consumidores en todo el territorio; (f) fomentará la igualdad de oportunidades que tiendan a la adecuada distribución del ingreso; y (g) propiciará el fortalecimiento del aparato productivo nacional a través de la inversión en las capacidades humanas y el capital fijo. (Acuerdo Nacional: 2013).

⁶¹ (IV) Nos comprometemos a construir y mantener un Estado eficiente, eficaz, moderno y transparente al servicio de las personas y de sus derechos, y que promueva el desarrollo y buen funcionamiento del mercado y de los servicios públicos. Nos comprometemos también a que el Estado atienda las demandas de la población y asegure su participación en la gestión de políticas públicas y sociales, así como en la regulación de los servicios públicos en los tres niveles de gobierno. Garantizaremos una adecuada representación y defensa de los usuarios de estos servicios, la protección a los consumidores y la autonomía de los organismos reguladores.

Estos cinco componentes deberán estar presentes en la forma en la que se toman decisiones desde los diferentes espacios dentro de la administración pública. A continuación los vamos a desarrollar con más detalle.

1. Orientado al ciudadano: resolver los problemas del ciudadano es la principal responsabilidad del Estado; por ello los funcionarios y servidores públicos, que son los que manejan los recursos públicos, deben orientar sus decisiones priorizando la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos. De esta forma, el aprovechamiento de los hidrocarburos deberá enfocarse en preservar la calidad de vida de los peruanos y peruanas en toda la cadena de producción del negocio.
2. Eficiente: relacionado al uso racional y planificado de los recursos del Estado de modo que se logren los resultados previstos con un costo bajo. La implementación de tecnología en el manejo de recursos del subsuelo debe marcar el proceso evitando y reduciendo la pérdida del recurso o de su sostenibilidad. En ese sentido, el aprovechamiento total del recurso deberá “Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía, que incluya la aplicación productiva intensiva”⁶², tal como lo establece el objetivo cuatro de la política del sector.
3. Unitario y Descentralizado: en el marco de la descentralización, el Estado debe priorizar las decisiones que beneficien a los ciudadanos de forma igualitaria. En este aspecto, la política de hidrocarburos debe regirse de forma descentralizada tanto en inversión como en regulación mediante la formación de comités de vigilancia designados por el ministerio en las regiones con actividad extractiva.
4. Inclusivo: generar la igualdad en las oportunidades para acceder a servicios, elección de sus opciones de vida, buscando cerrar las brechas existentes mediante la provisión de servicios de calidad para todos. En este aspecto, la negociación con las comunidades que podrían verse afectadas por la actividad, debe darse en un marco de diálogo intercultural donde prime el enfoque de derechos y el respeto mutuo.
5. Abierto: consiste en la transparencia en la gestión del Estado de modo que los ciudadanos puedan conocer el estado de las políticas y del gasto público. Asimismo, este componente está relacionado con la rendición de cuentas de la acción pública. Este aspecto, en el caso de la política de hidrocarburos, estaría dirigido a la gestión transparente de las concesiones del sector cumpliendo con las leyes, fiscalización y la rendición de cuentas horizontal (al Estado) y vertical (a los ciudadanos) tal como se dispone en el régimen de ética del sector público.

De ese modo, los lineamientos de la política de hidrocarburos no podrían estar en contraposición a estos componentes. Por el contrario, deben dirigirse a fortalecer su cumplimiento, implementando una gestión moderna, inclusiva y ética del sector con un enfoque de mejora a la calidad del servicio al ciudadano.

Teniendo en cuenta estos cinco componentes, se han formulado objetivos específicos que facilitarían la gestión adecuada hacia su adopción total por parte del Estado peruano. Estos objetivos son:

1. Promover que las entidades públicas en los tres niveles de gobierno cuenten con objetivos claros, medibles, alcanzables y acordes con las Políticas Nacionales y Sectoriales.

⁶² Viceministerio de Energía “Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040”: 2010. Pp. 7.

2. Conseguir que el Estado disponga, asigne y ejecute los recursos presupuestales para financiar los resultados que los ciudadanos esperan y valoran.
3. Redefinir a nivel nacional, regional y local, las competencias y funciones de las entidades en concordancia con el proceso de descentralización.
4. Implementar la gestión por procesos y promover la simplificación administrativa en todas las entidades públicas a fin de generar resultados positivos en la mejora de los procedimientos y servicios orientados a los ciudadanos y empresas.
5. Promover que el sistema de recursos humanos asegure la profesionalización de la función pública a fin de contar con funcionarios y servidores idóneos para el puesto y las funciones que desempeñan.
6. Monitorear y evaluar la eficiencia y eficacia en la transformación de los insumos, en los productos y resultados que los ciudadanos demandan.
7. Desarrollar un sistema de gestión del conocimiento integrado al sistema de seguimiento, monitoreo y evaluación de la gestión pública, que permita obtener lecciones aprendidas de los éxitos y fracasos y establezcan mejores prácticas para un nuevo ciclo de gestión.
8. Promover el gobierno electrónico a través del uso intensivo de las tecnologías de información y comunicación (TIC) como soporte a los procesos de planificación, producción y gestión de las entidades públicas permitiendo a su vez consolidar propuestas de gobierno abierto.
9. Asegurar la transparencia, la participación, la vigilancia y la colaboración ciudadana en el debate de las políticas públicas y en la expresión de opinión sobre la calidad de los servicios públicos y el desempeño de las entidades.
10. Promover, apoyar y participar en espacios de coordinación interinstitucional con entidades del mismo nivel como de otros niveles de gobierno, para multiplicar la capacidad de servicio del Estado en beneficio de los ciudadanos mediante la articulación de políticas, recursos y capacidades institucionales.
11. Articular las Políticas Públicas Nacionales y Sectoriales, las cuales se analizan, diseñan, aprueban, implementan, evalúan y mejoran promoviendo el debate y la participación ciudadana.
12. Fomentar la creación de mecanismos de articulación necesarios para lograr una coordinación eficiente entre las entidades públicas de los tres niveles de gobierno.
13. Promover la descentralización de las funciones, responsabilidades, capacidades y recursos de las entidades públicas en los tres niveles de gobierno a fin de prestar de manera eficaz, eficiente y transparente los bienes y servicios públicos que los ciudadanos demandan.
14. Articular, simplificar y actualizar los sistemas y promover un funcionamiento que considere la heterogeneidad de las entidades públicas en lo referente a sus funciones, tamaño y capacidades.

Entonces, la política de modernización de la gestión pública prioriza la eficiencia, transparencia, inclusión, y apertura para lograr resultados que beneficien y satisfagan las necesidades de los ciudadanos en el marco de un Estado descentralizado y unitario.

La política de hidrocarburos y la institucionalización de la misma deberían apropiarse de lo propuesto por la modernización de la gestión pública siguiendo el contenido de sus componentes:

Gráfico 18 - I:
Desarrollo de los lineamientos de la política de Modernización del Estado



Fuente: PCM (s/f).
Elaboración propia.

b) La Política Ambiental

El manejo ambiental en el Perú se enmarca en el ámbito de la Ley General del Ambiente, N.º 28611, y se basa en el derecho humano a vivir en un ambiente saludable. En ese sentido, el Estado tiene el deber de regular las actividades que puedan poner en peligro el ecosistema donde los peruanos se desarrollan. Esto se ejecuta a través de los principios de la política nacional ambiental, que son los siguientes:

Gráfico 19 - I:
Principios de la Política Ambiental



Fuente: elaboración propia.

Cada uno de estos principios guarda estrecha relación con la política de hidrocarburos, siendo que las actividades que realiza el sector afectan directamente el sostenimiento de las zonas en las que funciona si no se le regula de forma consistente. Esto se ve expresado cuando el objetivo general de la política nacional del ambiente es recogido por el MINEM como parte de la Política Energética Nacional:

“(…) mejorar la calidad de vida de las personas, garantizando la existencia de ecosistemas saludables, viables y funcionales en el largo plazo; y el desarrollo sostenible del país, mediante la prevención, protección y recuperación del ambiente y sus componentes, la conservación y el aprovechamiento sostenible de los recursos naturales, de una manera responsable y congruente con el respeto de los derechos fundamentales de la persona”⁶³.

Asimismo, la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N.º 26221, en su capítulo sobre protección del medio ambiente, afirma que existen órganos de control ya establecidos:

Artículo 87º.- Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos deberán cumplir con las disposiciones sobre el Medio Ambiente. En caso de incumplimiento de las citadas disposiciones el OSINERG impondrá las sanciones pertinentes, pudiendo el Ministerio de Energía y Minas llegar hasta la terminación del Contrato respectivo, previo informe al Osinerg (ahora Osinergmin).

Dichos órganos tienen la responsabilidad de fiscalizar que las actividades extractivas no dañen el medio ambiente. Es por eso que se emitió, mediante Decreto Supremo N.º 015-2006-EM, el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos en el que se establecen las normas y disposiciones para regular en el territorio nacional la gestión ambiental de las actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento, y distribución de hidrocarburos, durante su ciclo de vida. Todo esto, con el fin primordial de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar y remediar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades; y para propender al desarrollo sostenible en conformidad con el ordenamiento normativo ambiental establecido en la Constitución Política⁶⁴.

En dicho reglamento se establecen las principales responsabilidades en materia ambiental. Le corresponde a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (en adelante DGAAE) del MINEM elaborar los proyectos de Límites Máximos Permisibles (LMP) para las Actividades de Hidrocarburos, siguiendo el procedimiento establecido en el Reglamento para la Aprobación de Estándares de Calidad Ambiental (ECA) y LMP, aprobado por Decreto Supremo N.º 033-2007-PCM. Asimismo, le corresponde al Osinergmin, supervisar y fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las Actividades de Hidrocarburos, así como de las referidas a la conservación y protección del ambiente en el desarrollo de dichas actividades. El artículo 11º establece los estudios necesarios para cada tipo de actividad de hidrocarburos, clasificados de la siguiente manera:

- Declaración de Impacto Ambiental (DIA).
- Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd)⁶⁵.

Es así, que la política de hidrocarburos debería formularse de acuerdo a las condiciones y requisitos ambientales vigentes según los instrumentos que ya hemos mencionado, de modo que se articule claramente con el fortalecimiento de la competitividad del sector y la mejora de los ecosistemas en las regiones del país donde se efectúa la actividad.

⁶³ MINEM (2010) “Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040”: 2010.

⁶⁴ Ley N.º 28611- Ley General del Ambiente, la Ley N.º 28245 - Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental, la Ley N.º 27446 - Ley del Sistema Nacional de evaluación del Impacto Ambiental, Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos DS 042-2005-EM.

⁶⁵ Estos no excluyen a los demás documentos de gestión de adecuación ambiental, tales como Programa de Adecuación y Manejo Ambiental - PAMA, Plan Ambiental Complementario – PAC y el Programa Especial de Manejo Ambiental – PEMA.

c) Política de protección de pueblos indígenas

El Ministerio de Cultura ha identificado 51 pueblos indígenas en el territorio nacional⁶⁶, muchos de los cuales se encuentran en un particular e histórico proceso de vulnerabilidad. Por tanto, una política de protección de los mismos es necesaria en nuestro país.

El Perú ha firmado y ratificado⁶⁷ el convenio 169 de la OIT, norma de derecho internacional que establece que los gobiernos deberán asumir la responsabilidad de desarrollar una acción coordinada y sistemática con participación de los pueblos indígenas, con miras a proteger los derechos de estos pueblos (artículo 3º) y asegurar que existen instituciones y mecanismos apropiados (artículo 33º). Con la mira en la consulta y la participación, este es un instrumento que estimula el diálogo entre los gobiernos y los pueblos indígenas y tribales y ha sido utilizado como herramienta para los procesos de desarrollo y prevención y resolución de conflictos.

La aplicación de este tipo de políticas –en construcción– está en manos del Ministerio de Cultura⁶⁸ como ente rector, a través del despacho del Viceministerio de Interculturalidad. Sin embargo, más allá de que no se tengan aún todos los instrumentos respecto a esta política, sí existen normas y líneas claras de trabajo que se vinculan con la actividad de los hidrocarburos. Al menos se puede hacer mención a dos: la consulta previa y los pueblos indígenas en situación de aislamiento.

Con respecto a este último punto, es mediante la Ley N.º 28736, Ley para la protección de pueblos indígenas u originarios en situación de aislamiento y en situación de contacto inicial, y su Reglamento, el Decreto Supremo N.º 008-2007-MIMDES, que se establecen las medidas y acciones que se deben adoptar para la protección de los mismos. En ese sentido, existe un mandato expreso de establecer garantías para mantener las condiciones de vida de estos pueblos. Entre ellas se puede mencionar:

- a. Formular los planes, programas y proyectos de alcance nacional para garantizar los derechos de los pueblos en aislamiento y contacto inicial, salvaguardando su existencia e integridad.
- b. Difundir y promover el respeto a los derechos de los pueblos en aislamiento y contacto inicial.
[...]
- d. Coordinar con los sectores competentes las acciones de prevención de contactos no deseados, así como establecer los protocolos de actuación correspondientes.
- e. Emitir opinión técnica relacionada al componente social, dentro de los plazos de aprobación de los estudios ambientales, de acuerdo a las normas de cada Sector; vinculada a las actividades de exploración y explotación no tradicional de recursos naturales en las reservas indígenas.

Por lo anterior, y tomando en cuenta que varios lotes de hidrocarburos se encuentran ubicados en la Amazonía, existe una correlación entre la actividad y la política de protección de estos pueblos. Así, se tiene un escenario en el que la promoción de la exploración y explotación en la Amazonía no puede desvincularse de las líneas de acción respecto a la protección de los derechos de estos pueblos, cosa que ha venido realizando y promoviendo la industria privada desde hace varios años a través, por ejemplo, del establecimiento de directivas de actuación claras para saber cómo responder en un escenario en el que la actividad debe convivir con los territorios de estas poblaciones.

⁶⁶ Ministerio de Cultura (2013) Consulta a los Pueblos Indígenas. Guía Metodológica. Lima: Ministerio de Cultura. Pp. 60 - 61.

⁶⁷ Mediante la Resolución Legislativa N.º 26253.

⁶⁸ Mediante la Resolución Legislativa N.º 26253.

La segunda línea de política importante en relación a este tema es la consulta previa, derecho y procedimiento recogidos en la Ley N.º 29785. Esta norma se desarrolla en conformidad con las obligaciones establecidas en el Convenio 169 de la OIT, que señala que el Estado debe llevar a cabo procesos de diálogo con los pueblos indígenas cuando busque implementar alguna medida (administrativa o legislativa) que pueda afectar directamente a estos pueblos. En ese sentido, en tanto la actividad puede generar este tipo de afectaciones, algunas de sus medidas tendrían que pasar por procesos de consulta previa, los que, incluso, complementarían los procedimientos de participación ciudadana del sector.

Así, es de vital importancia que la normatividad en materia de hidrocarburos se articule de manera adecuada para asegurar que se respeten los derechos de los pueblos indígenas. La normatividad también debe tener claridad respecto a otros temas vinculados a estos pueblos, e incluso relacionados con sus acciones de relacionamiento comunitario.

Entre uno de los temas a señalar está la culminación de los procesos de titulación de tierras de comunidades, sobre todo nativas, ubicadas en la Amazonía. Esta falta de títulos de propiedad significa una limitación respecto a la claridad que debe existir sobre el dominio del suelo. A su vez, este tema está vinculado al ordenamiento territorial, en tanto permite tener información de ubicaciones de predios como de zonas dedicadas a otras actividades. En esa línea se puede mencionar la actividad forestal, la que, al ser también promovida por el Estado, exige contar con información respecto a la ubicación de las concesiones forestales y que estas no se puedan ver afectadas por posibles superposiciones (tomando en cuenta que los pueblos indígenas pueden realizar esta actividad).

De la misma manera, se puede hacer mención a que, dentro de las lógicas de responsabilidad social empresarial en pos de obtener la licencia social, cada vez se hace más necesario incorporar en el discurso del sector la temática de los pueblos indígenas desde un enfoque de interculturalidad. La industria entiende que las buenas relaciones con ciudadanos y ciudadanas, en particular de pueblos indígenas, es una de las más importantes garantías para la sostenibilidad de sus inversiones.

d) Política de prevención de conflictos sociales

La política de prevención de conflictos sociales no se encuentra aún consolidada en el Perú. Actualmente está a cargo de dos entidades: la Presidencia del Consejo de Ministros (en adelante PCM) a través de la Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad⁶⁹; y el MINAM a través de la oficina de Asesoramiento en Asuntos Socioambientales (en adelante OAAS)⁷⁰. Es cierto que además hay diversas oficinas de asuntos sociales y de conflictos en los ministerios pero no se visibiliza todavía una articulación suficiente que permita afirmar que existe una política pública en estricto.

La Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad es el órgano especializado que depende jerárquicamente de la PCM. No sólo es el ente encargado de dirigir el proceso de gestión de conflictos sociales en todos los niveles de gobierno y en el ámbito del territorio nacional, así como de evaluar los resultados de dicha gestión de conflictos sociales, sino que, además, contribuye al fortalecimiento de la gobernabilidad democrática y al desarrollo del país, rescatando la relación entre el ciudadano y el Estado a través de la institucionalización del diálogo como mecanismo para transformar el conflicto en oportunidad de desarrollo.

La OAAS tiene por finalidad asesorar en temas de manejo de conflictos sociales de origen ambiental al MINAM⁷¹. En los últimos años ha empezado a tener mayor injerencia en los conflictos a través de la intervención en Mesas de Diálogo o Grupos de Trabajo promoviendo, con otros sectores del Estado,

⁶⁹ Creada a través del Decreto Supremo N.º 10-2010-PCM.

⁷⁰ Resolución Ministerial N.º 068 -2012 - MINAM.

⁷¹ Artículo 31º del capítulo IV: órganos de asesoramiento del ROF del MINAM.

la solución efectiva a los conflictos sociales. Para agosto del 2013 monitoreaba 48 casos de conflictos socioambientales en el país, con el fin de contribuir a la transformación de los conflictos en espacios de consenso y desarrollo⁷².

La Defensoría del Pueblo, en tanto órgano constitucional autónomo, aporta en este proceso a través del registro, reporte y supervisión del Estado en los conflictos sociales. Su trabajo se realiza a través de las Adjuntías, como la de los Servicios Públicos, Medio Ambiente y Pueblos Indígenas, la Adjuntía para la Prevención de los Conflictos Sociales, la Adjuntía de Asuntos Constitucionales y el rol de las Oficinas y Módulos Defensoriales en todo el país.

La Adjuntía para la Prevención de los Conflictos Sociales y la Gobernabilidad está orientada a buscar soluciones pacíficas de los conflictos sociales. Su actuación busca proteger los derechos ciudadanos, contribuir a resolver los conflictos, desalentar las opciones violentas y afirmar la institucionalidad democrática y los mecanismos de diálogo⁷³. La Adjuntía emite, desde el año 2004, el Reporte Mensual de Conflictos Sociales, consistente en un monitoreo de la conflictividad en el país, destinado a los representantes del Estado, la sociedad civil, el empresariado y la opinión pública en general.

Por otro lado, desde el sector energía y minas y con relación a la prevención de los conflictos sociales, existen dos normas vinculadas a este tema. La primera es la Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, Ley N.º 29852; la segunda es el Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades de Hidrocarburos⁷⁴. La primera se centra, principalmente, en la creación de un Fondo de Inclusión Social Energética (FISE) que permite brindar seguridad al sistema, así como un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población (artículo 3º); la segunda promueve la participación ciudadana.

e) Políticas económicas: tributarias y de recaudación

Respecto a las políticas económicas relacionadas con el sector consideraremos las políticas tributarias y de recaudación respecto a la inversión que realizan las empresas privadas y estatales.

• Inversiones

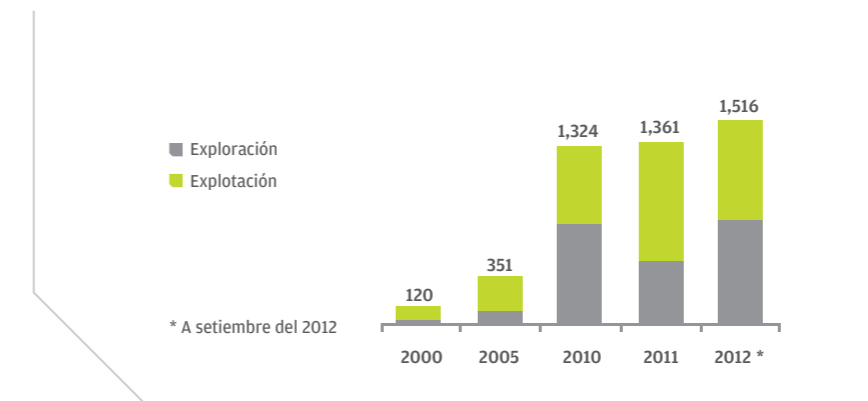
En líneas generales, las inversiones en el sector hidrocarburos se han incrementado como se puede observar en la siguiente gráfica. En aproximadamente cinco años las inversiones realizadas en el sector aumentaron de 351 millones a 1361 millones para el 2011. Sin embargo, como se explicó al inicio de este libro, encuestas como la realizada por el Instituto Fraser, indican que las inversiones podrían bajar o no están creciendo como podrían hacerlo debido a la percepción de inestabilidad que existe sobre el país.

⁷² Boletín MINAM - OAAS N.º 1 http://issuu.com/minam_peru/docs/oaas_n_1-06082013.

⁷³ Artículo 73º del Reglamento de Organización y Funciones, aprobado por Resolución Administrativa N.º 0012-2011/DP-PAD, del 08 de junio del 2011.

⁷⁴ Decreto Supremo N.º 012-2008-EM.

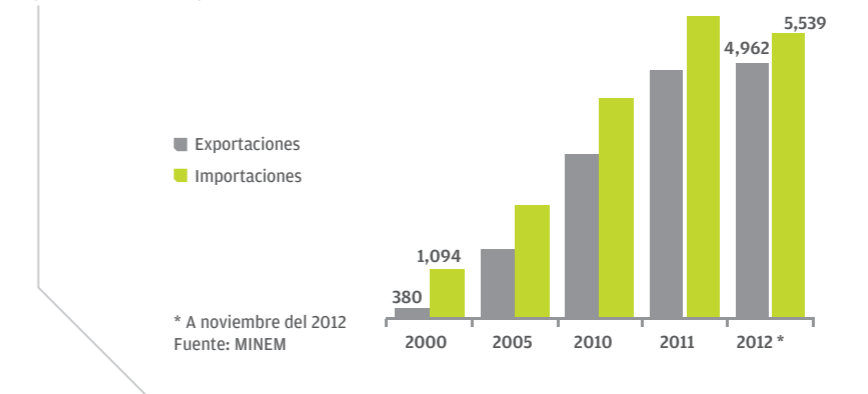
Gráfico 20 - I:
Inversiones en Hidrocarburos
(millones de dólares)



Fuente: MINEM.
Elaboración: SNMPE.

Respecto al intercambio comercial que el sector genera, aún hay una tendencia a importar más que exportar. Lo exportado en el sector hidrocarburos representa el 12% del total exportado en el país.

Gráfico 21 - I:
Intercambio Comercial de Hidrocarburos
(millones de dólares)



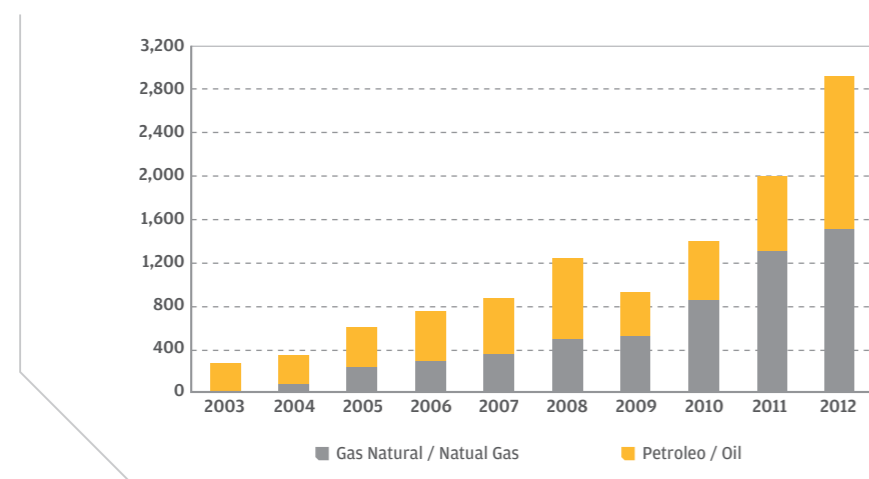
Fuente: MINEM.
Elaboración: SNMPE.

• **Impuestos y regalías**

Los impuestos y regalías estaban determinados por el Reglamento para la aplicación de la regalía y retribución en los contratos petroleros⁷⁵ dictado en el año 1993. Sin embargo, en el 2002 se autorizó a Perupetro S.A. a acordar con los contratistas la reducción de los porcentajes de regalía establecidos en contratos de exploración y explotación de hidrocarburos⁷⁶, argumentando que era urgente emprender programas de exploración para incrementar las reservas de hidrocarburos del país y explicando que este tipo de proyectos, al constituir actividades de alto riesgo, requieren de una costosa inversión por parte de las empresas. Pero, la razón principal, como lo menciona el decreto supremo, era la necesidad inmediata de establecer incentivos a la exploración de hidrocarburos que lograran descubrimientos comerciales de petróleo para lograr revertir la balanza comercial negativa del país.

Así, entre el año 2008 - 2012 las compañías cancelaron aproximadamente US\$7,200 millones por regalías provenientes de los hidrocarburos. Sólo en el 2012, la suma ascendió a US\$1,894 millones. En el primer semestre de 2013, las empresas del sector hidrocarburos desembolsaron US\$933 millones por concepto de regalías al Estado, lo cual implica un crecimiento de 2.6% con relación a los seis primeros meses del año anterior⁷⁷.

Gráfico 22 - I:
Regalías en Hidrocarburos al 2012
(millones de dólares)



Fuente: MINEM.
Elaboración: SNMPE.

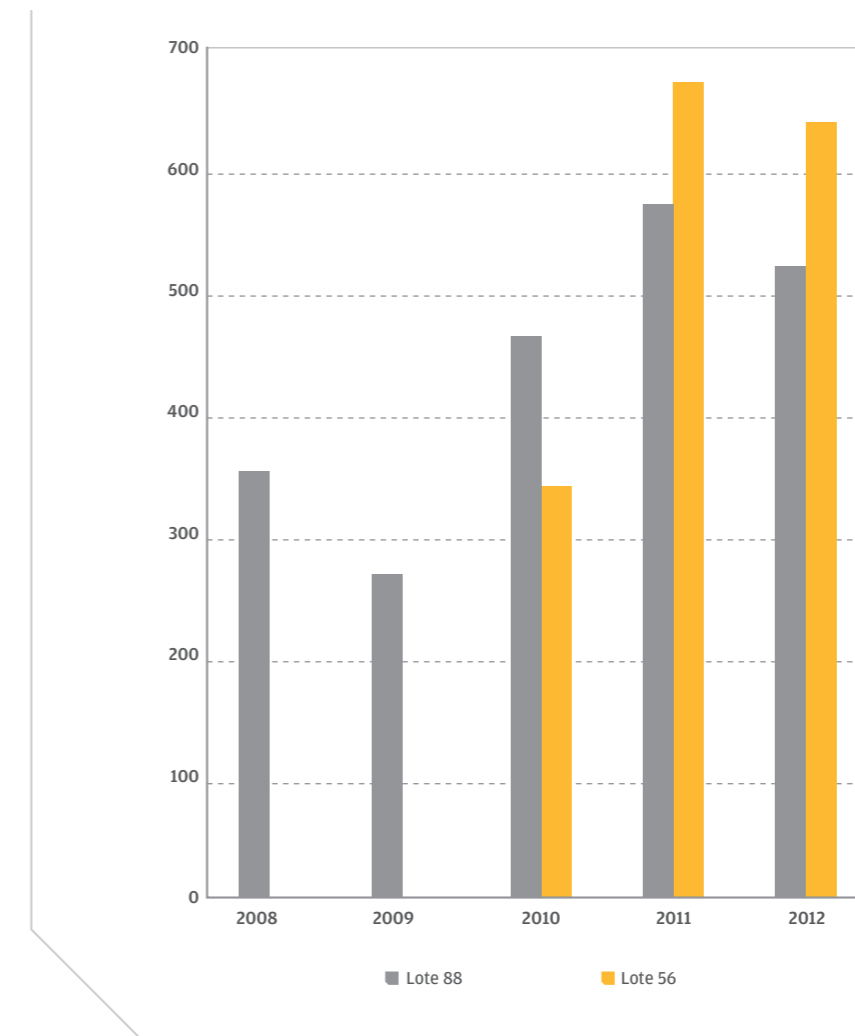
⁷⁵ Decreto Supremo N.º 049-93-EM.

⁷⁶ Decreto Supremo N.º 033-2002-EM.

⁷⁷ Datos de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

Respecto al sector gasífero, la regalía mínima aplicable al proyecto Camisea se estableció por Decreto Supremo N.º 069-99-EM. Debido a la necesidad de obras de gran envergadura para la realización del proyecto y de las condiciones especiales de su desarrollo en relación a la dimensión de los mercados que va a suministrar, el proyecto Camisea requiere la aplicación de un régimen especial de Regalía distinto al previsto en el Artículo 6º del Decreto Supremo N.º 049-93-EM (mediante el cual se establecieron las primeras regalías para los contratos petroleros).

Gráfico 23 - I:
Regalías pagadas por Camisea (Lote 88) 2008-2012
(millones de dólares)



Fuente: MINEM.
Elaboración: SNMPE.

• Canon Petrolero

El canon petrolero es el monto que reciben los gobiernos regionales y locales de los ingresos y rentas obtenidos por el Estado por la explotación económica de los recursos petroleros⁷⁸ en dichas zonas, las cuales tienen una norma de canon cada una. Asimismo, existe una tasa adicional que es denominada sobrecanon, la cual no la reciben todos los distritos. El canon se calcula y distribuye de manera mensual cuando se conoce los volúmenes de producción de las empresas petroleras. Así, los recursos son transferidos por el Ministerio de Economía y Finanzas y son acumulables. La distribución que se ha realizado es la siguiente⁷⁹:

Cuadro 10 - I:
Regalías por Camisea

	Loreto		Ucayali		Piura		Tumbes		Puerto Inca (Huánuco)
	Canon	Sobrecanon	Canon	Sobrecanon	Canon	Sobrecanon	Canon	Sobrecanon	Canon
Gobierno Regional	52%		20%	52%	20%	20%	40%	20%	
Gobierno Local	40%		40%		70%	50%	70%		
Distrito Productor			10%						
Provincia Productora			20%		20%				100%
Región Productora			40%		50%				
Universidades Nacionales			5%	5%	5%	5%	5%	5%	
Instituto de Investigación de la Amazonía	3%		2%	3%					
Institutos superiores técnicos y pedagógicos			3%		5%	5%	5%	5%	

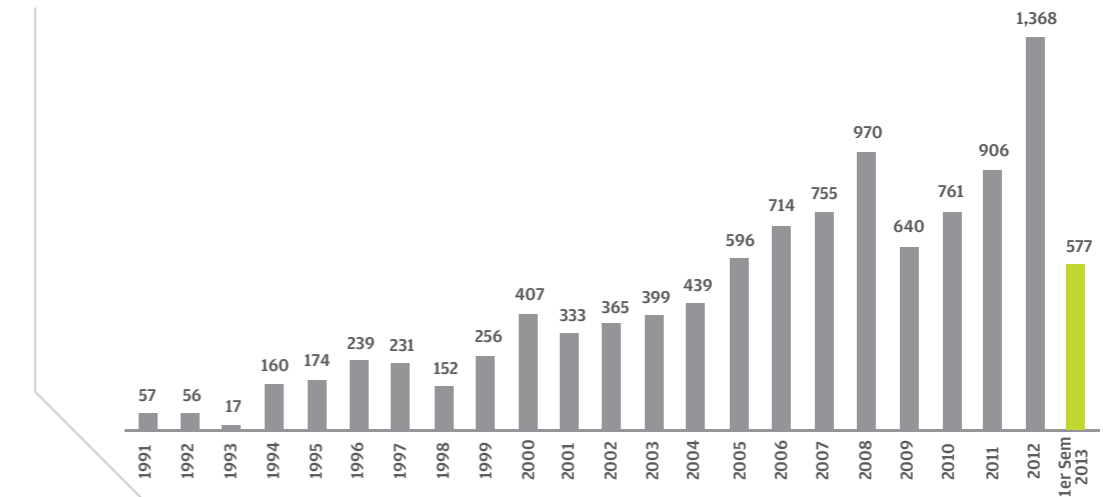
Elaboración propia en base a SNPME.

Para el 2012, el canon y sobrecanon distribuido alcanzó los 1,368 millones de soles, cifra superior en casi 50% con respecto a la del año anterior. Asimismo, Piura se posicionó como la región que mayores recursos recibe con una participación del 50.4%, seguida por Loreto con el 22.4%, Tumbes con el 16.2% y Ucayali con el 10.8%.

⁷⁸ Ley del Canon, Ley N.° 27506.

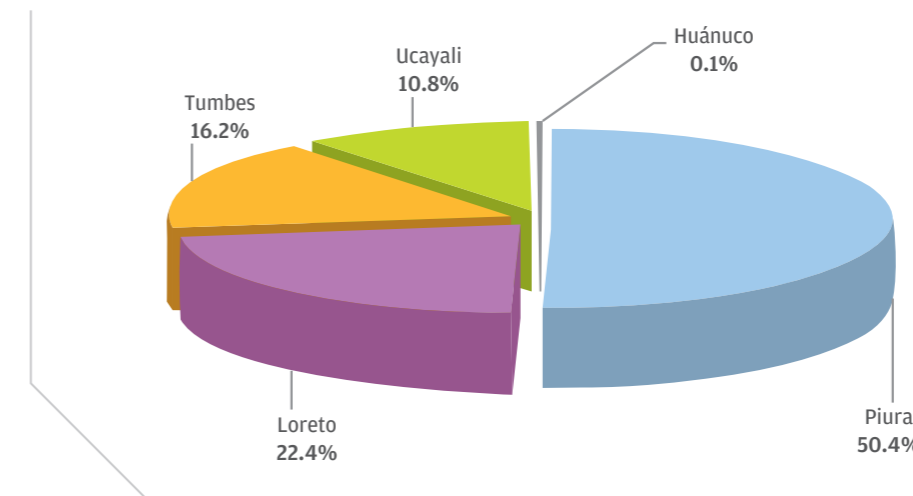
⁷⁹ Ley del Canon, Ley N.° 27506.

Gráfico 24 - I:
Evolución de la asignación por canon y sobrecanon petrolero (millones de nuevos soles)



Fuente: MINEM.
Elaboración: SNMPE.

Gráfico 25 - I:
Asignación del canon y sobrecanon según región



Fuente: MINEM.
Elaboración: SNMPE.

• **Canon Gasífero**

Actualmente, la única región que recibe Canon Gasífero es la región del Cusco, debido a las operaciones del yacimiento Camisea. Si bien existen otros lotes donde se produce gas natural (como el lote 31-C, I, X, entre otros) desde antes de la entrada en operación de Camisea, la ley ha dispuesto que la producción de dichos lotes sea tratado como en el caso petrolero; por lo que la figura del canon gasífero, su conformación y distribución se aplican para los lotes que han entrado en operación desde el 2004⁸⁰, es decir, para el lote de Camisea y los que se pongan en operación posteriormente.

Para calcular el Canon Gasífero se tienen en cuenta tanto las Regalías Gasíferas como el Impuesto a la Renta de las empresas productoras de gas natural. En estricto se compone de:

- 50% de lo que recauda el Estado por Impuesto a la Renta producto de la explotación económica del gas natural.
- 50% de lo recaudado por la Regalía Gasífera producto de la explotación de dicho recurso (el porcentaje de los ingresos obtenidos por el Estado como regalía se establece en cada contrato, para cada Lote).

El canon Gasífero es distribuido a los gobiernos locales y regionales de las regiones productoras, de acuerdo a los siguientes criterios:

Cuadro 11 - I:
Distribución del canon petrolero

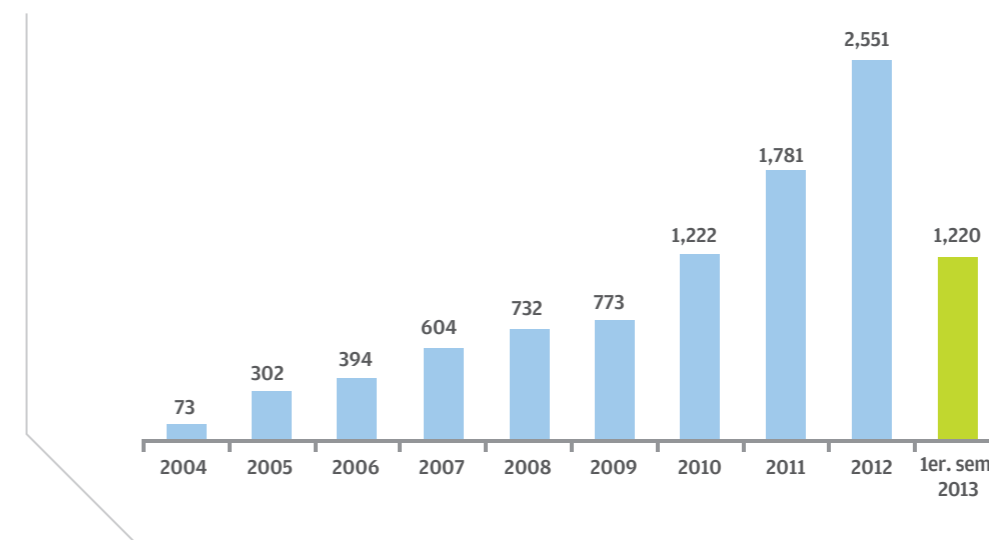
Canon gasífero	
Gobiernos regionales	25% (20% de este monto se transfiere a las universidades)
Gobiernos Locales de Departamentos	40%
Gobiernos Locales de Distritos y provincias	25%
Gobiernos Locales donde se explota el recurso	10%

Fuente: MEF / Base Legal.
Elaboración propia en base a SNMPE.

El MEF elabora un índice de distribución, mensualmente, sobre la base de criterios de población y necesidades básicas insatisfechas. Los recursos del canon son acumulables. Y, como se indicó, es a partir del año 2004, cuando comenzó la producción del gas de Camisea, que se distribuyen estos recursos. En el año 2012, la cifra distribuida alcanzó los S/. 2,551 millones, los que se destinaron a la Región Cuzco, al ser la zona del campo de producción del gas natural que da origen a estos recursos.

⁸⁰ Ley del Canon, Ley N.º 27506.

Gráfico 26 - I:
Evolución de la transferencia por canon y sobrecanon gasífero



Fuente: PCM, MEF.
Elaboración: SNMPE.

SECCIÓN 3

UNA VISIÓN ESTRATÉGICA PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

El sector hidrocarburos requiere ser desarrollado, como muchos otros dominios de la política, con una mirada estratégica. Los problemas reseñados anteriormente: I) brecha entre demanda y producción, II) balanza comercial deficitaria y III) pérdida de una oportunidad para mejorar la competitividad, exigen del Estado una forma particular de actuación que genere valor público para ciudadanos y ciudadanas, valor económico para ciudadanos y empresas, y condiciones favorables para el desarrollo económico y social del país. Una estrategia es precisamente esa forma particular de solución del problema o del logro de objetivos.

Desde hace varios años, el Estado peruano ha optado por una economía que promueva la inversión privada, en la búsqueda por incrementar el crecimiento, cerrar brechas de pobreza y lograr mayor competitividad que redunde en el desarrollo nacional. En ese sentido, es menester que el Estado peruano contribuya con la generación de las condiciones que permitan y faciliten dicha inversión, y que esta sea, a su vez, gracias a una regulación adecuada, respetuosa ambiental y socialmente. Regulación y mercado, es sabido, no son incompatibles. La regulación para la competencia se orienta, precisamente, a que el Estado cumpla una función de promotor de la correcta operación del mercado, controlando sus fallas, los oportunismos políticos y marcando determinados límites o incentivos que le den sostenibilidad ambiental y social a la inversión; sin que ello implique detener o demorar a esta última, o poner en riesgo la vigencia de los derechos de los ciudadanos y comunidades. Buscar ese correcto equilibrio es precisamente el mayor compromiso y esfuerzo al que se debe comprometer el Estado y al que deben colaborar empresas, sociedad civil y ciudadanos.

En el sector hidrocarburos, esta función reguladora implica que el Estado promueva la inversión privada en la exploración y explotación, como una forma de lograr el aprovechamiento de los recursos naturales que tiene el país. En contraprestación, el Estado obtiene ingresos que le permiten el logro de otras funciones como son la seguridad, la prestación de servicios básicos y el desarrollo de infraestructura; además de los propios servicios que la industria de los hidrocarburos brinda a la sociedad como insumo para otras industrias y actividades económicas. En ese sentido, la regulación y la intervención estatal tienen un carácter tuitivo del ambiente y los aspectos sociales, pero a la vez promotor de la inversión.

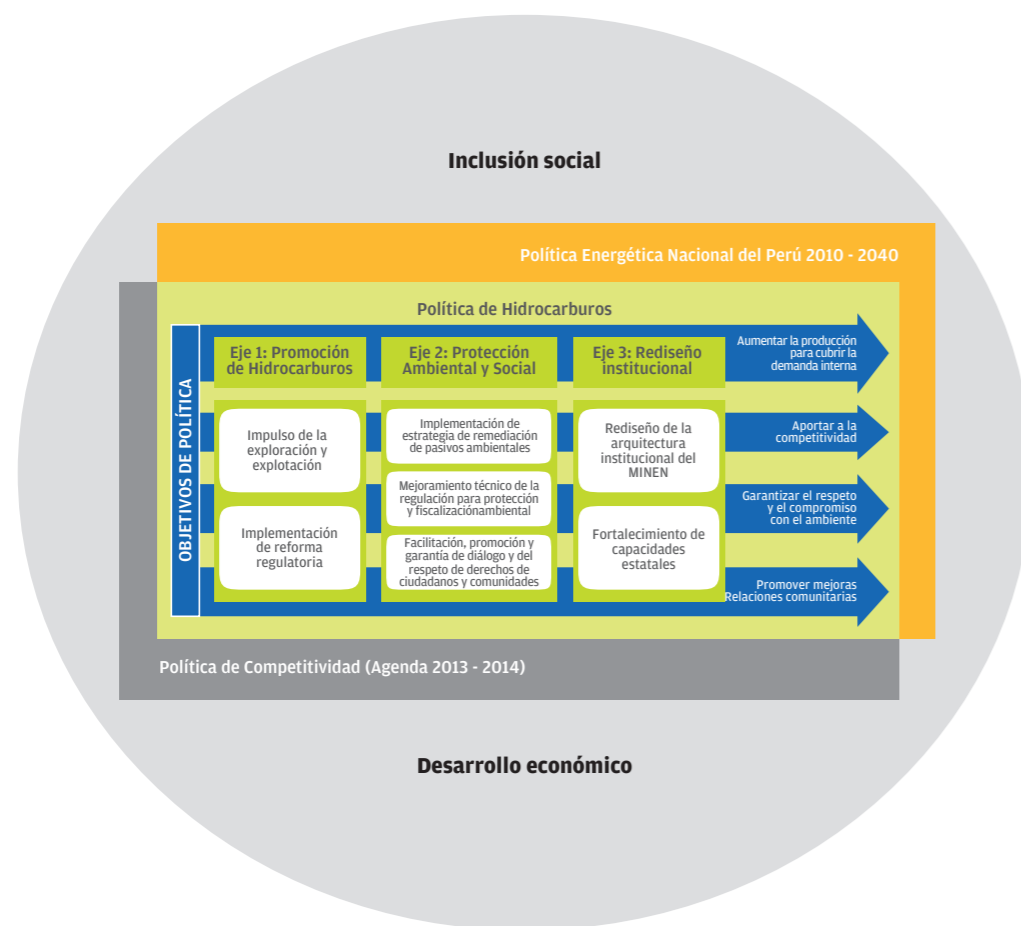
Un paso fundamental para construir una mirada estratégica del sector es considerar que el aprovechamiento de los hidrocarburos constituye hoy en día una oportunidad para lograr superar los problemas reseñados y cumplir los objetivos de la política económica y de desarrollo del país. Podríamos decir que el sector hidrocarburos constituye una oportunidad para el país que, como hemos visto, viene siendo desaprovechada y que, de revertirse dicha situación, esta industria podría aportar significativamente al desarrollo.

Esto implica que hay que diseñar una estrategia planificada, técnica y operativa para lograr los resultados esperados. Planificada, toda vez que se necesitan una serie de pasos debidamente organizados y coherentes para el logro de los resultados. Actualmente, la política de hidrocarburos necesita contar con una organización de decisiones especializada, pero en coherencia con los objetivos de política energética y económica. Técnica, pues sus características hacen que su desarrollo y mayor productividad requieran decisiones particulares, distintas, aunque no necesariamente divergentes, a la electricidad. Y, finalmente, operativa, toda vez que no debe constituir una mera política simbólica que marque la buena voluntad del Estado, sino más bien una serie de decisiones concretas y definidas para el logro de los resultados.

Se trata, en síntesis, de diseñar una “estrategia de gestión eficiente del sector hidrocarburos para lograr el incremento de la competitividad, con responsabilidad ambiental y social”, sobre la base de cuatro objetivos de política que forman todo el sistema:

- Aumentar la producción para cubrir la demanda interna y superar la balanza comercial deficitaria.
- Aportar a la competitividad y desarrollo del país. En este sentido, la actividad hidrocarburífera tiene una relevancia particular para la mejora de la competitividad y el logro de los objetivos de desarrollo del país, centrados en la inclusión social y el crecimiento económico.
- Garantizar el respeto y el compromiso con el ambiente: tanto Estado, empresas y ciudadanos se comprometen a lograr los mayores estándares ambientales, de modo que no sólo se fiscalice ambientalmente las actividades actuales, sino también se comprometan los tres actores en la remediación de los pasivos existentes, como evidencia de un mayor compromiso ambiental y social.
- Promover mejores relaciones comunitarias. Una mejor gobernanza es indispensable para el logro de objetivos nacionales, esto implica un compromiso expreso de las empresas por mejorar sus relaciones comunitarias y de los ciudadanos por una mayor voluntad de diálogo en la que el Estado se convierte en un facilitador del diálogo, sin despojarse de su función de garante de derechos.

Gráfico 27 - I:
Estrategia general para una política de hidrocarburos



Fuente: elaboración propia

Asimismo, la estrategia se basa en tres ejes claves, cuya concurrencia es imprescindible para ese nuevo contrato social del que hablamos en la presentación del presente documento:

Eje 1: PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN

- Impulso de la actividad de exploración y explotación de hidrocarburos garantizando la sostenibilidad ambiental y social.
- Implementar una reforma regulatoria que facilite la exploración y explotación de hidrocarburos, que permita la viabilidad de los proyectos pero que, a su vez, incorpore criterios técnicos para la protección y responsabilidad ambiental y social, de modo que sus resultados aporten a la competitividad y el desarrollo del país.

Eje 2: PROTECCIÓN AMBIENTAL Y SOCIAL

- Implementación de una estrategia que permita la remediación de los pasivos ambientales y la prevención de daños durante la actividad.
- Mejoramiento técnico de la regulación para la protección y fiscalización ambiental, implementando garantías que potencien la idea de calidad de la industria, permitan el respeto del entorno ambiental y social, y, al mismo tiempo, favorezcan el desarrollo de la industria.
- Facilitación, promoción y garantía del diálogo y del respeto de derechos de ciudadanos y comunidades.

Eje 3: REDISEÑO INSTITUCIONAL

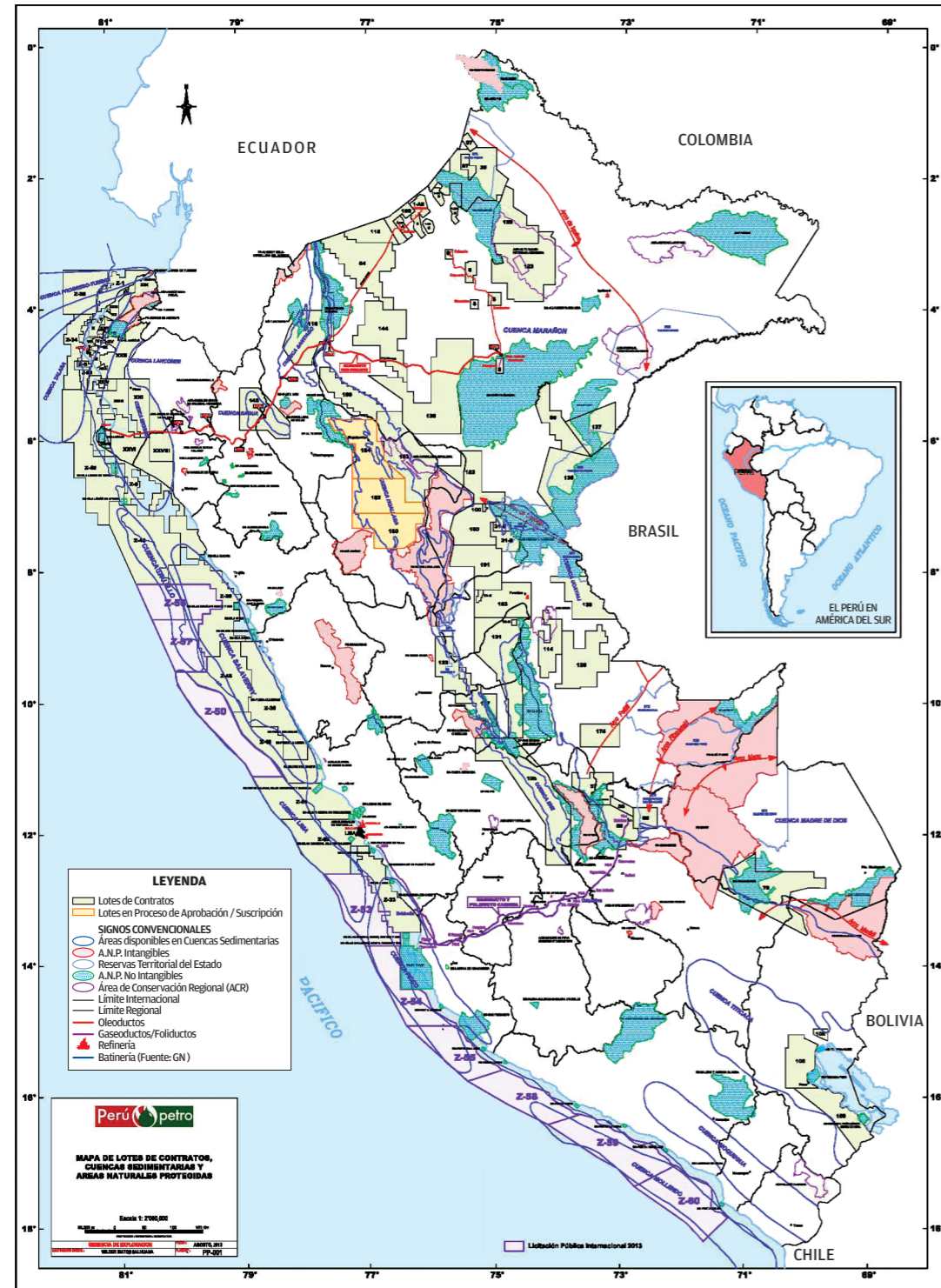
- Rediseño de la arquitectura institucional del sector Energía y Minas, de modo que las estructuras organizativas visibilicen el sector de manera especializada y planificada, y, a su vez, generen mejores resultados para el crecimiento de la industria en armonía ambiental y social.
- Fortalecimiento de las capacidades estatales para el desarrollo técnico del sector hidrocarburos, para la protección y fiscalización ambiental, y para el relacionamiento comunitario y social.

Esta estrategia se articula directamente con la Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040, en particular en la diversificación de la matriz energética (Obj. 1). Pero también es y debe ser concordante con la Política Nacional de Competitividad expresada en la Agenda para la Competitividad Nacional 2013 - 2014. La industria petrolera, correcta y eficientemente regulada, constituye un espacio de alto potencial para generar riqueza, progreso y bienestar para todo el país.

Esto permitirá, a su vez, lograr los objetivos de inclusión social y desarrollo económico del país contenido en el Plan Estratégico Nacional también conocido como Plan Bicentenario elaborado concertadamente por el CEPLAN.

ANEXO 1

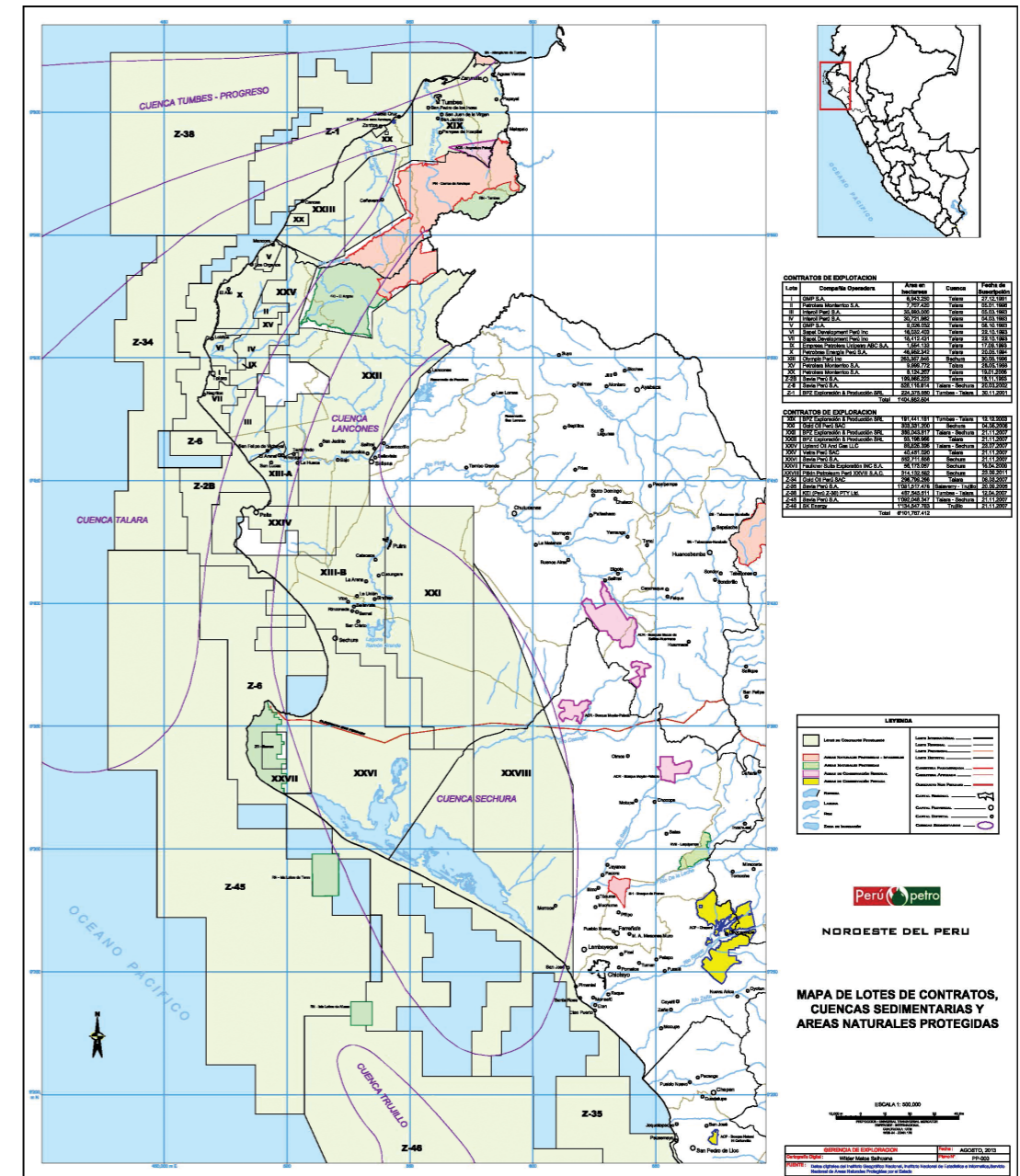
Mapa de Lotes de contratos, cuencas sedimentarias y áreas naturales protegidas



Fuente: Perupetro.
Elaboración: Perupetro.

ANEXO 2

Mapa de Lotes de contratos, cuencas sedimentarias y áreas naturales protegidas



Fuente: Perupetro.
Elaboración: Perupetro.

ANEXO 3

Entre el intervencionismo y la inversión privada: La gestión del sector hidrocarburos en la Historia del Perú

Los registros sobre el crudo en la historia del Perú se remontan a la época incaica, en la que la brea, a la cual llamaban copé, era utilizada para preservar momias, calentar y curtir cueros, tratar sosas y aparejos, alumbrar las ceremonias y hasta para pintarse el rostro para ritos religiosos. También se dice que Manco Inca habría luchado contra los españoles, lanzándoles bolas de algodón impregnados con petróleo, extraído de sumideros que existían al norte del Río Chira en Piura.

Posteriormente, ya consolidado el Virreinato, el Rey de España, Carlos I, dictó en Granada la Real Cédula del 9 de diciembre de 1526 para regular en las colonias el uso, posesión y explotación de minas (que incluían los hidrocarburos). Esta constituiría la primera regulación respecto a este recurso natural en el ordenamiento peruano.

Otros antecedentes normativos se encuentran en la Ley N.º 4552 del año 1922. Esta constituyó la primera ley específica para las actividades de hidrocarburos en el Perú, estableciéndose el régimen de concesiones durante el mandato del Presidente Benavides, el cual creó la Empresa Petrolera Fiscal.

Posteriormente, en el año 1969 con el Decreto Ley N.º 17440, se suprimió el sistema de concesiones petroleras y se instauró el Contrato Modelo Peruano y mediante el Decreto Ley N.º 17753, la Empresa Petrolera Fiscal pasó a denominarse Petroperú. En este régimen, el petróleo extraído era propiedad de Petroperú y sólo se pueden celebrar contratos de servicios. Recién con la Constitución de 1993 se optó por un Estado Subsidiario, consagrándose el Principio de Libre Iniciativa Privada y el modelo de “Economía Social de Mercado”, en el cual el Estado tiene un rol facilitador, supervisor y correctivo.

La industria de los hidrocarburos en el Perú ha generado diversos hitos, como la perforación del primer pozo del Perú y de América del Sur en la provincia de Zorritos, departamento de Tumbes en 1863; en el año 1971, se perforó y descubrió petróleo en la Selva Norte, de Loreto. Posteriormente, entre los años 1974 y 1976 se construyó el Oleoducto Norperuano (el petróleo llega a la costa en mayo del año 1977). En el año 2000 se suscribieron los contratos de licencia y concesión para la explotación de Camisea y del transporte de gas natural y líquidos de gas natural, los que recaen sobre los Lotes 88 y 56, que constituyen las reservas de gas más importantes en la historia del Perú. A continuación un breve recuento de una historia pendular entre el estatismo y la privatización que ha afectado la estabilidad y la certidumbre de una industria que podría ser una gran oportunidad para el país.

La explotación del petróleo es una actividad económica que se desarrolla en el Perú desde el siglo XX cuando se descubre por primera vez, en el norte del Perú, un pozo petrolífero.

¹ PRESCOTT, Guillermo H. Historia de la conquista del Perú: con observaciones preliminares sobre la civilización de los incas. 1.ª edición, Madrid: Gaspar y Roig, 1851.

Ciertamente, la historia del Perú, llena de procesos complejos y conflictivos, con vaivenes entre el autoritarismo, el militarismo y la democracia y los gobiernos civiles, ha sido el escenario en el que se ha desarrollado esta industria, no exenta de dificultades marcadas por el contexto. También ha influido mucho en la industria la tensión entre el aprovechamiento del recurso por el sector privado y la decisión del Estado de intervenir en la actividad empresarial de hidrocarburos. El petróleo, además, muestra ganancias menores que sectores como el gas o la minería, además de ser percibida, aun hoy —a pesar de la alta tecnología que le permite ser una industria ambientalmente sostenible— una de las actividades productivas altamente contaminantes. En el centro, se ubica un Estado con limitadas estrategias regulatorias y de control, pocas capacidades para manejar la gobernanza y el conflicto, y formular de manera eficaz las políticas públicas.

a) Inicios de la actividad petrolera en el Perú: primacía de la empresa privada

En 1922, la International Petroleum Company (IPC), consolidó su poder sobre la propiedad de la hacienda La Brea y Pariñas (Negritos) de 40,000 metros cuadrados², al adquirir su administración antes regida por la London & Pacific Petroleum Company. Durante los siguientes 50 años, la IPC fue objeto de un debate nacional respecto al denominado “Laudo de la Brea y Pariñas” que obligaba al Estado peruano a renunciar a su soberanía sobre esa parte del país, entre otros acuerdos³. Frente a ello, los sucesivos gobiernos mantuvieron una constante negociación con la empresa trasnacional para exigirle, entre otras cosas, el pago de tributos. Dicha negociación, además, buscaba cambiar la situación legal de la IPC respecto al régimen excepcional de propiedad del subsuelo que poseía, situación que, a mediados del siglo XX, enervaba los debates nacionalistas, ya que seguía explotando terrenos que no eran de su propiedad.

Como se puede observar, el Estado peruano mostraba en aquella época una apertura hacia la inversión extranjera que, sin embargo, se vio mediatizada por una falta de liderazgo de los funcionarios de los gobiernos de esos años respecto de la necesidad de la explotación del recurso a favor del país, enervando así los debates nacionalistas y de oposición. Finalmente, lo que aparentaba ser un problema de negociación entre el Estado y el sector privado, se convirtió en una batalla social e ideológica que conllevaría a la estatización de la citada propiedad en La Brea y Pariñas.

b) El petróleo como actividad del Estado: intervencionismo estatal

El 28 de julio de 1968, durante el gobierno de Fernando Belaúnde Terry, se anuncia el regreso de la hacienda de La Brea y Pariñas al Estado peruano luego de la firma del Acta de Talara con la IPC. Sin embargo, un evento cambió la percepción de esta acción que buscaba ser una “victoria para el país”: la pérdida de la denominada página 11 del Acta firmada entre IPC y el Estado Peruano, en la que se establecía el precio de venta del crudo. Este evento desencadenó un escándalo nacional que —entre otros asuntos— dio lugar al golpe de Estado contra el presidente Belaúnde el mismo año, por parte del Ejército Peruano. En ese contexto, el 9 de octubre de 1968, tropas del Ejército Peruano procedieron a ocupar las instalaciones de la IPC en Talara. De manera paralela, el gobierno militar del General Juan Velasco Alvarado promulgó una ley que expropiaba el Complejo Industrial de la Breña y Pariñas. Esta situación ponía fin a más de

² De acuerdo con Juan Luis Orrego Penagos (2008) la producción de estos yacimientos representaban el 80% de la producción total de esos años. Cabe resaltar que uno de los problemas era que, si bien se declaraba que se explotaban 40 hectáreas, en la realidad la IPC aprovechaba 166,000 hectáreas.

³ Debido a los problemas que tenía la IPC con el Estado Peruano respecto al uso que daba a la propiedad de la hacienda La Brea y Pariñas, y el aprovechamiento de tierras que excedían sus propiedades, a inicios de 1922 deciden las partes ir a un Tribunal Arbitral. Sin embargo, el 2 de marzo de 1922 se firma un acuerdo entre el embajador de Gran Bretaña (si bien la IPC era canadiense solicitaron el apoyo de la corona británica) y dos representantes de gobierno de A.B. Leguía. Este acuerdo estipulaba que la propiedad de la Brea y Pariñas era de la IPC y abarcaría tanto el suelo como el subsuelo o zona mineralizada; liberaba a la empresa por cincuenta años (hasta 1972) de pagar todos los impuestos del canon de producción, regalías, y otros impuestos; liberaba además por veinte años de impuestos a la exportación de los derivados del petróleo y, finalmente, establecía que el Perú renunciaba a sus derechos de soberanía sobre estos territorios. Posteriormente, un tribunal de arbitraje mal constituido emite un laudo en París (cuando debió ser en Suiza) que sentenció dando carácter de obligatorio para ambas partes a lo establecido en el acuerdo.

cincuenta años de primacía de la IPC en el control de la industria del petróleo en el Perú. A su vez, se daba inicio a una nueva época de la industria de los hidrocarburos en nuestro país.

El año siguiente, en 1969 se creó Petróleos del Perú - Petroperú, empresa estatal que asumía la tarea de explorar, explotar, refinar, comercializar y desarrollar la industria del petróleo en el Perú. La empresa funcionó sobre la base de los bienes de la IPC a nivel nacional. Sus labores también significaron buscar nuevas fuentes de suministro. En 1971 se encontró por primera vez petróleo en la selva norte del país; se trataba de una de las más importantes áreas de recursos petrolíferos (7 millones de hectáreas). Sin embargo, el gobierno de Velasco Alvarado consideró necesario contar con inversión y tecnología extranjera para asumir los riesgos de la exploración y explotación petrolera. Tomaron como base el modelo del contrato Indonesio, y crearon el Modelo Peruano de contratación con el cual esperaban atraer inversiones. Este contrato contenía obligaciones mínimas para el contratista, como realizar trabajos exploratorios específicos hasta la construcción de un oleoducto para sacar la producción a un puerto o instalación de recibo⁴.

En esta etapa encontramos al sector petrolero manejado por el Estado a través de Petroperú quien se encargaba, además, de todas las actividades relacionadas a este recurso. Esta institucionalización se lleva a cabo a través de la construcción de infraestructura y alianzas estratégicas con mercados potenciales.

c) Proteccionismo e inversión privada

El Modelo Peruano atrajo a varias empresas. Sin embargo, de 18 contratos negociados, sólo en un lote se encontró petróleo. En 1969 se llegó a un acuerdo con la empresa Occidental Petroleum Corporation Inc. (OXY) para operar el Lote 1A en la selva norte. Este fue el primer contrato con una empresa extranjera luego de la estatización. La OXY halló nueve reservorios de petróleo en ese lote. Se estimaba que entre Petroperú y la OXY, ambas podían explotar unos 130 mil barriles al día de petróleo de la selva norte, convirtiendo al Perú en exportador neto del recurso. Sin embargo, el Perú mostraba enormes problemas de transporte del petróleo y poca flexibilidad con las empresas extranjeras, las que se iban retirando del país - a excepción de la OXY.

A mediados de la década de los setenta, se empezaron a observar avances en la inversión petrolera en materia de equipamiento e infraestructura para la industria. En 1973 se llegó a un acuerdo para la construcción del Oleoducto Nor Peruano con la OXY. A partir de esos años, la capacidad de promover la industria significó no sólo construir los 42 kilómetros de tendido para sacar el crudo hasta el puerto de Marsella y el punto de distribución del Terminal de Santa Clara en el río Amazonas en pos de embarcarlo hacia el Brasil, sino también la construcción de plantas de tratamiento del crudo, tanques de almacenamiento, laboratorios, entre otras instalaciones. Esto no se restringía solo a la selva sino que, desde 1975, la industria creció en la zona de la costa norte del país, construyéndose, entre otras instalaciones, la central térmica de Malacas, la Planta de Negro en Humo, así como la mejora de las instalaciones del Complejo de Fertilizantes, fábrica que trabajaba con el gas natural de la zona de Talara.

En 1977, el petróleo de la Amazonía llegó al puerto de Bayovar en Piura. El Oleoducto Norperuano se iniciaba en la Estación N.º 5 en la selva y, luego de 550 kilómetros, llegaba a la costa peruana a través de un tubo de 36 pulgadas de diámetro. Se le considera uno de los grandes logros de la ingeniería petrolera en el Perú, ya que no sólo atraviesa las tres regiones naturales del país, sino que además permite sacar las reservas hacia el comercio mundial.

⁴ De acuerdo con Jorge Pérez Taiman (2009) este Contrato Modelo Peruano estipulaba que el contratista recibía una retribución en especie (petróleo crudo) equivalente al 50% de la producción, quedando la otra mitad a disposición de la recién creada Petroperú. El 50% correspondiente a ésta última incluía el 68.5% de impuesto a la renta correspondiente al contratista. Por su parte, éste corría con todos los gastos e inversiones que demandaba la exploración y eventual explotación de los lotes a su cargo, y asumía el riesgo exploratorio. PÉREZ TAIMAN, Jorge (2009) Breve reseña de la exploración y explotación de petróleo en el Perú desde el punto de vista legal. En: Revista de Derecho Administrativo N.º 8, Año 4, Lima: Círculo de Derecho Administrativo. Pp. 209-220.

En este contexto de somera bonanza, el 7 de diciembre de 1979 se publicaron los Decretos Leyes N.º 22774 y N.º 22775 que aprobaron las bases generales para contratos petroleros en operaciones de exploración y/o explotación de hidrocarburos, con las que Petroperú quedaba autorizado a renegociar los contratos existentes, así como nuevas normas tributarias aplicables a la actividad petrolera, respectivamente. Por ello, los contratos de la OXY fueron renegociados a la fuerza. Y dado que la empresa ya tenía más de mil millones de dólares en inversión, tuvieron que aceptar una serie de imposiciones que, en otras condiciones, no hubieran sido consentidas. La misma situación pasó con la otra empresa extranjera en el país, Belco Petroleum.

Las nuevas tasas tributarias y la arbitrariedad en la administración pública de la actividad petrolífera afectaron los acuerdos con las dos empresas extranjeras que operaban en el país, generando la percepción nacional de ser males necesarios. Como consecuencia de esta situación, no llegó ninguna inversión nueva en esos años. A una situación de mala imagen hacia la empresa extranjera, los términos contractuales impuestos unilateralmente por el gobierno militar resultaron excesivamente onerosos. Esto motivó que tanto la OXY como Belco no pudieran seguir invirtiendo en el país a pesar de los aumentos en los niveles de producción. Así, en 1980, la producción nacional aumentó a 195 mil barriles por día. En 1981, sólo la capacidad de la OXY llegó a 124 mil barriles por día en sus plantas de la selva norte y la costa piurana.

Como se puede apreciar, en esos años no se logró aprovechar las potencialidades que ofrecía el producto a pesar de sus ya constantes resultados positivos (aumento de la producción). El Estado manifestó de diversas maneras –inestabilidad en la normatividad, control proteccionista del recurso– poca disposición a generar condiciones en pos de sostener una industria en crecimiento.

d) Promoción de la inversión privada

En 1981, la Política Petrolera Peruana recaía en los Decretos Leyes mencionados. Sin embargo, la falta de competitividad y el proteccionismo llevó al Perú a un déficit severo en la provisión del petróleo. Con el nombramiento de Pedro Pablo Kuczynsky como Ministro de Economía se impulsó la apertura comercial del sector petrolero a empresas extranjeras. Así, entre 1983 y 1984, se inició una política agresiva de importación de petróleo y de explotación y exploración que buscaba resarcir el retraso sucedido a partir de los decretos ley. La solución a corto plazo era promover el ingreso de las empresas privadas. De manera complementaria, Kuczynsky consideraba que el modelo de tributación y renegociación del contrato era muy oneroso, por lo que urgía ablandar las condiciones para promover las inversiones en materia petrolera.

De manera paralela, con los índices de producción en aumento, el Estado empezó a encarar un problema cada vez mayor: una creciente demanda en las regiones productoras sobre una parte de las riquezas que se extraían. Lo que se exigía eran inversiones en infraestructura y servicios sociales. Es así que se crea el canon petrolero, fuente de recursos para Tumbes y Piura.

Con tales puntos en la agenda, hacia finales del mandato del segundo gobierno de Fernando Belaunde se emite la Ley N.º 23231 que permite que las empresas que realicen actividades de explotación o exploración de hidrocarburos puedan reinvertir en la propia empresa o en otras empresas nacionales o extranjeras con beneficio tributario para la reinversión⁵. Las primeras actividades de inversión con crédito tributario aprobadas bajo esta norma por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, mostraron que sólo un 12% del monto total de las inversiones aprobadas con el beneficio tributario fueron destinadas a exploración.

Esta norma animó, sin embargo, a otras empresas a volver a invertir en el país, generando la confianza suficiente para entrar a explorar, por ejemplo, el lote de Camisea. En 1984 en un contexto de promoción

⁵ Ley N.º 23231. Modifican normas sobre la explotación y exploración de hidrocarburos.

de las exploraciones, la empresa Shell encontró gas en la zona del Bajo Urubamba en Camisea, con reservas calculadas inicialmente en 12 millones de pies cúbicos de gas natural y unos 600 millones de barriles líquidos. De esta manera, se estaba ante uno de los descubrimientos de gas en suelo peruano más importantes del siglo XX.

Sin duda, la coyuntura favorecía al sector pero también lo diversificaba. El comienzo de las actividades con gas natural abría una nueva gama de actores, intereses y tecnología a ser tomados en cuenta para la gestión del recurso. Ahora, tanto los procesos de privatización como de flexibilización de los marcos normativos, eran la regla de modo que favorecieran la promoción de la inversión privada en el país. Este proceso, a diferencia de los anteriores, no culmina cuando aparece el siguiente, sino que se mantiene a la par como un continuo hasta nuestros días.

e) Proteccionismo e inseguridad jurídica para la inversión

El cambio del gobierno significó un cambio en la línea política del Estado sobre el aprovechamiento de los recursos naturales. En agosto de 1985, Alan García Pérez declara la nulidad de los contratos petroleros existentes y dispone la renegociación de los contratos con la Belco y la OXY. Un paradigma de presencia estatal que solo tenía precedentes en los gobiernos de Belaunde (el primer mandato) y Juan Velasco Alvarado.

A partir de ese año, se renegociaron ambos contratos. Asimismo, OXY tuvo que asumir una deuda tributaria, un compromiso exploratorio por US\$ 267.5 millones de dólares y reconvertir su contrato de operaciones en un contrato de servicios, por el que entregaría todo el petróleo al Estado a cambio del pago de una tarifa de dinero por sus servicios. La empresa Belco tuvo una posición menos flexible en defensa de sus intereses, por lo que, al final, fue confiscada por el Estado.

El clima se volvía más hostil hacia la inversión extranjera. Esta situación se apreció entre otros ejemplos con la creación del dólar MUC y la imposición de severos controles en el manejo de la moneda extranjera, pese a las garantías que expresamente se habían establecido en los contratos. En 1989 Petroperú buscó explotar nuevos pozos en la selva pero, por falta de recursos, no lo pudo hacer. Se vivía un momento de diverso éxito y contraste, ya que, por un lado, se seguía teniendo una industria que producía (fue una década de altos índices de extracción y producción), pero no se había tenido un aumento en la inversión que incrementase, a su vez, la producción. De manera adicional, para complicar más el panorama, a fines de la década Shell decide no explotar el gas de Camisea entre otras razones debido a la ausencia de una cláusula específica para regular los descubrimientos de gas natural en el contrato de la compañía.

Esta etapa expresa los resultados de todo un ciclo de intervenciones estatales que mermaban la estabilidad de los compromisos adquiridos con las empresas que invertían en el sector petróleo y gas. Ahora, las empresas habían decidido tener posiciones más fuertes respecto de sus derechos adquiridos para que sus pérdidas no fuesen tan drásticas como aparentaban; sin embargo, esto no fue suficiente. El caso particular de Camisea representa un obstáculo consistente en la gestión de los hidrocarburos en el Perú puesto que era un recurso del que se podría extraer beneficios económicos para el país y que, sin embargo, quedó sin uso por la mala negociación de las partes. Esto, sin duda, dejó lecciones que el Estado peruano debió aprender, como veremos en el siguiente ciclo o proceso.

f) Estabilidad jurídica y promoción de la inversión en hidrocarburos

A inicio de la década de 1990, la política de producción e internacionalización de las empresas nacionales empieza a ser revisada, fortalecida e impulsada mediante una agresiva política de promoción de las actividades comerciales en los diferentes sectores que el país ofrecía. Esto, como respuesta a la desconfianza generada por el Estado peruano hacia los inversionistas extranjeros dada la inestabilidad de los contratos y el ambiente hostil para con las empresas foráneas.

El gobierno de Alberto Fujimori configura un contexto de cambios bruscos en el ámbito político, entre ellos, la aprobación de una nueva Constitución en 1993, apuntando a generar un régimen que se sostenga en la promoción de la inversión sobre la base del libre mercado con limitadas regulaciones. Así, por ejemplo, en ella se establecen dos artículos que son de suma importancia para entender el nuevo panorama en esta década:

- Artículo 62°: La libertad de contratar garantiza que las partes puedan pactar válidamente según las normas vigentes al tiempo del contrato. Los términos contractuales no pueden ser modificados por leyes u otras disposiciones de cualquier clase.

Los contratos derivados de la relación contractual sólo se solucionan en la vía arbitral o en la judicial, según los mecanismos de protección, previstos en el contrato o contemplados en la ley.

Mediante contratos ley el Estado puede establecer garantías y otorgar seguridades. No pueden ser modificados legislativamente, sin perjuicio de la protección a que se refiere el párrafo precedente.

- Artículo 66°: Los recursos naturales, renovables y no renovables, son patrimonio de la Nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento.

Por Ley Orgánica se fijan las condiciones de su utilización y su otorgamiento a particulares. La concesión otorga un derecho real, sujeto a dicha norma legal.

Durante el Gobierno de Alberto Fujimori, la privatización de sectores de la economía alcanza a los hidrocarburos, incluido el petróleo y sus derivados⁶. Petroperú se mantiene pero con labores de refinación, almacenamiento y comercialización; no explora, ni produce petróleo.

El 7 de setiembre de 1990 se aprobó el primer Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales del Perú, mediante Decreto Legislativo 613. Las dificultades con el código se dieron siempre y signaron su suerte desde su promulgación. El principal factor adverso se debió a la no participación del sector empresarial en la elaboración del mismo, sector que prefirió enfrentarse al proyecto abiertamente. Sin embargo, el Código operó como elemento precursor del proceso de desarrollo de la posterior legislación ambiental. Así, a partir de la vigencia del Código se dictó un conjunto variado de normas ambientales en diferentes sectores y se puso en marcha un proceso de formulación de una política ambiental nacional⁷.

Sin embargo, otro escenario se venía forjando de manera paralela. A principios de los noventa, los conflictos socioambientales empezaron a incrementarse progresivamente. La visión predominante era que el desarrollo energético tendría que ser discutido, negociado y resuelto entre el Estado y las compañías privadas involucradas. Bajo esta premisa, las poblaciones locales no fueron consideradas como parte de las negociaciones iniciales, sino como un problema a ser tratado una vez que las operaciones se iniciaran; es decir, no había ningún reconocimiento del derecho de estas poblaciones para participar en el proyecto energético que, sin embargo, iba a transformar su hábitat y forma de vida⁸.

El contexto, empero, era de promoción de la inversión y establecimiento de las condiciones para que esta se dé. En 1991 se promulgó el Decreto Legislativo N.º 757 - Ley Marco para el Crecimiento de la

⁶ El primer activo que se intentó privatizar fue la refinería de Conchán; en 1992 la subasta de esta refinería quedó desierta debido a que no se alcanzó el precio base. Ese mismo año se vendieron la casi totalidad de todas las estaciones de servicio que tenía la empresa del Estado, siendo finalmente ese fin de año privatizada la Compañía Peruana de Gas, SolGas.

⁷ <http://ibcperu.org/doc/isis/621.pdf>.

⁸ <http://nomadas.ourproject.org/wp-content/uploads/2010/08/Soria-2009-Art%C3%ADculo-EXPLORACI%C3%93N-DE-HIDROCARBUROS-Y-MINER%C3%8DA.pdf>.

Inversión Privada⁹ y se otorgó un Régimen de Estabilidad Jurídica a las Inversiones Extranjeras mediante el reconocimiento de ciertas garantías¹⁰. En 1993 se promulgó la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que permite organizar la explotación de este recurso en el país. En dicha Ley se otorga al entonces Osinerg la capacidad de regular las actividades técnicas y legales de la explotación de los hidrocarburos en el país¹¹. Esta Ley plantea también la promoción del desarrollo de las industrias del sector sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a las actividades a cargo del Ministerio de Energía y Minas. De manera simultánea se crea Perupetro S.A., empresa que promueve la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Se le otorga también las funciones de negociar, celebrar y supervisar los diversos contratos que se establecen entre el Estado y las compañías privadas.

A partir de 1993 se celebran contratos que significarían el paso de bienes y lotes por explorar del Estado a empresas privadas, tales como:

- (1993) se firmaron contratos con Mercantile Perú Oil & Gas sobre el Lote III; con Río Bravo sobre el Lote IV; con GMP sobre el Lote V; con Sapet sobre el Lote VII; con Petro Tech sobre el Lote Z2B; con The Maple Gas para la explotación de los yacimientos de gas de Aguaytía en los Lotes 31B, 31C y 31D. En 1994 con Murphy sobre el Lote 71.
- (1995) se firmaron contratos con Repsol, IPF, Brasoil, Ranger Oil, para explorar y luego explotar el Lote Z29; con Sapet sobre el Lote VI; con ARCO sobre el Lote 64; con el Consorcio Barret, Advantage, Pedco, Hanwha, Hyundai, para explorar y explotar el Lote 67; con Petolera Monterrico sobre el Lote II.
- (1996) se firmaron contratos con el Consorcio Mobil, Elf, Esso, para explorar y explotar el Lote 77 y 78; con Olympic sobre el Lote XIII.
- (1997) se firmaron contratos con Pérez Companc sobre el Lote X; con el Consorcio Shell Mobil sobre el Lote 75; con el Consorcio PanEnergy, Buenaventura, Mosbacher, para explorar y explotar el Lote 85. En 1998 se firmaron contratos con Enterprise sobre el Lote 32; con Pérez Companc sobre los Lotes XI y XVI; con Occidental sobre el Lote Z3; con San Jorge sobre el Lote 68; con Coastal-Hunt sobre los Lotes 73A, 73B y 73C; con ARCO sobre el Lote 86; con Pluspetrol sobre el Lote XII; con Petrolera Monterrico sobre el Lote XV; con Repsol sobre el Lote 33. En 1999 se firmaron contratos con Pan Energy: Lotes 40 y 41; con Repsol sobre el Lote 35.

Hacia 1994 ya se habían reiniciado las conversaciones con Shell para explotar el Gas de Camisea, interrumpidas desde 1988. Luego de algunos acuerdos preliminares, se firmó en 1996 un contrato de licencia con el Consorcio Shell Mobil para explotar el gas. Sin embargo, en 1998, el consorcio comunicó su decisión de no continuar, lo que generó que el gobierno busque un nuevo operador para Camisea. En 1999 se creó el Comité Especial del Proyecto Camisea que aprobó un esquema de desarrollo del proyecto y dio publicidad a la nueva licitación para designar un nuevo operador, considerando dos módulos, uno de producción y uno de transporte. Respecto al módulo de producción, resultó ganador en el año 2000 el Consorcio Camisea, formado por Pluspetrol Perú Corporation, Hunt Oil Company of Peru, SK Corporation y Tecpetrol del Perú —más adelante se integraría Sonatrach—. Respecto al módulo de transporte, ese mismo año quedó a cargo la construcción de un gasoducto y transporte del gas a manos del Consorcio Transportadora de Gas del Perú - TGP, conformado por Pluspetrol Perú Corporation, Hunt Oil Company of Peru, SK Corporation, sonatrach Petroleum Corporation y Graña y Montero S.A. El 2004, durante el gobierno de Alejandro Toledo, se da inicio a la explotación del gas de Camisea.

⁹ http://www.proinversion.gob.pe/RepositorioAPS/0/0/JER/MARCOLEGALTRIBUTARIO/11-D_L_757.pdf.

¹⁰ <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgh/legislacion/dl662.pdf>.

¹¹ Ley N.º 26221, Ley Orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.

g) Los últimos 15 años

La política para el sector se ha centrado en la promoción de los hidrocarburos, más específicamente en el gas. El sector hidrocarburos y su actividad han sido incluidos dentro de la matriz energética del Perú como un componente más, cuando sus usos varían, claramente, de la producción de energía. Este problema se vio acentuado por problemas de supuesta corrupción y conflictos sociales. Entre ellos encontramos el caso de los llamados “Petroaudios”¹², en los que se mostraba presuntas negociaciones para contratos de exploración y extracción realizadas mediante fuentes informales de coordinación que caían en el tráfico ilícito de influencias. Del mismo modo, los conflictos sociales se incrementaron, aunque más en asuntos mineros que de hidrocarburos, generando desconfianza en las relaciones entre sociedad, Estado y empresas.

Así, lo que podemos establecer con esta parte de antecedentes es que la relación histórica entre los hidrocarburos y el Estado siempre ha sido tirante, difícil y pendular. Además, refleja la falta de claridad en la política hacia la industria. Los cambios constantes (dependiendo casi del gobernante de turno) e imprecisiones con relación a la estrategia a seguir, no sólo impiden saber qué se quiere del sector sino, además, de qué manera emprender mejoras para hacerlo más atractivo a la inversión. Tener un sector competitivo no sólo requiere de tener la intención de hacerlo, sino de establecer claridad sobre a dónde queremos llegar en el corto, mediano y largo plazo. En la siguiente sub sección revisaremos de qué manera es que se tiene presente al sector de los hidrocarburos, tanto gas como petróleo, en aquellos instrumentos de política nacional más recientes, los que efectivamente deberían de reflejar cuál es ese norte respecto al sector.

¹² EL COMERCIO (2008) Petroaudios., <http://elcomercio.pe/politica/233313/noticia-informe-petroaudios-concluye-que-hubo-responsabilidad-politica-ex-ministros-24-irregularidades>. Consultado por última vez el 08/08/2013.

capítulo II

Una nueva
arquitectura
institucional

Estructuras para el logro de resultados

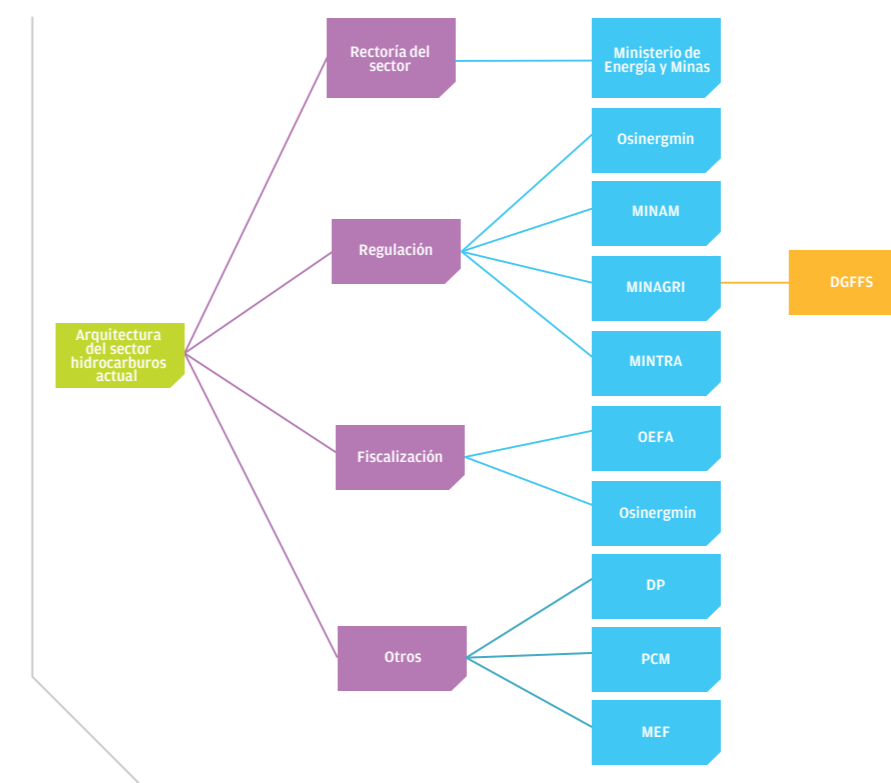
SECCIÓN 1

LOS PROBLEMAS INSTITUCIONALES DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

1.1. Dispersión orgánica y falta de visibilidad política

La actividad de los hidrocarburos y sus diversos procesos involucran a una serie de instituciones, tal como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 1 - II:
Entidades involucradas en la actividad de los hidrocarburos



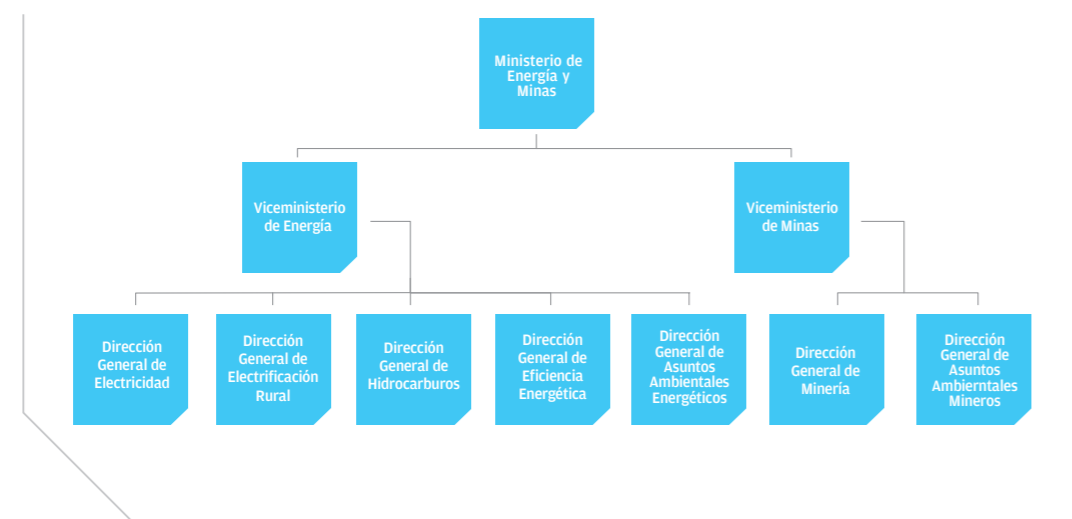
Elaboración: PAR (Instituto de Políticas Públicas, Regulación y Desarrollo Sostenible).

La abundancia de entidades estatales no sólo burocratiza y lentifica los procedimientos, sino que hace más compleja la coordinación entre éstas. A esto se suma la falta de un liderazgo político capaz de articular y cumplir el papel de rector de la política de promoción de los hidrocarburos en el Perú. Justamente, el reto que tenemos para desarrollar el sector es lograr que la complejidad de la industria opere de manera eficiente.

En efecto, el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) cuenta con una estructura que privilegia dos Viceministerios, uno para el sector minas y otro para el de energía. La Dirección General de Hidrocarburos (DGH), entidad adscrita al Viceministerio de Energía, es la instancia respectiva para formular la política relativa al sector hidrocarburos a nivel nacional. Esta tiene a su cargo otras direcciones que, de manera específica, regulan el sector. Cuenta, además, con una Dirección Normativa de Hidrocarburos, una

Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y una Dirección de Procesamiento, Transporte y Comercialización de Hidrocarburos y Biocombustibles. Estas se encargan de proponer las normas correspondientes a la Ley Orgánica de Hidrocarburos y sus reglamentos y de evaluar y analizar los aspectos técnicos y legales de los procesos vinculados al upstream y downstream del negocio.

Gráfico 2 - II:
Organigrama actual del Ministerio de Energía y Minas



Fuente: MINEM.

Por el contrario, el sector minero cuenta con un vocero político dentro de la estructura estatal que es el Viceministro de Minería. Este representa un capital importante para su sector, pues los beneficios, oportunidades, problemáticas y necesidades de la minería pueden ser centralizados en una persona que goza de capacidad de intervención política y puede adoptar decisiones del más alto nivel junto al titular de la Cartera, la PCM y el propio presidente de la República.

Actualmente, el manejo de la política en el sector de hidrocarburos se encuentra en un tercer nivel en el aparato del Estado. Esta ubicación resta visibilidad y peso político a la industria, pues no existe una vocería del sector a nivel del Estado. El Viceministro de Energía se ocupa de diversos sectores, entre los que se encuentra el petróleo, el gas, la electricidad y otras formas de energía. Esta diversificación de sectores energéticos, que recaen en un solo Viceministerio, requiere de una reforma que permita diferenciar las energías renovables de las no renovables y desarrollar una política que visibilice el potencial de la industria de hidrocarburos en el país.

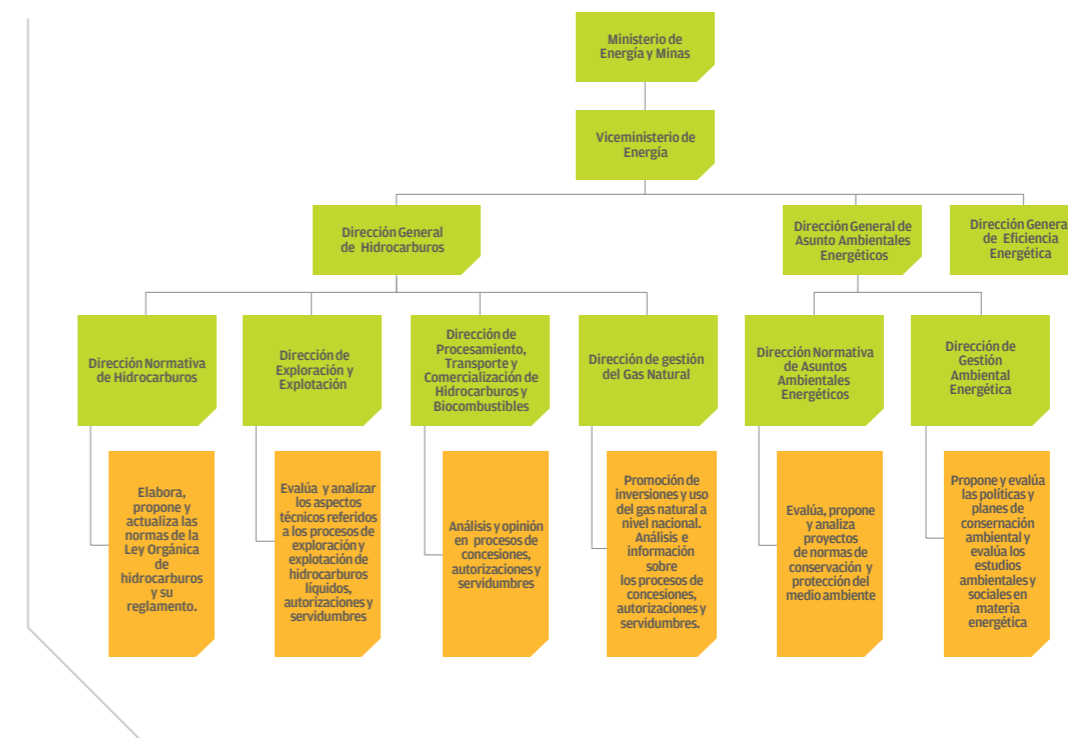
No puede dejarse de lado la preocupación que ha existido en el Poder Ejecutivo por ir desarrollando unidades orgánicas que sintonicen con la promoción de la inversión en el sector energético. Una muestra de ello es la creación de la Dirección General de Eficiencia Energética¹, creada en el año 2010, encargada de desarrollar los procesos vinculados a la eficiencia y el planeamiento energético. Dos años más tarde se crea, en el seno de la Dirección de Hidrocarburos, la Dirección de Gestión del Gas Natural², destinada a la

¹ Creada mediante Decreto Supremo N.º 026-2010-EM.

² Creada mediante Decreto Supremo N.º 030-2012-EM.

promoción del consumo del gas natural y el desarrollo de esta industria, vinculada –fundamentalmente– con la modificación de la matriz energética.

Gráfico 3 - II:
Organigrama actual del Ministerio de Energía y Minas



Fuente: Manual de Organización y Funciones del MINEM.
Elaboración propia.

Otro aspecto importante a considerar es el relacionado con las evaluaciones de los estudios ambientales y sociales en materia energética, que se ubican en un cuarto lugar en el nivel institucional. Esto redundará en una elevada carga de trabajo y en procedimientos que no alcanzan un nivel óptimo de regulación, lo que genera excesivas dilaciones en la aprobación de los estudios.

A esta situación, se suma el hecho de que la actividad productiva que corresponde al sector hidrocarburos no ocupa un lugar prioritario en la agenda pública peruana. Poner en el debate público el tema de los hidrocarburos ha sido justamente una de las metas que se propuso la Sociedad Peruana de Hidrocarburos (SPH) en el año 2013, habiéndose producido avances importantes, tanto en medios de comunicación como en líderes políticos y empresariales. Visibilizar a la industria de los hidrocarburos es importante porque sus beneficios no se limitan al ámbito económico, sino que se proyectan en el desarrollo de toda la

³ Le corresponden funciones específicas como la promoción, análisis, opinión y evaluación de la inversión privada de capitales extranjeros y nacionales en el procesamiento, transporte, distribución, comercialización y uso del gas natural, así como las autorizaciones para la instalación y operación de ductos para transporte y distribución del Gas Natural; la emisión de opiniones respecto de servidumbres, las actividades de capacitación y educación de consumidores, entre otras.

sociedad, a través de la reinversión en otros objetivos sociales que hace el Estado, en todos sus niveles, con los impuestos, regalías, canon y sobrecanon. Asimismo, el Perú no conseguirá su autonomía energética si este sector no logra su desarrollo pleno.

1.2. Limitada capacidad institucional

El sector cuenta con una burocracia que muestra poca identificación con los principios y normas establecidas en la política de modernización del Estado y la simplificación administrativa, generando la denominada “tramitología” con exigencias excesivas y un incremento innecesario en la complejidad de los procedimientos.

Asimismo, la burocracia del sector muestra resistencia al cambio, a la iniciativa, a la simplificación de los procedimientos; primando el criterio de una mayor exigencia que redundan en una excesiva garantía de los procedimientos con la finalidad que se genere una protección a la actuación del funcionario o servidor, el cual teme las denuncias que pueden recaer en su contra, respecto de las cuales no goza de ningún tipo de protección.

Los funcionarios y servidores públicos afrontan una serie de demandas judiciales y denuncias penales como consecuencia de su ejercicio funcional; lo cual incide negativamente en el correcto desempeño de sus funciones y, en consecuencia, afecta la eficiencia y eficacia en el cumplimiento del deber que se le tiene encomendado, el cual, como se ha dicho, tiene impacto en los trámites que se llevan a cabo para lograr permisos, autorizaciones y declaraciones, en el marco del inicio de los procedimientos administrativos.

Este tema tiene relevancia porque los procesos judiciales instaurados en su contra deben ser afrontados de manera individual por cada funcionario. Es decir, asumiendo su defensa con afectación a su bienes personales; sin contar con el respaldo del Estado, por la inexistencia de un marco regulatorio que le brinde protección por los actos desplegados en cumplimiento de su deber según las normas internas.

El insuficiente personal para las tareas encomendadas se suma a lo anterior. Esto genera una sobrecarga de trabajo, la cual retarda el cumplimiento de los plazos, impide un desarrollo creciente de la política pública y resta eficiencia al desempeño del funcionario.

Todo parece indicar que hay una ausencia de información sobre las necesidades reales del sector hidrocarburos, que facilite una gestión de personal por competencias. La sobrecarga de trabajo unida al temor de procesos judiciales traba el flujo de los procedimientos administrativos, que devienen en irregulares, morosos, inciertos e indefinidos. Adicionalmente, los niveles salariales no son los más óptimos para enfrentar los retos que por especialidad y responsabilidad le competen a cada funcionario.

El siguiente cuadro resume el personal asignado a los diferentes órganos de línea del Ministerio de Energía y Minas. Como se observa, se trata de un reducido número de personal para desplegar una labor administrativa y técnica que responda con efectividad y oportunidad a los requerimientos de las actividades extractivas en el país en materia de energía y minas. El cuadro siguiente presenta el Cuadro de Asignación de Personal (CAP) y Contratos Administrativos de Servicios (CAS) en las Direcciones de Línea del MINEM. Nótese que las plazas ocupadas con personal corresponden a la 3ª y 6ª columna.

Cuadro 1 - II:

Resumen Cuantitativo del Cuadro de Asignación de Personal del MINEM - Órganos de Línea

Unidad Orgánica	Total	Ocupado	Previsto	Confianza	Contratos CAS
Dirección General de Electricidad	3	2	1	0	4
Dirección Normativa de Electricidad	6	3	3	0	7
Dirección de Concesiones Eléctricas	8	7	1	0	1
Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica	6	4	2	0	9
Dirección General de Electrificación Rural	22	22	0	0	
Dirección de Proyectos	31	31	0	0	27
Dirección de Fondos Concursables	1	0	1		
Dirección General de Hidrocarburos	4	3	1	0	3
Dirección Normativa de Hidrocarburos	6	2	4	0	4
Dirección de Exploración y Explotación en Hidrocarburos	6	1	5	0	4
Dirección de procesamiento, transporte y comercialización de hidrocarburos	7	5	2	0	6
Dirección General de Eficiencia Energética	12	3	9	1	
Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos	4	2	2	0	3
Dirección Normativa de Asuntos Ambientales Energéticos	5	1	4	0	2
Dirección de Gestión Ambiental Energética	12	4	8	0	14
Dirección General de Minería	3	2	1	0	8
Dirección Normativa de Minería	6	4	2	0	4
Dirección Técnica Minera	12	10	2	0	4
Dirección de Promoción Minera	10	09	1	0	11
Dirección General de Asuntos Ambientales Mineros	4	3	1	0	1
Dirección Normativa de Asuntos Ambientales Mineros	5	2	3	0	3
Dirección de Gestión Ambiental Minera	13	4	9	0	15
Total Órganos de Línea	186	124	62	1	
Total del Ministerio de Energía y Minas	325	217	108	11	217

Fuente: Resolución Suprema N.º 061-2010-EM, del 24 de setiembre de 2010. Elaboración propia.

En el cuadro siguiente, se puede advertir que entre las Direcciones de Electricidad y Electrificación Rural existen 69 trabajadores de planta en plazas ocupadas (por distintos niveles y categorías) y 48 por servicios específicos. La Dirección de Hidrocarburos cuenta con 11 plazas ocupadas y 17 servicios específicos. La Dirección de Minería cuenta con 25 plazas ocupadas y 27 servicios específicos.

Cuadro 2 - II:

Resumen Cuantitativo de plazas ocupadas en Direcciones Generales del MINEM – Órganos de Línea

Unidad Orgánica	Ocupado	Confianza	Contratos administrativos de servicios
Dirección General de Electricidad	16		21
Dirección General de Electrificación Rural	53		27
Dirección General de Hidrocarburos	11		17
Dirección General de Eficiencia Energética	3	1	0
Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos	7		16
Dirección General de Minería	25		27
Dirección General de Asuntos Ambientales Mineros	9		19

Fuente: Resolución Suprema N.º 061-2010-EM, del 24 de setiembre de 2010.
Elaboración propia.

Otro aspecto relevante es el referido a la gestión ambiental. La Dirección de Gestión Ambiental Minera cuenta con nueve plazas ocupadas y 19 servicios específicos; en tanto que la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGGAE) tiene ocupadas siete plazas y 19 servicios específicos. Ambas direcciones muestran las asimetrías para responder a dos sectores importantes, considerando que, en materia energética, existen unidades dedicadas a dos sectores: la electricidad y los hidrocarburos.

La información que aquí se presenta ha sido extraída del portal de transparencia estándar del MINEM, siendo aún notoria la falta de disposición de los funcionarios del MINEM a brindar información respecto del personal –nombrado y contratado–. La información remitida ante una reunión formal resultó ser parcial, por lo que decidimos presentar una queja ante la Defensoría del Pueblo.⁴

La información parcial entregada por el MINEM a la Defensoría del Pueblo⁵ permite advertir que los niveles salariales en el Sector y específicamente en las Direcciones de Hidrocarburos y de Asuntos Ambientales Energéticos, son exiguos para el nivel de responsabilidad y carga laboral que ostentan.

⁴ Expediente N.º 21468, presentado por Graciela Hajar, por la información parcial otorgada en relación al pedido de información formulado con ingreso 2320870, del 16 de agosto del 2013.

⁵ Oficio N.º 2064-2013-MEM-SEG, dirigido por la Secretaria General del Ministerio de Energía y Minas a la jefatura de la Defensoría del Pueblo en Lima, a consecuencia de la queja formulada por la falta de información, se hizo entrega del Anexo 4º que incluye los pagos mensuales del personal nombrado y contratado CAS por fuente de financiamiento.

Cuadro 3 - II:

Resumen de pagos a personal nombrado y contratado CAP-CAS

Fuente de financiamiento	Rango de pagos en nuevos soles	Dirección General de Hidrocarburos	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos
CAS	De 2,000 a 2600	8	4
CAS	De 2,601 a 3,600	3	1
CAS	De 3,601 a 5,000	7	4
CAS	De 5,001 a 6,000	0	14
CAS	De 6,001 a 7,500	3	0
CAS	De 7,501 a 9,000	2	0
CAS	De 9,001 a 9,500	2	0
	15,000	1	0
Total CAS		26	23
CAP	Entre 6,000 y 6,500	2	2
CAP	Entre 3,500 a 4,000		1
Total CAP		2	3

Fuente: Oficio N.º 2064-2013-MEM-SEG.
Elaboración propia.

El cuadro anterior nos muestra el nivel salarial en las Direcciones de Hidrocarburos y Gestión Ambiental Energética. En dicho marco, los Contratos Administrativos de Servicios (CAS) alcanzan a cerca del 90% del personal. Asimismo, en la DGAAE, el sueldo máximo alcanza a los S/. 6,000 nuevos soles, situación que nos permite inferir la existencia de otros pagos no informados a los niveles directivos.

SECCIÓN 2

REDISEÑANDO LA ARQUITECTURA INSTITUCIONAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS

La urgencia de reformar la actual estructura institucional en materia de hidrocarburos en el Ministerio de Energía y Minas se inscribe en la necesidad imperiosa de mejorar la calidad de su desempeño para convertirlo en promotor e impulsor eficiente de la industria, de modo que se relacione positivamente con el desarrollo en el país.

Un buen funcionamiento del aparato estatal llevará consigo el fortalecimiento de sus estructuras internas para asumir sus responsabilidades con eficiencia y eficacia, reduciendo, de ese modo, los costos que un funcionamiento deficiente, irregular y no definido, puede generar. Dicho funcionamiento lento y burocrático, no deseado por los agentes estatales ni económicos, eleva de modo ostensible el costo de las políticas económicas, perdiendo las reales posibilidades de inversión extranjera en el país y mermando ingentes cantidades de recursos que bien pueden servir para acrecentar la redistribución económica y el progreso de la Nación.

2.1. Creación de un Viceministerio de Hidrocarburos

Responder a los nuevos retos requiere un amplio compromiso político del Despacho Ministerial para liderar las necesarias modificaciones internas; de modo que la instauración de tres Viceministerios fortalezca la institucionalidad del sector en su conjunto y se establezcan consensos alrededor de una reforma que, sin lugar a dudas, beneficiará a todo el Sector y en especial al desarrollo energético e hidrocarburífero del país.

El esfuerzo destinado al fortalecimiento institucional cobra relevancia en materia de hidrocarburos cuando se pretende garantizar que la gestión del sector público se ponga efectivamente al servicio del desarrollo petrolero del país, sin descuidar las otras formas de energía. Resulta importante el compromiso de las autoridades del sector, de las entidades y empresas públicas y de los organismos autónomos vinculados con la temática.

La propuesta que se esboza en las líneas siguientes parte de un enfoque sectorial, pero implica, en esencia, definir y respetar las competencias, tanto como concebir mecanismos de diálogo, cooperación y coordinación para la efectividad de las políticas. Se requiere un liderazgo fuerte en los órganos decisorios y resolver con determinación los problemas que hoy encara el sector.

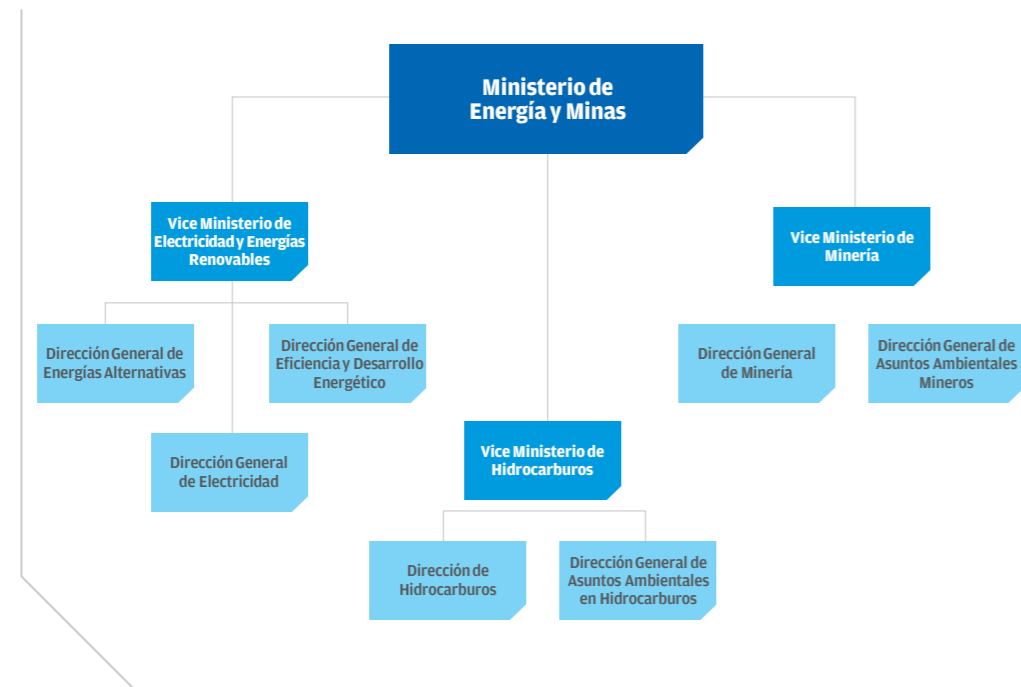
La creación del Viceministerio de Hidrocarburos permitirá la construcción y consolidación de una institucionalidad que ponga en valor el potencial de incentivar la inversión; con previsibilidad, seguridad y confianza, con una arquitectura institucional sólida y que propicie el desarrollo de la actividad privada con una eficiente asignación de recursos.

La propuesta nace de una identificación de los cuellos de botella que las empresas dedicadas al sector petrolero señalan en su relación con el Estado. Esta propuesta puede ser adoptada como una reflexión estratégica por el propio ministerio, para traducirse después en un plan de acción que, en el corto plazo, implemente los cambios necesarios para obtener mayores niveles de eficiencia. Esto sería lo ideal, dada la relevancia del sector de hidrocarburos, que continuará manteniendo un rol importante en el largo plazo.

El sector requiere fortalecer su institucionalidad dotándolo de un viceministerio que cuente con un adecuado presupuesto y los mejores profesionales para lograr su cometido. Llevar adelante una reforma que genere dos Viceministerios en reemplazo del actual Viceministerio de Energía, implica construir una nueva arquitectura institucional que identifique al Viceministerio de Hidrocarburos y al Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables en sus funciones diferenciadas. Este último viceministerio debe incluir, entre sus responsabilidades, las nuevas formas de energía renovable, tanto las convencionales como la

hídrica y solar; así como las energías no convencionales, como la eólica, la biomasa y otras formas, todas destinadas a la satisfacción de la demanda de energía de la población y a una mayor cobertura en todo el país. La propuesta que se esboza se presenta en el siguiente cuadro:

Gráfico 4 - II:
Propuesta de organigrama del Ministerio de Energía y Minas



Elaboración propia.

La redistribución de las responsabilidades en tres viceministerios le da un lugar central a la necesaria visibilidad política que debe tener el sector hidrocarburos; mientras que el sector energético, que requiere una definición propia, se fortalece en cuanto a las energías renovables que han tenido escaso impacto en el accionar del Estado.

En la propuesta, el Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables visibiliza, de manera ostensible, las nuevas formas de energía que se requiere promover en el mediano y largo plazo. Dentro de este Viceministerio se ubica una Dirección General de Eficiencia y Desarrollo Energético, la cual tiene una similitud en cuanto a la Dirección de Gestión del Gas Natural, dedicada a las labores de transporte, distribución y comercialización del gas natural y la promoción de inversiones y su uso en el ámbito nacional.

A nivel de direcciones, la propuesta conlleva una dedicación “a exclusividad” en materia hidrocarbúfera. Así, la Dirección General de Hidrocarburos, mantiene la misma estructura. De ella dependen las Direcciones, tal como se encuentran en la actualidad, agregándose las Sub Direcciones o unidades de dependencia, que le permitan otorgar mayor fluidez a los trámites.

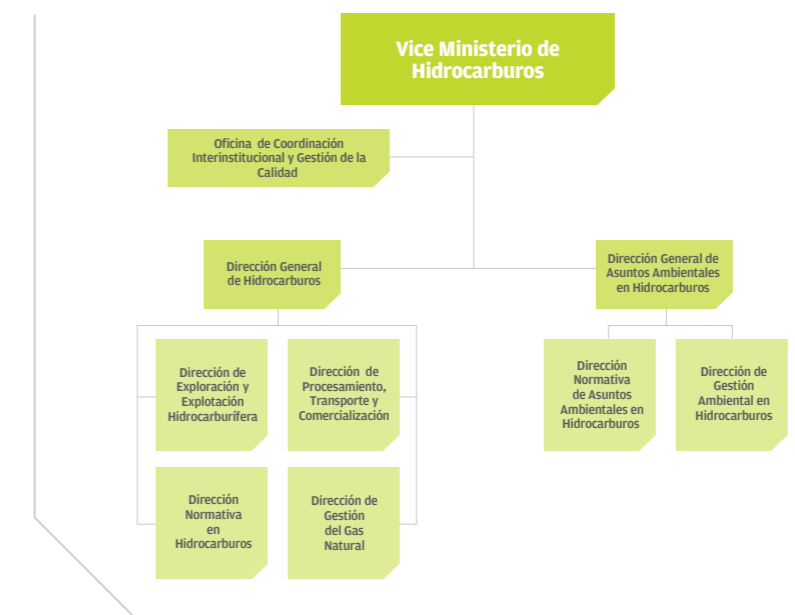
La propuesta crea la Dirección General de Asuntos Ambientales en Hidrocarburos, la cual reemplaza a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE), para favorecer la presencia de una unidad orgánica destinada exclusivamente al sector de hidrocarburos. Las otras formas de energía tendrán en el Viceministerio de Electricidad y Energías Renovables, una Dirección con similares características, para sus formas de energía. Este cambio es fundamental, porque pretende destrabar los “cuellos de botella” que existen en dicha unidad para llevar adelante, en forma oportuna y eficaz, la evaluación de los estudios de impacto ambiental. Necesariamente, la propuesta implicará que, a futuro, se promuevan nuevos procedimientos especializados para atender a las dinámicas que cada sector requiere.

La Oficina de Coordinación Interinstitucional y Gestión de la Calidad sería una nueva unidad orgánica, cuyas funciones estarían orientadas a otorgarle centralidad a las coordinaciones internas del Viceministerio de Hidrocarburos, en su relación con los otros Viceministerios y, fundamentalmente, en las relaciones con otras reparticiones públicas, cuando existan opiniones técnicas y/o vinculantes necesarias para los estudios ambientales. Esta Oficina debe encargarse de gestionar un banco de datos, que recoja los principales procesos, las normas y procedimientos, destinados a una gestión efectiva y oportuna, que se materialice en un Manual de Procesos y Procedimientos del MINEM en la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, en una primera fase, para luego avanzar en los otros procesos y etapas.

El rol en la gestión de calidad debe ir acompañado con los requerimientos del control de calidad, los datos físicos, la información sísmica, de pozos y documentos técnicos en cada etapa: exploración, explotación y producción. La definición de los principales procesos debe orientarse –indispensablemente– hacia una ventanilla única, que se describe más adelante. Este mecanismo permitirá recibir todas las solicitudes y estudios y otorgará las opiniones técnicas y vinculantes, que actualmente corresponden a otras reparticiones públicas. Así, se podrá construir una visión unitaria y de carácter dinámico; ágil y eficiente, capaz de manejarse en plazos preestablecidos, con normas y procedimientos que permitan la estandarización, integración e interacción de los procesos.

En el siguiente cuadro se muestra la propuesta de organigrama del Viceministerio de Hidrocarburos.

Gráfico 5 - II:
Propuesta de organigrama del Viceministerio de Hidrocarburos



Elaboración propia.

La propuesta permite una necesaria separación de las energías renovables frente a las fuentes hidrocarburíferas, para resolver los siguientes aspectos:

- Avanzar en forma sostenida hacia la construcción de la nueva matriz energética en el país.
- Agilizar los procedimientos administrativos, dotándole de especialidad al manejo de las energías renovables frente al sector hidrocarburífero, que tiene un horizonte de largo plazo en nuestro país.
- Profesionalizar y especializar al personal técnico de ambos viceministerios para lograr un trabajo eficiente, que se inscriba en las políticas de desarrollo del país.

2.2. Fortalecimiento de la Gestión de los Recursos Humanos

Si bien es necesario recalcar que el 100% de la industria de los hidrocarburos en el país es formal, principalmente debido a los altos costos fijos para operar, la industria no está exenta de posibles contingencias. Por tal motivo, el Estado debe estar debidamente preparado para fiscalizar las actividades de la industria de forma permanente y poder prevenir accidentes imprevistos.

El equipo humano que integre las direcciones encargadas de las labores de control y fiscalización requiere contar con la formación, capacidades y conocimientos técnicos. Así, resulta fundamental que estas instituciones se encuentren conformadas por profesionales provenientes de distintas esferas, como abogados, ingenieros, geólogos, economistas, etc., pues la reforma del sector de los hidrocarburos debe provenir desde distintos enfoques.

Asimismo, es importante que los funcionarios cuenten con el apoyo institucional para la toma de decisiones, que se expresa en la aprobación y rechazo de estudios, licencias, permisos y otros procedimientos que permiten la exploración y explotación de los hidrocarburos. En ese sentido, resulta de especial importancia contar con mecanismos que protejan a los funcionarios ante denuncias que carezcan de sustento y otras fórmulas que buscan limitar su actuación. La Contraloría General de la República y la Fiscalía de la Nación no pueden eruirse como instituciones que persiguen a buenos funcionarios. Es necesario desarrollar mecanismos que eleven los requisitos para denunciar a los funcionarios que intervienen en estos procedimientos, no para disminuir su responsabilidad sino, por el contrario, para desincentivar denuncias motivadas por factores políticos o ideológicos.

A continuación se presentan una serie de propuestas para el fortalecimiento de las capacidades institucionales del sector:

- Consolidar la gestión por competencias y por resultados, priorizando las áreas claves de la exploración y explotación de hidrocarburos. Esta medida pretende utilizar los perfiles de competencias que se requieren en los puestos gerenciales, profesionales y administrativos; como la definición de su formación y capacitación orientada a los objetivos institucionales, las líneas de carrera y las políticas de incentivos para promocionar a los mejores profesionales.
- Definir estándares de productividad del personal, mediante un plan de crecimiento eficiente de la organización. Esta medida se orienta a estandarizar los procedimientos para la contratación de servicios vinculados a los procesos operativos, así como evaluar la carga de personal requerida para una óptima gestión de las áreas.
- Generar un cambio en la cultura organizacional, orientada a una actitud favorable a la eficiencia y la eficacia. Es fundamental desarrollar la cultura de eficiencia, incluyendo un programa de capacitación en temas de especialidad y un plan de formación continua que redunde en la generación de cambios constantes con ideas innovadoras.

- Impulsar campañas destinadas a resaltar el valor del “servicio”. Se orientan a reforzar el rol del servicio público, el compromiso con el crecimiento sostenido del sector y el comportamiento ético.
- Fortalecer las capacidades de los funcionarios y servidores públicos en el sector hidrocarburos. Un paso importante para el desarrollo del sector de los hidrocarburos en el Perú está fuertemente vinculado con la capacidad del Estado para fiscalizar y controlar las actividades que realizan las empresas petroleras.
- Promover la aprobación de una norma que provea de defensa y asesoría legal especializada a los funcionarios públicos. Como se ha señalado, los funcionarios y servidores públicos son pasibles de denuncias y demandas con imputaciones que guardan correspondencia con el ejercicio regular de sus funciones. Al respecto, urge brindarles protección legal, destinada a proveer asesoría y defensa legal especializada, frente a responsabilidades de orden civil, administrativo y penal.

En ese sentido, la Defensoría del Pueblo ha emitido un Proyecto de Ley⁶ que desarrolla en extenso las reglas destinadas a proveer a todos los trabajadores públicos la protección legal necesaria, cuando los procesos se relacionen al ejercicio regular de sus funciones, e impliquen actos administrativos y toma de decisiones que afecten intereses o derechos ciudadanos. La propuesta, fundamenta la obligación del Estado de atender la necesidad de defensa y asesoría jurídica a sus agentes que actuaron en servicio, tanto para personal activo como para cesante.

La propuesta habilita al funcionario o servidor público a solicitar la defensa o asesoría pública y en su caso el reembolso de los gastos irrogados por los servicios legales o técnicos. Asimismo, la propuesta salvaguarda los intereses del Estado cuando la denuncia resulte fundada, caso en el cual el monto por dichos servicios debe ser repuesto por los funcionarios sancionados o sentenciados. Este último aspecto es importante, porque preserva la intangibilidad de un servicio público probado y honrado, que sólo se activa cuando el ejercicio público estuvo dentro del ámbito de la regularidad.

2.3. Implementación de la Ventanilla Única en el sector hidrocarburos

Las dificultades del sector no se limitan a la falta de posicionamiento dentro del Estado. Por el contrario, un obstáculo persistente para el desarrollo de este sector ha sido la ausencia de una ventanilla única para los procedimientos vinculados al sector de los hidrocarburos debido principalmente al exceso de trabas burocráticas, lo que actualmente se traduce en una demora de aproximadamente 14 ó 15 años.

Un mecanismo como la “Ventanilla Única” permitirá agilizar los trámites y procedimientos en la etapa exploratoria. De esta manera, las solicitudes y estudios ya no se presentarán ante diversas entidades (entre las que se encuentran el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio del Ambiente, el Ministerio de Cultura y otras), sino solo ante una única entidad que, posteriormente, transmita esta documentación. Esto permitirá ahorrar tiempo a las empresas y reducirá los plazos para la emisión de permisos y licencias.

Es importante destacar que en las últimas semanas, se emitió el D.S. N.º 060-2013-PCM, que tiene por objetivo, según señala su artículo 1, “aprobar disposiciones especiales para agilizar la ejecución de proyectos de inversión pública y privada”. Esta norma propuso una ventanilla única para los Estudios de Impacto Ambiental y estableció plazos para el pronunciamiento por parte del Ministerio de Energía y Minas.

⁶ Proyecto de ley N.º 290-2006-DP, remitido a la Doctora Mercedes Cabanillas, Presidenta del Congreso de la República mediante Oficio N.º 152-2006-Dp del 21 de setiembre del 2006.

Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas, ha aprobado el Sistema Informático para el Ingreso de Planes de Participación Ciudadana (PPC) y Términos de Referencia (TdR) para las Actividades de Hidrocarburos y Electricidad ante la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) del Ministerio de Energía y Minas. La medida pretende uniformizar, acelerar y simplificar los procedimientos de evaluación y, de ser el caso, la aprobación de los PPC y TdR, a través de la presentación de dichos documentos empleando el Portal Web del Ministerio de Energía y Minas.

Es una medida importante, en tanto establece que para las actividades de hidrocarburos, que ya cuentan con TdR aprobados de Estudios de Impacto Ambiental se procederá a la revisión y conformidad inmediata. Para ello los proyectos deberán tener características comunes o similares y ser presentados a través del Sistema Informático por parte del titular. Estas medidas son avances, sin embargo, para su mayor efectividad deben integrarse a una política integral que reduzca los plazos drásticamente.

La implementación de la Ventanilla Única es una propuesta planteada con ocasión de la creación del Senace, organismo público adscrito al Ministerio del Ambiente, que estará a cargo de la revisión y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental Detallados (EIA-d) de los proyectos de inversión pública, privada o de capital mixto, a nivel nacional, que contemplen actividades, construcciones, obras y otras actividades comerciales y de servicios que puedan causar impactos ambientales significativos. La propuesta tiene como finalidad dar dinamismo y celeridad a los procesos de evaluación de los EIA-d detallados, de alcance nacional y multiregional, que permita contar con un modelo de Certificación Ambiental confiable, que brinde certeza sobre la calidad de los Estudios de Impacto Ambiental detallados, superando los procedimientos administrativos lentos y engorrosos, contando con profesionales calificados y capacitados, encargados de la evaluación de los Estudios de Impacto Ambiental detallados.

Por lo señalado, el proceso de implementación del Senace y la transferencia de funciones a su ámbito, debe seguir el cronograma y plazos establecidos, en aplicación del principio de cumplimiento de condiciones, por el cual se garantice y priorice el acatamiento de las condiciones para el funcionamiento de este organismo. Lo anterior, nos permite colegir que las autoridades ambientales sectoriales – entre las cuales se encuentra la DGAAE – en aplicación del Decreto Legislativo N.º 757, Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, se encargan de la revisión y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA-d). Sin embargo, con la creación del Senace, estas funciones se irán transfiriendo de manera ordenada y gradual, de acuerdo al precitado principio de cumplimiento de funciones.

Lo señalado, permite concluir que el Senace, válidamente, debe implementar una Ventanilla Única para los EIA-d. Sin embargo, el rol de las autoridades sectoriales ambientales, debe aspirar a establecer una Ventanilla Única para los otros tipos de licencias ambientales y sociales. Ello debe orientarse a contar con un Banco de Datos, un Sistema de Gestión que respete plazos y condiciones frente a la definición de procesos ágiles y oportunos, y que resuelvan el problema de relación con otras instancias gubernamentales.

⁷ Resolución Ministerial N.º 429-2013-MEM/DM.

⁸ Recoge los principios de celeridad y simplicidad consagrados en el numeral 1.9 y 1.13 del Artículo IV del Título Preliminar de la Ley N.º 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.

⁹ Establecido en el Decreto Supremo N.º 003-2013-MINAM.

2.4. Implementación de las tecnologías de información y comunicación

Es evidente que el diseño e implementación de una nueva arquitectura institucional requiere un compromiso por ubicar al Ministerio de Energía y Minas a la vanguardia de las tecnologías de información y comunicación. Por ello, a continuación se proponen algunas medidas que coadyuven a implementar los cambios propuestos:

- Desarrollar un sistema de información basado en la Ventanilla Única. El Sistema de la Ventanilla Única se orienta a dotar de una mayor eficacia procedimental al sector. Este instrumento nos permitirá ahorrar tiempo, favorecer la celeridad en los procesos, contar con información clara y suficiente, y permitir codificar el proceso a seguir en determinados tiempos. Todo esto orientado a la necesaria simplificación administrativa. La Ventanilla Única requiere, pues, del concurso de todas las instituciones involucradas en los trámites.
- Implementar un sistema de gestión eficiente en los sistemas de información, aprovechando las oportunidades de tercerización. Esto supone desarrollar el sistema de gestión de tecnología de información y comunicación, a través de un Plan Maestro, que permita integrar todos los aplicativos en operación, identificando en el mercado las mejores prácticas de tercerización aplicadas a instituciones públicas. La infraestructura de las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC), requiere contar con diagnósticos de confiabilidad y planes de contingencia para los servicios críticos. Asimismo, debe contar con una alta capacidad de infraestructura que sostenga la disponibilidad de los sistemas para los usuarios externos. La tercerización no debe considerarse como la primera solución; su adopción requiere, previamente, una identificación y priorización de los recursos humanos de la entidad, en función de la situación actual en el servicio y las expectativas en los niveles de desempeño esperados. Además, este personal será pasible de la aplicación de sistemas de control y evaluación con altos estándares que permitan contar con servicios confiables, efectivos y eficientes.
- La modernización del sistema de gestión documentario con la finalidad de agilizar los trámites. Esta modernización debe que incluir servicios a la ciudadanía, trámites de empresas vinculadas al rubro de hidrocarburos, y usuarios en general. Se requiere, por la naturaleza del servicio, la digitalización de expedientes, sistemas de comunicación a usuarios vía internet o correo electrónico.

SECCIÓN 3

LOS PROCESOS ALREDEDOR DE LA ACTIVIDAD DE HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

La actividad de hidrocarburos en el Perú tiene cuatro macro procesos: (I) pasos previos a la contratación de empresas petroleras, (II) firma y ejecución del contrato de licencia para la exploración y explotación, (III) exploración, explotación y producción (correspondientes al *upstream*), y (IV) finalmente transporte y venta (*downstream*). Estos procesos contienen acciones y decisiones que toman cada una de las entidades estatales involucradas en ellos para confirmar la realización del proceso y la consecución de las metas. Así, lo que se tiene al final es un conjunto de instituciones y organismos alrededor de una misma actividad. Entidades con roles establecidos y actuaciones relacionadas que toman decisiones y afectan de alguna manera la realización de la cadena de procedimientos presentada.

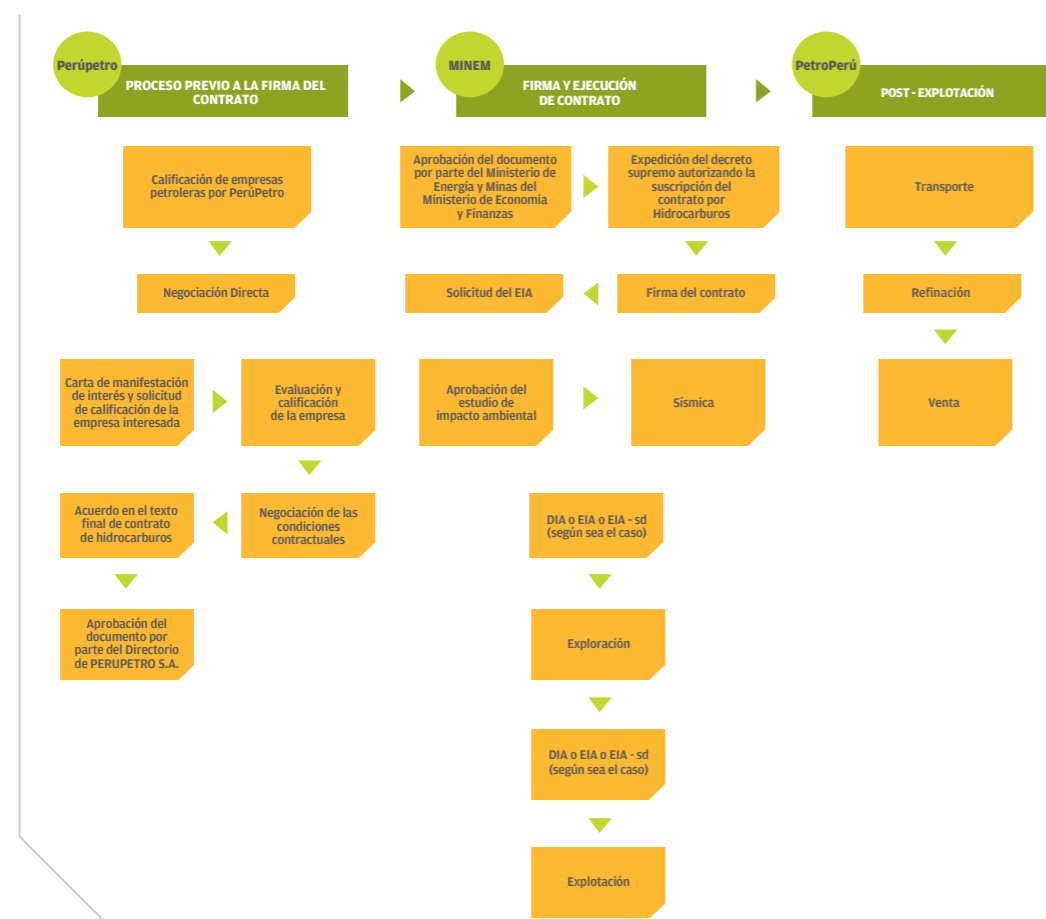
Si bien, se tiene claridad respecto a las funciones de cada entidad orgánica, la actual estructura viene generando limitaciones para cumplir con una adecuada promoción y desarrollo del sector. Nuestra producción, por ejemplo, viene disminuyendo por una falta de cumplimiento de los plazos determinados para cada macro proceso, en particular, durante la fase de exploración y explotación.

Para analizar el problema, el presente documento busca primero efectuar un análisis de la arquitectura institucional del sector de los hidrocarburos, centrándose para ello en las actividades de exploración y explotación. Ello, dado que en esta etapa se reconocen las mayores barreras institucionales que afectan el desarrollo del *upstream* del negocio. El objetivo de este análisis es generar aportes para un rediseño de la arquitectura institucional que permita un sector acorde con las líneas políticas nacionales, capaz de generar el escenario de promoción de la actividad y que cuente con estándares sociales y ambientales de calidad.

3.1. Procedimientos para la producción de hidrocarburos

Perupetro lidera las acciones referidas al proceso de calificación de las empresas y lleva a cabo las contrataciones. El MINEM realiza, como ente rector de la política de hidrocarburos, la promoción de la actividad; estableciendo las bases sobre las cuales se realizarán las actividades como la exploración y la explotación. En un momento final de la cadena, Petroperú y otras empresas privadas liderarán las actividades alrededor de la refinación y venta. Existen diversos procesos y flujos que dan cuenta del rol que le compete a cada entidad y que se explican en las líneas siguientes.

Gráfico 6 - II:
Procesos para la producción



Elaboración propia.

3.1.1. Calificación de Empresas Petroleras (EP)

La ruta que le corresponde emprender a una Empresa Petrolera (EP) para intervenir en las actividades hidrocarburíferas se inicia con el procedimiento de calificación, el cual determina si la EP es apta para las actividades de exploración y explotación en las siguientes modalidades¹⁰:

- Contratos de Licencia para la Exploración y Explotación o Explotación de Hidrocarburos.
- Contratos de Servicios para la Exploración y Explotación o Explotación de Hidrocarburos.
- Otras modalidades de contratación autorizadas por el MINEM¹¹.
- Convenios de Evaluación Técnica.

¹⁰ Detalladas en el artículo 1º del Reglamento de calificaciones (Decreto Supremo N.º 030-2004-EM, modificado por Decreto Supremo N.º 001-2012-EM).

¹¹ Aprobados en aplicación del artículo 10º del TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N.º 26221, aprobado por Decreto Supremo N.º 042-2005-EM.

Se inicia con una solicitud de la EP a Perupetro, expresando su voluntad de participar en un proceso de contratación, o de asociarse con una EP que tenga un Contrato Vigente, hasta la emisión de una Constancia de Calificación que le permita su inscripción en el Registro Público de Hidrocarburos.

Perupetro cuenta con un procedimiento interno, el cual detalla¹² la secuencia de actividades requeridas para calificar a las EP, con la finalidad de determinar su capacidad legal, técnica, económica y financiera para actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos, así como otras modalidades de contratación autorizadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Gráfico 7 - II:
Flujograma del Proceso de Calificación de Empresas Petroleras por Perupetro



Fuente: MINEM.
Elaboración propia.

¹² Procedimiento e Indicadores para la Calificación de Empresas Petroleras, aprobado el 15 de abril del 2010, por Acuerdo de Directorio N.º 048-2010º.

3.1.2. Proceso Previo a la Contratación de Empresas Petroleras

El otorgamiento de derechos de exploración y explotación se lleva a cabo mediante dos procedimientos a cargo de Perupetro: a) El proceso de negociación directa y b) el de selección por convocatoria¹³.

El Proceso de Negociación Directa se inicia con la Carta de Intención presentada por una Empresa Petrolera. Se conforma una Comisión de Trabajo y se realiza el procedimiento de calificación y luego la publicidad por 30 días, con la finalidad de garantizar la transparencia.

La Comisión, con la Línea de Base aprobada por el Directorio, realiza las reuniones de negociación en un promedio de 60 días, al término del cual, emite su Informe Final, el cual es aprobado por el Directorio, para proponer el proyecto de Contrato al MINEM y al BCR.

Es importante señalar que este procedimiento garantiza la posible participación de otras EP durante la publicación de la Empresa Petrolera interesada y las Líneas de Base de modo que pase de ser una negociación directa a un proceso de selección.

Gráfico 8 - II:
Flujograma del Proceso de Negociación Directa de Empresas Petroleras por Perupetro

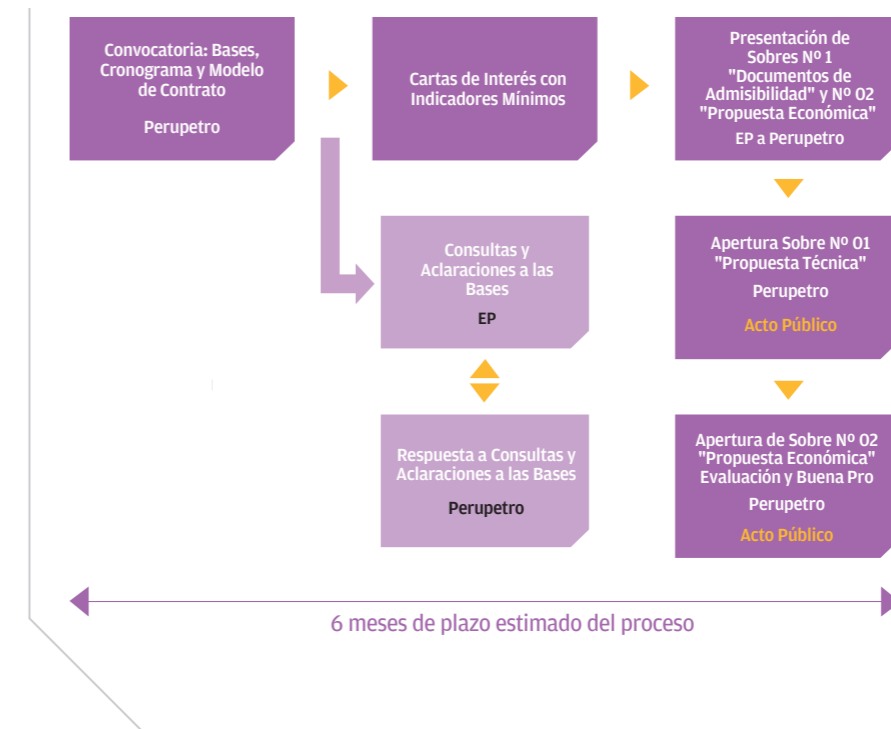


Fuente: Procedimiento GFNE-008 Contratación-Perupetro por Negociación Directa. Elaboración propia.

¹³ Artículo 11° del TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N.° 26221, aprobado por Decreto Supremo N.° 042-2005-EM.

El Proceso de Selección permite una amplia participación de EP nacionales e internacionales. Se inicia con la convocatoria, la presentación de las cartas de interés de las EP interesadas y el otorgamiento de la Buena Pro en Acto Público. Todo el proceso es conducido por Perupetro.

Gráfico 9 - II:
Flujograma del Proceso de Selección de Empresas Petroleras por Perupetro



Fuente: Reglamento de Calificación de Empresas Petroleras D.S. N.° 030-2004-EM. Elaboración propia.

A agosto del 2013, Perupetro ha convocado a las EP a participar en la Licitación Pública Internacional para otorgar Contratos de Licencia Offshore - 2013 para la exploración y explotación de hidrocarburos.

Cuadro 4 - II:
Licitación Internacional para el otorgamiento

Actividad	Cronograma	Cómputo de Plazos
Convocatoria: Publicación de Bases, Cronograma y Modelo de Contratos.	31/05/2013	18 días
Presentación de Cartas de Interés.	18/06 a 25/10/2013	129 días calendarios
Consultas y solicitudes de aclaración a las Bases.	18/06 a 04/10/2013	Plazo paralelo a la etapa anterior
Primera y segunda absolución de consultas y aclaración de las Bases.	01/08 a 18/10/2013	Plazo paralelo a la etapa anterior
Acto Público: Presentación de Propuestas y Apertura de Sobre N.º 1.	18/11/2013	A 23 días de la etapa anterior
Acto Público: Apertura de Sobre N.º 2, Evaluación de Propuestas y Orogamiento de Buena Pro.	21/11/2013	A 3 días de la etapa anterior
Total de días		173 días calendarios

Fuente: Portal Institucional de Perupetro. Proceso de Selección 2013 Bases de la Licitación Internacional. Elaboración propia.

La Participación Ciudadana en la etapa de negociación o concurso obliga a Perupetro a realizar, durante el proceso de negociación o selección, los Eventos Presenciales, conforme lo estipula el Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades de Hidrocarburos¹⁴. El artículo 6º del Reglamento¹⁵ y el artículo 26º de los Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades de Hidrocarburos¹⁶ precisan que, como condición previa, debe informar a la población sobre el futuro proyecto y recoger las percepciones de la población. Dicha información debe enviarse, previamente, a las autoridades regionales, locales u organizaciones representativas y publicarse en el portal de Perupetro. El contenido esencial debe referirse a los siguientes aspectos:

- Lista de contratos en negociación o concurso, con indicación de la fecha de inicio de la negociación o concurso.
- Mapa de Lote.
- Empresa petrolera interesada (en caso de negociación).
- Criterios para la selección de la empresa.
- Información sobre el Proyecto, la legislación vigente de participación y consulta y las obligaciones que de ellas se derivan, los derechos y obligaciones de la población y el rol del Estado (artículo 18º R.M. N.º 571-2008-EM/DM).

¹⁴ Aprobado por Decreto Supremo N.º 012-2008-EM.

¹⁵ La Sala de Derecho Constitucional y Social permanente de la Corte Suprema de la república, ha declarado fundada en parte una demanda de acción popular, sin efecto retroactivo, planteada por el IDL contra los artículos 2.1 del Título Preliminar del DS N.º 012-2008-MEM, Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades de Hidrocarburos y el artículo 4º del DS N.º 028-2008-MEM "Reglamento de participación Ciudadana en el Sector Minero, por contravenir el artículo 6º del Convenio 169 OIT, en la finalidad, sentido, oportunidad de la Consulta a los pueblos Indígenas y Tribales, debido a que no admiten una interpretación compatible con este Convenio, en el sentido que el derecho a la consulta es una forma de participación ciudadana. Bajo dichos argumentos el tribunal Constitucional declara nulas las disposiciones citadas, dejando de producir efectos a partir del día siguiente de su publicación. Sentencia N.º 2232-2012-23 de mayo de 2013.

¹⁶ Aprobados por Resolución Ministerial N.º 571-2008-MEM/DM.

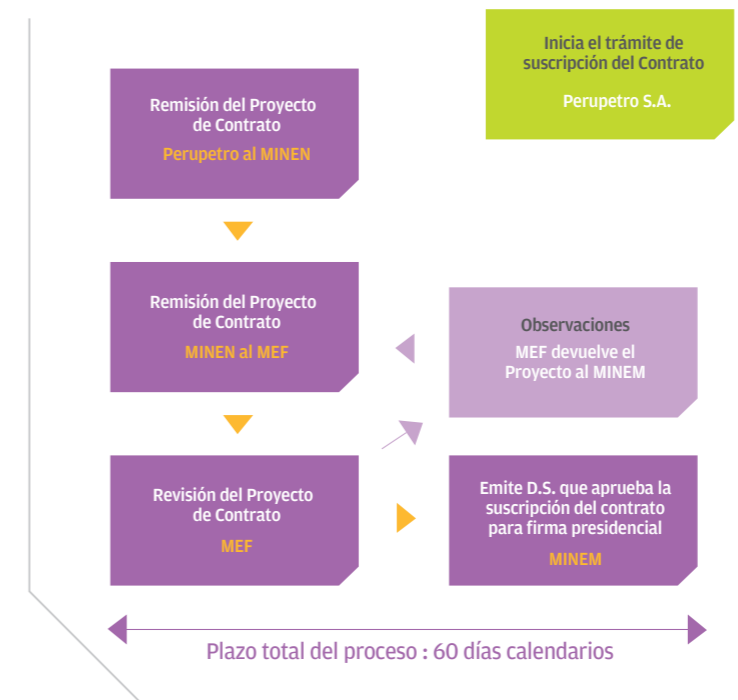
- Información sobre los posibles impactos de las Actividades de Hidrocarburos (artículo 5º R.M. N.º 571-2008-EM/DM).

La precitada Resolución Ministerial N.º 0571-2008-EM/DM establece en su artículo 28º que una vez aprobado el Proyecto de Contrato por Perupetro, ésta entidad debe informar, por espacio de 10 días, el mapa de lotes adjudicados, el nombre de la empresa adjudicada y la modalidad de contratación utilizada antes de ser enviado al MINEM.

Suscrito el Contrato, se tienen 30 días calendarios para la realización del evento presencial por Perupetro, en acuerdo con el operador. Una vez recibida la solicitud se tienen 180 días para la realización del evento presencial.

El proceso de contratación se inicia cuando Perupetro S.A. remite el proyecto de Contrato al MINEM hasta la aprobación del mismo vía Decreto Supremo refrendado por dicha cartera ministerial y el MEF, en un plazo que no exceda de 60 días.

Gráfico 10 - II:
Flujograma del proceso de Contratación de Empresas Petroleras



Fuente: Reglamento de Calificación de Empresas petroleras D.S. N.º 030-2004-EM. Elaboración propia.

La revisión de los distintos procesos llevados adelante por Perupetro, nos muestra una dilación en la aprobación del contrato por el MINEM y el MEF, como condición previa a la emisión de la Resolución Suprema autoritativa, que afecta a las EP que participaron en los procesos.

La suscripción del Contrato, como se ha señalado, es aprobada por Decreto Supremo, refrendado por los Ministros de Economía y Finanzas y de Energía y Minas, en un plazo no mayor de 60 días¹⁷. Dicha obligación legal otorga las garantías tributarias y cambiarias, vigentes a la fecha de celebración del Contrato a la EP. La garantía de estabilidad tributaria le corresponde al MEF y la cambiaria requiere de la opinión del BCR para garantizar las divisas¹⁸:

- Libre garantía del 100% de divisas generadas por exportaciones.
- Libre disposición y derecho a convertir a divisas el 100% de la moneda nacional que resulte de la venta de hidrocarburos al mercado nacional.
- Libre conversión a divisas de su retribución pagada en efectivo, su libre disposición y el derecho de depositar directamente en sus cuentas nacionales o en el exterior.
- El derecho a mantener, operar y controlar cuentas bancarias en moneda nacional o extranjera, en el país o el exterior, y a disponer de ellas en el exterior, sin restricción.
- El derecho a disponer libremente de sus utilidades netas anuales, después de los impuestos.

La garantía otorgada por el BCR, aplica siempre y cuando las divisas requeridas por el Contratista no puedan ser atendidas por el sistema financiero del país.

Existe una dilación importante en la emisión del Decreto Supremo que aprueba los contratos en evaluación. Entre la remisión del proyecto de contrato y la publicación del Decreto Supremo transcurren mucho más de los 60 días legalmente establecidos.

Cuadro 5 - II:

Decretos Supremos que autorizan Licencias y Modificaciones de Contrato de exploración o explotación de hidrocarburos

PROCESO	ACCIÓN	Aprobación del proyecto de Contrato	N.º de Decreto Supremo	Fecha de publicación del D.S.	Tiempo Estimado
		Directorio Perupetro	MEF / MINEM Presidente de la República		
Proceso de Negociación Directa con Faulker Suits Exploration-Lote XXVII		22-08-2008	D.S. N.º 023-2009-EM	16-04-2009	7 meses 24 días
Proceso de Selección N.º PERUPETRO-01-2010-Lote 183		21-12-2010	D.S. N.º 046-2011-EM	27-07-2011	7 meses 6 días
Modificación del Contrato de Licencia del lote 58 a favor de Petrobras		05-11-2012	D.S. N.º 09-2013-EM	18-03-2013	413 días

Fuente: Decretos Supremos N.º 023-2009-EM, D.S. N.º 046-2011-EM, D.S. N.º 09-2013-EM. Elaboración propia.

¹⁷ Artículo 11º del D.S. N.º 042-2005-EM, TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

¹⁸ Artículo 66º del D.S. N.º 042-2005-EM, concordante con el artículo 5º Decreto Legislativo N.º 668.-Medidas destinadas a garantizar la libertad de comercio exterior e interior, como condición fundamental para el desarrollo del país.

En el año 2010 se aprobaron las Bases del Proceso de Selección 2010¹⁹, convocando a Empresas Petroleras interesadas en participar en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. Como resultado de dicho proceso, en octubre del indicado año se otorgó la buena pro por 14 lotes petroleros a diversas EP²⁰ y se declaró desierta la adjudicación de 11 lotes. Del total de lotes adjudicados, a setiembre del 2013, continúan pendientes de aprobación 5 Contratos de Licencia en el MINEM.

Cuadro 6 - II:

Proyectos de Contrato pendientes de aprobación. Proceso de Selección 2010

Lote	Contratista(s)	Fecha Remisión MINEM	Estado
178	EMERALD ENERGY PERU S.A.C.		
180	REPSOL EXPLORACION PERU SUCURSAL DEL PERU/ECOPETROL DEL PERÚ/ YPF S.A.		
182	REPSOL EXPLORACION PERU SUCURSAL DEL PERU/ECOPETROL DEL PERÚ/ YPF S.A.	28.01.11	En evaluación
184	REPSOL EXPLORACION PERU SUCURSAL DEL PERU/ECOPETROL DEL PERÚ/ YPF S.A.		
185	EMERALD ENERGY PERU S.A.C.		

Fuente: Perupetro.

3.1.3. Los contratos de licencia para la exploración y explotación

Los contratos de licencia tienen dos etapas: la de exploración y la de explotación de hidrocarburos. La ley establece plazos máximos para cada una de ellas²¹. Así, se determina que serán siete años para la fase de exploración, los cuales rigen a partir de la fecha establecida en el contrato. Este plazo puede dividirse en varios periodos, siempre que no excedan el límite máximo. En casos excepcionales puede extenderse el plazo a tres años adicionales.

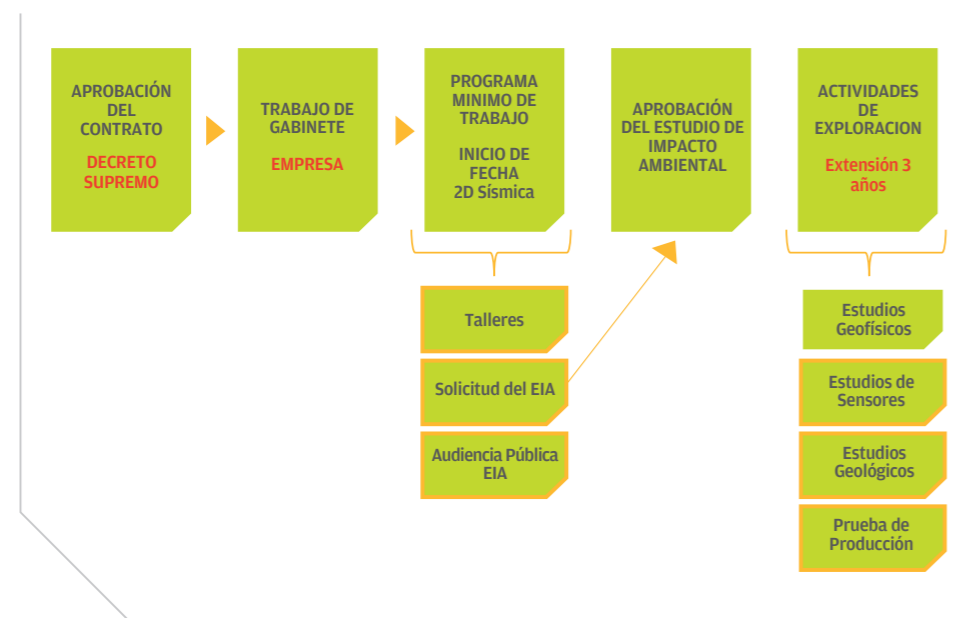
La etapa de exploración se inicia –como se ha señalado– con la aprobación del Contrato por Decreto Supremo. El acuerdo del Programa Mínimo de Trabajo y el pago de la fianza, definen esta etapa, en función de labores de prospección de gabinete y otra de campo.

¹⁹ Aprobado por Acuerdo de Directorio de Perupetro N.º 065-2010 del 13 de mayo del 2010.

²⁰ Lotes 165, 173, 175, 178 y 185 a la Empresa Emerald Energy Perú SAC; Lote 174 a la Empresa Tecpetrol, Lotes 176, 180, 182 y 184 a la Empresa REPSOL Exploración Perú-Sucursal del Perú, Ecopetrol del Perú e YPF S.A. Internacional S.L.; lote 179 a Ecopetrol del Perú S.A.; Lote 183 a Hidrocarboren Exploration PLC; y, el lote XXVIII a la Empresa Pitkin Petroleum PLC.

²¹ Artículo 22º de la Ley N.º 26221.

Gráfico 11 - II:
Proceso en la Etapa de Exploración



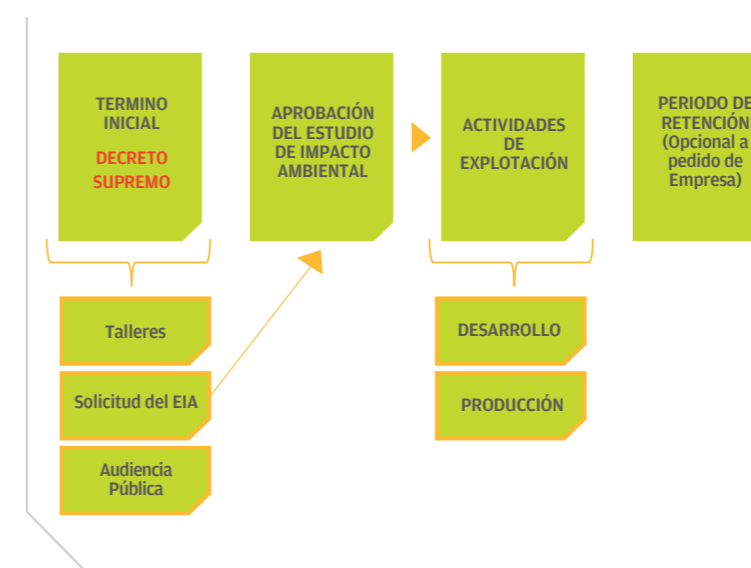
Elaboración propia.

Para la etapa de explotación, existe una distinción si se trata de petróleo o gas natural. En el primer caso, el límite son 30 años, mientras que en el segundo son 40 años. El periodo de retención no puede ser mayor a los 10 años en ningún caso²². La empresa contratista está obligada a proporcionar todos los recursos técnicos y económicos que se requieran para la ejecución de los contratos, siendo de su exclusiva responsabilidad y cargo todas las inversiones, costos y gastos en que incurra por dichos a conceptos²³.

²² Artículos 23° y 24° de Ley N.° 26221.

²³ Artículo 27° de Ley N.° 26221.

Gráfico 12 - II:
Proceso en la Etapa de Explotación



Elaboración propia.

A la suscripción del contrato, el derecho de propiedad de Perupetro sobre los hidrocarburos es transferido al contratista, quien en aplicación del artículo 8° de la Ley N.° 26221 se obliga a pagar al Estado, a través de Perupetro, la regalía en efectivo en las condiciones y oportunidad establecidas en el Contrato.

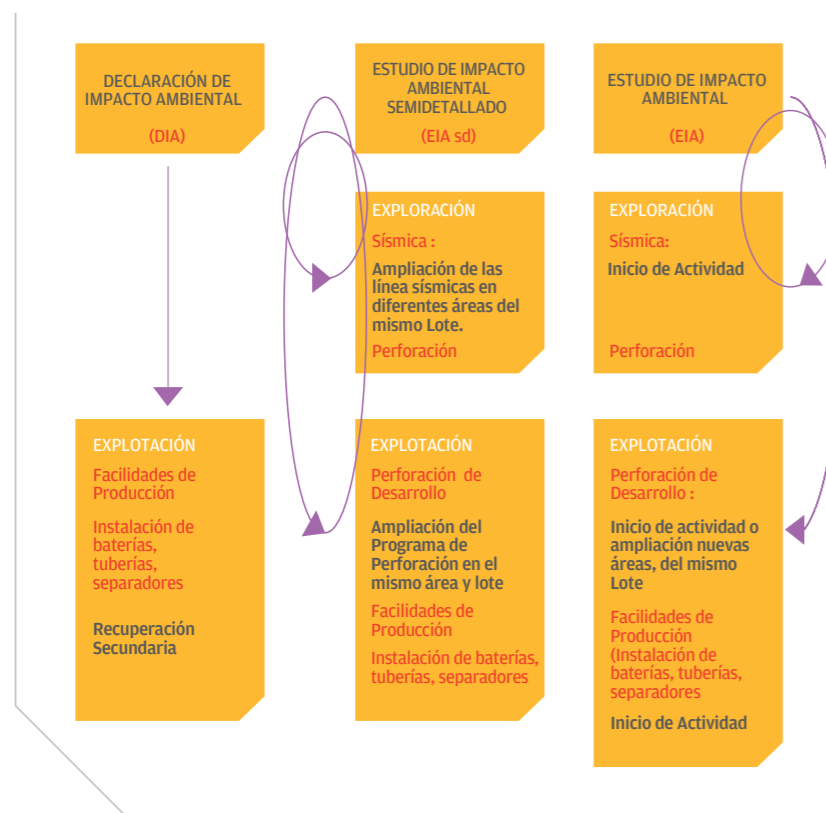
El Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos establece que el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) es el documento de evaluación ambiental de aquellos proyectos de inversión cuya ejecución pueda generar impactos ambientales negativos significativos en términos cuantitativos o cualitativos. Como se puede advertir, en el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, estos estudios son indispensables²⁴. La actividad, por su naturaleza, puede generar impactos ambientales negativos, sea en las perforaciones de pozos exploratorios, su fase de explotación, el manejo de residuos y efluentes. La elaboración de los EIA, está a cargo de la EP, para determinar la prevención, minimización, mitigación y remediación de los impactos ambientales negativos que pudieran suscitarse.

Adicionalmente, existen otros instrumentos de gestión y adecuación ambiental como el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental - PAMA, Plan Ambiental Complementario - PAC y el Programa Especial de Manejo Ambiental - PEMA. Al respecto, existe una categorización genérica²⁵, la misma que puede sufrir modificaciones de acuerdo a cada particularidad.

²⁴ "Estudio de Impacto Ambiental (EIA).- Documento de evaluación ambiental de aquellos proyectos de inversión cuya ejecución puede generar Impactos Ambientales negativos significativos en términos cuantitativos o cualitativos. Dicho estudio, como mínimo debe ser a nivel de Factibilidad del Proyecto". Artículo 4° del D.S. N.° 015-2006-EM.

²⁵ Anexo VI del D.S. N.° 015-2006-EM.

Gráfico 13 - II:
Categorización genérica de las actividades de hidrocarburos y los Estudios de Impacto Ambiental



Fuente: Anexo IV del D.S. N.º 015-2006-EM.
Elaboración propia.

La evaluación y aprobación, le corresponde a la Dirección General de Asuntos Ambientales y Energéticos (DGAAE) del MINEM, encargada de requerir la opinión técnica favorable de otros ministerios e instituciones públicas, de acuerdo a la naturaleza y particularidades de cada proyecto²⁶.

La evaluación y aprobación de los estudios ambientales y sociales referidos al sector Energía le corresponden a dicha Dirección, la cual emite la correspondiente Resolución Directoral²⁷. El marco legal establece los plazos para su concreción.

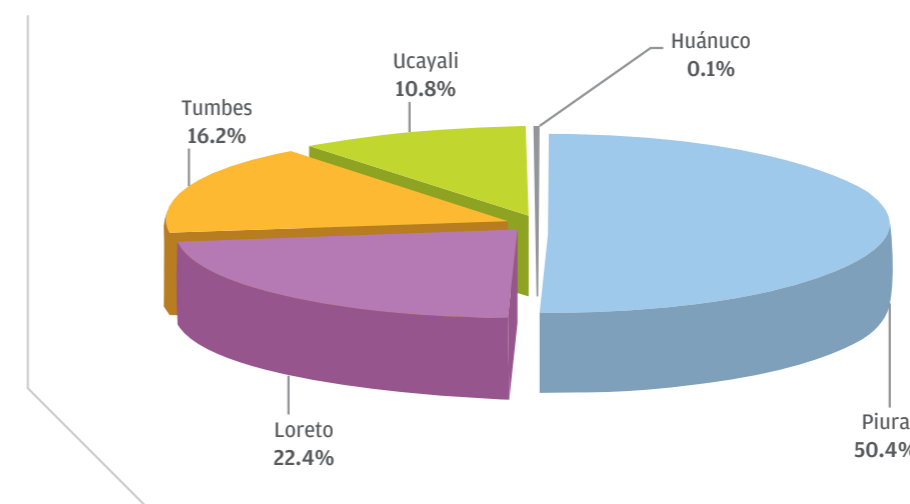
El trámite para la aprobación del EIA tiene sus particularidades. La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) tiene un plazo máximo de 50 días hábiles. El Estudio de Impacto Ambiental semidetallado (EIA-sd) tiene un plazo de 45 días hábiles y el Estudio de Impacto Ambiental detallado, un plazo máximo de 150 días (aunque, en la práctica, estos plazos difícilmente se cumplen). En dicho periodo deben ejecutarse labores de gabinete, requerir las opiniones técnicas de otras instituciones públicas y, finalmente, se emite

²⁶ Artículo 29º del D.S. N.º 015-2006-EM.

²⁷ Artículo 91º del D.S. N.º 031-2007-EM. Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas.

una Resolución Directoral de la DGAAE. Aplica el mismo procedimiento a las Direcciones Regionales de Energía Minas, por la magnitud del proyecto de ámbito regional. El plazo otorgado para la observación no será computado para que opere el silencio administrativo²⁸.

Gráfico 14 - II:
Clasificación de Estudios de Impacto Ambiental



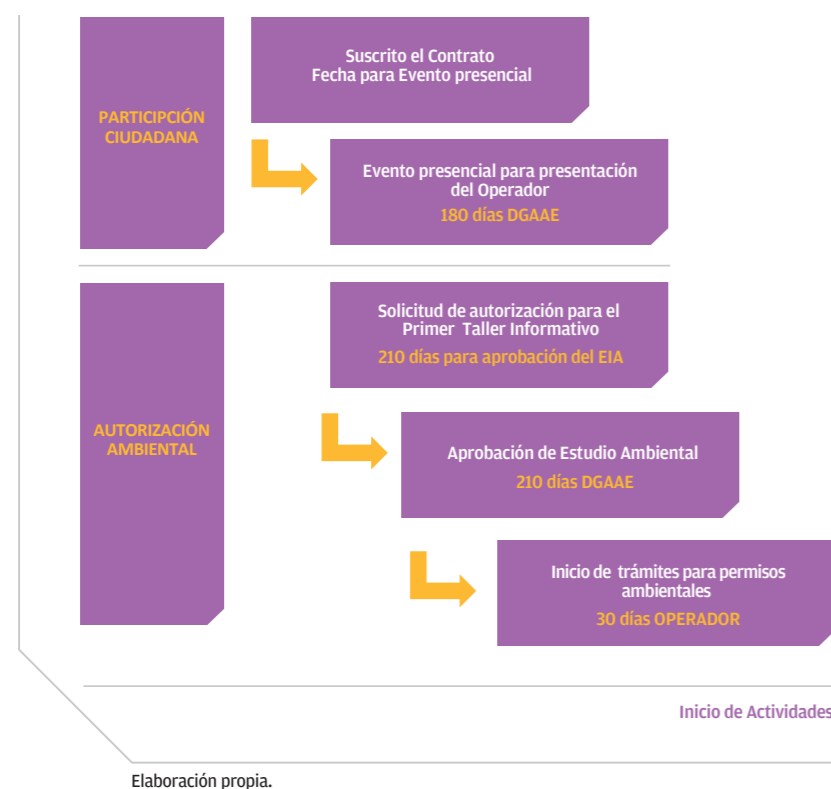
Fuente: Artículo 26º al 33º del D.S. 015-2006-EM.
Elaboración propia.

La participación ciudadana en la aprobación de estudios ambientales se rige por lineamientos²⁹ que establecen que los Talleres Informativos, antes y después de la presentación de los estudios ambientales, están a cargo de la DGAAE. En cambio, los talleres que se desarrollen durante la elaboración del EIA, están a cargo de la EP. Los plazos pueden variar de acuerdo a cada particularidad.

²⁸ Artículos 24º, 28º y 33º del D.S. 015-2006-EM.

²⁹ Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante R.M. N.º 571-2008-EM.

Gráfico 15 - II:
Participación Ciudadana en la Aprobación de Estudio Ambiental



La ruta que sigue el trámite de autorización de un EIA muestra una serie de complicaciones, especialmente en los plazos. Para graficar esta situación se ha analizado un caso en concreto. En octubre del 2005 se aprobó el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 108, ubicado en la Región Pasco, Provincia de Oxapampa; Chanchamayo y Satipo en Junín; Huanta y La Mar en el departamento de Ayacucho, Atalaya en Ucayali y la Convención en el Cusco, suscrito entre Perupetro y Pluspetrol.

Mediante D.S. N.º 065-2010 se aprobó la cesión de posición contractual en el año 2010 y se inició el trámite del EIA Sísmica 2D en marzo del 2013, concluyendo con la Resolución Directoral N.º 215-2013-MEM/AE del 02 de agosto del 2013.

Cuadro 7 - II:
Proceso de trámite del EIA - Sísmica 2D Lote 108

Fecha	Acción	Responsable
25-11-2010	D.S. 065-2008-EM Se aprueba la cesión de en el Lote 108 posición contractual	Despacho ministerial del MEF Despacho ministerial del MINEM Presidencia de la República
22-02-2011	Certificado de compatibilidad parcial del Proyecto-Bosque San Carlos San Matías	SERNANP A DGAAE
21-09-2011	Opinión Favorable a TdR	ANA A DGAAE
02-03-2012	No corresponde nueva compatibilidad	SERNARP A DGGAE
23-3-2012	Plan de Participación Ciudadana y Términos de Referencia	Pluspetrol a DGAAE
04-05-2012	Plan de Participación Ciudadana y Términos de Referencia (corregido)	Pluspetrol a DGAAE
10-04-2012	Opinión favorable	SERNARP a DGAAE
26-06-2012 a 20-12-2012	Talleres informativos	
12-09-2012	Buzones de sugerencias y observaciones	Pluspetrol
27-11-2012	Opinión Técnica con Observaciones	Minagri a DGAAE
30 y 31-01-2013 y 07-02-2013	Audiencias Públicas	Pluspetrol
25-03-2013	Opinión Técnica al EIA	SERNARP a DGAAE
15-05-2013	Observaciones legales y técnicas	DGAAE a Pluspetrol
03-04-2013	Opinión Técnica al EIA	Minagri a DGAAE
08-07-2013	Opinión Técnica favorable al EIA	SERNARP a DGAAE
18-07-2013	Opinión Técnica favorable al EIA	Minagri a DGAAE
31-07-2013	Informe Técnico Favorable	DGAAE
02-08-2013	Resolución Directoral N.º 215-2013-MEM/AE	DGAAE

La Solicitud con los TdR y PPC inició el 23 de marzo del 2012 y concluyó el 02 de agosto del 2013: 1 año y 4 meses aproximadamente

Fuente: Resolución Directoral N.º 215-2013-MEM/AE.
Elaboración propia.

Como se puede advertir, los procedimientos son engorrosos. Se genera una excesiva dilación que afecta a las empresas que han obtenido licencias para la exploración y explotación. Hasta enero del 2013, Perupetro cuenta con 60 contratos de exploración y 20 de explotación.

ANEXO

Entidades vinculadas directamente con la exploración y explotación de hidrocarburos

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) fue creado mediante Decreto Ley N.º 17271 en 1968. En dicha norma se estableció que al MINEM le correspondía dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas del país³⁰. Posteriormente, en el año 1992, se aprobó el Decreto Ley N.º 25962 –Ley Orgánica del Sector Energía y Minas–, norma que le concede al MINEM la rectoría en el Sector Energía y Minas³¹. Asimismo, se complementó sus funciones precisando que le corresponde la formulación, supervisión y evaluación de las políticas de alcance nacional en materia de electricidad, hidrocarburos y minería³².

El MINEM es el organismo con personería de derecho público del Poder Ejecutivo, rector en el Sector Energía y Minas³³. Al ser la entidad encargada de promover la inversión en las industrias extractivas, le corresponde normar, dirigir y supervisar las actividades de los órganos y proyectos del Ministerio; así como orientar y supervisar las actividades de los Organismos Públicos Descentralizados del Sector.

Para el adecuado cumplimiento de sus objetivos, el MINEM coordina con otras entidades u organizaciones del ámbito público y privado aquellas actividades vinculadas a sus competencias. Asimismo, supervisa la aplicación de la política sectorial por parte de los Gobiernos Regionales y Locales.

En materia de hidrocarburos, le corresponde proponer los proyectos de legislación y sancionar normas internas que ordenen los procedimientos, la estructura y el funcionamiento de sus diversas reparticiones internas.

La estructura orgánica del Ministerio, aprobada por el Reglamento de Organizaciones y Funciones (ROF)³⁴, le asigna dos Viceministerios: uno vinculado al sector energético y el otro al sector minero. El Viceministerio de Energía, es la autoridad inmediata al Ministro en el sector. Cuenta con cinco Direcciones:

1. La Dirección General de Electricidad
2. La Dirección General de Electrificación Rural
3. La Dirección General de Hidrocarburos
4. La Dirección General de Eficiencia Energética; y,
5. La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos.

³⁰ Artículo 15º del Decreto Ley N.º 17271.

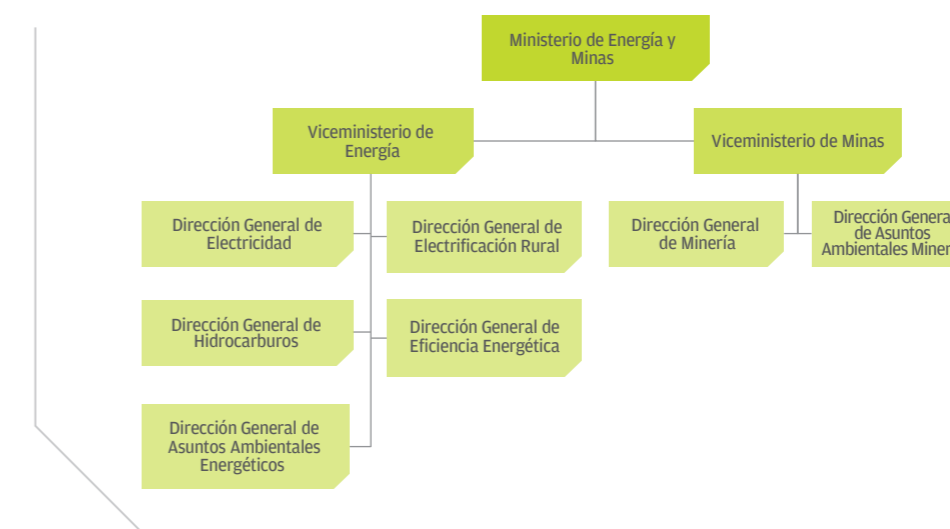
³¹ Artículo 3º del Decreto Ley N.º 25962.

³² Artículo 4º del Decreto Ley N.º 25962.

³³ Artículo 1º del ROF.

³⁴ Aprobado por el D.S. N.º 037-2007-EM y posteriormente modificado por el D.S. N.º 026-2010-EM y la R.M. N.º 030-2012-EM.

Gráfico 16 - II:
Organización del Ministerio de Energía y Minas



Fuente: Portal Institucional del MINEM.
Elaboración propia.

De las cinco direcciones, a continuación se describen las funciones que corresponden a la Dirección General de Hidrocarburos y a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos, por vincularse directamente con el tema que nos concierne.

La Dirección General de Hidrocarburos (DGH) es el órgano técnico normativo encargado de la formulación de la política energética en el ámbito del Subsector Hidrocarburos. Para ello, cuenta con funciones importantes. En primer lugar, la promoción de las actividades de exploración, explotación, transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos; así como el rol concedente a nombre del Estado para las actividades de hidrocarburos, según le corresponda.

La DGH participa en la promoción de las inversiones y la transferencia de tecnología. Asimismo, le corresponde coordinar con los gobiernos Regionales, Gobiernos locales y otras entidades públicas y privadas los asuntos relacionados con el desarrollo sostenible de las actividades del Subsector Hidrocarburos.

Bajo su dirección, se evalúan y supervisan las solicitudes de concesiones y autorizaciones para desarrollar actividades de transporte, almacenamiento, refinación, procesamiento, petroquímica, distribución y comercialización de hidrocarburos, así como las solicitudes de servidumbre y la elaboración el Libro de Reservas de Hidrocarburos.

A su vez, la Dirección General de Hidrocarburos cuenta con los siguientes órganos de línea: Dirección Normativa de Hidrocarburos, Dirección de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y, Dirección de Procesamiento, Transporte y Comercialización de Hidrocarburos y Biocombustibles.

La Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) es el órgano técnico normativo encargado de proponer la política ambiental en el desarrollo de actividades energéticas y la normativa necesaria destinada a garantizar la conservación del medio ambiente en el sector energía. También

aprueba los estudios ambientales y sociales de las actividades del sector (como los EIA) y elabora los Programas de Protección Ambiental y Desarrollo Sostenible en el sector energía.

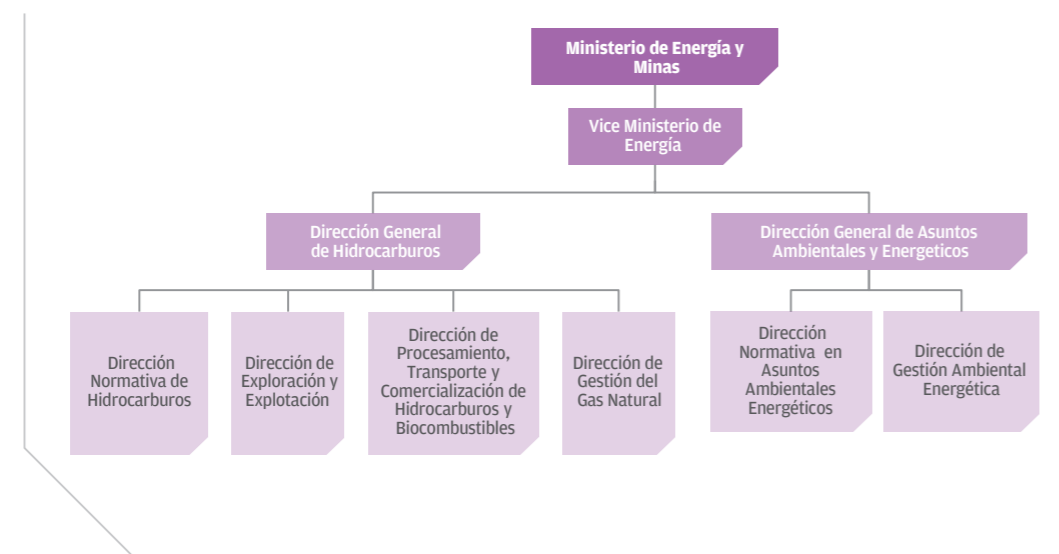
La DGAAE depende jerárquicamente del Viceministerio de Energía y está conformada por dos sub direcciones: la Dirección Normativa de Asuntos Ambientales Energéticos y la Dirección de Gestión Ambiental Energética. A la primera de ellas, se le encarga desarrollar el marco normativo de conservación y protección al medio ambiente para la sostenibilidad de las actividades energéticas. En ese sentido, esta dirección propone las normas para la evaluación de los impactos ambientales, emite opinión sobre las denuncias por la vulneración de la normatividad ambiental y evalúa legalmente a las entidades competentes para la realización de los estudios de impacto ambiental (EIA).

Por su parte, a la Dirección de Gestión Ambiental Energética le corresponde la propuesta y evaluación de las políticas y planes nacionales de conservación y protección ambiental en las actividades energéticas, así como la evaluación de los estudios de impacto ambiental y social que las empresas presentan al Ministerio de Energía y Minas para el desarrollo de sus actividades.

La Oficina General de Gestión Social es la encargada de promover las relaciones armoniosas entre las empresas minero – energéticas, las autoridades gubernamentales y la sociedad civil, que incluye a las comunidades aledañas a las zonas donde se desarrollan los proyectos extractivos y sus organizaciones. Esta oficina representa la primera instancia llamada a solucionar los conflictos sociales que surjan como consecuencia de las actividades extractivas.

Para lograr su finalidad este órgano propicia el diálogo entre las partes involucradas (empresas, comunidades y autoridades) para prevenir y gestionar pacíficamente los posibles conflictos y colaborar en el diseño de programas de desarrollo sostenible.

Gráfico 17 - II:
Organización del Viceministerio de Energía y Minas en materia de Hidrocarburos



Fuente: Portal Institucional del MINEM.
Elaboración propia.

PERUPETRO S.A.

La Empresa Estatal del Derecho Privado del Sector Energía y Minas S.A. (Perupetro) se encarga de promocionar, negociar, suscribir y supervisar los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú en representación del Estado. Esta empresa se crea mediante la Ley N.º 26221 – Ley Orgánica de Hidrocarburos y se regula por la Ley N.º 26225 – Ley de Organización y Funciones de Perupetro.

De acuerdo a la legislación, el Estado otorga a Perupetro el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos para el efecto de que pueda celebrar Contratos de exploración y explotación o explotación de éstos³⁵. Por ello, Perupetro tiene como objetivo promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, celebrar contratos y administrar el Banco de Datos de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos³⁶. Al suscribirse los contratos de licencia, el derecho de propiedad de Perupetro sobre los hidrocarburos se transfiere a las empresas.

A Perupetro le corresponde iniciar el procedimiento de calificación de las Empresas Petroleras (EP), para determinar si son aptas o no para desarrollar las actividades de Exploración o Explotación, bajo las modalidades establecidas en el artículo 1º del Reglamento de Calificación de Empresas Petroleras³⁷. Este proceso ha sido desarrollado en el documento denominado Procedimiento e Indicadores para la calificación de Empresas Petroleras³⁸.

PETROPERÚ

La Empresa Petróleos del Perú S.A. (Petroperú) fue creada en 1969 mediante el Decreto Ley N.º 17753. Su Ley Orgánica se aprobó en 1981 a través del Decreto Legislativo N.º 43³⁹. La composición de Petroperú, hasta 1992 era estatal. Sin embargo, a partir de dicha fecha, se privatizaron varias líneas de su negocio: cadena de grifos, envasado y venta de gas, Refinería la Pampilla, lotes en producción en la selva y la costa norte, entre otros. Petroperú es hoy una empresa de propiedad del Estado dedicada al transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados del petróleo. Sin embargo, el años 2013, regresó al negocio del upstream con la concesión, por parte de Perupetro, del Lote 64, devuelto por la empresa Talisman - Hesse al Estado peruano. En mayo del 2013 este lote entró en la fase de explotación.

A Petroperú le corresponde materializar y celebrar toda clase de actos y contratos, exportar e importar petróleo y sus derivados, petroquímica básica y otras formas de energía⁴⁰. En el ejercicio de su labor, actúa con plena autonomía económica, financiera y administrativa y de acuerdo con los objetivos, políticas y estrategias aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas.

Petroperú, a partir de junio del 2004⁴¹, estuvo autorizado a negociar contratos en exploración y/o explotación y de operaciones o servicios petroleros con Perupetro S.A. Asimismo, la Ley N.º 28840, le otorga una mayor autonomía y le excluye del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento del Estado - Fonafe y de las normas del Sistema de Inversión Pública - SNIP, medida que ha agilizado los procesos

³⁵ Artículo 8º de la Ley N.º 26221.

³⁶ Artículo 6º de la Ley N.º 26221.

³⁷ Aprobado por Decreto Supremo N.º 030-2004-EM y modificado por D.S. N.º 001-2012-EM.

³⁸ Aprobado por Acuerdo de Directorio N.º 048.

³⁹ Posteriormente modificada por la Ley N.º 28840 y la Ley N.º 29163.

⁴⁰ Artículo 3º del Estatuto Social de Petroperú S.A., modificado por la Ley N.º 28840 Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa Petróleos del Perú - Petroperú S.A. del 23 de julio del 2006.

⁴¹ Artículo 2º de la Ley N.º 28244, de fecha 02 de junio del 2004.

de adquisiciones y contrataciones. La misma norma le amplía el ámbito de sus actividades a todas las fases de la industria y comercio del petróleo, lo cual implica su participación en las actividades de exploración y explotación.

Desde el año 2010, Petroperú, que es conducida por un Directorio, está regida por su nuevo Estatuto Social⁴². En el año en 2011, se promueve la eficiencia de la actividad empresarial del Estado, que permitía la inscripción de un mínimo de 20% de su capital social en el Registro Público del Mercado de Valores⁴³, medida que la sujeta a las disposiciones emitidas por la Superintendencia del Mercado de Valores.

En diciembre del 2013 se aprueba la Ley N.º 30130 – Ley de Fortalecimiento de Petroperú – que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de la refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el gobierno corporativo de Petróleos del Perú – Petroperú S.A. - Autoriza, en primer lugar, a que las acciones de esta empresa sean colocadas en el mercado de valores y puedan ser compradas por personas naturales o jurídicas hasta en un 49% (29% más que la Ley de diciembre 2011). En segundo lugar, permite que Petroperú realice actividades de upstream (exploración y explotación), siempre y cuando no generen a la empresa pasivos firmes o contingentes, presentes o futuros, y no afecten las garantías del Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara ni demanden recursos al Tesoro Público.

Cuadro 8 - II:
Autorizaciones y licencias vigentes de Petroperú S.A.

Dirección General de Hidrocarburos del MINEM	Distribuidor mayorista de combustibles líquido. Autorización para las actividades de refinación. Contrato de concesión definitiva para el transporte de líquidos por el Oleoducto Norperuano y Ramal Norte
Osinermin	Ficha de Registro como comercializador de combustible de aviación y para embarcaciones
Ministerio de Salud	Autorización Sanitaria para vertimiento de efluentes
Dirección de Capitanía de Puertos	Autorizaciones para uso del área acuática
Autoridad Portuaria Nacional	Licencias Portuarias
Autoridad Nacional del Agua	Autorización de Vertimientos de Aguas Residuales Tratadas
Dirección Antidrogas de la Policía Nacional del Perú	Certificado de Usuario de Insumos Químicos y Productos Fiscalizados
Ministerio del Interior - Divandro	Certificado Insumos Químicos y Productos Fiscalizados (IQPF)
Ministerio de Producción	Constancia de inscripción en el Registro Nacional de Control y Fiscalización del Alcohol Metílico
Municipalidades provinciales y distritales	Licencias de funcionamiento

Fuente: "Memoria Anual 2012", Petroperú S.A.

⁴² Aprobado el 18 de octubre del 2010, por la Junta General de Accionistas.

⁴³ Mediante el Decreto Legislativo N.º 1031.

MINISTERIO DEL AMBIENTE

El Ministerio del Ambiente (MINAM), creado en el 2008 por el Decreto Legislativo N.º 1013, es el ente rector en materia ambiental. Este órgano está encargado de diseñar, establecer, ejecutar y supervisar la aplicación de políticas ambientales nacionales así como promover la conservación y uso sostenible de los recursos naturales, la diversidad biológica y las áreas naturales protegidas, coordinando para ello con el Gobierno Nacional, los Gobiernos Regionales y los Gobiernos Locales.

El MINAM cuenta con dos Viceministerios: Gestión Ambiental y Desarrollo Estratégico. El primero de ellos, el Viceministerio de Gestión Ambiental, tiene por funciones diseñar la política de gestión ambiental y supervisar su implementación. Para ello, le corresponde aprobar los Planes de Estándares de Calidad (ECA), los Límites Máximos Permisibles (LMP) respectivos, así como otros instrumentos de prevención, de control y de rehabilitación ambiental, los cuales deben ser respetados por las empresas extractivas en la realización de sus operaciones.

Al MINAM le corresponde dirigir y supervisar la actividad de los organismos públicos de su competencia, como el Sistema Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Ambientales (Senace), el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (Sernanp), la Oficina de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Oefa), la Autoridad Nacional del Agua (ANA), entre otras.

El Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (Sernanp) fue creado mediante el Decreto Legislativo 1013 donde se especifica que es la autoridad competente para administrar el patrimonio forestal, flora y fauna silvestre de las áreas naturales protegidas y sus servicios ambientales⁴⁴. Su objetivo es establecer los criterios técnicos y administrativos para la conservación de las áreas naturales protegidas así como cautelar el mantenimiento de la diversidad biológica. En ese sentido, el Sernanp dirige el Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (Sinanpe). En materia de hidrocarburos, emite opinión técnica previa vinculante, destinada a evaluar la compatibilidad de una actividad con la conservación del Área Natural Protegida⁴⁵.

El Servicio Nacional de Certificaciones Ambientales para las Inversiones Sostenibles (Senace) fue creado por la Ley N.º 29968. En esta ley se estableció que el Senace es un organismo público especializado, con autonomía técnica y personería jurídica de derecho interno público, adscrito al Ministerio del Ambiente. Estará operativo en un plazo máximo de 18 meses (julio 2014).

Las funciones del Senace son diversas y consisten principalmente en revisar y aprobar los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA-d) de todos los sectores productivos (industria manufacturera, explotación minera, hidrocarburos y forestal). Asimismo, administra el Registro Nacional de Consultores Ambientales y el Registro Administrativo de las certificaciones ambientales aprobadas o denegadas por los organismos correspondientes. También debe implementar la Ventanilla Única de Certificación Ambiental en los procedimientos de aprobación de EIA-d.

MINISTERIO DE AGRICULTURA Y RIEGO

El Ministerio de Agricultura y Riego es el organismo del Poder Ejecutivo facultado a coordinar y ejecutar la política nacional agraria. El Viceministerio de Agricultura cuenta con cuatro direcciones, entre ellas, la Dirección General de Asuntos Ambientales Agrarios. Esta dirección propone las políticas para el uso y aprovechamiento del suelo con fines agrarios.

⁴⁴ Artículo 2º del Decreto Legislativo N.º 1079.

⁴⁵ El Decreto Supremo N.º 003-2011-MINAM.

Este órgano de apoyo está encargado de ejecutar las disposiciones del Sistema Nacional de Gestión Ambiental que se vinculan con su sector. Por ello, es competente para emitir opiniones vinculantes sobre la aprobación de Estudios de Impacto Ambiental y otros instrumentos en lo relativo al sector agrario.

Asimismo, el Minagri posee la Dirección General Forestal y Fauna Silvestre que es el órgano encargado de proponer políticas, estrategias, normas, planes, programas y proyectos nacionales relacionados al aprovechamiento sostenible de los recursos forestales y de fauna silvestre. También regula los recursos genéticos asociados al ámbito de su competencia, en concordancia con la política nacional del ambiente y la normativa sobre la materia. Bajo la competencia del Minagri se encuentra, también, la Autoridad Nacional del Agua, máxima autoridad técnico-normativa del Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos.

Le corresponde a la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Agricultura, emitir opinión técnica, cuando las actividades o acciones modifican el estado natural de los recursos renovables, agua, suelo, fauna, flora; como condición previa a la aprobación de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos⁴⁶.

MINISTERIO DE CULTURA

El Ministerio de Cultura es el órgano rector en materia de cultura a nivel nacional. Le corresponde velar por el patrimonio cultural de la nación, gestionar las industrias culturales, incluyendo la creación cultural contemporánea y artes vivas, así como velar por la pluralidad étnica y cultural de la Nación⁴⁷. En ese aspecto, es responsable de la conducción de las políticas nacionales y sectoriales de cultura.

El Viceministro de Interculturalidad es la autoridad inmediata al Ministro de Cultura en asuntos de interculturalidad e inclusión de las poblaciones originarias, que comprende, además, las áreas de pluralidad étnica y cultural de la Nación⁴⁸. A este despacho le corresponde promover el respeto a los derechos de los pueblos indígenas, formular políticas de inclusión de las diversas expresiones culturales de nuestros pueblos, proponer mecanismos para evitar cualquier tipo de exclusión o discriminación de los diferentes pueblos del país⁴⁹. Le corresponde pronunciarse ante posibles afectaciones a los pueblos indígenas de cualquier actividad humana, lo que incluye a las actividades extractivas.

La Ley N.º 29785 –Ley del Derecho Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios– señala que el Viceministerio de Interculturalidad debe crear la base de datos oficial de los pueblos indígenas u originarios y sus organizaciones representativas. El Reglamento de la Ley N.º 29785 establece que el Viceministerio de Interculturalidad es la instancia encargada de concertar, articular y coordinar la política estatal de implementación del derecho a la consulta.

La Dirección General de Derechos de los Pueblos Indígenas, depende funcionalmente del Despacho Viceministerial de Interculturalidad. A esta Dirección⁵⁰ se le encarga la política nacional y las normas de alcance nacional, para la implementación del derecho a la consulta previa, con la protección de las lenguas originarias y la población indígenas en situación de aislamiento o contacto inicial. Esta cuenta con tres direcciones: La Dirección de Consulta previa, la Dirección de Lenguas Originarias y la Dirección de los Pueblos en Situación de Aislamiento y Contacto Inicial (PIACI).

⁴⁶ Artículo 1º del Decreto Supremo N.º 056-97-PCM.

⁴⁷ Artículo 2º del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Cultura, aprobado por D.S. N.º 001-2011-MC.

⁴⁸ Artículo 12º del ROF del Ministerio de Cultura.

⁴⁹ Ibidem.

⁵⁰ Artículo 90º del ROF del Ministerio de Cultura, aprobado por D.S. N.º 005-2013-MC.

Mediante la Novena Disposición Complementaria, Transitoria y Final del D.S. N.º 001-2012-MC, se ha indicado que la opinión técnica previa del Viceministerio de Interculturalidad sobre los EIA requeridos conforme a Ley –cuando en la reserva indígena se ubique un recurso natural cuya exploración o explotación se declare de necesidad pública– es vinculante.

MINISTERIO DE TRABAJO Y PROMOCIÓN DEL EMPLEO

La Ley de Organizaciones y Funciones del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE)⁵¹ establece que el MTPE es el órgano rector en materia de trabajo y promoción del empleo⁵². Entre sus competencias, dirige las políticas nacionales relativas a derechos fundamentales en el ámbito laboral, seguridad y salud en el trabajo, promoción del empleo, seguridad social, entre otros⁵³. Para ello, cuenta con una potestad sancionadora.

El MTPE tiene dos Viceministerios: el Viceministerio de Trabajo y el Viceministerio de Promoción del Empleo y Capacitación Laboral. El Viceministerio de Trabajo es la autoridad inmediata al Ministro de Trabajo y Promoción del Empleo en asuntos de trabajo, materias socio-laborales, derechos fundamentales en el trabajo, seguridad y salud en el trabajo e inspección del trabajo⁵⁴.

La Dirección de Prevención y Solución de Conflictos Laborales y Responsabilidad Social Empresarial Laboral es el órgano de línea adscrito al Viceministerio de Trabajo. Sus funciones son: proponer y ejecutar la política nacional y sectorial en materia de prevención y solución de conflictos laborales, asesorar y defender legalmente al trabajador y aplicar la responsabilidad social empresarial⁵⁵.

La Dirección General de Derechos Fundamentales y Seguridad y Salud en el Trabajo, también adscrita al Viceministerio de Trabajo, se encarga de supervisar el cumplimiento de las normas del sector salud y seguridad en el trabajo y de la prevención y protección de riesgos ocupacionales⁵⁶. Esta última función involucra a las operaciones de exploración y explotación de hidrocarburos. Estas actividades, debido a los riesgos que suponen, demandan que las empresas adopten determinadas medidas para proteger a sus trabajadores, las cuales serán fiscalizadas por esta dirección.

Organismos Fiscalizadores en materia de Hidrocarburos

OSINERGMIN

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinergmin), es una institución con personería jurídica de derecho público interno, que goza de autonomía funcional, técnica, administrativa y financiera. Fue creada mediante la Ley N.º 26734, del 31 de diciembre de 1996, con el encargo de la regulación y supervisión de las disposiciones legales que enmarcan la seguridad y calidad que deben cumplir las empresas del sector eléctrico y de hidrocarburos.

El Osinergmin basa su función de supervisión, regulación, fiscalización y sanción, en criterios técnicos, para el desarrollo energético. Asimismo, le corresponde desarrollar la normativa y de solución de controversias provenientes de su rol de supervisión y fiscalización.

⁵¹ Aprobada por Ley N.º 29381, de 15 de junio de 2009.

⁵² Artículo 5º de la Ley de Organizaciones y Funciones del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.

⁵³ Artículo 3º del ROF del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.

⁵⁴ Artículo 9º del ROF del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.

⁵⁵ Artículo 51º del ROF del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.

⁵⁶ Artículo 52º del ROF del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo.

En materia de hidrocarburos, de acuerdo a su vigente Manual de Organización y Funciones (MOF)⁵⁷, se modifica la organización y funciones —entre otros— de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, instancia encargada de dirigir, coordinar y controlar el proceso de supervisión y fiscalización de las actividades de exploración, producción, transporte, almacenamiento, procesamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos líquidos y GLP.

Respecto al ámbito de su competencia, el Osinergmin supervisa las actividades de hidrocarburos a fin de garantizar que cumplan con las normas técnicas y de seguridad. En ese sentido, le corresponde fiscalizar situaciones como accidentes industriales, incendios, derrames, explosiones, situaciones de informalidad, entre otros casos.

De acuerdo a lo establecido por el artículo 87° de la Ley N.º 26221, en caso de incumplimiento de las disposiciones en materia de medio Ambiente por el Contratista, Osinergmin impone sanciones, las cuales en casos extremos pueden significar la terminación del Contrato, por parte del Ministerio de Energía y Minas, previo informe al Osinergmin⁵⁸.

ORGANISMO DE EVALUACIÓN Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL (OEFA)

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - Oefa es el ente rector a cargo del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Sinefa)⁵⁹. Según la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, el Oefa se encarga de la fiscalización, supervisión, evaluación, control y sanción en materia ambiental⁶⁰. La Ley N.º 30011 modificó las funciones del Oefa, otorgándole la facultad de dictar medidas cautelares.

El DS N.º 01-2010-MINAM trasladó las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia ambiental, que ostentaba Osinergmin, al Oefa. De esta manera, el Oefa está facultado para realizar visitas de fiscalización, practicar diligencias de investigación, solicitar información a los administrados y a la Administración Pública, tomar y analizar muestras de sustancias y materiales utilizados, realizar mediciones, fiscalizar y sancionar a los administrados, entre otras acciones.

Las conductas consideradas como infracciones serán establecidas mediante resolución del Consejo Directivo del Oefa. En dicho documento se consignará asimismo la sanción correspondiente.

OTROS ORGANISMOS

PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS

La Presidencia del Consejo de Ministros⁶¹, de acuerdo a lo establecido por la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, Ley N.º 29158, es el Ministerio responsable de la coordinación de las políticas nacionales y sectoriales del Poder Ejecutivo. Coordina las relaciones con los demás Poderes del Estado, los organismos constitucionales, gobiernos regionales, gobiernos locales y la sociedad civil. El presidente del Consejo de

⁵⁷ Aprobado por Resolución de Gerencia General N.º 080-2013-OS/GG, del 07 de febrero del 2013.

⁵⁸ Entre enero y marzo del 2010, Osinergmin ha impuesto diferentes sanciones de multa a empresas vinculadas a hidrocarburos, mayoritariamente por accidentes. PETRO-TECH PERUANA S.A. (Resolución 5373 0.15 UIT), Talismán Petrolera del Perú LLC, (Resolución 5378 0.6 UIT), Petrolera Monterrico S.A. (Resolución 5324 0.61 UIT), Sapet Development S.A. (Resolución 5322 3 UIT) REPSOL YPF del Perú S.A. (Resolución 5359 2.77 UIT), Pluspetrol Norte S.A. (Resolución 5920 y 5903, c/u por 2.5 UIT), Petro-tech Peruana (Resolución 6809 0.3 UIT).

⁵⁹ Ley N.º 29325 - Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

⁶⁰ Artículo 6° de la Ley N.º 29325.

⁶¹ Artículo 17° de la Ley N.º 29158.

Ministros es el titular de la Presidencia del Consejo de Ministros. Le corresponde proponer objetivos del gobierno en el marco de la política general de gobierno, coordinar las políticas nacionales. En materia de hidrocarburos la PCM debe promover las actividades de exploración y explotación, por ser parte importante del desarrollo económico del país.

La precitada Ley Orgánica, en su artículo 10°, establece que la PCM es el Ministerio responsable de la coordinación de las políticas nacionales y sectoriales del poder Ejecutivo, así como de aquellas que correspondan a los otros Poderes del Estado, los organismos constitucionales, los gobiernos regionales, los gobiernos locales y la sociedad civil.

Esta norma⁶² establece que la prevención es un principio de servicio al ciudadano, que permite enfrentar los riesgos que afectan la vida de las personas y asegura la prestación de los servicios fundamentales. El Reglamento de Organización y Funciones de la PCM, aprobado por Decreto Supremo N.º 063-2007-PCM, establece que es función de la Presidencia del Consejo de Ministros promover y participar activamente en el diálogo y concertación de la sociedad.

En virtud de dicho dispositivo, la Oficina de Gestión de Conflictos Sociales⁶³, fue sustituida por la Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad⁶⁴, como Órgano Técnico Especializado, de promoción del diálogo para contribuir a la sostenibilidad de la inversión y a la paz social, así como al fortalecimiento de la democracia y el Estado de Derecho.

La Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad (ONDS)⁶⁵ depende jerárquicamente del Presidente del Consejo de Ministros, quien es el encargado de dirigir el proceso de diálogo con diversos actores sociales, representantes de instituciones privadas y funcionarios públicos de diferentes sectores y niveles de gobierno; con el objeto de prevenir controversias, diferencias y conflictos sociales y contribuir a su solución. Asimismo, se le encarga la función de facilitar la mediación y/o negociación para la solución de las controversias, diferencias y conflictos. En virtud de dicho mandato, tiene una activa participación con la Oficina de Gestión de Conflictos Sociales del Ministerio de Energía y Minas, para diseñar la política de prevención y gestión de conflictos por las labores de exploración o explotación de hidrocarburos en el país.

Asimismo, se encuentra adscrita a la PCM la Comisión Multisectorial de Prevención de Conflictos Sociales, a través de la ONDS⁶⁶. La Comisión tiene el encargo de contribuir con la Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad para el cumplimiento y seguimiento de las acciones de prevención y gestión de conflictos sociales que acontezcan en el país.

MINISTERIO DE ECONOMÍA Y FINANZAS

Es un organismo del Poder Ejecutivo que se rige por su Ley Orgánica⁶⁷. Le corresponde planear, dirigir y controlar los asuntos relativos a la política fiscal, financiación, endeudamiento, presupuesto, tesorería y contabilidad; dirigir la actividad empresarial financiera del Estado, la política arancelaria y la eficiente administración de los recursos públicos del Estado.

Cuenta con dos Viceministerios: de Economía y de Hacienda. El primero de ellos se encuentra vinculado

⁶² Numeral 8 del artículo II del Título Preliminar de la Ley N.º 29158.

⁶³ Creada en virtud del artículo 3° del Decreto Supremo N.º 010-2010-PCM.

⁶⁴ Creada con el Decreto Supremo N.º 106-2012-PCM, publicado el 24 de octubre de 2012, se modifica el Reglamento de Organización y Funciones de la PCM.

⁶⁵ Artículo 50.A° del Decreto Supremo N.º 106-2012-PCM.

⁶⁶ Aprobada con Decreto Supremo N.º 106-2012-PCM, modifica la Segunda Disposición Complementaria Final del D.S. N.º 010-2010-PCM.

⁶⁷ Aprobada por Decreto Legislativo N.º 183, del 12 de junio de 1981.

con la industria de los hidrocarburos en tanto que es el organismo encargado de coordinar y ejecutar la política de inversiones, sean públicas o privadas. En tal sentido, tiene a su cargo la Dirección General de Política de Inversiones, cuyo objetivo consiste en proponer la política nacional para la promoción y tratamiento de la inversión privada en concordancia con la política económica nacional en aras de concretar una participación eficiente de los agentes privados en la economía. Un ejemplo de esta relación es la recaudación del canon petrolero y otras regalías, las cuales contribuyen a incrementar el presupuesto público.

En materia de hidrocarburos, le corresponde refrendar los Decretos Supremos que aprueban los contratos de licencia o servicios, para la exploración o explotación de hidrocarburos⁶⁸.

BANCO CENTRAL DE RESERVA DEL PERÚ

El Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) es, legalmente, persona jurídica de derecho público, con autonomía en el marco de su Ley Orgánica⁶⁹. Tiene patrimonio propio, duración indefinida y es gobernado por su Directorio. Está orientado a preservar la estabilidad monetaria; por ello, entre sus principales funciones, regula la moneda y el crédito, administra las reservas internacionales, emite billetes y monedas e informa sobre las finanzas nacionales.

En materia de hidrocarburos le corresponde definir el régimen Cambiario, en representación del Estado, a la fecha de la suscripción de los contratos de exploración o explotación. Garantiza que el Contratista gozará del régimen cambiario en vigor y, en consecuencia, que el Contratista tendrá el derecho a la disponibilidad, libre tenencia, uso y disposición interna y externa de moneda extranjera, así como la libre convertibilidad de moneda nacional a moneda extranjera en el mercado cambiario de oferta y demanda.

DEFENSORÍA DEL PUEBLO

La Defensoría del Pueblo, órgano constitucional autónomo, tiene como mandato defender los derechos constitucionales y fundamentales de la persona, supervisar el cumplimiento de los deberes de la administración estatal, así como la prestación de los servicios públicos a la ciudadanía. Así lo establecen el Artículo 162° de la Constitución Política del Perú y el Artículo 1° de la Ley N.° 26520, Ley Orgánica de la Defensoría del Pueblo.

Asimismo, conforme al inciso primero del Artículo 9° de dicha Ley Orgánica, la Defensoría del Pueblo está facultada, en el ejercicio de sus funciones, para iniciar y proseguir cualquier investigación sobre los actos de la Administración Pública y sus agentes que afecte la vigencia plena de los derechos constitucionales y fundamentales de la persona y de la comunidad.

Desde su creación, la Defensoría del Pueblo ha venido interviniendo en acontecimientos que ocurren en el país, con especial énfasis en aquellas situaciones donde se amenacen y/o quebranten los derechos de las personas, en particular de las que se encuentran en situación de mayor vulnerabilidad. Si bien sus actuaciones se basan en la magistratura de la persuasión y no cuenta con facultades vinculantes frente a las instituciones supervisadas, la fuerza de sus recomendaciones se basa en la solvencia de su labor, la legitimidad ganada y la confianza ciudadana.

En materia de las actividades extractivas —en especial los hidrocarburos—, ha tenido y tiene un destacado rol, desplegado, fundamentalmente, por la labor de sus Adjuntías para los Servicios Públicos, Medio Ambiente y Pueblos Indígenas, la Adjuntía para la Prevención de los Conflictos Sociales, la Adjuntía de Asuntos Constitucionales y el rol de las Oficinas y Módulos Defensoriales en todo el país.

⁶⁸ Artículo 66° del D.S. N.° 042-2005-EM, TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

⁶⁹ Ley N.° 26123, Ley Orgánica del Banco Central de Reserva del Perú.

La Adjuntía del Medio Ambiente, Servicios Públicos y Pueblos Indígenas, de acuerdo al Reglamento de Organización y Funciones de la Defensoría del Pueblo⁷⁰, es la encargada de proteger los derechos de los ciudadanos a gozar de un ambiente equilibrado y adecuado al desarrollo de su vida, desplegando actividades de supervisión a la administración pública, investigaciones, opiniones especializadas, pronunciamientos, entre otros. Adscrito a la Adjuntía, se encuentra el Programa de Pueblos Indígenas que promueve el respeto y protección de los derechos de los pueblos indígenas y comunidades nativas, privilegiando su capacidad de interlocución ante el Estado.

Sin lugar a dudas, las labores de la Adjuntía y el Programa son cruciales en momentos de auge de las actividades extractivas. Si bien estas son de vital importancia para la economía nacional por su aporte al PBI, a los ingresos fiscales y por la generación de divisas; constituyen también un riesgo en la generación de posibles conflictos sociales entre las comunidades vecinas, las empresas extractivas y el Estado. Esta Adjuntía ha tenido una destacada participación en la defensa de los derechos ambientales, las comunidades nativas y los avances en la expedición de la ley de la Consulta Previa.

La Adjuntía para la Prevención de los Conflictos Sociales y la Gobernabilidad está orientada a buscar soluciones pacíficas a los conflictos sociales. Su actuación busca proteger los derechos ciudadanos, contribuir a resolver los conflictos, desalentar las opciones violentas y afirmar la institucionalidad democrática y los mecanismos de diálogo⁷¹. La Adjuntía emite, desde el año 2004, el Reporte Mensual de Conflictos Sociales, consistente en un riguroso monitoreo de la conflictividad en el país, destinado a los representantes del Estado, la sociedad civil, el empresariado y la opinión pública en general.

Las Adjuntías han emitido diversos informes Defensoriales en asuntos de relevancia nacional y colectiva, especialmente en materia de protección del medio ambiente, de la consulta previa y los conflictos sociales.

La labor descentralizada de la Defensoría del Pueblo, está garantizada por 38 Oficinas Defensoriales⁷² y Módulos de Atención Defensorial, que dirigen la actuación de la institución en el ámbito geográfico de su competencia.

La Defensoría del Pueblo recomendó a Perupetro S.A. y al MINEM, incluir en los nuevos contratos de licencia o servicios con empresas de hidrocarburos, las responsabilidades por los pasivos ambientales señalados en el artículo 4° de la Ley N.° 29134, incumplida desde el año 2007, por representar un grave peligro para el medio ambiente y la salud pública. Perupetro, habría informado a la Defensoría del Pueblo que no cumplió con dicha obligación, debido a que no se cuenta con el inventario de pasivos ambientales de hidrocarburos y la determinación de responsables en la materia. La recomendación aún está pendiente de respuesta por ambas entidades.

LA SUPERINTENDENCIA NACIONAL DE ADUANAS Y DE ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA (SUNAT)

La Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT), de acuerdo a la Ley N.° 24829, aprobada por Decreto Legislativo N.° 501 y la Ley de Fortalecimiento N.° 29816, es un organismo técnico especializado, adscrito al Ministerio de Economía y Finanzas, con personería jurídica de derecho público, con patrimonio propio y goza de autonomía funcional, técnica, económica, financiera, presupuestal y administrativa. De acuerdo al artículo 15° de su Reglamento de Organización y Funciones⁷³, le corresponde la administración, recaudación y fiscalización de los tributos internos del Gobierno Nacional, con excepción de los municipales.

⁷⁰ Artículo 65° del Reglamento de Organización y Funciones, aprobado por Resolución Administrativa N.° 0012-2011/DP-PAD, del 08 de junio del 2011.

⁷¹ Artículo 73° del Reglamento de Organización y Funciones, aprobado por Resolución Administrativa N.° 0012-2011/DP-PAD, del 08 de junio del 2011.

⁷² Artículo 78° y del ROF (Resolución Administrativa N.° 0012-2011/DP-PAD).

⁷³ Aprobado mediante D.S. N.° 115-2002-PCM, del 28 de octubre del 2002.

En materia de hidrocarburos, los contratos de exploración o explotación, se encuentran sujetos al régimen tributario común del Impuesto a la Renta en el país. A través del MEF, se otorga garantía a los contratistas del beneficio de estabilidad tributaria durante la vigencia del contrato, por lo cual quedará sujeto, únicamente, al régimen tributario vigente a la Fecha de Suscripción. Esto, de acuerdo a lo establecido en el "Reglamento de la Garantía de la Estabilidad Tributaria"⁷⁴, aprobado por Decreto Supremo N.º 32-95-EF, en la "Ley que regula los Contratos de Estabilidad con el Estado al amparo de las Leyes Sectoriales - Ley N.º 27343" en lo que corresponda y en la "Ley de Actualización en Hidrocarburos - Ley N.º 27377".

En virtud del artículo 87º del Código Tributario, las EP contratistas pueden llevar su contabilidad en dólares, así como aplicar el método de amortización lineal en un período de cinco (5) ejercicios anuales, contados a partir del ejercicio al que corresponda la Fecha de Inicio de la Extracción Comercial, la cual se aplica a todos los gastos de Exploración y Explotación y a todas las inversiones que realice desde la firma del contrato y hasta el inicio de la extracción comercial del crudo. Dicho plazo, puede ser ampliado con conocimiento de la SUNAT. Asimismo, le corresponde a la SUNAT, autorizar la prórroga del régimen de importación temporal, cuando se trate de bienes necesarios para la gestión económica de sus operaciones.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA

La Contraloría General de la República es una institución pública descentralizada que goza de autonomía administrativa, funcional, económica y financiera, cuya misión está destinada a dirigir y supervisar el control gubernamental para fortalecer la transparencia en la gestión pública, la promoción de valores y la responsabilidad de funcionarios y servidores públicos. Asimismo, le corresponde contribuir con los demás Poderes del Estado, para la toma de decisiones y la promoción del control social a través de la participación ciudadana. Su marco normativo está regulado por la Ley Orgánica del Sistema Nacional de Control y de la Contraloría General de la República, Ley N.º 27785.

La Contraloría General de la República goza de la facultad sancionadora por la cual los funcionarios y servidores públicos que cometan faltas graves o muy graves, con independencia de su régimen laboral o contractual, se someten a un procedimiento sancionador, en virtud de la Ley N.º 29622 y su reglamento. El procedimiento sancionador está a cargo de la Contraloría General de la República, cuyo órgano instructor realiza las investigaciones y propone las infracciones y sanciones. Le corresponde a un órgano sancionador imponer o desestimar las sanciones propuestas.

La Gerencia de Productos y Control Especializado⁷⁵, dependiente del Vice Contralor General de la República, norma, conduce, supervisa y apoya el control gubernamental en gestión del medio ambiente y el patrimonio cultural, a través de diversos departamentos especializados.

El Departamento de Medio Ambiente y Cultura⁷⁶, órgano dependiente de la Gerencia de Productos y Control Especializado, se encarga del control en la gestión ambiental, los recursos naturales y el patrimonio cultural, de modo que presta asesoría especializada a los órganos del Sistema Nacional de Control, en la perspectiva del control que coadyuve al desarrollo sostenible y la minimización de impactos y riesgos ambientales.

⁷⁴ Concordada con las normas tributarias de la Ley N.º 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

⁷⁵ Artículo 84º del ROF, aprobado por Resolución de Contraloría N.º 214-2013-CG.

⁷⁶ Artículo 93º y 94º del ROF, aprobado por Resolución de Contraloría N.º 214-2013-CG.

La Gerencia de Control de Producción, se encarga de las acciones de control en los sectores de Agricultura, Energía y Minas, Infraestructura, Desarrollo Económico y Productivo⁷⁷. De esta depende el departamento del Sector Energía y Minas⁷⁸. Dicha gerencia, propone las políticas de control y evaluación de la gestión gubernamental, incluidas las denuncias y los hallazgos que se identifiquen en las auditorías financieras y exámenes a la información presupuestal, derivadas de la Gerencia de Control y Producción.

El análisis de este apartado, nos permite advertir la existencia de una multiplicidad de ministerios, entidades autónomas, instituciones descentralizadas y desconcentradas, así como empresas públicas, que desarrollan funciones específicas y determinadas, respecto del sector de hidrocarburos. Algunas funciones se duplican y otras se superponen, generando dificultades en la actuación estatal frente al desarrollo de la industria del petróleo. Dichas dificultades, se agudizan en la concesión de los permisos de exploración y explotación, como se verá más adelante.

⁷⁷ Artículo 102º del ROF, aprobado por Resolución de Contraloría N.º 214-2013-CG.

⁷⁸ Artículo 107º y 108º del ROF, aprobado por Resolución de Contraloría N.º 214-2013-CG.

capítulo III

Mejorando
el modelo
regulatorio

Decisiones para incrementar la competitividad



SECCIÓN 1

ANÁLISIS DEL MARCO REGULATORIO DEL SECTOR HIDROCARBUROS

1.1. Bienes Jurídicos y Derechos Protegidos por la regulación

Antes de analizar el marco normativo en materia de hidrocarburos, es preciso –aunque rápidamente– ahondar en los bienes jurídicos que esta regulación busca proteger. En ese sentido, la necesidad de salvaguardar los derechos fundamentales de las personas y la integridad de los bienes jurídicos conexos conlleva el establecimiento de ciertas restricciones que son impuestas a través de las normas jurídicas, mediante la determinación de obligaciones, derechos y responsabilidades. No obstante, estas restricciones deben ser razonables y proporcionales, en relación al bien que se busca proteger, no debiendo implicar la imposición de cargas injustificadas que desincentiven las actividades que, precisamente, el Estado debe promover para propiciar una mejor calidad de vida y el desarrollo del país.

Cabe mencionar, que el debilitamiento de la actividad económica, provocada por excesos en la regulación, también se encuentra asociado a la afectación de otros derechos igualmente importantes que están protegidos por la Constitución y las normas legales, como es la iniciativa privada y la libertad de empresa, entre otros.

La defensa de la vida, salud, integridad personal, el medio ambiente y, dentro de este, el agua, representan derechos y bienes jurídicos de la mayor trascendencia, cuya protección debe convocar la preocupación y acción de todos. Asimismo, la calidad ambiental, la biodiversidad y el aprovechamiento sostenible de los recursos, el patrimonio cultural y la integridad cultural de los pueblos indígenas, son también bienes jurídicos trascendentales. Del mismo modo, la seguridad energética del Perú, la balanza comercial, la libre iniciativa privada y la competitividad para atraer inversiones, son cuestiones medulares en la estrategia de desarrollo sostenible del país, las cuales se encuentran vinculadas con las legítimas aspiraciones de trabajo, bienestar y prosperidad de los peruanos.

Cabe resaltar, que el sistema normativo vigente en materia de hidrocarburos protege los bienes jurídicos tutelados, con un fuerte énfasis ex ante o de control previo. Esto explica la gran cantidad de autorizaciones, licencias y permisos que se requiere obtener para el desarrollo de un proyecto de inversión, aun cuando en muchos casos, ello no es necesario ni eficiente; ya que extiende y complejiza la ejecución de actividades, sin asegurar, necesariamente, que este control previo redundará en una adecuada protección de los bienes jurídicos tutelados. Esta opción normativa se traduce en que la mayor parte de los procedimientos administrativos son de evaluación previa y no de aprobación automática; materializándose en silencios administrativos negativos.

Un adecuado balance entre las acciones de control previo y de control posterior basado en procesos de fiscalización más consistentes, puede redundar en un mayor nivel de real protección ambiental y en plazos y condiciones más competitivos para atraer la inversión necesaria para que el país pueda explorar y aprovechar sus recursos hidrocarburíferos. De esta manera, la legislación será realmente funcional a los objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040 y se podrán asegurar mayores fuentes de energía para bienestar de la población y de las demás actividades económicas que encuentran en la provisión de combustibles derivados de los hidrocarburos un factor para su propia competitividad.

1.2. Reseña de la regulación ambiental en el Perú

La regulación ambiental en el Perú ha tenido un importante desarrollo durante las últimas dos décadas, a partir de la publicación de la primera norma propiamente ambiental del Perú en el año 1990, mediante el Decreto Legislativo N.º 613, Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales (CMARN), el cual orientó el desarrollo de la legislación ambiental del país durante 15 años, hasta que fue derogado por la actual Ley N.º 28611, Ley General del Ambiente.

Luego, en 1991, se publicó el Decreto Legislativo N.º 757, Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada, ley que oficializó el criterio de la sectorialización administrativa en la gestión ambiental. A partir de entonces, cada sector ha venido elaborando sus normas y ha conducido la gestión ambiental de las actividades a su cargo, en muchos casos con criterios divergentes.

En 1994, mediante la Ley N.º 26410, se creó el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM), con la finalidad de articular la gestión ambiental. Este fue absorbido, después, por el Ministerio del Ambiente (MINAM) creado en mayo de 2008, mediante el Decreto Legislativo N.º 1013. Le corresponde a esta autoridad ambiental nacional, ejercer la rectoría sobre el Sistema Nacional de Gestión Ambiental (SNGA), teniendo en cuenta que para el desarrollo de proyectos de inversión, como los de hidrocarburos, deben intervenir alrededor de 14 autoridades que otorgan permisos y licencias y que, luego, fiscalizan el cumplimiento de las obligaciones y compromisos. De hecho, con la finalidad de articular la gestión ambiental, se han establecido diversos sistemas funcionales como el Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), el Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (SINEFA), el Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SINANPE), el Sistema Nacional de Información Ambiental (SINIA), el Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos, entre otros.

Como se ha indicado en el capítulo anterior, son tres las principales fases para la producción de hidrocarburos: la negociación y firma del contrato; la exploración y, de ser el caso, la explotación. A su vez, cada una de estas fases, comprende diversas acciones, entre las que se encuentran la calificación de Empresas Petroleras (EP), la negociación directa entre Perupetro y las EP, la publicación del Decreto Supremo que autorice la suscripción del contrato, la firma del contrato, la aprobación de los Estudios Ambientales, la exploración y la producción.

1.3. El acceso al Recurso Hidrocarburífero

1.3.1 La Consulta Previa a los Pueblos Indígenas en Hidrocarburos

a) La Consulta y la Participación en el Convenio 169

A través de los derechos a la consulta previa y la participación ciudadana reconocidos en el Convenio 169 de la OIT y otros documentos internacionales, se busca garantizar el respeto de los derechos reconocidos a los pueblos indígenas.

A lo largo del texto del Convenio 169, hay diversas referencias a la participación de los pueblos originarios o indígenas, disponiéndose, de manera específica, que es requerida para: el desarrollo de una acción “coordinada y sistemática” con miras a proteger los derechos de sus pueblos y a garantizar el respeto de su integridad (artículo 2º, 1); la adopción de medidas encaminadas a allanar las dificultades que experimenten dichos pueblos al afrontar nuevas condiciones de vida y trabajo (artículo 5º, c); la adopción de decisiones en instituciones electivas y organismos administrativos y de otra índole responsables de políticas y programas que les conciernen (artículo 6º, 1, b); la formulación y evaluación de los planes y programas de desarrollo nacional y regional susceptibles de afectarles directamente (artículo 7º, 1) el mejoramiento de las condiciones de vida y de trabajo y de nivel de salud y educación (artículo 7º, 2) la utilización, administración y conservación de los recursos naturales existentes en sus tierras (artículo 15º, 1); y el fortalecimiento y la promoción de las actividades tradicionales (artículo 23º, 1).

Asimismo, la participación es referida, de manera indirecta, en relación a la obligación de los Estados de cooperar con los pueblos indígenas (artículos 7º, 20º, 22º, 25º, 27º y 33º); obligación de

no tomar medidas contrarias a los deseos expresados libremente por los pueblos indígenas (artículo 4º); obligación de buscar el consentimiento dado libremente y con pleno conocimiento de causa de los pueblos indígenas (artículo 16º); y el derecho a ser consultados a través de sus instituciones representativas (artículo 6º).

En tal sentido, en el marco de los objetivos del Convenio 169 y en lo que respecta a la obligación específica de los gobiernos responsables de su implementación, la participación implica establecer todos los medios necesarios para que los pueblos indígenas tengan, cuando menos, las mismas posibilidades que otros sectores de la población para participar en todos los niveles de la formulación y adopción de decisiones respecto de la institucionalidad, políticas, planes, programas, y otros aspectos que les conciernen o afecten como pueblo indígena.

Por otro lado, la Consulta Previa es referida en el Convenio 169 como una obligación de los gobiernos, de manera específica, para los siguientes casos:

- Al prever medidas legislativas o administrativas susceptibles de afectar directamente a los pueblos indígenas (artículo 6.1.a);
- Antes de emprender o autorizar cualquier programa de prospección o explotación de los recursos del subsuelo (artículo 15.2);
- Al considerar la enajenación de las tierras de pueblos indígenas o la transmisión de sus derechos sobre estas tierras a personas extrañas a su comunidad (artículo 17º);
- Con anterioridad a la reubicación de los pueblos indígenas, (artículo 16º);
- Otros.

De acuerdo a la Observación General 2011 de la Comisión de Expertos en Aplicación de Convenios y Recomendaciones de la OIT respecto del objeto de la consulta, esta debe tener lugar concretamente en relación con lo siguiente: cuestiones legislativas o administrativas que pueden afectarles directamente; autorización o ejecución de todos los programas de exploración o explotación de recursos minerales o del subsuelo existentes en sus tierras; capacidad de enajenar sus tierras o de transmitir de otra forma sus derechos sobre estas tierras fuera de su comunidad; y cuestiones específicas relacionadas con la educación².

b) El Proceso de Consulta conforme a la Ley N.º 29785

Mediante Ley N.º 29785 se aprobó la “Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios, reconocido en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo” (en adelante, la Ley de Consulta).

La Ley de Consulta, en su artículo 8º, ha establecido las etapas que comprende el proceso de consulta:

“Artículo 8º. Etapas del proceso de consulta

Las entidades estatales promotoras de la medida legislativa o administrativa deben cumplir las siguientes etapas mínimas del proceso de consulta:

- a. Identificación de la medida legislativa o administrativa que debe ser objeto de consulta.
- b. Identificación de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados.
- c. Publicidad de la medida legislativa o administrativa.
- d. Información sobre la medida legislativa o administrativa.

¹ OIT- CEACR. Observación General 2011 sobre la obligación de consulta. Convenio sobre pueblos indígenas y tribales, 1989 (núm. 169).

² Los Derechos de los Pueblos Indígenas y Tribales en la Práctica - Una Guía sobre el Convenio 169 de la OIT. Pg. 61.

³ OIT- CEACR. Observación General 2011 sobre la obligación de consulta. Convenio sobre pueblos indígenas y tribales, 1989 (núm. 169).



- e. Evaluación interna en las instituciones y organizaciones de los pueblos indígenas u originarios sobre la medida legislativa o administrativa que les afecten directamente.
- f. Proceso de diálogo entre representantes del Estado y representantes de los pueblos indígenas u originarios.
- g. Decisión”.

- **Respecto de la identificación de la medida legislativa o administrativa,** le corresponde al Sector Energía y Minas determinar cuál o cuáles serían las medidas administrativas a ser consultadas.

El MINEM, mediante Resolución Ministerial N.º 350-2012-MEM/DM⁴, ha aprobado los procedimientos administrativos en los que corresponde realizar el proceso de Consulta Previa.

- **Respecto a la identificación de los pueblos indígenas u originarios a ser consultados,** se podría señalar la existencia de dos niveles o fases de esta identificación.

Primero es la determinación de la existencia o no de un pueblo indígena, en el entorno del proyecto o potencialmente afectado por la medida administrativa a adoptarse, aplicando los criterios objetivos y subjetivos de identificación, recurriendo a la base de datos del Ministerio de Cultura, entre otros. El segundo nivel de identificación, es la determinación específica y delimitada del pueblo indígena sobre el que recae, de manera concreta, la obligación de consultar. Este pueblo indígena espacialmente delimitado, se constituiría como el “titular del derecho a la consulta”, tal cual es referido en el Decreto Supremo N.º 001-2012-MC, Reglamento de la Ley de Consulta Previa.

Se podría requerir incluso hasta de un tercer nivel de identificación, correspondiente a las organizaciones o “instituciones representativas” del pueblo indígena. Esto puede presentar dificultades, sobre todo en los casos en los que en el área de posible afectación haya más de un grupo humano organizado como comunidad (campesina o nativa); entre los cuales pueden existir conflictos históricos o simplemente representaciones individuales e independientes que quieran hacer valer.

- **La etapa de publicidad de la medida legislativa o administrativa:** tiene por finalidad asegurar que la medida que se espera adoptar sea puesta en conocimiento por el pueblo indígena potencialmente afectado. Esta puesta en conocimiento debe hacerse a través de canales e idioma apropiado, etc.
- **La etapa de informar sobre la medida legislativa o administrativa a adoptar:** implica brindar información oportuna (desde el inicio del proceso de consulta) y entendible para los pueblos indígenas, respecto de los motivos, implicancias, impactos y consecuencias de la medida que se adoptaría.
- **Evaluación interna en las instituciones y organizaciones de los pueblos indígenas u originarios sobre la medida legislativa o administrativa que les afecten directamente:** se plantea como una etapa consecutiva a la de proporcionar información, lo cual no significa que el flujo de información no continúe aun en esta etapa.

Se establece que esta etapa deba completarse dentro de un plazo de 30 días, al término del cual los o las representantes del o de los pueblos indígenas deberán entregarle a la entidad promotora, un documento escrito y firmado, o de forma verbal, dejándose constancia en un soporte que lo haga explícito, en el cual podrán indicar su acuerdo con la medida o presentar su propuesta acerca de lo que es materia de consulta, debiendo referirse en particular a las posibles consecuencias directas respecto a las afectaciones a sus derechos colectivos.

⁴ Aprobada el 20 de julio de 2012, pero no publicada en el Diario Oficial El Peruano.



- **Proceso de diálogo entre representantes del Estado y representantes de los pueblos indígenas u originarios:** es planteado en la Ley de Consulta como un diálogo intercultural, tanto sobre los fundamentos de la medida consultada como sobre las sugerencias y recomendaciones que los pueblos indígenas formulen.
- **La Decisión** que se adopte finalmente debe estar debidamente motivada y reflejar que se recogieron y evaluaron los puntos de vista, sugerencias y recomendaciones planteadas por los pueblos indígenas durante el proceso de diálogo, así como el análisis de las consecuencias de la medida administrativa para con los derechos de estos pueblos.

Por su parte, la Resolución Ministerial N.º 350-2012-MEM/DM ha aprobado los procedimientos administrativos en los que corresponde realizar el proceso de CONSULTA PREVIA. En el artículo 1º se han listado los siguientes procedimientos (subsector hidrocarburos), precisándose la oportunidad en la que debiera efectuarse y la autoridad responsable del proceso:

Procedimiento Administrativo	Oportunidad del Proceso de Consulta	Dirección a cargo
Concesión de transporte de hidrocarburos por ductos	Antes de otorgar la concesión	
Concesión de distribución de GN por ductos	Antes de otorgar la concesión	
Modificación de la concesión (sólo si se trata de ampliación)	Antes de otorgar la modificación	Dirección General de Hidrocarburos
Autorización de instalación y operación de ducto para uso propio y principal	Antes de otorgar la autorización	
Modificación o transferencia de autorización de instalación y operación de ducto para uso propio y principal (sólo si se trata de ampliación de terreno para la operación del ducto)	Antes de otorgar la modificación de la autorización	
Decreto Supremo que aprueba la suscripción de Contratos de Exploración y Explotación de lotes petroleros y gasíferos	Antes de emitir el decreto supremo	Perupetro
Informe Técnico Favorable para la instalación de Plantas de Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos y Estaciones de Servicio	Previo a la emisión de autorización	Dirección General de Hidrocarburos

1.3.2. La Participación Ciudadana en Hidrocarburos

El ejercicio del derecho constitucional a la participación⁵, en lo que respecta a la gestión del ambiente, se encuentra reconocido en varias disposiciones normativas: la Ley N.º 26821, Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales; la Ley N.º 28611, Ley General del Ambiente; la Ley N.º 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA); el Decreto Supremo N.º 002-2009-MINAM, Reglamento sobre Transparencia, Acceso a la Información Pública Ambiental y Consulta Ciudadana en Asuntos Ambientales⁶, entre otros.

No obstante, el desarrollo de la participación ciudadana en las actividades de hidrocarburos ha estado regulado por el propio Sector Energía y Minas desde el año 1996, contando en la actualidad con normas que extienden la participación a todo el ciclo de dicha actividad.

a) Principales características del proceso de Participación Ciudadana en hidrocarburos

La participación ciudadana en las actividades hidrocarburíferas se encuentra regulada por el Decreto Supremo N.º 012-2008-EM, Reglamento de Participación Ciudadana para la realización de Actividades de Hidrocarburos (RPCAH), y la Resolución Ministerial N.º 571-2008-MEM-DM que aprobó los Lineamientos para la Participación Ciudadana en las Actividades de Hidrocarburos (LPCAH). Esta regulación contempla el desarrollo del proceso de participación ciudadana en las siguientes etapas:

- Para la negociación o concurso y posterior suscripción de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos
- Para la elaboración y evaluación de los estudios ambientales
- Para la etapa posterior a la aprobación de los estudios ambientales

b) La Participación Ciudadana para la negociación o concurso y posterior suscripción de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos

La definición de las áreas que constituirán los lotes sobre los cuales se iniciará la negociación o concurso está a cargo de Perupetro, el cual debe delimitar los lotes en atención a consideraciones técnicas (estudios geofísicos y geológicos, información disponible, actividades de exploración previas, ubicación de lotes pre existentes, entre otros). La actual reglamentación sectorial determina, desde el año 2006, que Perupetro debe informar a las poblaciones locales sobre la futura negociación para la suscripción y firma de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Para la negociación o concurso

Al inicio del proceso de negociación o concurso por un Lote petrolero o cuando hay un nuevo contratista petrolero como consecuencia de una cesión de posición contractual, Perupetro debe informar, a través de eventos presenciales a la población local, sobre lo siguiente: la lista de contratos en negociación o concurso, con indicación de la fecha de inicio de la negociación o concurso, el mapa del Lote, las empresas interesadas, los criterios para la selección de la empresa, la información sobre el proyecto, los posibles impactos de las actividades de hidrocarburos, la legislación vigente de participación y consulta y las obligaciones que establecen, así como los derechos y obligaciones de la población.

⁵ El artículo 2º de la Constitución Política del Perú lista los derechos fundamentales reconocidos a las personas, entre ellos, el derecho "17. A participar, en forma individual o asociada, en la vida política, económica, social y cultural de la Nación. Los ciudadanos tienen, conforme a ley, los derechos de elección, de remoción o revocación de autoridades, de iniciativa legislativa y de referéndum."

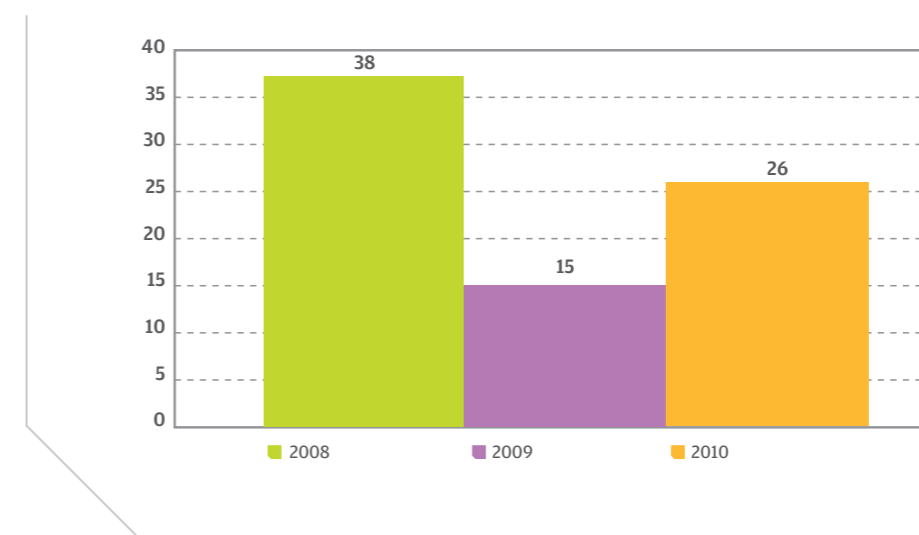
⁶ Artículo 14º de la Ley N.º 27446.

⁷ Decreto Supremo N.º 002-2009-MINAM.

Perupetro ha venido cumpliendo con estas disposiciones, conforme se aprecia de la relación publicada en su página web sobre la cantidad de Eventos Presenciales así como el número de participantes en dichos eventos:

Gráfico 1 - III:

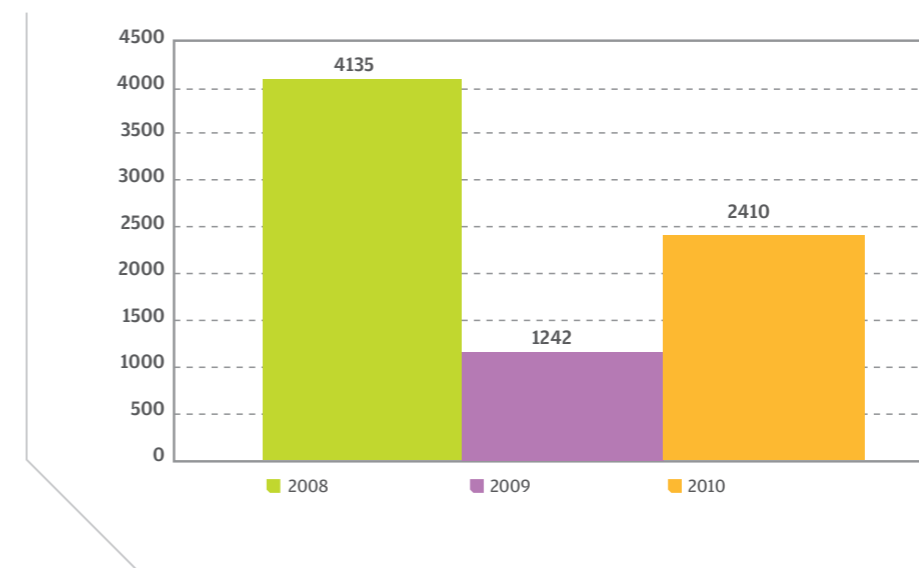
Número de eventos presenciales por inicio del proceso de negociación o concurso (2008 - 2010)



Fuente:Perupetro.

Gráfico 2 - III:

Número de participantes de eventos presenciales por inicio de negociación o concurso (2008 - 2010)



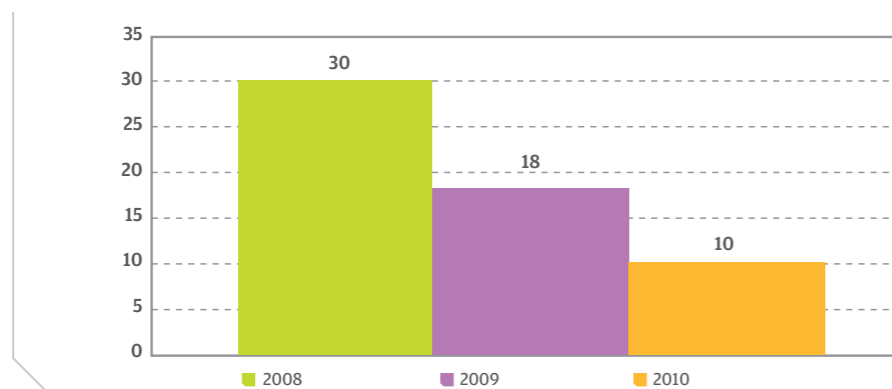
Fuente:Perupetro.

Posterior a la suscripción del contrato

Una vez suscrito el Contrato de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos, Perupetro también debe realizar eventos presenciales para informar sobre lo siguiente: empresa adjudicataria, número del Decreto Supremo que autoriza la suscripción del Contrato, criterios utilizados para la calificación de las empresas, modalidad de contratación utilizada, de ser el caso, mapa del área del Contrato (Lote) y programa de actividades a desarrollar. Luego, Perupetro procederá a presentar al Contratista ante la población del área de influencia.

Gráfico 3 - III:

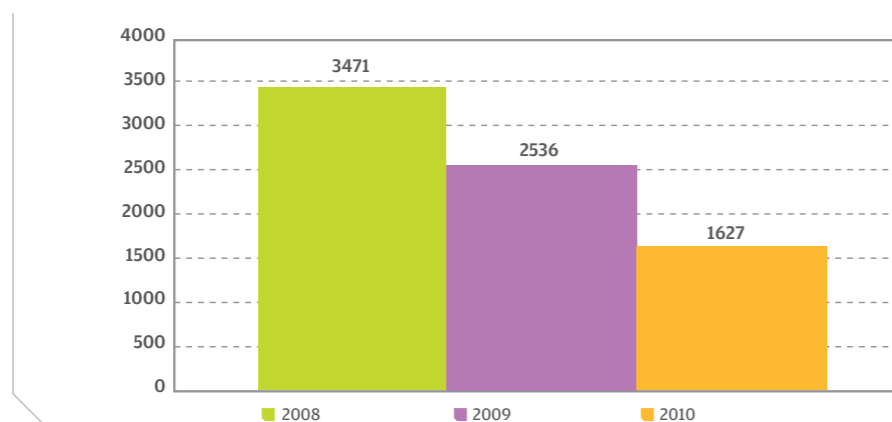
Número de eventos presenciales posteriores a la suscripción del contrato de licencia



Fuente:Perupetro.

Gráfico 4 - III:

Número de participantes en eventos presenciales posteriores a la suscripción del contrato de licencia



Fuente:Perupetro.

El MINEM señala que al año 2012, con posterioridad a la suscripción del contrato, se habían realizado 74 eventos presenciales sobre Lotes de Hidrocarburos⁸.

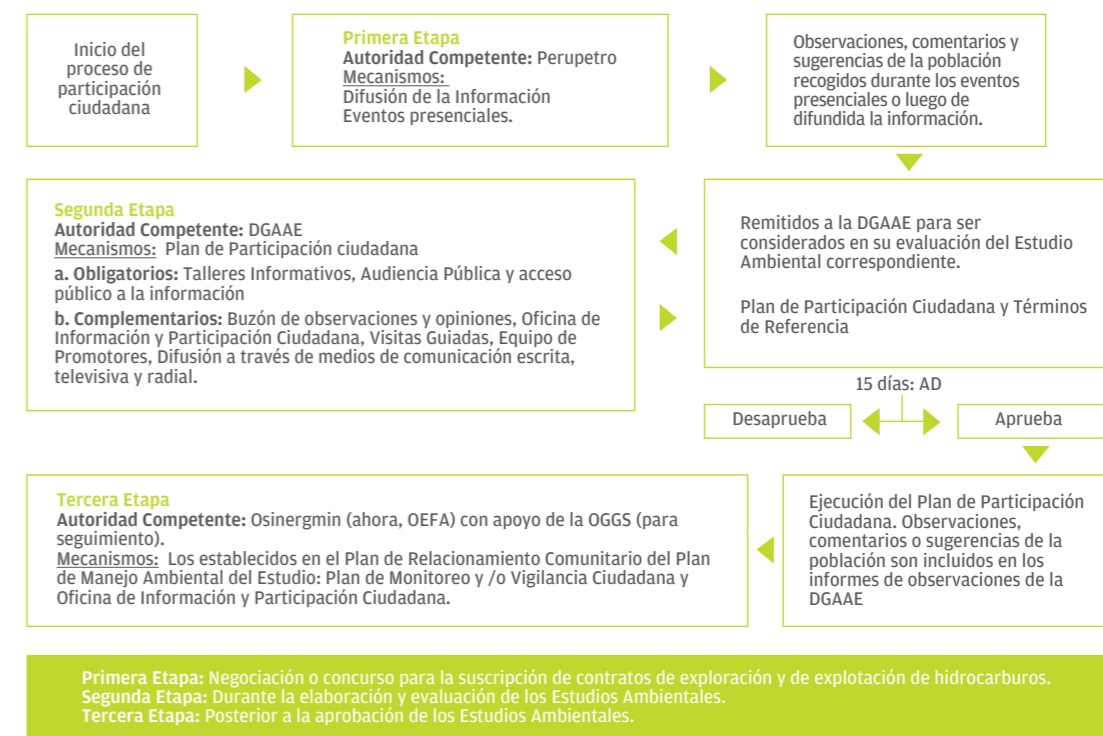
Por otro lado, de acuerdo a la regulación vigente, cada vez que se produzca una modificación del Contrato que implique un cambio de operador o ampliación del área del Lote, Perupetro tiene la obligación de informar a la población involucrada mediante otro evento presencial. Cualquier otra modificación del Contrato o suelta de área, deberá ser comunicada en el portal de Perupetro.

La Participación Ciudadana para la elaboración y evaluación de los estudios ambientales

El Reglamento prevé la presentación de un Plan de Participación Ciudadana para la Elaboración y Evaluación de Estudios Ambientales, en el cual las empresas deben incluir los mecanismos obligatorios y complementarios que se compromete a implementar: talleres informativos, audiencia pública, buzón de observaciones y opiniones, visitas guiadas, equipo de promotores, difusión a través de medios de comunicación escrita, televisiva o radial.

Cuadro 1 - III:

Proceso de Participación Ciudadana



⁸ Información elaborada por la DGAAE, la cual se encuentra dispuesta en el portal institucional del MINEM. Ver: <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=2&idTitular=2001>

1.3.3. Calificación de empresas petroleras

La calificación de las Empresas Petroleras (EP) se regula por el Decreto Supremo N.º 030-2004-EM, que aprueba el Reglamento de calificación de Empresas Petroleras, y consiste en la determinación, previa evaluación, de la capacidad legal, técnica, económica y financiera de una EP para dar cumplimiento a todas sus obligaciones contractuales, en función de las características del área solicitada, de las inversiones previsiblemente requeridas y el estricto cumplimiento de las normas de protección ambiental, además de consulta previa y PC.

El artículo 2º del mencionado Reglamento dispone que toda EP deba estar debidamente calificada por Perupetro para iniciar la negociación de un contrato; sin embargo, el otorgamiento de calificación no genera derecho alguno sobre el área del contrato. El procedimiento se inicia con una solicitud de la EP interesada, la cual debe cumplir con los requerimientos que la norma exige. Por tal motivo, Perupetro verifica que se hayan presentado los documentos exigidos en los artículos 5º y 6º del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N.º 030-2004-EM.

Cabe precisar que, con la modificatoria introducida por el Decreto Supremo N.º 001-2012-EM, se estableció como requisito la presentación de una Declaración Jurada, expedida por un funcionario debidamente autorizado para ello, la misma que no deberá tener una antigüedad mayor de 90 días calendario, en la que la EP se compromete a cumplir estrictamente con las disposiciones de protección ambiental aplicables a las actividades de hidrocarburos.

De otro lado, tratándose de una EP que no haya realizado actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los últimos tres años, se aceptará el cumplimiento de los siguientes requisitos, de manera concurrente:

- Haber celebrado con el Estado Peruano, al amparo de la LOH, por lo menos un Contrato, individualmente o como parte de un consorcio; y
- Desarrollar alguna de las Actividades de Hidrocarburos, en forma ininterrumpida durante los últimos 10 años, a la fecha de presentación de la solicitud de calificación.

Perupetro evalúa la capacidad legal, técnica, económica y financiera de la EP, correspondiendo a la Gerencia General denegar la calificación u otorgar la constancia de calificación; en este último caso, previa inscripción en los Registros Públicos de Hidrocarburos. Luego de ello, la empresa queda expedita para poder negociar contratos de exploración y explotación.

1.3.4. Modelo contractual peruano⁹

Con la Constitución Política de 1993 se consagra explícitamente que los recursos naturales son patrimonio de la nación (artículo 66º) y que por Ley Orgánica se fijan las condiciones para su utilización y otorgamiento a particulares; asimismo, que la concesión de los recursos otorga un derecho real.

En ese contexto, con la promulgación de la Ley N.º 26221, “Ley Orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional” (hoy Texto Único Ordenado de la LOH, aprobado por Decreto Supremo N.º 042-2005-EM), se estableció que los hidrocarburos “*in situ*” son de propiedad del Estado y, cuando el hidrocarburo es extraído, se transfiere este derecho de propiedad a Perupetro S.A., para efectos de que pueda celebrar contratos de exploración y explotación o de explotación de éstos.

La legislación permite que las actividades de *upstream* sean desarrolladas previa autorización, para lo cual cuenta con tres herramientas o títulos habilitantes, los cuales son:

⁹ Íbid. Pág. 213 - 214.

• Contrato de Licencia

Como se ha visto anteriormente, la celebración del Contrato de Licencia puede ser consecuencia de una convocatoria pública o por negociación directa. Este contrato es aprobado mediante un Decreto Supremo, el cual es refrendado por el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Economía y Finanzas. Una vez aprobado y suscrito el Contrato, sólo podrá ser modificado por acuerdo escrito entre las partes, es decir entre el Contratista y Perupetro, y las modificaciones deberán estar aprobadas por Decreto Supremo refrendado por los ministros antes indicados.

La legislación peruana establece que, tanto los Contratos de Licencia como los Contratos de Servicios que se mencionan más adelante, se rigen por el derecho privado, otorgándoles garantías y seguridades conforme se dispone en el artículo 1357º del Código Civil.

Mediante el Contrato de Licencia el Estado transfiere el derecho de propiedad del hidrocarburo a favor del Contratista cuando el recurso ya ha sido extraído, y para el punto de fiscalización acordado entre las partes. En contraprestación, el Estado recibe del Contratista el pago de una regalía, la cual se realiza a través de la empresa Perupetro, quien a su vez la transfiere al Tesoro Público.

La regalía (*royalty*) constituye la retribución económica a manera de contraprestación por el uso del recurso extraído que percibe el Estado, siendo considerado este pago por el Contratista, como costos de producción. La regalía se paga en efectivo a precios internacionales de acuerdo a la valorización del Hidrocarburo, establecida en cada contrato.

• Contrato de Servicio

Es el contrato celebrado entre Perupetro y el Contratista, para que se ejecuten las actividades de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos en un área determinada contractualmente, recibiendo el Contratista una retribución o pago por ello, la cual debe ser cuantificada a través de mecanismos previamente acordados en el contrato.

Este Contrato de Servicio es, asimismo, la modalidad contractual por la que el Estado, representado por la empresa estatal, paga a otra empresa para que esta brinde un servicio específico en las actividades de Exploración y/o Explotación; cuyo pago puede ser efectuado en dinero o en producto. Este tipo de contratos no tiene mucha aceptación, dado que es muy riesgoso para el Estado, toda vez que las inversiones las realizaría a su cuenta y riesgo, lo cual dependerá de buenos estudios de sísmica y/o la buena evaluación de reservorios; presentándose una gran incertidumbre respecto del retorno de las inversiones.

• Otros tipos de contratos

Para las actividades de exploración y/o explotación de hidrocarburos, también se pueden suscribir Convenios de Evaluación Técnica, Contratos de Participación, Contrato de División de Producción u otros.

1.3.5. Contratos de exploración y explotación de hidrocarburos

Los contratos de hidrocarburos abordan distintos aspectos de las actividades de hidrocarburos, como los siguientes¹⁰:

a) Asunción de riesgos

En casi todos los modelos contractuales, el inversionista asume todos los riesgos económicos de las operaciones de exploración y explotación. En la exploración los riesgos son más altos, en tanto no existe aún certeza sobre el recurso y el descubrimiento comercial viable que genere la expectativa real de retorno de la inversión; no obstante, en algunos países, el Estado comparte el riesgo económico relacionado con el desarrollo y la producción de los hidrocarburos.

b) División de fases

Salvo que se trate solamente de contratos de explotación (a través de los cuales el Estado entrega reservas para ser desarrolladas y/o producidas), en el Perú los contratos normalmente están divididos en la fase de exploración y la de explotación.

La fase de exploración suele estar dividida en períodos sucesivos, que otorgan al inversionista la posibilidad de comprometerse gradualmente a nuevos trabajos exploratorios conforme va obteniendo mayor información sobre el recurso o, si las perspectivas no son alentadoras, eventualmente a abandonar el lote. La fase de explotación normalmente incluye el período de desarrollo, es decir, la etapa de construcción de facilidades e instalación de todo lo necesario para iniciar la producción de hidrocarburos luego de efectuado el descubrimiento comercial.

c) Declaración de descubrimiento comercial

Al obtener resultados exitosos de la exploración, el inversionista tiene la prerrogativa de declarar la existencia de un descubrimiento comercial, es decir de un hallazgo de reservas suficientes para ser explotadas comercialmente en las condiciones de precios y mercado existentes.

d) Programas mínimos de trabajo

Los distintos modelos contractuales consideran normalmente un programa mínimo de trabajo exploratorio, que, casi siempre, estará garantizado por el inversionista mediante el otorgamiento de garantías financieras. En los contratos referidos solamente a explotación, es normal encontrar programas mínimos de explotación, aunque la relevancia de éstos es menor, en la medida en que los inversionistas serán los primeros interesados en obtener una óptima producción de las reservas existentes.

e) Grados de participación estatal

Uno de los aspectos en los que suele haber mayores diferencias en los modelos contractuales es en el grado de participación estatal en la gestión del contrato. En modelos como el peruano, la participación del Estado se focaliza en el control del cumplimiento de los acuerdos contractuales y en la supervisión del cumplimiento de las obligaciones contables, tributarias, ambientales y de seguridad, principalmente. Petroperú, la empresa estatal dedicada a la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución y comercialización de combustibles y otros productos derivados

¹⁰ PÉREZ TAIMAN, Jorge, Breve reseña de la exploración y explotación de petróleo en el Perú desde el punto de vista legal. En: Revista de Derecho Administrativo N.º 8. Círculo de Derecho Administrativo. 2009. Pág. 209 - 2011.

del petróleo, está facultada para ingresar a operar en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos¹¹.

f) Retribución en especie o en dinero

Una cuestión básica en cualquier modelo contractual es determinar si el inversionista será remunerado en dinero o en especie en función de su producción. En el Perú coexisten ambos sistemas mediante los contratos de servicio (que permiten la retribución en dinero) y los contratos de licencia (mediante los que el inversionista accede directamente a la propiedad del hidrocarburo que produce a cambio del pago de una regalía al Estado). Existen, en la actualidad, más contratos de licencia celebrados que contratos de servicios.

g) Governmenttake

Esta expresión inglesa está asociada a los ingresos que percibe el Estado como resultado de la actividad que desarrollará el inversionista. Incluye lo que el Estado percibirá por tributos, regalías y conceptos similares.

h) Otros temas

Los contratos de hidrocarburos también abordan temas como las sueltas de área que deberá efectuar el inversionista en porcentajes y tiempos que son establecidos en los contratos, la obligación de transferir tecnología al país, la obligación de cuidar el medio ambiente, realizar sus operaciones cumpliendo las normas de seguridad e, incluso, los aspectos técnicos de cada operación en particular.

Adicionalmente, se debe tener en cuenta aspectos como el de la ubicación del lote, ya que este puede ser *off shore* (plataformas marinas), *on shore* (en tierra) o estar ubicado en la selva. Cada locación tiene matices y particularidades que pueden resultar relevantes para los inversionistas, ya que, dependiendo de la ubicación del lote, pueden variar los costos, la logística y el entorno social, entre otros aspectos.

1.3.6. Plazos de los contratos

Los contratos están divididos en dos fases: exploración y explotación. La primera de ellas normalmente comprende hasta siete años, prorrogables por tres años más si se comprometen trabajos adicionales. La exploración, a su vez, se encuentra dividida en varios períodos sucesivos cada uno con obligaciones específicas de acuerdo a cada contrato. El contratista puede evaluar los resultados de cada período exploratorio y decidir si continúa con el siguiente período o si hace “suelta total” del área del contrato.

En caso de existir un descubrimiento comercial, el contratista da inicio a la fase de explotación, que incluye el desarrollo previo de toda la infraestructura necesaria para la producción de los hidrocarburos y tiene un plazo de 30 años para petróleo crudo y de 40 años para GN y condensados.

En aquellos casos en que, efectuado un descubrimiento no hubieran instalaciones de transporte económicamente disponibles para producir petróleo crudo, el contratista puede pedir que se le conceda un “Período de Retención” por cinco años, lo que le permite de alguna manera suspender los plazos contractuales por ese período. Lo mismo ocurre en el caso del GN si el descubrimiento realizado careciera de mercado, con la diferencia de que en este caso el período de retención puede ser de 10 años. El Período de retención implica la conclusión de la fase de exploración y su principal efecto es el de suspender el plazo del Contrato de Licencia. Una de las formas de conclusión del período de retención es la Declaración de Descubrimiento Comercial que puede efectuar el contratista y que determina el inicio de la fase de explotación y, a su vez, el reinicio del cómputo del plazo del Contrato de Licencia.

¹¹ Ley N.º 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa Petróleos del Perú - Petroperú S.A.

1.4. El desarrollo de los Proyecto de Exploración de Hidrocarburos

1.4.1. Certificación Ambiental

a) Aspectos Generales

Uno de los requisitos, quizás el más importante, para el desarrollo de los proyectos de inversión referidos a la extracción de recursos naturales, después del derecho de aprovechamiento, es la Certificación Ambiental¹²; la cual determina la viabilidad ambiental del proyecto otorgada por la autoridad competente a través de la aprobación del estudio ambiental.

En materia de hidrocarburos, las normas, disposiciones y procedimientos que regulan actualmente tales estudios ambientales están establecidos en el Decreto Supremo N.º 015-2006-EM, Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades de Hidrocarburos (RPAAH), vigente desde el 06 de marzo de 2006.

No obstante, cabe advertir que el citado Reglamento se emitió en un contexto normativo e institucional ambiental diferente al actual, pues desde el año 2008 se cuenta con entidades como el MINAM, el Organismo de Evaluación de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Oefa), el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (SERNANP), la Autoridad Nacional del Agua (ANA) y el Servicio Nacional de Certificación Ambiental (Senace), que vienen cumpliendo o cumplirán, como en el caso del último mencionado, funciones relacionadas o con implicancias en la evaluación del impacto ambiental de los proyectos de inversión.

b) Normativa sobre la certificación ambiental

La Certificación Ambiental se encuentra regulada en la Ley N.º 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental, vigente desde el 24 de abril de 2001, la cual establece que no podrá iniciarse la ejecución de proyectos ni actividades de servicios y comercio si no se cuenta previamente con la Certificación Ambiental contenida en la Resolución expedida por la respectiva autoridad competente. El Decreto Legislativo N.º 1078, que modificó la Ley N.º 27446 (29.06.2008), precisa que esta exigencia se presenta en los proyectos de inversión pública, privada o de capital mixto que sean susceptibles de causar impactos ambientales significativos de carácter negativo.

El RPAAH fue emitido antes del Decreto Legislativo N.º 1078, por lo que no contiene disposiciones específicas sobre el criterio de la significancia ambiental, como factor clave para determinar cuándo a un proyecto de inversión le corresponde o no contar con la Certificación Ambiental. El RPAAH sólo dispone de manera general que, previamente al inicio de las actividades de hidrocarburos, ampliación de actividades o modificación, el titular debe presentar ante la autoridad competente el estudio ambiental correspondiente, el cual luego de su aprobación será de obligatorio cumplimiento¹³. Asimismo, establece los estudios ambientales de naturaleza preventiva que deben ser aprobados para el desarrollo de la actividad, que son: la Declaración de Impacto Ambiental (DIA), el Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd), el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) e incluso, el Plan de Manejo Ambiental (PMA)¹⁴, aun cuando dicho criterio de la significancia ambiental no se desprende claramente de los supuestos que conlleva la Certificación Ambiental (Anexo 6 del RPAAH).

¹² Anexo II del Reglamento de la Ley N.º 27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, aprobado por Decreto Supremo N.º 019-2009-MINAM.

¹³ Artículo 9º del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM.

¹⁴ Artículo 11º del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM.

El Anexo 6 del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM establece una categorización genérica de las actividades de hidrocarburos que requieren la Certificación Ambiental¹⁵, dejando un amplio espacio de discrecionalidad a la autoridad, para determinar cuándo procede o no el requerimiento de la Certificación Ambiental.

También hay otros desfases relevantes entre el RPAAH y las disposiciones del Reglamento de la Ley N.º 27446, aprobado por Decreto Supremo N.º 019-2009-MINAM (RLSEIA)¹⁶, que están asociadas al criterio de la significancia ambiental como factor determinante para la exigibilidad de los estudios ambientales.

Dicho RLSEIA establece que sólo a las actividades susceptibles de generar impactos ambientales negativos significativos que estén relacionados con los criterios de protección ambiental, así como las modificaciones de estas actividades (siempre que supongan un cambio del proyecto original que por su magnitud, alcance o circunstancias pudieran generar nuevos o mayores impactos ambientales negativos), les es exigible una evaluación del impacto ambiental, es decir, un estudio ambiental o una modificación del estudio ambiental aprobado inicialmente. No obstante, el RPAAH y la Primera Actualización del Listado de Inclusión de los Proyectos de Inversión sujetos al Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental - SEIA¹⁷ son excesivamente genéricos en relación a la exigibilidad de la Certificación Ambiental para las modificaciones de las actividades de hidrocarburos.

Desde el 29 de diciembre de 2012 se encuentran vigentes los Términos de Referencia para EIA de Proyectos de Inversión con Características Comunes o Similares en el Subsector Hidrocarburos, documento aprobado por Resolución Ministerial N.º 546-2012-MEM/DM, norma que contiene los lineamientos técnicos para la elaboración de EIA y EIA-sd de determinadas actividades de hidrocarburos. No obstante, una limitación de los mismos y del propio RPAAH está asociada a la débil diferenciación de los requerimientos establecidos entre los proyectos en etapa de exploración y los de explotación, aun cuando los posibles impactos ambientales y sociales de ambos tipos de proyectos presentan características muy diferentes, tanto en aspectos cuantitativos como cualitativos.

Adicionalmente, para tener una visión más precisa de lo que actualmente comprende el proceso de Certificación Ambiental de las actividades de hidrocarburos, es relevante mencionar los Decretos Supremos N.º 054-2013-PCM y N.º 060-2013-PCM, que tienen como objetivo promover las inversiones, simplificando los procedimientos de evaluación y aprobación de los estudios ambientales, sobre la base del criterio de impacto ambiental negativo significativo como determinante para el requerimiento de la evaluación ambiental, los cuales complementan el RPAAH acercándolo a los criterios de la Ley N.º 27446.

El RPAAH debe ser revisado y replanteado con base a los criterios de la legislación general de la evaluación de impacto ambiental y a los objetivos establecidos en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, que es el principal instrumento de política para las actividades de hidrocarburos. Evidentemente, también deben ser tomados en cuenta los objetivos de la Política Nacional del Ambiente aprobada mediante Decreto Supremo N.º 012-2009-MINAM.

¹⁵ Cabe resaltar que, si bien en el artículo 11º del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM, se indica que la categorización del Anexo N.º 6 podría ser modificada sobre la base de las características particulares de la actividad y del área en que se desarrollará, a la fecha dicha categorización sólo ha tenido una modificación menor, efectuada mediante el Decreto Supremo N.º 024-2007-EM, publicado el 26 de abril 2007.

¹⁶ Vigente desde el 26 de setiembre de 2009.

¹⁷ Aprobada por R.M. N.º 157-2011-MINAM. Publicada el 19 de julio de 2011.

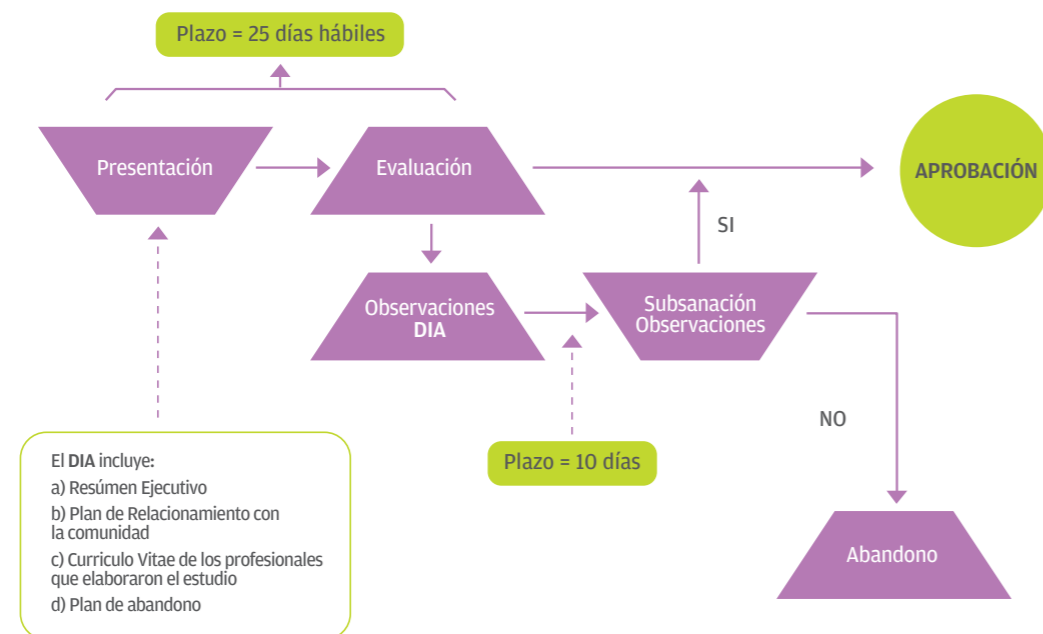
c) Procedimientos de evaluación y aprobación de los estudios ambientales

Los procedimientos para la evaluación y aprobación de los diversos estudios ambientales para las actividades de hidrocarburos están previstos en el RPAAH de la siguiente manera:

- **DIA.-** Estudio ambiental que se presenta ante la autoridad competente, quien debe evaluarlo en un plazo máximo de 25 días hábiles. En caso de existir observaciones, se notificará al Titular para que, en un plazo máximo de 10 días hábiles, las subsane, bajo apercibimiento de declarar el abandono del procedimiento. Durante el período que la DIA se encuentre observada, no se computará el plazo para que opere el silencio administrativo.

A continuación un flujograma que permite entender el procedimiento mencionado:

Gráfico 5 - III:
Declaración de Impacto Ambiental - DIA

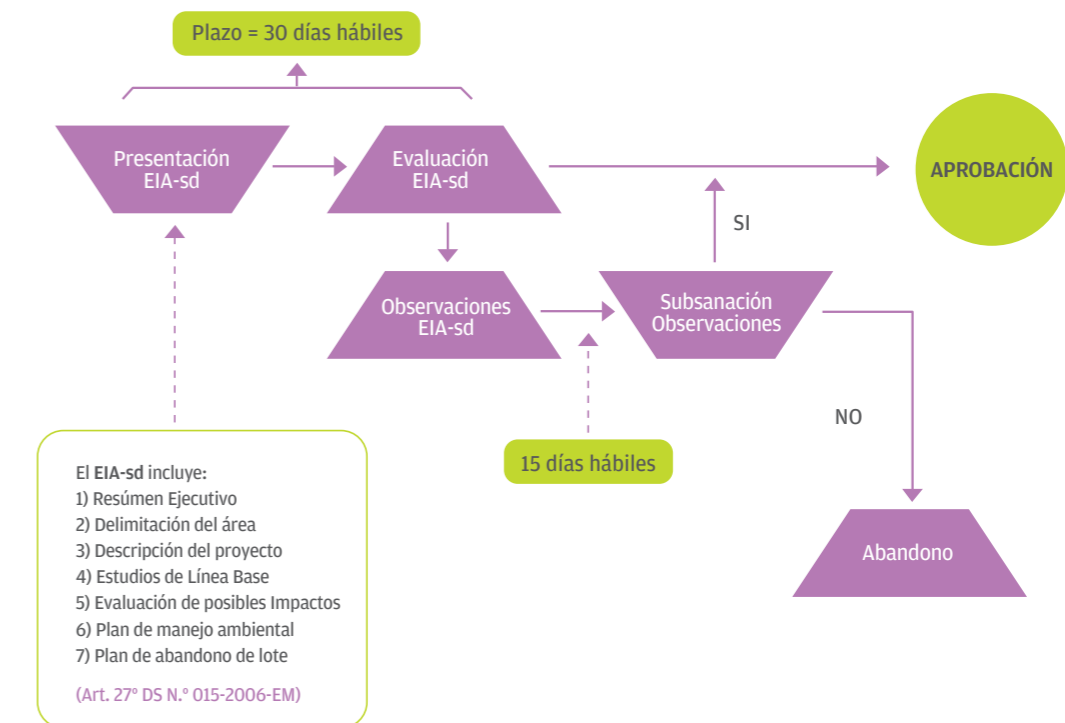


Fuente: elaboración propia.

- **EIA-sd.-** La autoridad competente se pronunciará sobre el EIA-sd dentro de los primeros 30 días hábiles de haberlo recibido. En caso de existir observaciones, se notificará al Titular para que, en un plazo máximo de 15 días hábiles, subsane las observaciones planteadas bajo apercibimiento de declarar el abandono del procedimiento.

Durante el período en que el EIA-sd se encuentre observado no se computará el plazo para que opere el silencio administrativo, que es negativo.

Gráfico 6 - III:
Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado - EIA-sd

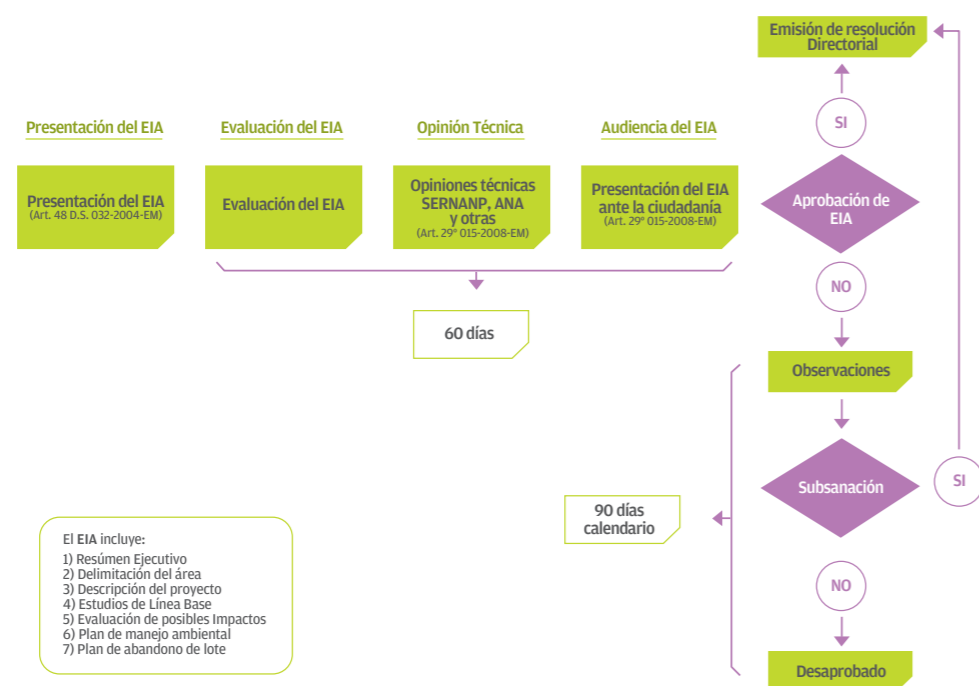


Fuente: elaboración propia.

- **EIA.-** Antes de su presentación debe haberse obtenido la aprobación de los términos de referencia y el plan de participación ciudadana. Una vez ingresado el EIA para su evaluación, la autoridad tiene 60 días calendario para emitir pronunciamiento. En caso de existir observaciones, se notificará al Titular para que, en un plazo máximo de 90 días calendario, subsane las observaciones planteadas, bajo apercibimiento de declarar el abandono del procedimiento. Durante el período que el EIA se encuentre observado, no se computará el plazo para que opere el silencio administrativo. La autoridad competente podrá solicitar opinión a otras autoridades públicas respecto a los temas relacionados con la eventual ejecución del proyecto de inversión.

A continuación el gráfico del procedimiento de evaluación y aprobación de EIA:

Gráfico 7 - III:
Estudio de Impacto Ambiental - EIA

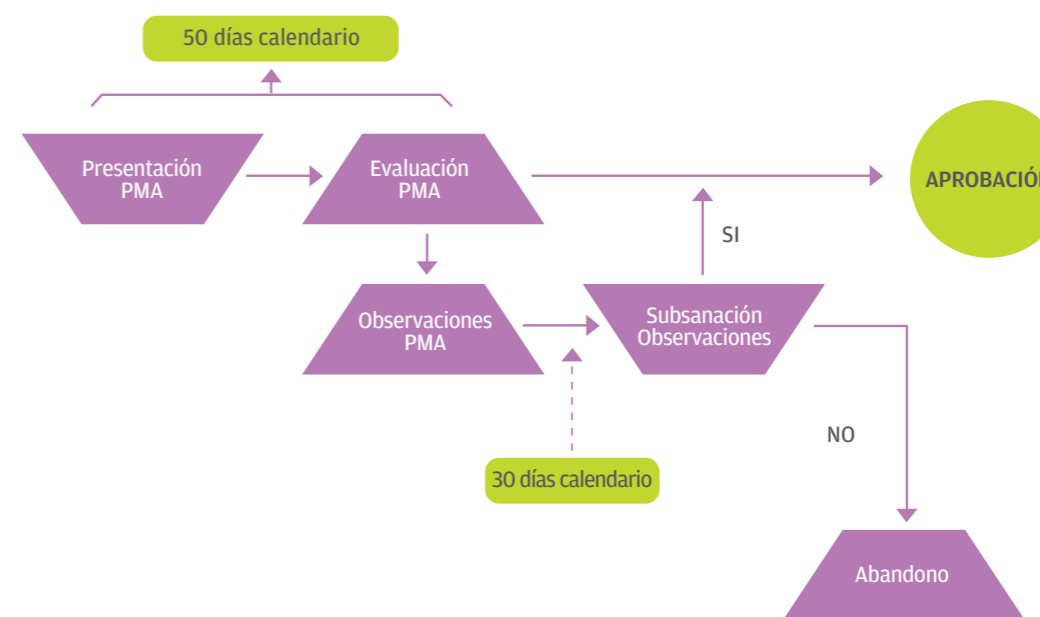


Fuente: elaboración propia.

- **Plan de Manejo Ambiental (PMA).-** El PMA es un instrumento que deberá ser actualizado cuando el Titular de la actividad de hidrocarburos considere necesario modificar las técnicas o procedimientos aprobados, o cuando el proceso productivo sufra modificaciones que impacten de manera diferente al ambiente físico y social, con relación a los impactos evaluados en los estudios ambientales. Cabe destacar que el PMA no está previsto en la legislación general de la evaluación de impacto ambiental como un instrumento ambiental independiente, por lo que esta posibilidad no podrá ser considerada en el nuevo reglamento ambiental que se apruebe.

El plazo para la evaluación del PMA es de un máximo de 50 días calendario. De existir observaciones, se comunicará y notificará al Titular para que, en un plazo máximo de 30 días calendario, las subsane, bajo apercibimiento de declarar el abandono del procedimiento. Durante el periodo de observación, no se computará el plazo para que opere el silencio administrativo negativo.

Gráfico 8 - III:
Plan de Manejo Ambiental - PMA



Fuente: elaboración propia.

También se deben resaltar las exigencias vinculadas a las modificaciones de los proyectos de inversión pues, en muchos casos, se vulnera el principio de predictibilidad¹⁸, al no estar claramente regulados los supuestos en los cuales una ampliación o modificación del proyecto debe contar con un estudio ambiental, ni el tipo de estudio que le debe corresponder. Asimismo, no se ha previsto el procedimiento ni los plazos para la evaluación de las modificaciones, por lo que, en la práctica, se asemejan a la de un estudio ambiental para inicio de actividad.

No obstante el panorama descrito, a partir del año 2012 se viene emitiendo normas que promueven la celeridad en el procedimiento de evaluación y aprobación de los estudios ambientales para el desarrollo de la actividad de hidrocarburos; tal como los Términos de Referencia aprobados mediante la Resolución Ministerial N.º 546-2012-MEM/DM del 20.12.2012. Esta norma sirve para los EIA detallados y EIA-Sd de los proyectos de inversión en materia de hidrocarburos, aun cuando estos Términos de Referencia adolecen de pocas diferencias en sus contenidos. También se han emitido el Decreto Supremo N.º 054-2013-PCM, Disposiciones Especiales para ejecución de Procedimientos Administrativos (16.05.2013) y el Decreto Supremo N.º 060-2013-PCM, Disposiciones Especiales para la ejecución de Procedimientos Administrativos y otras medidas para impulsar proyectos de inversión pública y privada (25.05.2013).

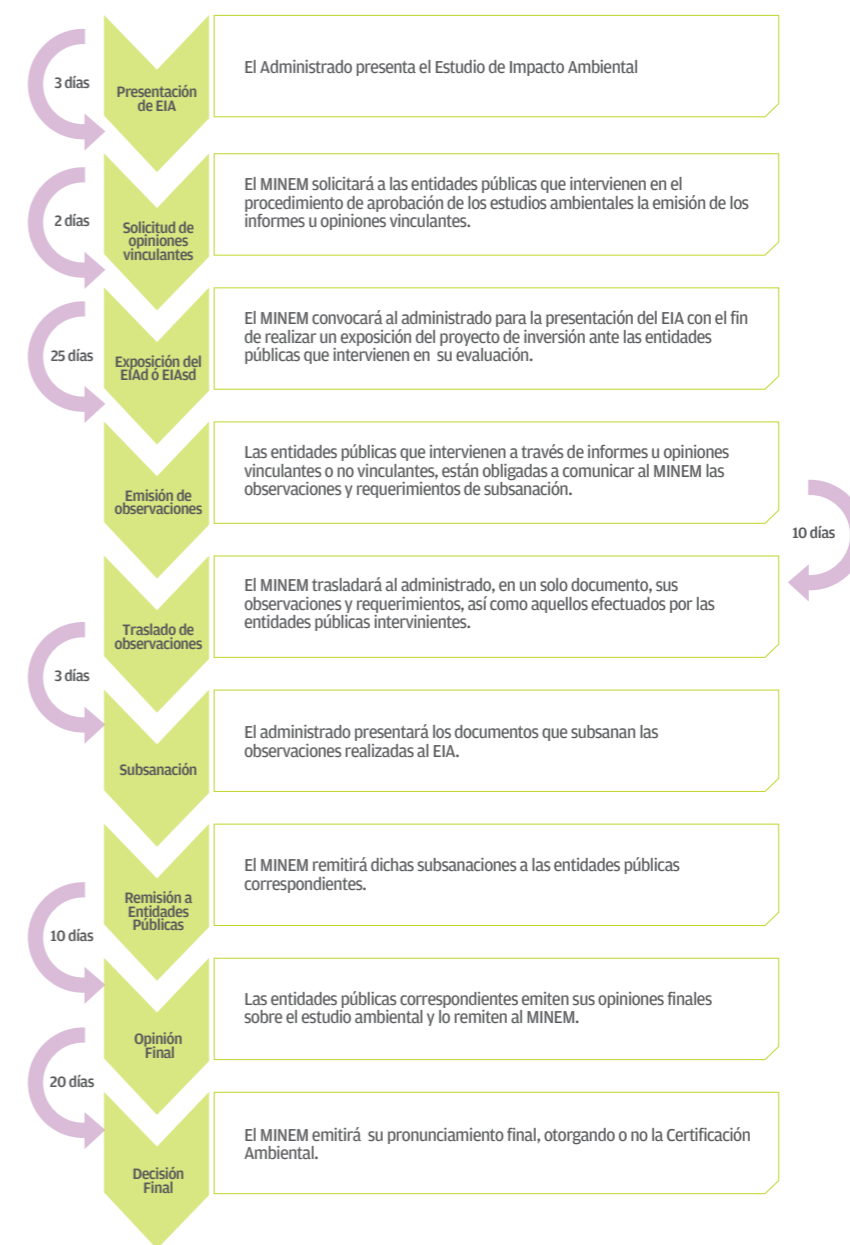
Estas disposiciones remueven algunos obstáculos para la aprobación de los Estudios Ambientales en los proyectos de inversión públicos y privados. El primer decreto está referido a un conjunto de disposiciones sobre varios temas y tiene la finalidad de simplificar procedimientos administrativos; en concreto: modificar el procedimiento de obtención del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos, conocido como CIRA. Esta norma plantea que, una vez que se presenta la solicitud, la Dirección de Arqueología del Ministerio de Cultura o las Direcciones Regionales de Cultura deben emitir dicho certificado en un plazo no mayor de 20 días hábiles. De no hacerlo, se aplica el silencio administrativo positivo.

Una vez emitido el CIRA, el Titular del proyecto de inversión debe presentar un Plan de Monitoreo Arqueológico, el cual debe ser aprobado por una de las citadas direcciones, dentro de un plazo no mayor de 10 días. Igualmente, si la autoridad no se pronuncia, se da por aprobado el plan. Cabe indicar que esta norma establece que los proyectos que se ejecutan sobre infraestructura preexistente están exentos del CIRA y solo deben presentar el Plan de Monitoreo Arqueológico, el mismo que será aprobado en los plazos y condiciones antes señaladas.

¹⁸ Ley N.º 27444
 Artículo IV.- Principios del procedimiento administrativo
 El procedimiento administrativo se sustenta fundamentalmente en los siguientes principios, sin perjuicio de la vigencia de otros principios generales del Derecho Administrativo: Principio de predictibilidad.- La autoridad administrativa deberá brindar a los administrados o sus representantes información veraz, completa y confiable sobre cada trámite, de modo tal que a su inicio, el administrado pueda tener una conciencia bastante certera de cuál será el resultado final que se obtendrá.

Respecto a la certificación ambiental, el Decreto Supremo N.º 060-2013-EM dispone la reducción de los plazos (de 150 días a 73 días) para evaluar y aprobar los EIA por parte del MINEM, tal como se muestra en el gráfico que sigue a continuación¹⁹:

Gráfico 9 - III:
 Plazos para la evaluación y aprobación de EIA



¹⁹ Elaboración propia.

Si bien se reducen sustancialmente los plazos para la aprobación de los EIA, también se establecen otras reformas mediante esta norma que van más allá del tema de plazos. Un aspecto importante de este decreto supremo es la inclusión de un periodo de exposición del EIA por parte del titular del proyecto ante las autoridades públicas que intervienen en el procedimiento de evaluación y aprobación de los mismos. Esta modificación permite un ahorro en el tiempo de la aprobación de estos instrumentos de gestión ambiental, en tanto absuelve cualquier duda o comentario por parte de las autoridades, que podrá ser inmediatamente resuelta por el administrado.

También se fomenta la transparencia en la evaluación y aprobación de los EIAs, ya que señala que las autoridades deben proporcionar información al administrado a través de su página web. Igualmente, se impone al MINAM la obligación de actualizar el Registro de Consultoras Ambientales en un plazo de 30 días hábiles.

En tal sentido, si bien hasta la fecha el sector de hidrocarburos no se adecúa a las disposiciones del SEIA, con los Decretos Supremo N.º 054-2013-PCM y N.º 060-2013-PCM la autoridad ambiental competente debe, necesariamente, aplicar el criterio del impacto ambiental negativo significativo ya sea para definir si una actividad de hidrocarburos requiere o no la Certificación Ambiental o si sus modificaciones deben pasar por la evaluación ambiental que implica una modificación de su estudio ambiental; lo que a todas luces representa un avance en el contexto actual.

d) Exploración

El Reglamento aprobado por Decreto Supremo N.º 015-2006-EM precisa, de manera referencial, cuáles son las actividades de exploración de hidrocarburos que requieren un estudio ambiental y qué tipo de estudio ambiental les resulta aplicable. A continuación un cuadro que resume lo indicado:

Cuadro 2 - III:

Instrumentos de Gestión Ambiental para la actividad de exploración del sector de Hidrocarburos

EXPLORACIÓN	
Actividad	Estudio Ambiental
Sísmica	
Inicio de actividad	EIA
Ampliación de las líneas sísmicas en diferente área, mismo Lote	EIA-sd
Ampliación de las líneas sísmicas en la misma área, mismo Lote	PMA
Perforación	
Inicio de actividad o ampliación de área	EIA
Ampliación del Programa Exploratorio en la misma área, mismo Lote	EIA-sd

Fuente: Anexo 6 del D.S. N.º 015-2006-EM.

Como se aprecia, para el inicio de las actividades de exploración se requiere necesariamente que el proyecto cuente con un EIA aprobado, sin considerar (pese a encontrarse regulado) la posibilidad de presentar tan sólo una DIA; incluso en determinadas actividades de exploración, como el caso de la sísmica, que suelen generar impactos ambientales poco significativos. Asimismo, las ampliaciones de la sísmica y perforaciones requerirán también de un EIA-sd o PMA, lo cual contraviene el Principio de Indivisibilidad establecido en el Reglamento de la Ley N.º 27446. Cabe precisar además que, como se ha mencionado anteriormente, el PMA no es específicamente un estudio ambiental en el marco del SEIA, sino parte de las DIA, EIA-sd o EIA-d.

Debe tenerse en cuenta que el Principio de Indivisibilidad dispone que la evaluación del impacto ambiental debe efectuarse de manera integral e integrada, comprendiendo de manera indivisa todos los componentes del proyecto de inversión²⁰ y debiendo tener cada proyecto un único estudio ambiental que se va modificando a lo largo del tiempo. Con base a este principio, la nueva reglamentación que se apruebe, debe integrar al EIA las ampliaciones o modificaciones en la operación inicialmente consideradas; a través de instrumentos complementarios cuya regulación se elabore a la luz de los principios de la significancia ambiental, la razonabilidad y la proporcionalidad.

Aunada a lo descrito, está la obligación del titular de presentar de manera independiente los diversos estudios ambientales que den viabilidad a la actividad; así como un Plan de Abandono para finalizar sus actividades de exploración. La exigencia de presentación de un plan de abandono al finalizar la actividad demora la implementación de las medidas de control, corrección y rehabilitación de las áreas impactadas, sobre todo en los proyectos de exploración, lo que no guarda correspondencia con la finalidad de dicho instrumento, siendo más efectivo que tales medidas se aprueben en el estudio ambiental de la Certificación Ambiental y que se modifiquen en tanto el proyecto de exploración sea modificado o ampliado.

1.4.2 Licencias y Permisos

Conforme a lo señalado en el Decreto Supremo N.º 032-2002-EM, “Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos”, la exploración consiste en el planeamiento, ejecución y evaluación de estudios geológicos, geofísicos, geoquímicos y otros; así como la perforación de Pozos Exploratorios y actividades conexas necesarias para el descubrimiento de hidrocarburos; incluyendo la perforación de Pozos Confirmatorios para la evaluación de los reservorios.

²⁰ Decreto Supremo N.º 019-2009-MINAM.

Artículo 3º.- Principios del SEIA

El SEIA se rige por los principios establecidos en la Ley N.º 28611, Ley General del Ambiente, y por los principios siguientes:

a) Indivisibilidad.- La evaluación del impacto ambiental se realiza de manera integral e integrada sobre políticas, planes, programas y proyectos de inversión, comprendiendo de manera indivisa todos los componentes de los mismos. Asimismo, implica la determinación de medidas y acciones concretas, viables y de obligatorio cumplimiento para asegurar de manera permanente el adecuado manejo ambiental de dichos componentes, así como un buen desempeño ambiental en todas sus fases. (...)

Artículo 24º.- Infraestructuras y otros comprendidos dentro de proyectos de inversión

De conformidad con el Principio de Indivisibilidad previsto en el artículo 3º, las infraestructuras y otras instalaciones que requieran un estudio ambiental de acuerdo con el Listado de Inclusión señalado en el Anexo II, que se localicen al interior de una concesión, lote o área productiva de un proyecto de inversión, constituyen un componente auxiliar del mismo, por lo que deben ser evaluadas como parte del estudio ambiental del proyecto de inversión o de sus modificaciones, sin perjuicio de lo establecido en las normas especiales de la materia.

En este sentido, conforme al Anexo N.º 6 del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM, las actividades consideradas como exploración son las siguientes:

Cuadro 3 - III:
Actividades consideradas como exploración

ACTIVIDAD	INSTRUMENTO DE GESTIÓN AMBIENTAL
Aerofotografía	No requiere
Aerogravimetría	No requiere
Aeromagnetometría	No requiere
Geología de superficie	No requiere
Gravimetría de superficie	No requiere
Prospección geoquímica de superficie	No requiere
Sísmica	
Inicio de actividad	EIA
Ampliación de las líneas sísmicas en diferente área, mismo Lote	EIA-sd
Ampliación de las líneas sísmicas en la misma área, mismo Lote	PMA
Perforación	
Inicio de actividad o ampliación de área	EIA
Ampliación del Programa Exploratorio en la misma área, mismo Lote	EIA-sd
Perforación de Desarrollo	
Inicio de actividad o ampliación nuevas áreas, mismo Lote	EIA

Como se observa, las actividades de exploración de hidrocarburos presentan distintas características, las cuales se relacionan con diversos tipos de licencias y permisos.

Es preciso resaltar que, en la presente sección, se entiende como licencias o permisos a todos aquellos requerimientos normativos que implican un trámite y la obtención del pronunciamiento expreso de la autoridad que faculta a su titular a hacer algo. Así, se entiende, por ejemplo, que la inscripción en el Registro de Consumidores Directos de Hidrocarburos es una licencia, aun cuando su denominación es “registro”, pues éste requiere un trámite y un pronunciamiento expreso de la autoridad, que permite a su titular el almacenamiento de hidrocarburos para uso propio. Este permiso tiene silencio administrativo negativo.

De manera referencial, se han identificado los siguientes permisos para los proyectos de exploración de hidrocarburos:

Cuadro 4 - III:
Permisos requeridos para los proyectos de exploración de hidrocarburos

N.º	PERMISO	AUTORIDAD
1	Estudio de Impacto Ambiental o Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado	MINEM
2	Concesión temporal eléctrica	MINEM
3	Autorización de desbosque a titulares de operaciones y actividades distintas a la forestal	Minagri
4	Autorización de colecta de flora y fauna para investigación científica	Minagri
5	Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos	MC
6	Autorización para realizar evaluación de recursos naturales y medio ambiente en Áreas Naturales Protegidas del SINANPE	SERNANP
7	Autorización de uso de agua	ANA
8	Autorización de vertimientos	ANA
9	Autorización para reúso	ANA
10	Autorización para colocación de piezómetros para estudios de agua subterránea	ANA
11	Autorización para sistema de tratamiento de agua potable	Digesa
12	Aprobación del Plan de Control de calidad (PCC) - Sistema de Tratamiento	Digesa
13	Registro de Fuente de abastecimiento de agua para consumo humano	Digesa
14	Registro de consumidor directo	Osinergrmin
15	Aprobación de informes técnicos para el diseño y la construcción de instalaciones	Osinergrmin
16	Licencia para la importación de explosivos	Sucamec
17	Autorización de internamiento de explosivos	Sucamec
18	Permiso de Operación Especial para el servicio de Transporte Terrestre de Materiales Peligrosos por Carretera - Materiales y residuos en general. Autorización para el servicio de transporte privado de personas	MTC
19	Autorización para la construcción o modificación de aeropuertos y/o aeródromos	MTC
20	Autorización para realizar investigación científica en un Área Natural Protegida del SINANPE por el periodo de hasta un (01) año	SERNANP
21	Licencia de Funcionamiento	Gobiernos locales

a) Factores que determinan el incremento de licencias y permisos requeridos

Sin perjuicio de lo señalado anteriormente, el número estimado de permisos y licencias para la exploración puede incrementarse debido a características específicas de cada actividad. Algunos de los factores principales que determinan este incremento son:

- i) **Ubicación del proyecto:** Algunas licencias y permisos se requieren en función del área donde se ubica la actividad. Por ejemplo:
 - Si el proyecto se ubica en ANP, será necesario obtener permisos del SERNANP para la construcción de infraestructura; ello sin perjuicio de que dicha entidad tendrá una opinión vinculante en el proceso de aprobación del estudio ambiental correspondiente.

- Si se requiere el acceso a través de vía aérea, se requerirán permisos relacionados con la construcción de aeródromos y transporte aéreo.
- Si se requiere realizar el desbosque para construir vías de acceso, se requerirán autorizaciones para ello del Ministerio de Agricultura y riego (MINAGRI) y del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC).
- Otros similares.

(ii) Fuentes de abastecimiento: Este aspecto influye en algunas licencias y permisos que se requieren por cada fuente o área. Por ejemplo:

- Autorizaciones de uso de agua (se requieren por cada fuente de agua a utilizar): le corresponde al ANA.
- Informe Técnico Favorable de consumidor directo (se requiere por cada instalación de almacenamiento de hidrocarburos): otorgado por el Osinergmin.
- Certificación Sanitaria para comedor (se requiere por cada comedor).
- Otros similares.

(iii) Componentes auxiliares del proyecto: Dependiendo de cada proyecto, los componentes auxiliares requeridos para su desarrollo pueden variar. Esto, por supuesto, repercute en la lista de permisos y licencias. Por ejemplo:

- La construcción de centros médicos requerirá de autorizaciones sanitarias.
- La construcción de comedores también requerirá de autorizaciones sanitarias.
- La instalación de plantas de tratamiento para dotar de agua potable a los trabajadores requerirá de licencias, permisos y registros para su funcionamiento.
- Otros similares.

b) Autoridades que participan en el otorgamiento de licencias y permisos

Con respecto al número de autoridades que participan en el otorgamiento de las licencias y permisos para la exploración, se han identificado al menos 9 autoridades para esta etapa. No obstante, este número también puede variar de acuerdo a las características del proyecto. Así, se han identificado como las más frecuentes, las siguientes:

- **MINEM** como autoridad rectora del Sector Energía y Minas que aprueba los instrumentos de gestión ambiental para las actividades.
- **MINSA**, a través de la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA), como ente rector del sector salud.
- **MTC** como autoridad a cargo de la infraestructura vial, aérea y acuática y de la gestión de los servicios de transportes y comunicaciones.
- **Minagri** como autoridad a cargo del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales y la diversidad biológica.
- **MC** como autoridad a cargo de asegurar la protección del Patrimonio Cultural.
- **ANA** como ente rector y la máxima autoridad técnico-normativa del Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos.

- **Osinergmin** como autoridad competente en aspectos de seguridad de infraestructura en hidrocarburos.
- **SERNANP** como ente rector del Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado.
- Gobiernos Locales, como autoridades que participan en la gestión ambiental dentro de su jurisdicción.

c) Plazos requeridos para la obtención de licencias y permisos

Entre los permisos revisados para la elaboración de esta sección, se ha verificado que el rango de plazos legales varía entre 10 días calendario (otorgamiento del CIRA) y 30 días hábiles (aprobación del EIA-sd, entre otros). No obstante, en la mayoría de los casos, estos plazos sufren importantes retrasos en su otorgamiento, los cuales llegan a duplicarse en ciertas ocasiones. Como se ha mencionado en la primera parte de este capítulo, los plazos en la realidad distan ampliamente de lo establecido en las normas. Adicionalmente a ello, en la mayoría de los casos, cuando la autoridad competente no se pronuncia dentro del tiempo establecido, se aplica el silencio administrativo negativo, lo que aumenta el plazo.

1.4.3. Información estadística sobre ejecución de actividades exploratorias

De acuerdo al Informe Estadístico del MINEM para el subsector hidrocarburos, correspondiente al mes de agosto de 2013, la realización de actividades de exploración en el territorio nacional desde el año 2006 a la fecha, ha evolucionado del siguiente modo:

Gráfico 10 - III:
Levantamiento Sísmico al 31 de agosto de 2013²¹
Sísmica 2D registrada, 2006 - 2013 (km)



²¹ MINEM. Informe Estadístico del mes de agosto 2013. Gráficos disponibles en: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Sismica\(12\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Sismica(12).pdf).

Gráfico 11 - III:
Perforación de pozos al 31 de agosto de 2013²²
Sísmica 3D registrada, 2006 - 2013 (km)

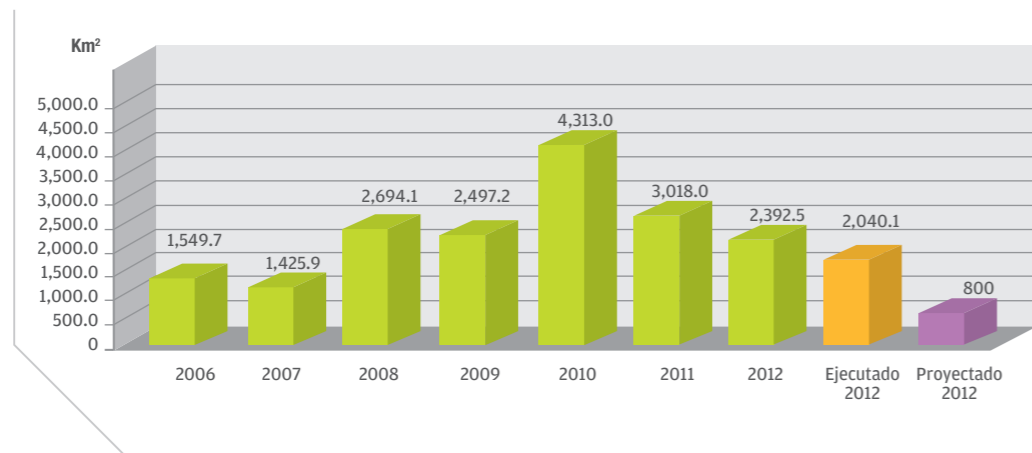
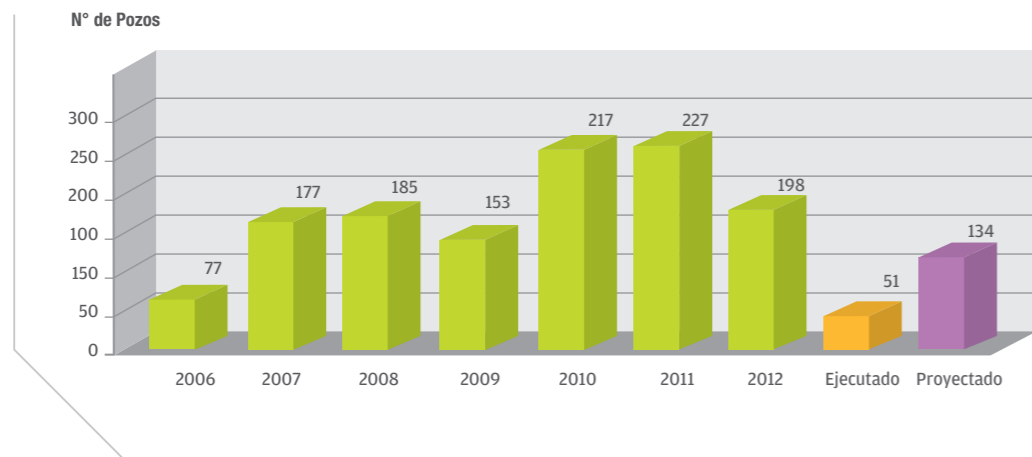


Gráfico 12 - III:
Perforación exploratoria (2006-2013)
Perforación de desarrollo (2006 - 2013)



²² MINEM.

1.5. El desarrollo de los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos

1.5.1. Certificación Ambiental

En cuanto a las actividades de explotación de hidrocarburos, el RPAAH también precisa, de manera general, qué actividades requieren contar con estudios ambientales y cuáles son los estudios ambientales que les son exigibles, según se muestra a continuación:

Cuadro 5 - III:
Actividades que requieren Estudio Ambiental según el RPAAH

EXPLOTACIÓN	
Actividad	Estudio Ambiental
Perforación de Desarrollo	
Inicio de actividad o ampliación nuevas áreas, mismo lote	EIA
Ampliación del Programa de Perforación misma área, mismo lote	EIA-sd
Facilidades de Producción Instalación de baterías (capacidad), tuberías (km.), separadores (unidades)	
Inicio de actividad	EIA
Ampliación de facilidades de prod. >ó = 40 %	EIA-sd
Ampliación de facilidades de prod. < 40%	PMA

Al igual que en los proyectos de exploración, para el inicio de las actividades de explotación se requiere contar con un EIA aprobado; en cambio sus ampliaciones son evaluadas a través de un EIA-sd o PMA, instrumentos que también son requeridos por la autoridad para las modificaciones del proyecto de explotación, a pesar de que estas modificaciones no implican, necesariamente, la generación de nuevos o mayores impactos ambientales negativos.

La exigencia de múltiples tipos de estudios ambientales, sin una clara distinción de las diferencias que justifican la aplicación de uno u otro, tiene como consecuencia la excesiva discrecionalidad por parte de la autoridad competente en la aplicación de la norma y la falta de predictibilidad para el titular de la actividad.

Finalmente, cabe indicar que, aun cuando la Línea Base constituye la descripción detallada de las características del área en la que se emplazará el proyecto, la actual norma sectorial reconoce, sin sustento técnico o legal alguno, un plazo de vigencia de la misma de cinco años, en lugar de su actualización con los monitoreos periódicos o mediante el procedimiento de modificación de los estudios ambientales; lo cual hace más difícil el proceso de elaboración de los estudios ambientales, así como su evaluación.

La línea base constituye un elemento esencial de los estudios de impacto ambiental, describe y valora el contexto ambiental, social y cultural antes del proyecto, con la finalidad de hacer posible la evaluación de alternativas por parte de los contratistas. En este orden de ideas, la verdadera utilidad de la información que se logre recolectar dependerá de su calidad y oportunidad.

En efecto, metodológicamente la elaboración de la línea de base se produce en la etapa inicial, con la finalidad de que los datos obtenidos con ocasión de su elaboración sirvan para modelar el proyecto, de forma tal que se logren alcanzar niveles adecuados de integración entre el ecosistema y el proyecto.

En este orden de ideas debe evaluarse, desde un punto de vista estrictamente técnico, si los estudios de líneas de base deben iniciarse cuando el proyecto se encuentra a nivel de factibilidad o en su lugar, sería más conveniente que su elaboración se inicie en etapas aún más tempranas en la concepción de los proyectos. Desde nuestro punto de vista la información contenida en la línea de base elaborada en etapas más tempranas en la concepción de los proyectos, cuenta con mayores probabilidades de influenciar ambiental y socialmente a los proyectistas.

Por otro lado, técnicamente es posible actualizar la información contenida en la línea de base, por lo que debería contemplarse legalmente la posibilidad de que esta información, en la medida en que se encuentre actualizada y responda en amplitud y detalle a las variaciones del proyecto, mantenga su vigencia legal de forma indefinida.

1.5.2. Licencias y Permisos

Conforme al Anexo N.º 6 del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM, las actividades de explotación incluyen:

- Ampliación del Programa de Perforación misma área mismo lote.
- Facilidades de producción.
- Instalación de baterías (Capacidad), tuberías (km.), separadores (unidades).
- Inicio de actividad.
- Ampliación de facilidades de producción >ó = 40 %.
- Ampliación de facilidades de producción < 40%.
- Recuperación secundaria.

Además, se presentan como actividades independientes y diferentes de la explotación: la refinación y transformación, transporte, distribución y comercialización de hidrocarburos.

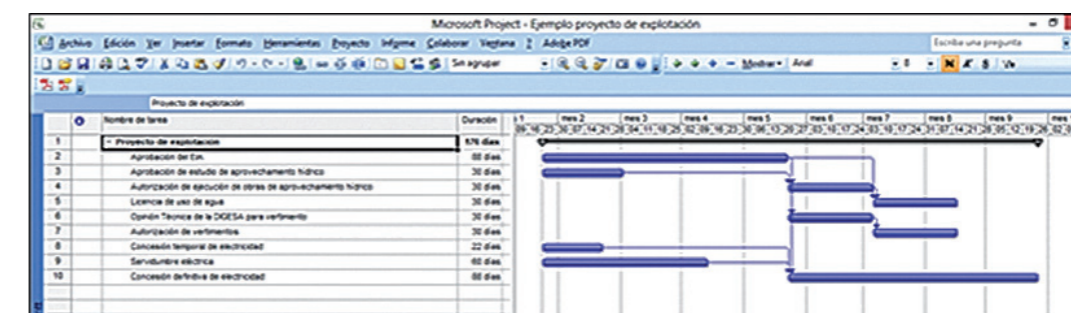
Igual que en el caso de las actividades de exploración, no se puede establecer un número concreto de permisos y licencias requeridos para todas las actividades de explotación, pues ello depende de varios factores, como la ubicación, fuentes de abastecimiento, componentes auxiliares del proyecto, entre otros. No obstante, de manera aproximada, el número de licencias y permisos regulados para esta etapa oscila entre 80 y 100, en función de las características de cada proyecto o el lugar donde se localiza y, en muchos casos, deben tramitarse más de uno de ellos. Esto da como resultado que el número de procedimientos a seguir para un solo proyecto de inversión puede estar entre los 200 y 400.

1.5.3. Cumplimiento de plazos y permisos críticos

Una característica del planeamiento para la obtención de licencias y permisos, que se enfatiza en la etapa de explotación, es el tiempo requerido para la obtención de permisos y licencias. Normalmente, en esta etapa la obtención de permisos que son prerrequisitos de otros, genera un esquema de permisos críticos que son requeridos para la ejecución del proyecto. Así, algunos de los permisos críticos más recurrentes son:

- Obtención de permisos arqueológicos.
- Certificación ambiental.
- Derechos de uso de agua.
- Autorización de vertimientos.
- Autorizaciones relacionadas con el abastecimiento de electricidad.
- Autorizaciones relacionadas con el transporte (aéreo, terrestre o fluvial o marítimo).
- Otros de acuerdo a los componentes o naturaleza del proyecto.

A manera de ejemplo, veamos el siguiente cuadro que considera solamente (i) certificación ambiental, (ii) autorización de vertimientos, (iii) licencia de uso de agua y (iv) concesión eléctrica:



Como se aprecia, solamente de los cuatro tipos de licencias y permisos señalados en el ejemplo, y considerando sólo plazos legales, se advierte que para su obtención se requeriría 9 meses para la ejecución del proyecto. Si se considera que estos permisos pueden ser multiplicados por el número real que necesita cada proyecto y que, además, los plazos legales no son reales para su obtención, éstos podrían ampliarse muy significativamente.

Asimismo, del cuadro se puede observar que las licencias y permisos señalados a modo de ejemplo son prerrequisitos, a su vez, de otros; por lo que el retraso en la obtención de alguno de ellos podría generar la criticidad del plazo para el inicio del proyecto de explotación.

De manera referencial, algunas de las licencias y permisos identificados para los proyectos de explotación son los siguientes:

Cuadro 6 - III:
Permisos requeridos para los proyectos de explotación de hidrocarburos

N.º	PERMISO	AUTORIDAD
1	Estudio de Impacto Ambiental	MINEM
2	Concesión temporal eléctrica	MINEM
3	Otorgamiento de Guía de Transporte de Fauna Silvestre	Minagri
4	Otorgamiento de Guía de Transporte Forestal	Minagri
5	Plan de Monitoreo Arqueológico	MC
6	Autorización de vertimientos	ANA
7	Licencia de uso de agua	ANA
8	Opinión favorable de la ANA para extracción de material de préstamo	ANA
9	Autorización para sistema de tratamiento de agua potable	Digesa
10	Opinión Técnica Favorable para vertimiento	Digesa
11	Registro de consumidor directo	Osinermin
12	Licencia para la importación de explosivos	Sucamec
13	Autorización de internamiento de explosivos	Sucamec
14	Permiso de Operación Especial para el servicio de Transporte Terrestre de Materiales Peligrosos por Carretera - Materiales y residuos en general	MTC
15	Certificado de habilitación vehicular especial para transporte de materiales peligrosos - materiales y residuos en general	MTC
16	Autorización para uso de material de préstamo	Gobiernos locales
17	Autorización definitiva de uso de área acuática, para licencia portuaria	APN
18	Habilitación portuaria	APN
19	Inscripción en el Registro Único de IQPF	SUNAT
20	Autorización para el transporte de material radioactivo o nuclear	IPEN

1.5.4. Autoridades que participan en el otorgamiento de licencias y permisos

Con respecto al número de autoridades que participan en el otorgamiento de las licencias y permisos para la explotación, se han identificado alrededor de 14, entre las más requeridas para esta etapa. No obstante, este número también puede variar de acuerdo a las características del proyecto. Así, se han identificado como las más frecuentes las siguientes:

- **MINEM**, como autoridad rectora del Sector Energía y Minas que aprueba los instrumentos de gestión ambiental para las actividades.
- **MINSA**, a través de las DIGESA, como ente rector del sector salud.
- **MTC**, como autoridad a cargo de la infraestructura vial, aérea y acuática y de la gestión de los servicios de transportes y comunicaciones.
- **Minagri**, como autoridad a cargo del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales y la diversidad biológica.
- **MC**, como autoridad a cargo de asegurar la protección del Patrimonio Cultural.
- **ANA**, como ente rector y la máxima autoridad técnico-normativa del Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos.
- **Osinermin**, como autoridad competente en aspectos técnicos de seguridad de infraestructura en las actividades de hidrocarburos.
- **Autoridad Portuaria Nacional (APN)**, como autoridad encargada del Sistema Portuario Nacional, responsable de la coordinación de los distintos actores públicos o privados que participan en las actividades y servicios portuarios.
- **Superintendencia Nacional de Control de Servicios de Seguridad, Armas, Municiones (SUCAMEC)**, como órgano encargado del otorgamiento de autorizaciones referidas al uso de explosivos y armas.
- **Superintendencia Nacional de Administración Tributaria (SUNAT)**, como órgano encargado del registro y uso de Insumos Químicos y Productos Fiscalizados.
- **Instituto Peruano de Energía Nuclear (IPEN)**, como órgano encargado del otorgamiento de autorizaciones referidas al uso de fuentes radiactivas.
- **Gobiernos Regionales y Locales**, como autoridades que participan en la gestión ambiental dentro de su jurisdicción.

1.5.5. Información estadística sobre ejecución de actividades de explotación

De acuerdo al Informe Estadístico del MINEM para el subsector hidrocarburos, al 31 de agosto de 2013, se han ejecutado un total de 51 pozos de desarrollo, conforme al siguiente detalle²³:

Gráfico 13 - III:
Informe Estadístico MINEM

N.º POZOS	COMPAÑÍA	LOTE	POZO	PROF. FINAL (pies)	OBJETIVOS	ESTADO
10	GMP	I	12268	8,443	PARIÑAS-ANCHA-MESA	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12242 VERDUN ALTO	7,475	MOGOLLÓN-MESA	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12264 HUACO	6,580	ANCHA-MESA	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12215 MILLA SEIS	6,210		PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12225 VERDUN ALTO	5,182	MOGOLLÓN-MESA-ANCHA	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12220 POZO	1,578	MOGOLLÓN	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12230 VERDUN ALTO	6,286	MOGOLLÓN-SAN CRISTÓBAL	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12245 TUNEL	5,020	MOGOLLÓN-SAN CRISTÓBAL	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12235 VERDUN ALTO	9,150		PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			12255 BELLAVISTA	7,442		PRODUCTIVO-PRODUCTOR
1	GMP	V	12827 CALAMAR	3,191	VERDUN	PERFORACIÓN
			LO6-27D LOBITOS	11,095	LOWER Y UPPER BASAL SALINA	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			LO14-27D LOBITOS	7,512	PARIÑAS	PERFORACIÓN
			LO19-8D LOBITOS	9,702	UPPER BASAL SALINA-MOGOLLÓN-TEREBRATULA	EVALUACIÓN
			LO6-28D SAN MATEO	8,600	RIO BRAVO	EN COMPLETACIÓN
			LO14-30D LOBITOS	7,000	TEREBRATULA	PERFORACIÓN
			LO19-7D5T2 LOBITOS	5,652	HELICO CONGLOMERADO	COMPLETACIÓN
			LO6-31D SAN MATEO	7,688	RIO BRAVO	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			LO14-29D LOBITOS	4,800	PARIÑAS-TEREBRATULA	PERFORACIÓN
			LO19-2D LOBITOS	6,917	PARIÑAS-TEREBRATULA	PRODUCTIVO
13	SAVIA	Z-2B	NP MONTE 1D LOBITOS	3,180		EVALUACIÓN
			LO6-33D LOBITOS	8,150	RIO BRAVO	PRODUCTIVO
			LO14-31D LOBITOS	7,087	TEREBRATULA	PERFORACIÓN
			NP MONTE 2D LOBITOS	4,644	HELICO CONGLOMERADO	PERFORACIÓN
			PN-214D LA ISLA	5,338	SALINA-REDONDO	ABANDONADO PERMANENTE
			PN-166D LA ISLA	4,205	REDONDO PALEOZOICO-VERDUN	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			PN-81R LA ISLA	4,583	REDONDO	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			PN-196 LA ISLA	4,825		PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			PN-214 LA ISLA	4,686	REDONDO	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			PN 95D LA ISLA	4,687	REDONDO	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
22	OLYMPIC	XIII	PN 170 LA ISLA	4,960	REDONDO	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			PN 96D LA ISLA	4,628	REDONDO	PRODUCTIVO-PRODUCTOR
			PN 38D LA ISLA	5,087	SALINAS-REDONDO	PRODUCTIVO
			PN 106 LA ISLA	4,962	SALINAS-REDONDO	PERFORACIÓN
			PN 100D LA ISLA	5,300	SALINAS-REDONDO	PRODUCTIVO
			PN 218D LA ISLA	5,220	SALINAS-REDONDO	PERFORACIÓN
			PN 42D LA ISLA	4,598	REDONDO-SALINAS	PERFORACIÓN
			PN 74 LA ISLA	4,456	SALINAS-REDONDO	PERFORACIÓN
			PN 97DRE LA ISLA	5,105	REDONDO	PERFORACIÓN
			PN 112D LA ISLA	4,801	REDONDO-SALINA-VERDUN	PERFORACIÓN
4	PERENCO	67	PN 39D LA ISLA	5,073	SALINAS-REDONDO-FORMACION VERDUN	EVALUACIÓN
			PN 105D LA ISLA	5,352	SALINAS-REDONDO-FORMACION VERDUN	EVALUACIÓN
			PN 40 LA ISLA	4,550	SALINAS-REDONDO-FORMACION VERDUN	PRODUCTIVO
			PN 109D LA ISLA	4,709	SALINAS-REDONDO-FORMACION VERDUN	PRODUCTIVO
			PN 191 LA ISLA	4,195	SALINAS-REDONDO-FORMACION VERDUN	PERFORACIÓN
			PN 113 LA ISLA	3,149	SALINAS SUPERIOR (TERCIARIO)-VERDUN(TERCIARIO)	PRODUCTIVO
			PIRAÑA 5D	8,248	VIVIAN-CETICO	INYECTOR
			PIRAÑA 67-13-PP11-9D	7,590	CETICO-BASALTENA Y GLAUCONITICO A	PRODUCTIVO SB
			PIRAÑA 67-13-PP11-11D	7,155	CETICO-BASALTENA Y GLAUCONITICO A	PRODUCTIVO
			PIRAÑA 67-13-PP11-12D	6,673	CETICO-BASALTENA Y GLAUCONITICO A	PRODUCTIVO SB
1	PLUSPETROL NORTE	8	CHAM-1503D	-	LOWER CETICO	PRODUCTIVO-PRODUCTOR

²³ MINEM. Informe Estadístico del mes de agosto 2013. Gráficos disponibles en: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Perforacion%20de%20pozos\(4\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Perforacion%20de%20pozos(4).pdf)

Ahora bien, el promedio de la producción fiscalizada de hidrocarburos Líquidos de Agosto fue de 170,018 Bdp, menor en 5,427 Bdp respecto al mes anterior.

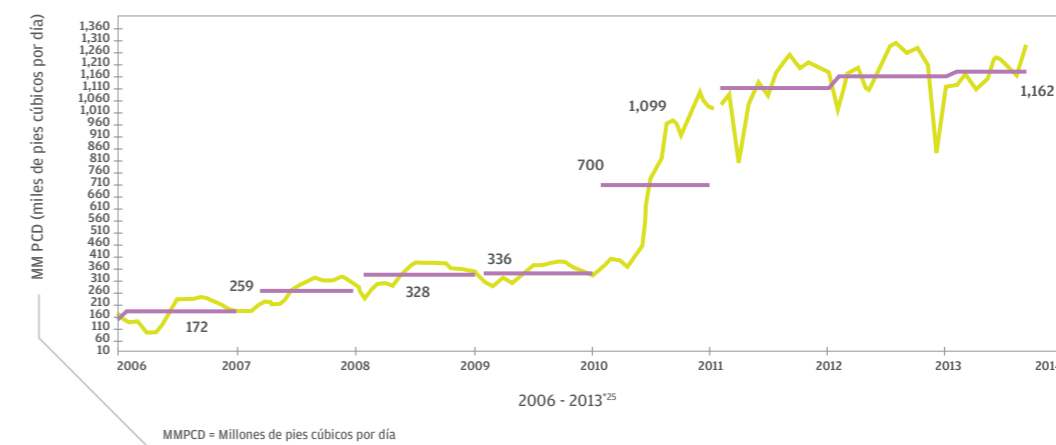
Gráfico 14 - III:
Producción fiscalizada promedio de hidrocarburos líquidos



BPD: Barriles por día - *Incluye petróleo más LGN

Por su parte, el promedio de la producción fiscalizada de GN de Agosto fue de 1,269.35 MMpcd, menor en 120.5 MMpcd comparado con el mes anterior:

Gráfico 15 - III:
Producción fiscalizada promedio de GN



MMPCD = Millones de pies cúbicos por día

²⁴ MINEM. Informe Estadístico del mes de agosto 2013. Gráfico disponible en: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20Promedio%20de%20Hidrocarburos\(7\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20Promedio%20de%20Hidrocarburos(7).pdf).

²⁵ ibid.

Los niveles de producción fiscalizada de Hidrocarburos Líquidos, GN, LGN y Condensados al mes de agosto de 2013²⁶:

Gráfico 16 - III:
Producción mensual promedio de petróleo

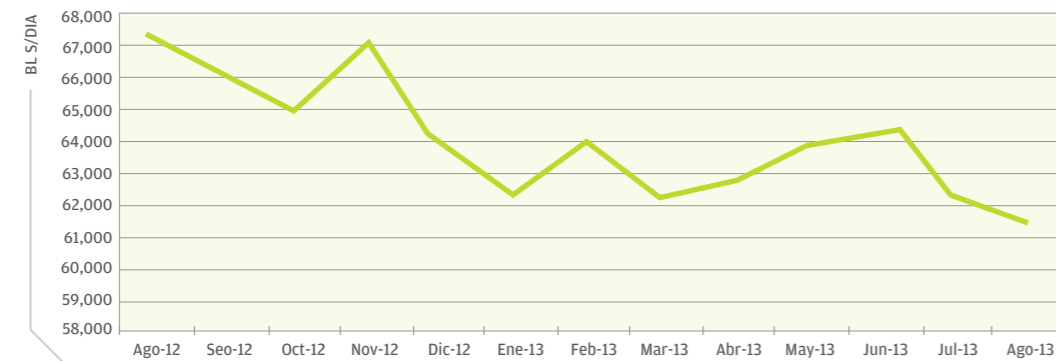
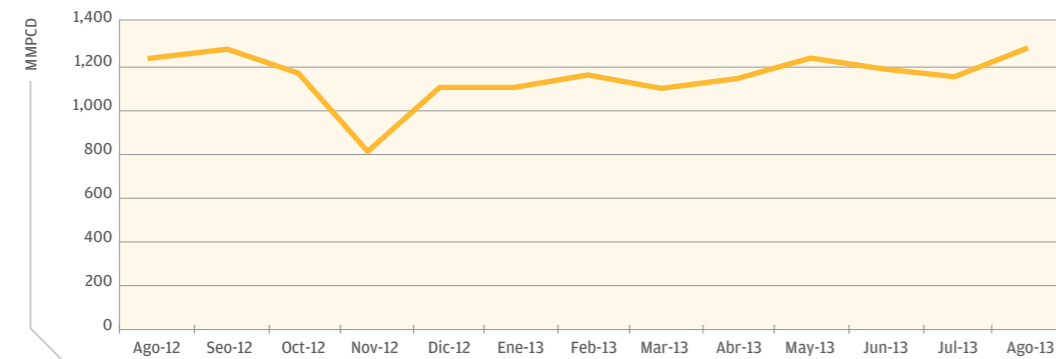
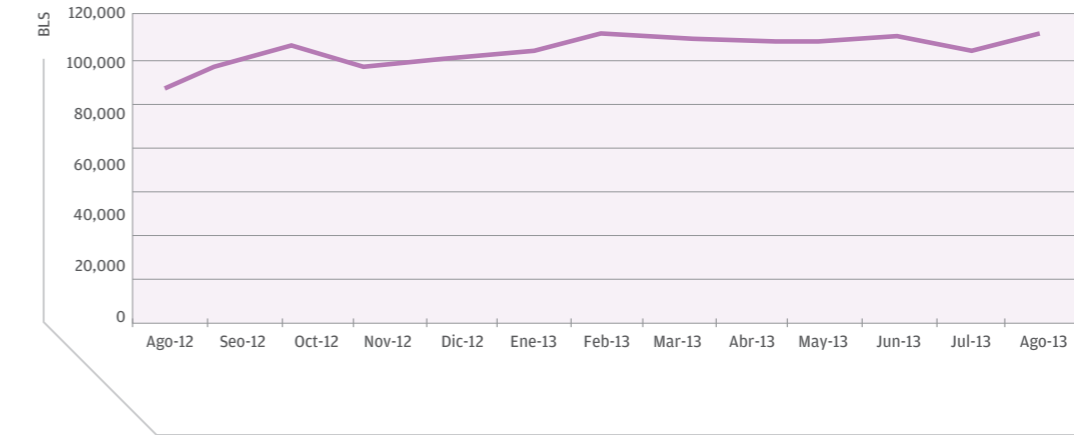


Gráfico 17 - III:
Promedio de producción fiscalizada de Gas Natural



²⁶ MINEM. Informe Estadístico del mes de agosto 2013. Gráficos disponibles en:
[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20de%20Petroleo\(15\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20de%20Petroleo(15).pdf)
[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20de%20Gas%20Natural\(12\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20Fiscalizada%20de%20Gas%20Natural(12).pdf)
[http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20de%20Liquidos%20de%20Gas%20Natural%20y%20Condensados\(9\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Produccion%20de%20Liquidos%20de%20Gas%20Natural%20y%20Condensados(9).pdf)

Gráfico 18 - III:
Promedio de producción fiscalizada de LGN



1.6. Los Pasivos Ambientales

De acuerdo al artículo 2° de la Ley N.º 29134, Ley que regula los Pasivos Ambientales en Hidrocarburos (LPAH), y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N.º 004-2011-EM (RLPAH), son considerados pasivos ambientales aquellos pozos e instalaciones mal abandonados, suelos contaminados por efluentes, derrames, fugas, residuos sólidos, emisiones, restos o depósitos de residuos ubicados en cualquier lugar del territorio nacional, incluyendo el zócalo continental, napa freática, quebradas, ríos, lagunas y lagos, producidos como consecuencia de operaciones en el subsector hidrocarburos, realizadas por parte de personas naturales o jurídicas que han cesado sus actividades en el área donde se produjeron dichos impactos.

Las disposiciones de la LPAH y el RLPAH se aplican para remediar las áreas con pasivos ambientales de las actividades de hidrocarburos, generados por todas aquellas personas naturales o jurídicas, públicas o privadas que realizan y/o realizaron actividades hidrocarburíferas dentro del territorio nacional.

1.6.1. Autoridades competentes

En el marco de la Ley y el Reglamento, las autoridades competentes en materia de pasivos ambientales del subsector hidrocarburos son las siguientes:

Cuadro 7 - III:

Autoridades competentes en materia de pasivos ambientales del subsector hidrocarburos

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Funciones: Clasificación, elaboración, actualización y registro del inventario de los pasivos ambientales; así como aprobación de los Planes de Abandono.
Unidad orgánica responsable: Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos
MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
Funciones: : Identificación de los pasivos ambientales, elaboración y remisión a la DGAAE de los Informes de Identificación de Pasivos, supervisión y fiscalización del marco legal y Planes de Abandono
Unidad orgánica responsable: : Dirección de Evaluación (Identificación), Dirección de Supervisión (Seguimiento y verificación sobre cumplimiento de la Ley y el Reglamento y Plan de Abandono), Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos (Inicio de procedimientos sancionadores en casos de incumplimiento)
FONDO NACIONAL DEL AMBIENTE
Capta recursos provenientes de la cooperación financiera internacional, donaciones, canje de deudas y otros, a fin de solventar la remediación de pasivos ambientales asumidos por el Estado.
PERUPETRO S.A.
Determina las responsabilidades por pasivos ambientales ubicados en lotes de exploración y/o explotación de hidrocarburos en los contratos de licencia o servicios.
Proporciona información al MINEM y OEFA sobre contratos sucritos, detalles de acuerdo de responsabilidad sobre pasivos ambientales, estado de los mismos y ubicación de los lotes respectivos.

1.6.2. Identificación y clasificación de los pasivos ambientales

Por disposición del artículo 3° de la LPAH y numeral 6.2 del artículo 6° del RLPAH, en concordancia con la precisión realizada a través el artículo 1° de la Resolución Ministerial N.° 042-2013-MINAM, la labor de identificación de los pasivos ambientales de hidrocarburos corresponde al Oefa.

Asimismo, en atención al Rubro V de la Directiva N.° 01-2013-OEFA-CD, aprobada por Resolución del Consejo Directivo N.° 022-2013-OEFA-CD, es la Dirección de Evaluación de dicha institución pública la encargada de planificar, programar y ejecutar las acciones de identificación de los pasivos ambientales, así como elaborar los informes de identificación respectivos para remitirlos a la DGAAE del MINEM.

Para hacer efectivo el ejercicio de esta función, el Oefa ha emitido una serie de instrumentos normativos tales como: el Plan de Identificación de Pasivos Ambientales en el Subsector Hidrocarburos 2013 - 2014, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N.° 005-2013-OEFA-CD, la “Directiva para la Identificación de Pasivos Ambientales en el Subsector Hidrocarburos a cargo del Oefa”, y la “Metodología para la estimación del nivel de riesgo de pasivos ambientales en el subsector hidrocarburos”, estas últimas aprobadas por Resolución de Consejo Directivo N.° 022-2013-OEFA-CD.

De acuerdo al Plan de Identificación 2013 - 2014 se aplicarán metodologías diferenciadas para la identificación de los pasivos ambientales, y su clasificación se realizará en función a los riesgos que presenten para la salud, seguridad de la población o el ambiente.

La implementación de dicho plan incluye cuatro componentes bien diferenciados:

- i. **Fase de investigación y análisis documental**, que incluye actividades permanentes de revisión de informes elaborados por Perupetro, Osinergmin, denuncias ambientales, instrumentos de gestión ambiental que aporten información sobre la existencia y ubicación de los pasivos ambientales. Asimismo, la determinación del nivel de riesgo y la elaboración de los informes de identificación.
- ii. **Aplicativo “Base de datos Georeferenciado para la identificación de pasivos ambientales en el subsector hidrocarburos”**, con el propósito de organizar y sistematizar la información generada como consecuencia de las labores de identificación.
- iii. **Fase de investigación de campo**, vinculada a la verificación en campo de los pasivos ambientales identificados en la fase de investigación, toma de muestras y determinación de áreas afectadas, entre otros.
- iv. **Participación Ciudadana**, a efectos de hacer de conocimiento público las funciones del Oefa en materia de identificación de pasivos y tender canales de comunicación para que la ciudadanía pueda brindar información sobre la existencia de pasivos ambientales.

Para el desarrollo de estas actividades el Oefa ha previsto un presupuesto total para el Plan 2013 - 2014 de S/. 8 273,000.00 (ocho millones doscientos setenta y tres mil nuevos soles), sujeto a la disponibilidad de sus recursos presupuestales.

Los cronogramas de ejecución de dicho Plan para los años 2013 y 2014 forman parte de los Anexos I y II de la Resolución de Consejo Directivo N.° 005-2013-OEFA-CD. Estos cronogramas priorizan aquellas zonas donde hay mayor incidencia de actividades hidrocarburíferas²⁷:

²⁷ Los cronogramas indicados constituyen los Anexos I y II de la Resolución de Consejo Directivo N.° 005-2013-OEFA-CD, que aprueba el Plan de Identificación de Pasivos Ambientales en el Subsector Hidrocarburos 2013-2014. Dicha resolución se encuentra disponible en: http://www.oefa.gob.pe/?wpfb_dl=3196.

Anexo N.º 1

Cronograma de actividades para la identificación de pasivos ambientales de hidrocarburos 2013

REGIÓN	AÑO 2013											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
LORETO*												
TUMBES												
PIURA												
UCAYALI												
AMAZONAS												
ICA*												
MADRE DE DIOS												
*Áreas con pasivo ambiental según Perupetro												
FASE DE INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS DOCUMENTAL												
FASE DE INVESTIGACIÓN EN CAMPO												
PARTICIPACIÓN CIUDADANA												

Anexo N.º 2

Cronograma de actividades para la identificación de pasivos ambientales de hidrocarburos 2014

REGIÓN	AÑO 2014											
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
LORETO*												
TUMBES												
PIURA												
UCAYALI												
LA LIBERTAD												
PASCO*												
PUNO*												
CUSCO												
*Áreas con pasivo ambiental según Perupetro												
FASE DE INVESTIGACIÓN Y ANÁLISIS DOCUMENTAL												
FASE DE INVESTIGACIÓN EN CAMPO												
PARTICIPACIÓN CIUDADANA												

Por su parte, la “Directiva para la Identificación de Pasivos Ambientales en el Subsector Hidrocarburos a cargo del Oefa”, indica que las etapas del proceso de identificación de pasivos ambientales son los siguientes:

Cuadro 8 - III:

Etapas del proceso de Identificación de pasivos ambientales

PLANEAMIENTO	<ul style="list-style-type: none"> Clasificación de la información documental relevante respecto de posibles pasivos ambientales teniendo en cuenta criterios de ordenación geográfica y conflictividad social. Determinación de áreas con posibles pasivos ambientales. Elaboración de Ficha para la Identificación de Pasivo Ambiental en el Subsector Hidrocarburos.
EVALUACIÓN EN CAMPO	<ul style="list-style-type: none"> Se desarrolla en función del Cronograma Trimestral de Trabajo en campo elaborado y aprobado por la Dirección de Evaluación. Verificación en campo de la Ficha elaborada en la etapa de planeamiento. Caracterización, identificación de contaminantes, toma de muestras y ubicación del pasivo.
INFORME DE IDENTIFICACIÓN	<ul style="list-style-type: none"> Redactar los Informes Técnicos de Identificación de Pasivos Ambientales en el Subsector Hidrocarburos para su remisión a la DGAAE. Informe Técnico tiene como contenido mínimo: identificación del área, tipos y características de los contaminantes identificados y calificación del nivel de riesgo.
PARTICIPACIÓN CIUDADANA	<ul style="list-style-type: none"> Coordinar con la población, empresas e instituciones interesadas y otras organizaciones civiles con el fin de obtener información que coadyuve a la identificación de pasivos ambientales.

Cabe precisar que para la estimación del nivel de riesgo del pasivo ambiental de hidrocarburos se toma en consideración la “Metodología para la estimación del nivel de riesgo de pasivos ambientales en el subsector hidrocarburos”. Esta fue desarrollada a partir de los lineamientos establecidos en la Guía de Evaluación de Riesgo Ambiental, publicada por el MINAM en el año 2010, la cual se sustenta, a su vez, en la Norma Europea UNE 150008 - 2008, emitida por la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR). Asimismo, toma en cuenta el Informe Final del Estudio Interdisciplinario realizado por DICTUC S.A.²⁸ por encargo de la Superintendencia de Medio Ambiente de Chile para el desarrollo de la Metodología para la Determinación y Caracterización del Daño Ambiental y del Peligro de Daño Ocasionado en abril de 2012.

Finalmente, el artículo 10º del RLPAH indica que en el caso que el Oefa identifique la existencia de pasivos de alto riesgo a la salud y/o la seguridad de la población y/o la calidad del ambiente, deberá remitir de manera inmediata el Informe correspondiente a la DGAAE y a la DGH, a fin de tomar las medidas necesarias para efectos de la remediación respectiva.

1.6.3. Inventario de Pasivos Ambientales

Concluidas las labores a cargo del Oefa, la Dirección de Evaluación de dicho organismo remite el respectivo “Informe Técnico de Identificación de Pasivos Ambientales en el Subsector Hidrocarburos” a la DGAAE, para que esta última implemente y actualice el Inventario de Pasivos Ambientales, y determine la responsabilidad que corresponda sobre los mismos en función a los criterios previstos en la legislación.

²⁸ Consultora de riesgos que realiza trabajos para la Superintendencia del Medio Ambiente de Chile.

En ese sentido, el artículo 6° del RLPAH establece que la DGAAE del MINEM está encargada de clasificar, elaborar, actualizar y registrar los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos, por zonas geográficas, mediante un Registro de Inventario. Al respecto, el literal b) del citado artículo dispuso que el MINEM debía publicar el Inventario Inicial en un plazo de 30 días calendario contados a partir de la recepción del Informe de Identificación remitido por el Osinergmin (ahora, Oefa). Pero ello no ha ocurrido hasta la fecha.

Si bien en el año 2009, el Osinergmin identificó un total de 1,821 (Mil ochocientos veintiún) presuntos pasivos ambientales en ocho lotes de la costa norte, el MINEM no reconoció estos resultados debido a que a dicha fecha no se habían determinado los criterios de riesgos para la clasificación de los pasivos²⁹.

De acuerdo al artículo 8° del RLPAH, la publicación del Inventario Inicial generará la obligación, para los titulares de actividades de hidrocarburos, de declarar ante el Oefa los pasivos que hubiesen generado o que se encuentren ubicados dentro del ámbito de sus respectivas concesiones, autorizaciones o lotes. También se prevé que todas las instituciones o personas que posean información sobre pasivos ambientales podrán aportarla al Oefa, el cual deberá presentar, luego, un Informe Actualizado de los Pasivos Ambientales al MINEM. Es este ministerio quien deberá publicar, mediante Resolución Ministerial, la primera actualización del Inventario de Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos.

Finalmente, el artículo 9° del RLPAH establece que este Inventario deberá ser actualizado por la DGAAE en función al Informe de Identificación que deberá remitirle el Oefa de manera trimestral. La actualización del Inventario requiere ser aprobado por Resolución Ministerial y se publicado en la Página Web del MINEM.

1.6.4. Atribución de responsabilidades

El literal c) del numeral 6.1 del artículo 6° del RLPAH señala que el MINEM determinará, mediante Resolución Ministerial, a los responsables de los Pasivos Ambientales.

Los criterios que se tomarán en cuenta para la atribución de responsabilidades de remediación de los pasivos ambientales están previstos en el artículo 4° de la Ley N.° 29134 y los artículos 4° y 12° del RLPAH, y establecen lo siguiente:

Cuadro 9 - III:
Atribución de responsabilidades de remediación de pasivos ambientales

Condición	Criterio	Responsable
RESPONSABLE OPERADOR	Las personas naturales o jurídicas que se encuentren efectuando actividades del subsector Hidrocarburos asumen la responsabilidad de los pasivos que hayan generado o de los que hayan asumido su titularidad, sea por transferencia, cesión u otra forma	Generador No Generador (Asume responsabilidad por transferencia, cesión u otra modalidad)
RESPONSABLE NO OPERADOR	Se considera responsables no operando, a las personas naturales o jurídicas que no se encuentren efectuando actividades del Subsector Hidrocarburos y que hubieren generado Pasivos Ambientales identificados por el OEFA.	Generador
RESPONSABLE NO IDENTIFICADO	En todos aquellos casos en donde no sea posible identificar a los responsables de los pasivos ambientales, el Estado asumirá progresivamente su remediación, según su disponibilidad presupuestal, y priorizando los de mayor urgencia dada su situación de riesgo	Estado

²⁹ Información tomada del punto iii del Rubro II.2 del Plan de Identificación de Pasivos Ambientales en el Subsector Hidrocarburos 2013 - 2014.

1.6.5. Remediación de los pasivos ambientales

Luego de publicada la primera actualización del Inventario de Pasivos Ambientales, la DGAAE deberá requerir a los responsables identificados la presentación del Plan de Abandono que contemple las acciones que se comprometen a efectuar para la descontaminación, restauración, reforestación, retiro de instalaciones y otras que sean necesarias para remediar los pasivos ambientales que hubieran generado, teniendo en cuenta las condiciones originales del ecosistema, las condiciones geográficas actuales y el uso futuro del área:

Cuadro 10 - III:
Remediación de pasivos ambientales

Supuestos	Descripción
RESPONSABLE OPERADOR	La DGAAE requerirá la presentación de un Plan de Abandono siempre que no cuenten con un instrumento de gestión ambiental aprobado, en el cual haya incluido la zona o área del pasivo ambiental a ser remediado
RESPONSABLE NO OPERADOR	Deberá presentar el Plan de Abandono Deberá contar previamente con un Plan de Abandono elaborado por la empresa especializada contratada por el MINEM. La remediación se realizará considerando la clasificación del riesgo del área a remediar, la afectación a la salud y protección del ambiente. La ejecución estará a cargo del MINEM a través de contratos o acuerdos con el FONAM y/o terceros especializados
ESTADO	En el caso que el responsable de un pasivo ambiental se encuentre imposibilitado físicamente de ejecutar la remediación, estará obligado a abonar el monto de la compensación que corresponda, el mismo que será determinado por el MINEM y utilizado para las actividades de abandono y remediación
REINICIO DE OPERACIONES	En los casos de reinicio de operaciones de aquellos titulares que pretendan utilizar un área o instalación que constituya un pasivo ambiental, estarán sujetos a la obligación de presentar el Plan de Abandono

El plazo para la ejecución del Plan de Abandono no será mayor a tres años, contados desde la fecha de aprobación. Excepcionalmente, y sólo cuando la magnitud del pasivo ambiental lo amerite, se podrá aprobar un plazo de hasta cuatro años.

1.7. Los Reportes a las Autoridades Competentes

El desarrollo de las actividades de hidrocarburos, entre otras obligaciones, comprende aquellas relacionadas a la entrega de reportes a las autoridades que son competentes, de forma directa o indirecta, con dichas actividades. Para el desarrollo del presente documento se ha considerado como reporte a toda aquella comunicación de carácter obligatorio que el titular de actividades de hidrocarburos debe presentar a las autoridades o entidades administrativas, lo que comprende informes, planes, avisos, notificaciones, entre otros.

Los titulares de las actividades hidrocarburíferas, de acuerdo a la etapa en la que se encuentren y en función a las características particulares de cada operación, deberán cumplir diferentes disposiciones respecto a la presentación de reportes. En efecto, se han identificado hasta 12 autoridades a las que es preciso remitir reportes a lo largo de toda la actividad, acorde a los requerimientos legales vigentes. Así, se han identificado como las más frecuentes las siguientes:

- **Perupetro** como representante del Estado Peruano para la suscripción de contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú.
- **MINEM** como autoridad rectora del Sector Energía y Minas que aprueba los instrumentos de gestión ambiental para las actividades.
- **MINSA** como ente rector del sector salud.
- **MTC** como autoridad a cargo de la infraestructura vial, aérea y acuática y de la gestión de los servicios de transportes y comunicaciones.
- **Minagri** como autoridad a cargo del aprovechamiento sostenible de los recursos naturales y la diversidad biológica.
- **IPEN** como entidad a cargo de normar, promover, supervisar y desarrollar las actividades aplicativas de la Energía Nuclear, en específico sobre las actividades relacionadas con radiaciones ionizantes.
- **ANA** como ente rector y la máxima autoridad técnico-normativa del Sistema Nacional de Gestión de los Recursos Hídricos.
- **SERNANP** como ente rector del Sistema Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado, a cargo de dirigir y establecer los criterios técnicos y administrativos para la conservación de ANP y cautelar el mantenimiento de la diversidad Biológica.
- **APN** como autoridad encargada del Sistema Portuario Nacional, responsable de la coordinación de los distintos actores públicos o privados que participan en las actividades y servicios portuarios.
- **Oefa** en materia ambiental.
- **Osinergmin** en aspectos técnico-legales de seguridad de las instalaciones.
- **Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE)** en materia de seguridad y salud en el trabajo.

La multiplicidad de autoridades a las que se debe reportar información relacionada a las actividades, responde a que esta obligación se desprende, tanto de lo establecido en las normas legales específicas para el sector de hidrocarburos, como también de aquellas normas de carácter transectorial que son aplicables por las características específicas del proyecto desarrollado. El sector energético y, en específico, el sector hidrocarburos son dos de los más regulados a nivel normativo en el Perú; por lo que las empresas deben suministrar información a diferentes entidades. El número de entidades a las que este sector debe reportar, es bastante mayor en comparación a otras actividades.

Así, por ejemplo, cuando se necesita contar con instalaciones de generación eléctrica para el desarrollo de la actividad, el titular de la operación tiene la obligación de cumplir aquellas disposiciones que regulan las actividades de electricidad y, por lo tanto, tiene que efectuar los reportes que dicho marco legal establezca. En el mismo sentido, cuando se cuenta con instalaciones portuarias ubicadas en zonas marítimas o fluviales, será necesario efectuar reportes a las autoridades correspondientes.

A continuación se presenta un cuadro en el que se consideran los principales reportes en las diferentes etapas de las actividades de hidrocarburos:

Cuadro 11 - III:
Reportes a autoridades competentes

ENTIDAD	PRINCIPALES REPORTES
PERUPETRO	<ul style="list-style-type: none"> • Plan de Exploración que incluya el programa mínimo de trabajo pactado en el contrato. • Plan inicial de desarrollo, que cubra un quinquenio, para la fase de explotación. • Informe permanente sobre las operaciones de hidrocarburos (estudios, informaciones y datos, procesados y no procesados obtenidos por los Contratistas y los Subcontratistas). • Copia de los perfiles litológicos, eléctricos y de todos aquellos que se hayan tomado para conocer y evaluar las características de las formaciones atravesadas y de los fluidos que contienen.
BANCO CENTRAL DE RESERVAS DEL PERÚ	<ul style="list-style-type: none"> • Informe sobre las inversiones que efectúe en el país cada año.
MINEM	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de Programa de monitoreo de efluentes y emisiones. • Reporte de información generada por el PMVC. • Reporte de emergencia. • Comunicación al MINEM cuando se haya tomado la decisión de dar por terminada las actividades de hidrocarburos. • Informe mensual sobre la producción y pérdidas en refinerías y Plantas de procesamiento de gas. • Para actividades eléctricas: • Reporte mensual de información sobre producción, pérdidas de potencia y energía, cuando el titular de las actividades cuente con autorización o concesión para actividades de generación de energía eléctrica.
MINSA	<ul style="list-style-type: none"> • Notificación de enfermedades y eventos sujetos a vigilancia epidemiológica. Dirección General de Salud Ambiental - DIGESA • Informe sobre la no devolución del Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos por parte de la EPS-RS. • Dirección Regional de Salud - DIRESA • Informe de emergencia durante el manejo de residuos sólidos. • Notificación sobre enfermedades ocupacionales, accidentes y emergencias sanitarias durante el manejo de residuos sólidos.
MTPE	<ul style="list-style-type: none"> • Obligación de notificar los accidentes mortales e incidentes peligrosos. • Reporte de incidentes peligrosos que pongan en riesgo la salud y la integridad física de los trabajadores o a la población. • Reportar de accidentes de trabajo, incidentes peligrosos y enfermedades profesionales con labores bajo tercerización. • Reporte del centro médico asistencial sobre enfermedades profesionales.
ANA	<ul style="list-style-type: none"> • Informe de hallazgos de carácter arqueológico o histórico. • Informe de Proyectos de Evaluación Arqueológica.
DICAPI	<ul style="list-style-type: none"> • Notificación al capitán de Puerto de situaciones de emergencia durante el transporte de hidrocarburos por vía fluvial. • Informe a la Capitanía de Puerto cuando en una nave o instalación portuaria se produzca una descarga de hidrocarburos líquidos hacia aguas navegables peruanas que podrían poner en peligro o contaminar el área del puerto. • Informe a la Capitanía de Puertos sobre la ocurrencia de derrames, descargas u otros indicios de contaminación. • Informe al Capitán de Puerto de destino sobre el transporte de mercancías peligrosas.
MTC	<ul style="list-style-type: none"> • Reporte de Accidentes y Emergencias durante la operación de transporte de materiales y residuos peligrosos. • Presentación del Certificado de revisión técnica vigente, de un vehículo destinado al transporte de materiales y residuos peligrosos, con posterioridad a la ocurrencia de un accidente que haya afectado la estructura del vehículo, unidad de carga o equipamiento adherido al vehículo o unidad de carga. • Informe por escrito a la Autoridad Portuaria Nacional sobre los daños a la salud de sus trabajadores.
OEFA	<ul style="list-style-type: none"> • Declaración Anual del Manejo de Residuos Sólidos, Plan de Manejo de Residuos Sólidos y Manifiesto de Residuos Sólidos Peligrosos. • Reporte de Monitoreo de efluentes y emisiones.

1.8. Vigilancia y Control Ciudadano

El artículo III del Título Preliminar de la LGA, establece que toda persona tiene el derecho a participar responsablemente en los procesos de toma de decisiones, así como en la definición y aplicación de las políticas y medidas relativas al ambiente y sus componentes, que se adopten en cada uno de los niveles de gobierno.

Es de precisar que la vigilancia ciudadana no sustituye, bajo ninguna circunstancia, a la autoridad competente en las acciones de fiscalización.

También se cuenta con Comisiones Ambientales Municipales³⁰, a través de las cuales la participación de la sociedad civil se ejerce, entre otros mecanismos, de la siguiente forma:

- Sesiones públicas de consejo, cabildos, cabildos zonales y audiencias públicas, con participación de los órganos sociales de base.
- Mesas de concertación, consejos de desarrollo, mesas de líderes, consejos juveniles y comités interdistritales, entre otros, con fines de planificación.
- La gestión de proyectos a través de organizaciones ambientales, comités de promoción económica, comités de productores, asociaciones culturales, comités de salud, comités de educación y gestión del hábitat y obras.
- La vigilancia, a través de seguimientos de la calidad ambiental, intervención de asociaciones de contribuyentes, usuarios y consumidores y de las rondas urbanas y/o campesinas, según sea el caso.

En lo que respecta a las actividades de hidrocarburos, como ya se indicó antes, el Reglamento de Participación Ciudadana estableció que toda persona tiene derecho a la participación ciudadana y a manifestar su opinión, puntos de vista, recomendaciones u observaciones en los procesos de elaboración y aplicación de los instrumentos de gestión ambiental³¹.

El Reglamento regula el Plan de Monitoreo y Vigilancia Ciudadana (PMVC), indicando que estará constituido por grupos de vigilancia ambiental y social que se encarguen de hacer seguimiento de las acciones del proyecto con un mayor impacto potencial. Asimismo, su implementación correrá a cuenta del Titular del proyecto y deberá ser coordinado con las autoridades competentes del sector en las funciones de supervisión y fiscalización.

En cuanto a los documentos generados por estas actividades, estos serán remitidos periódicamente al Oefa, DGAAE y a la OGGs, para que estas instituciones procedan en el marco de sus competencias. No obstante, cabe señalar que el PMVC deberá contar con un Reglamento Interno elaborado por el titular del proyecto en coordinación con la población involucrada, a fin de que las actividades de monitoreo y vigilancia se realicen de forma organizada.

Los representantes del PMVC, previa coordinación, acompañarán, en calidad de observadores, a la empresa y a las autoridades encargadas de la supervisión de la calidad ambiental y de la fiscalización de las actividades de hidrocarburos. También participan en el proceso de monitoreo de las acciones del proyecto y de los seguimientos que realicen sobre el cumplimiento de las normas ambientales y los compromisos asumidos en el Estudio Ambiental.

³⁰ Las Comisiones Ambientales Municipales son las instancias de gestión ambiental, encargadas de coordinar y concertar la política ambiental municipal. Promueven el diálogo y el acuerdo entre los sectores público y privado. Articulan sus políticas ambientales con las Comisiones Ambientales Regionales y el CONAM (Numeral 25.1 del artículo 25° de la Ley N.° 28245, Ley marco del sistema nacional de gestión ambiental).

³¹ Numeral 4.3 del artículo 4° de la Resolución Ministerial N.° 571-2008-MEM-DM.

1.9. El Desarrollo de las Actividades y la Fiscalización

La función fiscalizadora, también llamada de control, vigilancia e, incluso, inspección, constituye un instrumento tradicional a través del cual se busca lograr el cumplimiento de las normas. La finalidad de esta función es, también, garantizar la permanente adecuación de la actividad sujeta a control a las determinaciones u obligaciones legales; así como aquellas establecidas en los títulos habilitantes³², instrumentos de gestión ambiental, mandatos y disposiciones de las autoridades competentes.

Las obligaciones o requerimientos a que se encuentran sujetas las actividades de hidrocarburos se pueden organizar en función a la materia o aspecto que éstas regulan. Así, tenemos los siguientes grupos:

Gráfico 19 - III:

Obligaciones en el sector hidrocarburos



A excepción de las obligaciones sobre seguridad y salud en el trabajo, y protección y conservación del ambiente, las cuales tienen un carácter transversal y se aplican indistintamente a todas las actividades de hidrocarburos; las obligaciones relativas a aspectos técnicos, de calidad, seguridad y eficiencia pueden diversificarse según el tipo de actividad que éstas regulan. Así, encontramos reglamentaciones específicas para exploración y explotación, almacenamiento, transporte, comercialización, distribución, entre otros.

³² FERNÁNDEZ RAMOS, Severiano. La actividad administrativa de inspección. El régimen jurídico general de la función inspectora. Editorial Comares, Granada, 2002, p. 12.

1.9.1. Autoridades competentes

Actualmente, la función fiscalizadora de las actividades hidrocarburíferas se encuentra distribuida entre diferentes órganos de la Administración Pública, considerando el grupo de obligaciones objeto de fiscalización. El esquema institucional vigente es el que sigue:

Cuadro 12 - III:

Autoridades competentes para la fiscalización en el Subsector hidrocarburos

ORGANISMO DE EVALUACIÓN Y FISCALIZACIÓN AMBIENTAL Funciones: Evaluación, supervisión, fiscalización, sanción y aplicación de incentivos en materia ambiental. Unidades orgánicas responsables: Dirección de Evaluación, Dirección de Supervisión, Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, Tribunal de Fiscalización Ambiental.
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA Funciones: Supervisión, fiscalización y sanción de regulaciones técnicas y de seguridad en las instalaciones. Unidades orgánicas responsables: Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, Oficinas Macro Regionales de Osinergmin en hidrocarburos líquidos y Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería.
MINISTERIO DEL TRABAJO Y PROMOCIÓN DEL EMPLEO Funciones: Supervisión, fiscalización y sanción en materia de seguridad y salud en el trabajo. Unidad Competente: Dirección Regional de Trabajo y Promoción del Empleo de Lima Metropolitana, Dirección General de Inspección del Trabajo, Gobiernos Regionales, Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral y el Tribunal de Fiscalización Laboral.
PERUPETRO S.A. Funciones: Supervisar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Contratos de Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos, así como los convenios de evaluación técnica. Unidad Competente: Dirección de Evaluación, Dirección de Supervisión, Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos, Tribunal de Fiscalización Ambiental.

Cabe acotar que, además de las citadas entidades, existen otros organismos públicos encargados de supervisar el cumplimiento de normas sectoriales específicas tales como la ANA, SERNANP, MTC, Sucamec, SUTRAN, entre otros. Para los efectos del presente documento, se considera la labor supervisora y fiscalizadora a cargo del Oefa, Osinergmin y el MTPE.

1.9.2. Fiscalización Ambiental

a) Autoridad competente y funciones

A través de la Segunda Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N.º 1013, se creó el Oefa como organismo público técnico especializado, adscrito al MINAM y encargado de la fiscalización, la supervisión, el control y la sanción en materia ambiental.

La Primera Disposición Complementaria Final de la Ley N.º 29325, Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, estableció que, mediante Decreto Supremo refrendado por los Sectores involucrados, se definirían las entidades cuyas funciones de evaluación, supervisión, fiscalización, control y sanción en materia ambiental serían asumidas por el Oefa, así como el cronograma para la transferencia correspondiente.

En ese sentido, mediante la Resolución de Consejo Directivo N.º 001-2011-OEFA/CD, se transfirieron las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos del Osinergmin al Oefa, por lo que a partir del 04 de marzo de 2011 el Oefa es el organismo fiscalizador en materia ambiental del subsector hidrocarburos.

b) Procedimiento de Supervisión

El Reglamento de Supervisión Directa del Oefa, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N.º 007-2013-OEFA/CD, establece los criterios, modalidades y procedimientos aplicables al ejercicio de la función de supervisión directa a cargo del Oefa, la cual se ejerce en función de los siguientes criterios:

i) En función a la programación:

- Regular: Supervisión programada en el Plan Anual de Evaluación y Fiscalización Ambiental –PLANEFA–, que comprende la verificación de las obligaciones ambientales fiscalizables del administrado.
- Especial: Supervisión no programada orientada a la verificación de obligaciones ambientales específicas debido a circunstancias tales como: actividades informales o ilegales, accidentes, incendios, explosiones, derrames, derrumbes, denuncias, etc.

ii) En función al lugar:

- En campo: Se realiza dentro o en las áreas de influencia de la actividad a cargo del administrado. Esta supervisión involucra también una etapa de revisión documental.
- Documental: No se realiza en las instalaciones del administrado y consiste en el análisis de información documental relevante correspondiente a la actividad desarrollada por el administrado.

Realizada la supervisión, en caso que el supervisor considere que ha identificado hallazgos que configuran infracciones administrativas relevantes o que requieran el dictado de un mandato de carácter particular o medidas preventivas, éste elabora y remite a la Dirección de Supervisión un Reporte Preliminar de las Acciones de Supervisión, con el propósito de que se disponga la elaboración del Informe Técnico Acusatorio (ITA) y se dicte el mandato o medida preventiva que corresponda.

Los resultados de la supervisión constan en el Informe de Supervisión Directa, el cual es notificado al supervisado a través del Reporte del Informe de Supervisión Directa para el Administrado Supervisado.

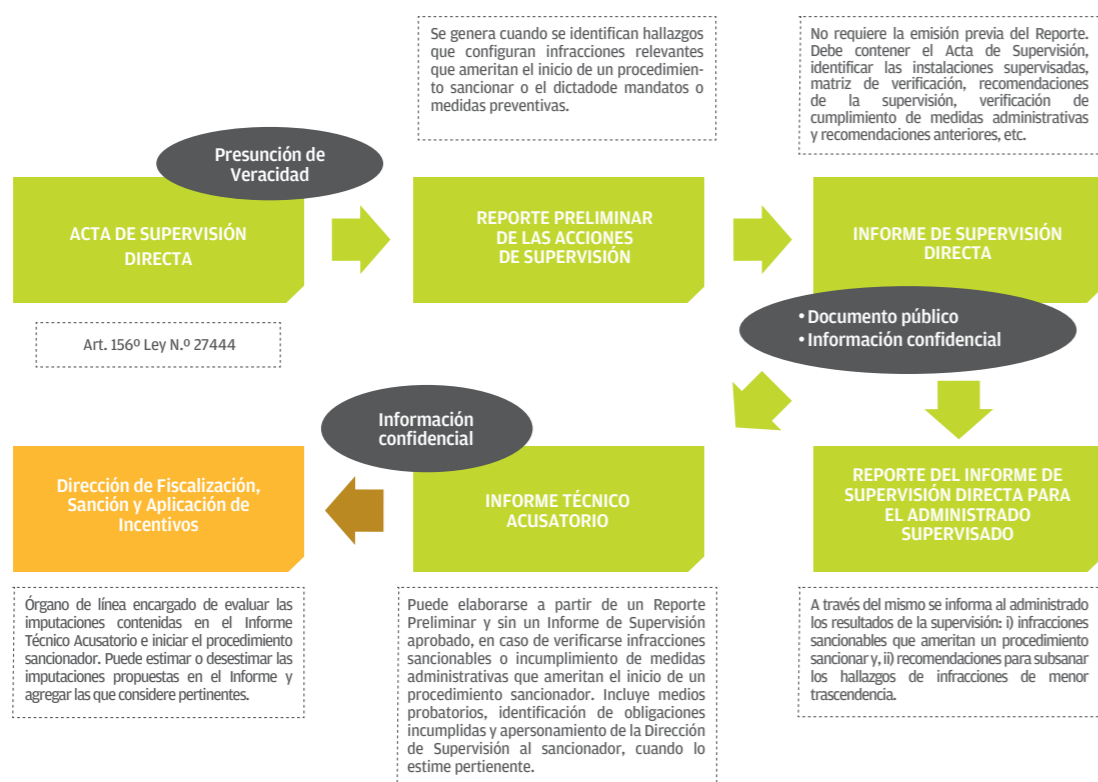
c) Procedimientos especiales

En el marco de la función normativa del Oefa, prevista en el literal a) del numeral 11.2 del artículo 11° de la Ley N.° 29325, dicha entidad se encuentra facultada a dictar reglamentos y normas de carácter general que resulten necesarias para garantizar el ejercicio de las tareas de fiscalización; así como las que están dirigidas a lograr la verificación del cumplimiento de las obligaciones ambientales a cargo de los sujetos que realizan actividades bajo su ámbito de competencia.

En ese sentido, a través de la Resolución de Consejo Directivo N.° 026-2013-OEFA-CD, se aprobó el Reglamento Especial de Supervisión Directa para la Terminación de Actividades bajo el ámbito de competencia del Oefa; el mismo que establece reglas especiales aplicables a las labores de supervisión de actividades en etapa de cierre, abandono o cese.

A continuación se muestra un esquema del procedimiento de supervisión directa³³:

Gráfico 20 - III:
Procedimiento de supervisión directa



³³ Elaboración propia.

d) Procedimiento Administrativo Sancionador

El Procedimiento Administrativo Sancionador del Oefa vigente es el aprobado por Resolución de Consejo Directivo N.° 012-2012-OEFA-CD. Este procedimiento tiene como propósito investigar y determinar las infracciones administrativas en el ámbito de competencia del Oefa, así como imponer las sanciones y dictar las medidas cautelares y correctivas correspondientes.

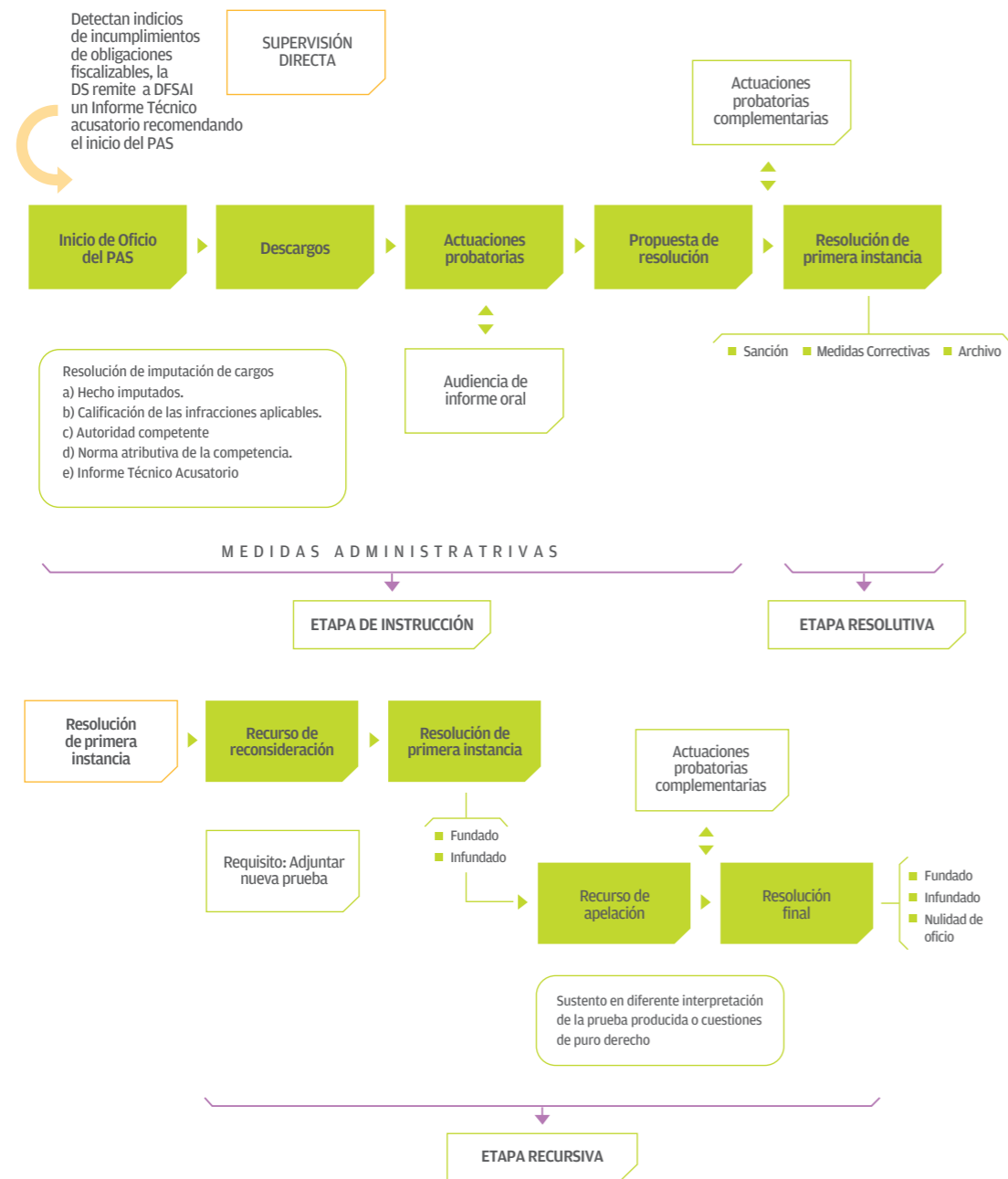
De acuerdo al artículo 6° del Reglamento aprobado por Resolución N.° 012-2012-OEFA-CD, las autoridades del procedimiento administrativo sancionador son las siguientes:

Cuadro 13 - III:
Procedimiento Administrativo Sancionador para el subsector hidrocarburos (DGFA)

DENOMINACIÓN	FUNCIÓN	UNIDAD
Autoridad Acusadora	<ul style="list-style-type: none"> Presenta el ITA, pudiendo apersonarse al procedimiento para sustentar dicho informe en la Audiencia de Informe Oral. 	DS
Autoridad Instructora	<ul style="list-style-type: none"> Realiza la imputación de cargos, solicita el dictado de medidas cautelares, desarrolla las labores de instrucción y actuación de pruebas durante la investigación en primera instancia, y formula la correspondiente propuesta de resolución 	DFSAI
Autoridad Decisora	<ul style="list-style-type: none"> Impone sanciones y medidas correctivas, y resuelve el recurso de reconsideración Resuelve el recurso de apelación y quejas por defectos de tramitación Dicta las medidas cautelares antes o después del inicio del procedimiento administrativo sancionador 	DFSAI Tribunal de Fiscalización Ambiental Presidencia del Consejo Directivo

Se han regulado las etapas: instructiva, resolutoria y recursiva.

Gráfico 21 - III:
Promedio de producción fiscalizada de LGN³⁴



³⁴ Elaboración propia.

e) Medidas Administrativas y Sanciones aplicables

En ejercicio de sus funciones de supervisión, fiscalización y sanción, el Oefa puede dictar medidas administrativas tales como: medidas preventivas, mandatos de carácter particular, medidas cautelares, medidas correctivas y sanciones pecuniarias.

A continuación se muestra el tipo de medida administrativa, las sanciones aplicables, así como el contenido que pueden tener las mismas de acuerdo a lo previsto en la Ley N.º 29325 y la Ley N.º 28611:

Cuadro 14 - III:
Cuadro de medidas administrativas y sanciones aplicables

MEDIDA ADMINISTRATIVA	TIPOS DE MEDIDA	ÓRGANO COMPETENTE
Medidas Preventivas	No se ha determinado una tipología específica. El tipo de medida se determinará en función a la situación de peligro o riesgo que se pretende conjurar.	DS
Mandatos de carácter particular	No se ha determinado una tipología específica. El tipo de medida se determinará considerando el objetivo definido por la autoridad.	
Medidas Cautelares	<ul style="list-style-type: none"> • Decomiso. • El cese o restricción condicionada de la actividad. • El retiro, tratamiento, almacenamiento o destrucción de materiales, sustancias o infraestructura. • El cierre parcial o total del local o establecimiento. • Otras que se sean necesarias. 	Presidencia del Consejo Directivo
Medidas Correctivas	<ul style="list-style-type: none"> • Decomiso. • Paralización, cese o restricción de la actividad. • Retiro, tratamiento, almacenamiento o destrucción de materiales, sustancias o infraestructura. • Cierre parcial o total del local o establecimiento. • Obligación de restaurar, rehabilitar o reparar la situación alterada y, de no ser posible, compensarla en términos ambientales y/o económicos. • Cursos de capacitación ambiental. • Adopción de medidas de mitigación del riesgo o daño. • Imposición de obligaciones compensatorias. • Procesos de adecuación. • Otras que se consideren necesarias. 	DFSAI
Sanciones	<ul style="list-style-type: none"> • Amonestación. • Multa no mayor de 30,000 UIT. • Decomiso, temporal o definitivo, de los objetos, instrumentos, artefactos o sustancias empleados para la comisión de la infracción. • Paralización o restricción de la actividad causante de la infracción. • Suspensión o cancelación del permiso, licencia, concesión o cualquier otra autorización, según sea el caso. • Clausura parcial o total, temporal o definitiva, del local o establecimiento donde se lleve a cabo la actividad que ha generado la infracción. 	

A través de la Ley N.º 30011 se modificó la Ley N.º 29325, introduciendo el artículo 20º-A que regula de manera particular la capacidad de ejecución de las resoluciones de primera o segunda instancia administrativa, referidas a la imposición de sanciones emitidas por los órganos competentes del Oefa. Dicha disposición establece que la sola presentación de una demanda contencioso-administrativa, de amparo u otra, no interrumpe, ni suspende el procedimiento de ejecución coactiva de dichas resoluciones. De esta manera, se establece un régimen discriminatorio para las empresas de hidrocarburos, al aplicarse un sistema distinto al que opera para las empresas que están sujetas a la fiscalización de otras autoridades, incluso en materias ambientales, pudiendo también tener carácter confiscatorio. Esta norma también eleva el tope de las multas ambientales a 30,000 UIT.

1.9.3. Fiscalización de aspectos técnicos

a) Ámbito de competencia y funciones del Osinergmin

De acuerdo al artículo 3º de la Ley N.º 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, y en concordancia con el artículo 20º del Reglamento General del Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N.º 54-2001-PCM, el Osinergmin ejerce la función supervisora, reguladora, normativa, fiscalizadora o sancionadora, de solución de controversias y solución de reclamos en el sector energía. En particular, respecto de las actividades de hidrocarburos, ejerce las funciones relativas a la fiscalización de la seguridad de las instalaciones y operaciones que se realizan.

A continuación se describen las competencias del Osinergmin:

Cuadro 15 - III:
Competencias de Osinergmin

FUNCIÓN	ALCANCES	ÓRGANO COMPETENTE
Función Supervisora	Verificar el cumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como los mandatos o disposiciones dictadas por el Osinergmin y en general toda obligación a cargo de las empresas o personas que realizan actividades sujetas a su competencia.	<ul style="list-style-type: none"> Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos Gerencia de Fiscalización de GN
	Como parte de la función supervisora, el Osinergmin verifica los niveles de calidad, seguridad y eficiencia en la prestación de los servicios de hidrocarburos, incluyendo las relaciones de las empresas con los usuarios y el cumplimiento de las obligaciones de cobertura y expansión del servicio.	
Función Fiscalizadora	Permite imponer sanciones por el incumplimiento de las obligaciones legales, técnicas y aquellas derivadas de los contratos de concesión, así como de las disposiciones reguladoras y/o normativas dictadas por Osinergmin.	<ul style="list-style-type: none"> Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos Gerencia de Fiscalización de GN Oficinas Macro Regionales de Osinergmin en hidrocarburos líquidos
Función normativa	Dictar, de manera exclusiva y dentro de su ámbito de competencia, reglamentos y normas de carácter general. Estos reglamentos y normas podrán definir los derechos y obligaciones de los sujetos que realizan actividades bajo su ámbito de competencia.	Consejo Directivo
	Esta función comprende también la facultad de dictar mandatos y normas de carácter particular. La función normativa de Osinergmin no comprende aquella que le corresponde de acuerdo a Ley al MINEM, como responsable del SECTOR ENERGÍA.	

b) Procedimiento de Supervisión

Las reglas aplicables al ejercicio de la función supervisora del Osinergmin se encuentran previstas en el Reglamento de Supervisión y Fiscalización de las Actividades Energéticas y Mineras de Osinergmin, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N.º 171-2013-OS-CD. Los tipos de Supervisión y Fiscalización previstos son los siguientes:

Cuadro 16 - III:
Procedimientos de supervisión de Osinergmin

Tipos de Supervisión	OPERATIVA
	Tiene como propósito emitir un informe técnico favorable o para efectuar una evaluación técnica sobre el proyecto de instalación o modificación de instalaciones, establecimientos o unidades, previamente al inicio de actividades, a fin de verificar si se cumplen las condiciones técnicas y de seguridad u otras obligaciones previstas en la normativa, así como las asumidas contractualmente por el Agente Supervisado o derivadas de disposiciones administrativas
	EN CAMPO
Se realiza de acuerdo al Programa Anual de Supervisión aprobado por Osinergmin, a fin de verificar el cumplimiento de las condiciones de operación dispuestas por la normativa vigente, así como las asumidas contractualmente por el Agente Supervisado, o derivadas de disposiciones administrativas	
ESPECIAL	Se realiza cuando sea necesario efectuar a fin de comprobar si ciertas características de la operación, instalación, equipamiento o conducta de los Agentes Supervisados tienen las condiciones técnicas o de seguridad requeridas por la normativa, así como las asumidas contractualmente o de disposiciones administrativas. Comprende las acciones de supervisión derivadas de accidentes, emergencias, aquellas que deriven de denuncias, u otras imprevistas que pudieran surgir.

Al igual que lo regulado en materia de fiscalización ambiental, la supervisión se realiza a través de Empresas Supervisoras, las que, como resultado de su labor, deben levantar el Acta de Supervisión al finalizar el trabajo en campo. Luego, elaboran y presentan al Osinergmin el respectivo Informe de Supervisión, el mismo que debe contener una descripción detallada de los hechos constatados, que evidencien el cumplimiento o acrediten el incumplimiento de la normativa o de las disposiciones contractuales materia de supervisión.

Por otro lado, en función de lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley N.º 27699, el Consejo Directivo del Osinerghmin ha aprobado una multiplicidad de procedimientos administrativos especiales que norman los procesos administrativos vinculados, entre otras, con la función fiscalizadora y sancionadora. Dentro de dichos procedimientos, entre otros, tenemos los siguientes:

Cuadro 17 - III:
Procedimientos Administrativos especiales aprobados por Osinerghmin

HIDROCARBUROS LÍQUIDOS	
Resolución de Consejo Directivo N.º 0562-2002-OS-CD	Procedimiento para la entrega de información relativa a comercialización en el Subsector Hidrocarburos
Resolución de Consejo Directivo N.º 204-2006-OS-CD	Procedimiento de Declaraciones Juradas de Cumplimiento de Obligaciones relativas a las Condiciones Técnicas, de Seguridad y de Medio Ambiente de las Unidades Supervisadas - PDJ
Resolución de Consejo Directivo N.º 400-2006-OS-CD	Procedimientos para el Control Metrológico en Grifos y Estaciones de Servicios y para el Control de Calidad de los Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos
Resolución de Consejo Directivo N.º 302-2008-OS-CD	Procedimiento de Control de Calidad del GLP (GLP)
Resolución de Consejo Directivo N.º 086-2012-OS-CD	Procedimiento de Calificación de Solicitudes de Caso Fortuito o Fuerza Mayor
GN	
Resolución de Consejo Directivo N.º 754-2007-OS/CD	Procedimiento de Supervisión y Fiscalización del Cumplimiento de las Normas referidas a los procedimientos de cálculo para la determinación de la Viabilidad Técnica Económica de nuevos suministros de GN considerados obras de magnitud
Resolución de Consejo Directivo N.º 678-2008-OS/CD	Procedimiento para la presentación de información sobre servidumbres para la construcción y operación de Ductos de Transporte de Hidrocarburos
Resolución de Consejo Directivo N.º 190-2009-OS/CD	Procedimiento para la presentación de información sobre servidumbres para la construcción y operación de Ductos de Transporte de Hidrocarburos
Resolución de Consejo Directivo N.º 204-2009-OS/CD	Procedimiento para la toma de registros de distancias de seguridad en la construcción de ductos de GN y de LGN

c) Procedimiento Administrativo Sancionador

El Procedimiento Administrativo Sancionador del Osinerghmin vigente a la fecha es el aprobado por Resolución de Consejo Directivo N.º 272-2012-OS-CD, el cual establece como las autoridades competentes para el procedimiento administrativo sancionador, a las siguientes:

Cuadro 18 - III:
Procedimiento Administrativo Sancionador de Osinerghmin

DENOMINACIÓN	ALCANCES	UNIDAD
	Procedimientos administrativos sancionadores que se inicien a cualquiera de los agentes que realicen actividades de exploración, explotación, procesamiento, refinación, almacenamiento, transporte, distribución o comercialización de Hidrocarburos que se encuentran bajo la competencia de la citada gerencia, con excepción de las materias de competencia de las Oficina Macro Regionales, entre otros.	Gerencia de Fiscalización en Hidrocarburos Líquidos
Órgano Instructor y Sancionador	Ver detalle en el artículo 1A de la Resolución N.º 642-2007-OS-CD	Oficinas Macro Regionales del Osinerghmin
	Procedimientos administrativos sancionadores que se inicien por incumplimiento de las normas relativas a la presentación de información, regulación de tarifas, aspectos técnicos, aspectos de seguridad y prestación de servicios, en el Sistema de Distribución de GN por Redes o Ductos, etc.; incumplimiento de las normas relacionadas con las autorizaciones y registros que se deben obtener para construir, operar, ejecutar, modificar y/o ampliar las instalaciones y actividades antes mencionadas.	Gerencia de Fiscalización de Gas Natural
Órgano de Segunda Instancia	Resuelve el recurso de apelación y quejas por defectos de tramitación	Consejo Directivo

La resolución que emite el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería (TASTEM) agota la vía administrativa.

De acuerdo a los artículos 12°, 34°, 35°, 38° y 39° del Reglamento aprobado por Resolución del Consejo Directivo N.° 272-2012-OS-CD, las medidas administrativas y sanciones aplicables por el Osinergmin en el marco de su potestad sancionadora son las siguientes:

Cuadro 19 - III:
Medidas Administrativas y Sanciones aplicables por Osinergmin

MEDIDA ADMINISTRATIVA	TIPOS DE MEDIDA
Medidas de Seguridad	<ul style="list-style-type: none"> Retiro de instalaciones y accesorios. Inmovilización de bienes. Decomiso de bienes. Paralización de obras. Suspensión de actividades, lo que incluye, de ser el caso, el cierre temporal del establecimiento, así como el internamiento temporal de vehículos.
Medidas Correctivas	<ul style="list-style-type: none"> Clausura, lo que incluye, de ser el caso, el cierre de establecimiento así como el internamiento definitivo de vehículos. <p>El listado de medidas correctivas es enunciativo y no limitativo.</p>
Medidas Cautelares	<ul style="list-style-type: none"> Retiro de instalaciones y accesorios. Inmovilización de bienes. Decomiso de bienes. Paralización temporal de obras. Suspensión de actividades, lo que incluye, de ser el caso, el cierre temporal del establecimiento, así como el internamiento temporal de Otras que disponga el Órgano Sancionador, o las instancias o funcionarios en quien se haya delegado la facultad de dictar las medidas cautelares.
Mandatos	No hay una tipología específica, es determinado por la autoridad
Sanciones	<ul style="list-style-type: none"> Amonestación Multa Decomiso Cierre y/o clausura de establecimientos o instalaciones Retiro de equipos, instalaciones y/o accesorios Suspensión de actividades Paralización de obras Internamiento de vehículos Otras que establezca la Escala de Multas y Sanciones

1.9.4. Fiscalización en materia de seguridad y salud en el trabajo

a) Autoridades competentes

A través de la Segunda Disposición Complementaria y Final de la Ley N.° 29783, y precisada mediante Ley N.° 29901 y Decreto Supremo N.° 009-2012-TR, el Osinergmin transfirió al MTPE las funciones de supervisión, fiscalización y sanción en materia de seguridad y salud en el trabajo en los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos.

De acuerdo a la Primera Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N.° 009-2012-TR, los órganos competentes del MTPE para el ejercicio de las funciones de supervisión, fiscalización y sanción transferidas son:

Cuadro 20 - III:
Autoridades competentes para la Fiscalización en materia de Seguridad y Salud en el trabajo

ÓRGANO	FUNCIÓN
Dirección Regional de Trabajo y Promoción del Empleo de Lima Metropolitana	Supervisar, fiscalizar y sancionar el incumplimiento de las normas de seguridad y salud en el trabajo de las actividades de energía y minas en el ámbito nacional
Dirección General de Inspección del Trabajo	Expide las órdenes de inspección sobre las materias transferidas

Sin perjuicio de ello, cabe resaltar que, mediante la Ley N.° 29981, se creó la Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral - SUNAFIL como órgano encargado de ejercer las facultades de inspección descritas en el artículo 3° de la Ley N.° 28806 en el ámbito nacional. Esta institución cumple el rol de autoridad central y ente rector del Sistema de Inspección del Trabajo, de conformidad con las políticas y planes nacionales y sectoriales, así como con las políticas institucionales y los lineamientos técnicos del MTPE.

Las autoridades competentes dentro del procedimiento sancionador son:

- SUNAFIL**, que actúa como órgano de primera y segunda instancia.
- Los gobiernos regionales**, por intermedio de los órganos competentes en materia de inspección y de acuerdo a su competencia, como primera y segunda instancia.
- El Tribunal de Fiscalización Laboral**, resuelve, con carácter excepcional y sobre todo el territorio nacional, los recursos de revisión.

El pronunciamiento en segunda instancia o el expedido por el Tribunal de Fiscalización Laboral, agotan con su pronunciamiento la vía administrativa.

Las infracciones detectadas son sancionadas con una multa máxima de:

- 200 UIT en caso de infracciones muy graves.
- 100 UIT en caso de infracciones graves.
- 50 UIT en caso de infracciones leves.

1.10. Balance de la regulación normativa

De acuerdo a lo mencionado líneas arriba, a continuación resaltamos 10 deficiencias de la gestión ambiental actual que determinan la existencia de fuertes obstáculos a la inversión en el país:

1. **Múltiples autorizaciones, licencias y permisos:** existen entre 80 y 100, regulados en función de las características de cada proyecto o el lugar donde se localiza. En muchos casos, debe tramitarse más de un permiso, autorización o licencia, por lo que el número de trámites para un solo proyecto de inversión puede oscilar entre 200 y 400. Esto, sin contar con la cantidad de años que toma obtener estos documentos.
2. **Obligaciones desarticuladas:** son las que están establecidas en normas de diversa naturaleza, incluso duplicadas e inconexas. En algunos casos, se establecen obligaciones en normas de menor jerarquía sin un amparo legal; mientras que un mismo requerimiento está legislado en varias normas y debe recibir la conformidad o aprobación de una gran cantidad de autoridades a través de distintos procedimientos. Este es el caso de los Planes de Contingencia que son aprobados como parte del Estudio Ambiental por el MINEM, aprobados luego por el Osinergmin; y que son requeridos de manera diferenciada en la legislación de residuos sólidos, en la de salud y seguridad en el trabajo, en la ley de planes de contingencia, entre otros.
3. **Excesiva discrecionalidad:** Las obligaciones ambientales son en muchos casos genéricas e imprecisas, dado que establecen pocos criterios técnicos, utilizando, en cambio, fórmulas que encierran un fuerte nivel de subjetividad, como: “manejo adecuado”, “impacto leve, moderado o significativo”, “uso eficiente”, “daño potencial”, “actividad riesgosa”, “cumplir oportunamente”, “a criterio de la autoridad”, “cuando lo considere conveniente”, “entre otros”. De esta manera, se confiere un importante nivel de discrecionalidad al funcionario público que evalúa los estudios ambientales e incluso al fiscalizador, generando nuevamente gran inseguridad jurídica. Además, muchas de estas obligaciones son requeridas a las actividades de hidrocarburos pero, en la práctica, no son exigidas, ni fiscalizadas para muchas otras actividades económicas, incluso de gran envergadura.
4. **Criterios divergentes:** a la discrecionalidad se suma que los criterios de interpretación de las normas no están institucionalizados y son determinados por cada evaluador al que se le asigna un expediente; lo cual origina una importante variación de criterios según el evaluador asignado e incluso de un expediente a otro, afectando la predictibilidad y seguridad jurídica. Esto conlleva a que se hagan requerimientos de obligaciones muy dispares para situaciones similares. Por ejemplo: distorsiones en términos de competitividad de las empresas; cargas desproporcionadas o sobredimensionadas por obedecer a patrones generales y no los que corresponden específicamente a un proyecto en particular; emisión de múltiples opiniones, en algunos casos contrapuestas, que son trasladadas a la empresa titular del proyecto, sin un filtro o evaluación de la autoridad a cargo del procedimiento administrativo.
5. **Inconsistencia al emitir opiniones técnicas y permisos posteriores:** algunos de los permisos regulados están a cargo de autoridades que emiten opinión técnica previa durante la evaluación del estudio ambiental (vertimientos, plan de contingencia, colecta o investigación de flora y fauna, etc.). Sin embargo, luego, cuando la misma autoridad otorga posteriormente las licencias y permisos a su cargo, puede emitir observaciones o pronunciamientos divergentes y basados en criterios distintos de los considerados al opinar durante la evaluación del estudio ambiental, lo cual nuevamente, afecta la seguridad jurídica y la predictibilidad. Esta falta de unidad de criterios puede agravar la situación del administrado, ya que el cambio de criterio de una autoridad puede ocasionarle retrasos en otros permisos relacionados que son otorgados por otra autoridad.
6. **Incumplimiento de plazos:** Adicionalmente a lo señalado, también constituye un fuerte desincentivo, la falta de predictibilidad respecto del manejo de los plazos de los procedimientos de licencias y permisos. Esto, porque usualmente no se cumplen los plazos legalmente establecidos en los TUPA de las autoridades y estos se pueden prolongar de manera impredecible, afectando a la planificación de los proyectos y generando fuertes pérdidas económicas por el inicio tardío de las actividades. Muchos procedimientos constituyen requerimientos enlazados o sucesivos, por lo que debe esperarse que concluya el que es pre-requisito para poder iniciar el siguiente y, en algunos casos como la evaluación ambiental, se han registrado plazos de hasta 2 y 3 años para que sean aprobados.
7. **Subjetividad en la determinación de los estudios ambientales:** si bien el Anexo 6 del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM establece el tipo de estudio ambiental que corresponde a cada actividad de hidrocarburos, la generalidad de algunos de los supuestos y los vacíos de esta tabla, acarrearán a que, en la práctica, se aprecie una fuerte diversidad de requerimientos. Esto conlleva a que algunas empresas tengan que tramitar estudios ambientales para algunas actividades, mientras que otras se ven exceptuadas de tramitarlos o lo hacen mediante simples consultas. Conforme a lo desarrollado más adelante, es importante que, bajo el principio de significancia ambiental previsto en la Ley del SEIA y su Reglamento, al determinar los estudios ambientales que corresponden a aquellas actividades no contempladas en el Anexo 6, se identifiquen los impactos reales de los proyectos y no se utilicen criterios subjetivos ajenos a lo dispuesto en dichas normas.
8. **Divergencias en las líneas base y la valoración ambiental:** en una misma cuenca, las condiciones ambientales pueden ser descritas y valoradas de tantas maneras como proyectos de inversión se hayan evaluado y autoridades hayan participado. E incluso, un mismo titular puede tener tantas líneas base como estudios ambientales le hayan sido aprobados. Esto, con el agravante de que la reglamentación ambiental actual establece, sin sustento técnico o legal alguno, un plazo de 5 años de vigencia de la línea base, ocasionando que se deba tomar nuevamente información sobre componentes plenamente caracterizados. En realidad, lo ideal sería que se tome información de línea base para aquellos componentes no estudiados y que requieran ser estudiados; o que el administrado deba caracterizarla de nuevo sólo cuando su línea base ha perdido vigencia. Esto genera distorsiones y amerita un replanteo de la regulación de la línea base.
9. **Multiplicidad de reportes:** la normatividad vigente establece entre 70 y 90 reportes que deben ser remitidos ante diversas autoridades, con distinta frecuencia y que, incluso, deben contener información con la que ya cuentan las autoridades, duplicando, en el mejor de los casos, la información que se entrega. Esto es injustificado y agrava más las cargas administrativas impuestas a las actividades de hidrocarburos. Estos reportes, mucho de ellos voluminosos, deben ser presentados de forma impresa, lo que ocasiona, además, una huella ecológica que no ha sido medida adecuadamente.
10. **Subjetividad en la Fiscalización:** Muchos de los procedimientos sancionadores se basan en incumplimientos de responsabilidades genéricas y no en una tipificación específica que respete los principios de legalidad, verdad material, tipicidad y seguridad jurídica. Esto, con el agravante de que los rangos de las sanciones establecidas son desproporcionados y varían significativamente pudiendo oscilar entre 50 y 1,000 UIT o entre 100 y 10,000 UIT para infracciones similares, las cuales podrían ser incrementadas hasta 30,000 UIT de acuerdo con la Ley N.º 30011. Además, esta ley ha establecido un régimen de cobranza coactiva discriminatorio, confiscatorio y que atenta contra el derecho de tutela jurisdiccional efectiva.

SECCIÓN 2

APORTES PARA EL MEJORAMIENTO DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR HIDROCARBUROS

Como resultado de la evaluación de la legislación aplicable a las actividades de hidrocarburos y de la gestión pública en torno a estas actividades, se considera imprescindible adoptar, en el corto plazo, decisiones de política y regulación sobre los cinco aspectos importantes que se reseñan a continuación, respecto de los cuales se debe priorizar un debate técnico y responsable:

2.1. Sobre el otorgamiento de derechos en materia de hidrocarburos

2.1.1. El acceso al recurso hidrocarburífero también está sujeto a la Consulta Previa, la cual obedece a un mandato internacional y de regulación interna que, sin embargo, como es de público conocimiento, carece de una posición gubernamental única en los 3 niveles de gobierno, lo cual genera incertidumbre, multiplicidad de criterios y falsas expectativas en la población; además de la posibilidad de generar la vulneración de los propios derechos colectivos de los pueblos indígenas, cuando realmente corresponda su tutela.

Deben precisarse los criterios de procedencia de la consulta previa, priorizando su aplicación en torno a: i) nuevas medidas normativas y administrativas, que no mermen la estabilidad de los proyectos de inversión en curso; ii) la posible afectación de los reales derechos colectivos de las poblaciones que por sus características particulares deben ser consideradas como indígenas; iii) la delimitación del alcance del proceso de consulta en torno a dichos derechos colectivos, estableciendo medidas que eviten la ideologización de estos procesos o la consideración de intereses particulares ajenos a tales derechos colectivos; iv) una estrategia de implementación efectiva de los acuerdos que se adopten, estableciendo condiciones de predictibilidad, respeto a los derechos adquiridos y seguridad jurídica; y, v) la clara diferenciación y articulación de la consulta previa, con los procesos de participación ciudadana que se vienen aplicando en relación a los procedimientos regulados para las actividades de hidrocarburos.

2.1.2. Como parte del procedimiento de calificación de las empresas petroleras, aquellas empresas que no acrediten experiencia en actividades de exploración o explotación, deben asociarse con un operador técnicamente capacitado o suscribir un contrato con una empresa petrolera con experiencia, aun cuando hay varios otros requisitos que pueden acreditar su solvencia técnica. Esto constituye un desincentivo para estas empresas y hasta podría entenderse como una distorsión del mercado, pues estas empresas para operar en el país son obligadas a asociarse por mandato legal y no por un objetivo estratégico de la organización.

Por tanto, se debe promover la modificación de dicho reglamento a efectos de precisar tal requisito y flexibilizarlo; de tal manera que resulten suficientes otras medidas como la “subcontratación” de operador técnicamente capacitado, o la determinación de requisitos mínimos para el personal directivo y técnico clave del proyecto, y no así la asociación, que implica compromisos de carácter corporativo.

De acuerdo a la legislación vigente, la adjudicación de contratos de exploración y/o explotación por parte de Perupetro puede realizarse a través de la negociación directa. Sin embargo, este mecanismo no viene siendo utilizado, en parte como consecuencia de acusaciones pasadas de corrupción, riesgos de denuncias y acciones de control contra los funcionarios responsables. Este hecho implica que la adjudicación de lotes petroleros deba realizarse a través de largos procesos de licitación, lo cual resta dinamismo al ingreso de nuevos inversionistas.

No obstante, el escenario actual de fuerte caída en las inversiones requiere que se retome y promueva también el empleo de la negociación directa por Perupetro, a efectos de facilitar modalidades más dinámicas que permitan dinamizar, sobre todo, las inversiones en las actividades de exploración. Estos procesos deben estar respaldados por un régimen que asegure la transparencia y objetividad de

las actuaciones públicas, una regulación más detallada, la adopción de mecanismos ad hoc de control por parte de la Contraloría, así como de un régimen de protección legal especial para los funcionarios responsables.

Otro aspecto que favorecería la agilización del acceso a la actividad, implica acotar la exigencia del garante corporativo para proyectos específicos cuyo riesgo lo amerite y/o eliminar o reemplazar esta exigencia, a opción del contratista, simplemente por garantías de entidades financieras locales u otras que respalden el desarrollo de las actividades de hidrocarburos. Más aun cuando este es un requisito difícil de cumplir para algunos inversionistas nacionales y extranjeros, que dilata los procesos y no ha aportado de manera particular en los proyectos de inversión, ni en el propio desarrollo de las actividades de hidrocarburos. Estas dilaciones y gastos impuestos a los futuros contratistas se suman, innecesariamente, a las demás cargas que sufre la actividad. Todo esto resulta poco razonable, más aun si se tiene en cuenta que por este mandato las empresas de hidrocarburos han tenido, incluso, que negociar acuerdos con empresas de sectores ajenos a esta actividad. Las garantías deberían estar asociadas al desarrollo de las actividades de hidrocarburos y no necesariamente al Contrato de Licencia.

2.1.3. En cuanto al procedimiento de aprobación de los contratos de exploración y/o explotación de hidrocarburos a través de la expedición del respectivo Decreto Supremo, éste ha sido identificado como una seguridad para el inversionista, pero también como una de las causas importantes que dilata los plazos del desarrollo de los proyectos, toda vez que este proceso puede tardar hasta 3 y 4 años. En esa misma línea está la aprobación de cesiones de posición contractual, que demora algo menos, pero igual representa un tiempo importante.

Al respecto, una medida relevante podría ser (i) eliminar la necesidad de que se cuente con un Decreto Supremo, o (ii) regular los criterios técnicos y legales a ser ponderados por los cuadros técnicos de Perupetro, el MEF y el MINEM, antes de darle el visto a la emisión del Decreto Supremo correspondiente, a efectos de homogenizarlos y reducir los aspectos discrecionales; permitiendo así una evaluación de simple verificación de cumplimiento de los requisitos establecidos. También se puede fortalecer el pronunciamiento de Perupetro de modo tal que baste la evaluación y el expediente técnico que elabora dicha entidad, y ya no resulte necesaria una re-evaluación por parte del MINEM y del MEF.

2.1.4. Un aspecto controversial de los contratos de hidrocarburos que debe ser revisado, es el plazo diferenciado de 30 años para la explotación de petróleo crudo y de 40 años para gas natural y condensados, ya que, en la práctica, estos recursos suelen ser extraídos de forma conjunta a través de los mismos pozos. Poner plazos distintos para dos recursos que son extraídos al mismo tiempo, genera dificultades en torno a la definición del plazo legal, la presentación de reportes y otros aspectos de carácter administrativo. Deben uniformizarse estos plazos para simplificar y ordenar los regímenes legales, para lo cual proponemos que se considere como plazo 40 años.

2.1.5. El acceso al recurso hidrocarburífero y los derechos que sobre él se obtengan, también deben estar protegidos de otras decisiones gubernamentales que confieran derechos que se superpongan con los primeros. Los derechos adquiridos y la seguridad jurídica deben ser resguardados mediante medidas como: i) ratificar las garantías que confiere el Estado Peruano al inversionista, sobre todo, en lo que concierne al respeto de los derechos que les confieren los contratos de hidrocarburos y que éstos no pueden ser modificados directa, ni indirectamente, si no es con la formalidad del Decreto Supremo con refrendo del MINEM y del MEF, contando con la aprobación del inversionista; ii) precisar el alcance técnico y referencial de la zonificación ecológica económica; iii) establecer la obligatoriedad de la consulta a los Registros Públicos antes de otorgar cualquier derecho sobre los recursos naturales y que todo derecho otorgado sobre recursos naturales sea inscrito; iv) precisar que las concesiones que se otorgan en el marco de la Ley Forestal y de Fauna Silvestre, como las concesiones para conservación y otras, no confieren derecho sobre el terreno superficial, ni

pueden restringir los derechos de un contrato de hidrocarburos previamente suscrito e inscrito; v) precisar las competencias de los gobiernos regionales y municipales en torno a las actividades de hidrocarburos, para evitar actuaciones discrecionales y/o arbitrarias como el otorgamiento de licencias o autorizaciones municipales en áreas que están fuera de su jurisdicción, por no constituir áreas urbanas o de expansión urbana, o el establecimiento de áreas intangibles sin el debido sustento técnico y legal.

Cuadro 21 - III:
Sobre el otorgamiento de derechos en materia de hidrocarburos

I. SOBRE EL OTORGAMIENTO DE DERECHOS EN MATERIA DE HIDROCARBUROS

Acciones necesarias:

1. Eliminar las facultades discrecionales de Perupetro, para pedir documentación y requisitos adicionales a los regulados, para la calificación de las empresas petroleras.
2. Consensuar los criterios de evaluación de Perupetro, el MINEM y el MEF para la suscripción de los contratos de hidrocarburos.
3. Establecer guías que precisen mejor los criterios de evaluación para la calificación de empresas, la negociación y suscripción de los contratos de hidrocarburos, a efectos de darles mayor certeza, celeridad y predictibilidad.
4. Establecer un régimen especial para dinamizar e incentivar el desarrollo de nuevas exploraciones, considerando la adjudicación directa de contratos de hidrocarburos, con medidas de transparencia y objetividad. Incluso se podrían considerar incentivos específicamente para los Contratos de Exploración, diferenciándolos de los Contratos de Explotación.
5. Sustituir el requisito de asociación con un operador técnicamente capacitado o de suscribir un contrato con una empresa petrolera con experiencia, y reemplazarlo por otras exigencias para la calificación de empresas petroleras sin experiencia, porque ello genera distorsiones de mercado e incluso cargas innecesarias a una empresa que quiere invertir en el país. Ello puede ser reemplazado con otras exigencias que acrediten la solvencia técnica de la empresa.
6. Acotar la exigencia del garante corporativo para la suscripción de contratos respecto de lotes que presenten riesgos que lo justifiquen y/o a opción del contratista, eliminar o reemplazar esta exigencia simplemente por garantías de entidades financieras locales u otras que respalden el desarrollo de las actividades de hidrocarburos.
7. Revisar el plazo diferenciado de 30 años para la explotación de petróleo crudo y de 40 años para gas natural y condensados, ya que en la práctica estos recursos suelen ser extraídos de forma conjunta a través de los mismos pozos, lo cual genera dificultades en torno a la definición del plazo legal y el manejo administrativo. Deben uniformizarse estos plazos estableciéndose un plazo único de 40 años.
8. Consensuar una posición gubernamental única en los tres niveles de gobierno, respecto de la consulta previa, sobre la base de su aplicación en torno a: i) nuevas medidas normativas y administrativas, que no mermen la estabilidad de los proyectos de inversión en curso; ii) la tutela de los reales derechos colectivos de las poblaciones que por sus características particulares deben ser consideradas como indígenas; iii) la delimitación del alcance del proceso de consulta en torno a dichos derechos colectivos; iv) una estrategia de implementación efectiva de los acuerdos que se adopten; y v) la clara diferenciación y articulación de la consulta previa, con los procesos de participación ciudadana que se vienen aplicando en relación a los procedimientos regulados para las actividades de hidrocarburos.

9. Reafirmar el derecho adquirido y la seguridad jurídica sobre los contratos de hidrocarburos, resguardándolos a través de medidas como: i) ratificar las garantías que confiere el Estado Peruano al inversionista sobre todo, en lo que concierne al respeto de los derechos que les confieren los contratos de hidrocarburos; ii) precisar el alcance técnico y referencial de la zonificación ecológica económica; iii) establecer la obligatoriedad de la consulta a los Registros Públicos antes de otorgar cualquier derecho sobre los recursos naturales y que todo derecho otorgado sobre recursos naturales sea inscrito; iv) precisar que las concesiones que se otorgan en el marco de la Ley Forestal y de Fauna Silvestre, como las concesiones para conservación y otras, no confieren derecho sobre el terreno superficial, ni pueden restringir los derechos de un contrato de hidrocarburos previamente suscrito e inscrito; v) precisar las competencias de los gobiernos regionales y municipales en torno a las actividades de hidrocarburos, para evitar actuaciones discrecionales y/o arbitrarias como el otorgamiento de licencias o autorizaciones municipales en áreas que están fuera de su jurisdicción, por no constituir áreas urbanas o de expansión urbana, o el establecimiento de áreas intangibles sin el debido sustento técnico y legal.

2.2. Sobre la certificación ambiental

2.2.1. En el marco de las normas del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental, es imprescindible replantear la legislación asociada a la Certificación Ambiental de las actividades de hidrocarburos para adecuarla al criterio de la significancia del impacto ambiental establecido en la Ley General del Ambiente y en la legislación del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental. Esto, con el objetivo de reducir los márgenes de discrecionalidad administrativa y la exigencia de la evaluación de impacto ambiental, por criterios formalistas que han conllevado, en el pasado y en la actualidad, a la exigencia de muchos estudios ambientales respecto de actividades sin una real significancia ambiental. La legislación debe incorporar progresivamente criterios técnicos que hagan objetivos los procesos de toma de decisiones, eliminando o complementando los enunciados subjetivos, con criterios específicos para las distintas actividades de hidrocarburos.

2.2.2. Resulta necesaria la aprobación de una nueva reglamentación ambiental para las actividades de hidrocarburos, en la que se diferencie claramente las exigencias administrativas para las fases de exploración y explotación, estableciendo procedimientos más ágiles para la etapa de exploración; teniendo en cuenta su alto riesgo de inversión y su bajo riesgo de impacto ambiental.

En tal sentido, la nueva reglamentación debería comprender lo siguiente:

- Cambiar el enfoque de control previo basado únicamente en la aprobación de estudios ambientales casi bajo un único tipo de procedimiento administrativo y una débil fiscalización, por la aprobación más ágil de estudios ambientales acotados al real impacto que se prevé que se podría generar. Estos estudios pueden ser complementados por declaraciones juradas en aspectos de bajo impacto ambiental, eventuales garantías y una fiscalización más efectiva, e incluso permanente en algunos casos.
- Mantener un listado similar al actual Anexo 6 del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM, a efectos de contar con una pre-categorización de las actividades de hidrocarburos y no tener que determinar la categoría de estudio que les corresponde caso por caso, ya que ello dilataría más aún los tiempos de desarrollo de los proyectos en materia de hidrocarburos.
- Determinar varias metodologías de evaluación de impacto ambiental, porque ello daría mayor eficacia a los procesos. Debe tenerse en cuenta que cada metodología cumple un propósito determinado y se sustenta en ciertos enfoques, por lo que no puede descontextualizarse

y pretender que se aplique una sola a todos los estudios ambientales, sin considerar su magnitud, ni complejidad. En todo caso, lo que resultaría más eficiente es que la autoridad regule los criterios de protección ambiental que deben ser tomados en cuenta para efectos de la evaluación del impacto ambiental.

d) Simplificar las exigencias para las actividades de exploración inicial y priorizar, como regla general, las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) con distintos tipos de procedimientos administrativos con y sin consulta a otras autoridades, con y sin evaluación previa. En este sentido, se pueden regular distintos tipos de procedimientos de evaluación para los estudios de exploración, considerando el criterio de significancia ambiental de cada proyecto, como los localizados en áreas naturales protegidas, zonas de frontera, bosques de protección, u otros ecosistemas frágiles. El Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd) sólo debe ser requerido para los pozos exploratorios.

e) Restituir el carácter orientador de los Términos de Referencia y evitar su consideración formalista como un instrumento invariable, teniendo en cuenta su carácter previo a la evaluación ambiental y el dinamismo propio del diseño y desarrollo de los proyectos de inversión.

Asimismo, deben replantearse los Términos de Referencia Comunes aprobados por el MINEM en diciembre de 2012, debido a que no diferencian claramente las exigencias de los proyectos en las distintas etapas y tipos de actividades de hidrocarburos, principalmente para las actividades de exploración. Al respecto, si bien podrían establecerse Términos de Referencia de acuerdo a la zona en la que la actividad se va a realizar (costa, sierra o selva), debe aclararse adicionalmente que la exigibilidad de los requisitos que se establezcan en dichos documentos, depende de las características reales de cada proyecto. El inversionista debe tener la facultad expresa de no desarrollar aquellos aspectos de los Términos de Referencia que pudieran no estar presentes en su proyecto, o también de proponer Términos de Referencia particulares, para aprobación de la autoridad. Estos documentos deben ser revisados periódicamente, de manera pública y participativa.

f) Establecer la conformidad al Plan de Participación Ciudadana (PPC) como único requisito previo a la evaluación ambiental. Esto, porque al establecerse por norma la categorización de las actividades de hidrocarburos para efectos de la evaluación ambiental y los Términos de Referencia, la conformidad al PPC debería ser el único requisito. Esto facultaría a la empresa a dar inicio a la elaboración del EIA y del proceso de información y participación de la población. Incluso, esta etapa que en la actualidad toma varios meses, podría ser simplificada de manera similar a la de los Términos de Referencia. En este sentido, la autoridad podría aprobar varios tipos de Planes de Participación Ciudadana y, al inicio del proceso, bastaría que la conformidad implique el simple acogimiento a uno u otro tipo de Plan y a la determinación del cronograma correspondiente.

Si bien la participación ciudadana es importante en los procedimientos de evaluación de impacto ambiental, es necesario que el MINEM precise mejor los contenidos del Plan de Participación Ciudadana para los estudios de impacto ambiental, y el propio procedimiento para darle conformidad. Esto, a efectos de reducir el tiempo de la aprobación y concentrar los mecanismos de participación, como talleres y audiencias, antes de la presentación del estudio para su consentimiento por la autoridad. De esta manera, el último taller de participación ciudadana podría ser absorbido por la audiencia pública, con lo cual se acortarían los plazos que estos mecanismos implican. Así, se mantendría la oportunidad de generar amplios mecanismos de participación ciudadana, sin afectar los plazos del procedimiento administrativo y se podrían reducir dando cumplimiento a los mandatos del Decreto Supremo N.º 060-2013-PCM. Tal adelanto del proceso de participación ciudadana antes del procedimiento administrativo de evaluación de los estudios ambientales podría implicar, además, que los procesos de participación

ciudadana sean dirigidos por personal de la DGAAE especializado en estas materias, liberando al equipo técnico de esta función que lleva a cabo sin contar con formación para tal efecto. Este equipo podría así concentrar el 100% de su tiempo en la evaluación técnica de los estudios ambientales.

- g) Establecer medidas que mejoren el alcance de los estudios de línea base y faciliten su aprobación. Esto es urgente, ya que en la actualidad, la mayor cantidad de observaciones en los procedimientos de evaluación de los estudios ambientales recaen en la línea de base.

La línea base a evaluar y aprobar, puede tener un alcance mayor al de las actividades a desarrollar, a efectos de aligerar la carga de futuras modificaciones o ampliaciones del proyecto. En este sentido, en la etapa de exploración sólo se debe aprobar una única línea base que se puede ir complementando con las evaluaciones ambientales que se pudieran requerir.

Si bien es cierto que el nivel de detalle utilizado en la descripción de los factores ambientales e incluso de su selección, depende de las actividades que involucra el proyecto, esta condición no determina descartar la información levantada en la investigación de campo. Por el contrario, es sobre esta información que se deben sumar nuevos datos y profundizar el nivel de descripción de factores ambientales en función de las nuevas actividades previstas para la zona de exploración.

Planteamos una línea de base esencialmente dinámica, que se anticipe al proyecto hidrocarburífero, que lo determine y que lo acompañe en su evolución hasta su cierre definitivo.

La línea base debe estar orientada a adaptar el proyecto al entorno, de manera de minimizar sus impactos ambientales, sociales y culturales. También puede ser de utilidad para identificar, delimitar y eventualmente excluir de toda intervención, áreas ambientales o socialmente sensibles, a efectos de permitir el desarrollo de las actividades de hidrocarburos con un mayor margen de flexibilidad, por ejemplo, para modificar los trazos de la sísmica o la ubicación de un componente auxiliar en todas aquellas áreas que no sean sensibles. El estudio ambiental debería definir un polígono para el área a intervenir, en el cual se pudieran ejecutar las actividades comprendidas en el estudio ambiental de una manera dinámica, es decir que, dentro de ese polígono, las empresas podrían modificar la ubicación de sus componentes principales y auxiliares, siempre y cuando las nuevas áreas tengan características similares a las aprobadas por la autoridad.

En relación a la oportunidad en que debe ser elaborada la línea de base, (factor clave en las posibilidades de que esta información sea considerada por los proyectistas en el análisis de las mejores alternativas en términos ambientales y sociales), el estudio podría ser aprobado mediante un procedimiento administrativo independiente y previo a la presentación del estudio ambiental. Esto, además, contribuiría a agilizar la posterior evaluación de los estudios ambientales en la etapa de explotación. Luego, la evaluación del estudio ambiental se concentraría sólo en las medidas técnicas y de manejo ambiental correspondientes.

Con relación a la vigencia de la línea base, en la medida en que esté sujeta a actualización a través de monitoreos e indicadores claros, debería ser indefinida. Sólo en casos excepcionales, como una real variación de la zona, - por un fuerte evento sísmico, por ejemplo- se debería exigir una nueva línea base. Es importante tener en cuenta que los contratistas son los más interesados en contar con una Línea Base que caracterice adecuadamente el entorno donde desarrollan sus proyectos; a fin de que, a su conclusión, puedan realizar todas las actividades de rehabilitación y restauración necesarias para recrear las condiciones ambientales y sociales existentes antes del inicio de sus operaciones.

Para la etapa de explotación, los Estudios de Línea Base podrían aprobarse anticipadamente con el diseño del proyecto a nivel conceptual. Esto reduciría significativamente los tiempos de

la posterior Certificación Ambiental, más aun si tenemos en cuenta que para el estudio de línea base no es necesario el desarrollo del proyecto de inversión a nivel de factibilidad. En este sentido, durante el tiempo de aprobación de la Línea Base se podrían elaborar los Estudios de Factibilidad y el Estudio Ambiental. Por tanto, se propone dos procedimientos: i) Aprobación de la Línea Base con el diseño del proyecto a nivel conceptual, la cual se complementaría al presentar el estudio ambiental; ii) Aprobación de la Línea Base como parte del Estudio de Impacto Ambiental con el diseño del proyecto a nivel de factibilidad.

- h) Definir legalmente los criterios que ha de tomar en cuenta la autoridad para determinar cuándo un proyecto está a nivel de factibilidad, ya que podrían requerirse condiciones de factibilidad diferenciadas para los estudios ambientales de exploración y los de explotación. Esto, porque la legislación general de evaluación de impacto ambiental requiere que los proyectos estén diseñados a nivel de factibilidad, para efectos de la evaluación ambiental. Esta es una determinación que debe estar regulada, no debiendo quedar sometida al criterio discrecional de cada evaluador, porque ello puede generar situaciones insalvables en un estudio ambiental presentado ante la autoridad.
- i) Precisar, con criterios técnicos objetivos, la exigibilidad o no de la modificación del Estudio Ambiental ante cambios, modificaciones o pequeñas ampliaciones de la capacidad productiva de las operaciones. Esto supone limitar el desarrollo de procedimientos administrativos a los casos que, por la significancia del impacto ambiental previsible, lo requieran.
- j) Condicionar la exigencia de los estudios ambientales de exploración y explotación y de su modificación a la posibilidad que tienen de generar un “nuevo o mayor impacto ambiental negativo significativo”, conforme a las normas del SEIA. En ese sentido, se requiere incorporar dentro de la regulación conceptos claros sobre impactos ambientales significativos, moderados y leves; así como parámetros objetivos que permitan individualizar cada uno de estos supuestos.

De este modo, se eliminaría la aprobación independiente del Plan de Manejo Ambiental (PMA) porque este no está previsto como un instrumento de gestión ambiental autónomo en el SEIA, sino, como parte del Estudio Ambiental. Se mantendría, entonces, un único estudio ambiental que se va modificando, mediante distintos procedimientos; cuya simplicidad o complejidad está asociada a los impactos preVISIBLES de la actividad de hidrocarburos. Esto además guarda concordancia con el Principio de Indivisibilidad en la evaluación del impacto ambiental, previsto en el Reglamento de la Ley del SEIA.

En tal sentido, se deberían considerar tres procedimientos en relación a las modificaciones en las operaciones:

- i. Cambios en la actividad ambientalmente inocuos, en los cuales únicamente se requiera una comunicación previa a las autoridades: Minem-Osinergmin-Oefa. Para ello se deberá establecer los supuestos en los cuales resultaría viable este procedimiento.
- ii. Cambios en la actividad en los que se requiera un Informe Técnico Sustentado, conforme a lo previsto en el Decreto Supremo N.º 054-2013-PCM, en los siguientes supuestos: a) se necesite modificar componentes auxiliares, b) se necesite hacer ampliaciones en componentes principales, y c) se pretendan hacer mejoras tecnológicas en las operaciones. En todos estos casos, se tendría que acreditar que lo que se propone no generaría un impacto ambiental negativo significativo.
- iii. Cambios en la actividad susceptibles de generar nuevos o mayores impactos ambientales o sociales negativos de nivel significativo: a) focalizados en el área de influencia directa: participación ciudadana mediante difusión y recepción de aportes; y b) que trascienden el área de influencia directa: participación ciudadana mediante talleres y audiencia pública.

2.2.3. Es importante que las entidades del Estado continúen articulando, entre ellas, los criterios de evaluación que intervienen en el licenciamiento ambiental de los proyectos de inversión, así como consensuando criterios y exigencias. Esto se puede lograr a través de una revisión periódica de los Términos de Referencia y otros instrumentos y de la construcción de un sistema de ventanilla única que permita no sólo la participación de las distintas agencias del Estado en la evaluación del estudio ambiental sino, además, la integración en el estudio ambiental de todos los requisitos que estas autoridades evalúan al otorgar las licencias y permisos regulados. Todo esto con la finalidad de que no se requiera posteriormente nuevas evaluaciones y que ciertas licencias y permisos se puedan otorgar progresivamente, de manera conjunta con la Certificación Ambiental.

De esta manera, la construcción de la Ventanilla Única debiera dar como resultado la armonización de los Términos de Referencia de la certificación ambiental y de las demás licencias y permisos complementarios; esto, con la finalidad de que a través de la evaluación del estudio ambiental se evalúen a su vez, los requerimientos ambientales de todas las licencias y permisos que se han de obtener posteriormente. Un segundo paso debiera ser la asimilación progresiva de las licencias y permisos a la certificación ambiental para que, luego de ello, la obtención de la licencia o permiso correspondiente sólo implique una eventual inscripción administrativa, la verificación de algunos aspectos técnicos no ambientales y el pago de los derechos correspondientes. Todo ello debería estar respaldado por la construcción de un único portal en línea para la certificación ambiental y el licenciamiento de los proyectos de inversión, aprovechando las múltiples opciones que ofrecen en la actualidad la tecnología y la informática.

2.2.4. En cuanto a los Planes de Abandono, en general, las medidas de control, corrección y rehabilitación de las áreas impactadas deben ser aquellas aprobadas en el estudio ambiental de la Certificación Ambiental, sin que se requiera la presentación de un nuevo Plan como lo exige el Reglamento aprobado por Decreto Supremo N.º 015-2006-EM. Esto, sobre todo, para los proyectos en la etapa de exploración. La presentación y aprobación del Plan de Abandono como un instrumento independiente, debe ser acotada a casos especiales como operaciones en producción de gran complejidad.

En este sentido, la exigencia del Plan de Cese y del Plan de Abandono, debe ser circunscrita a los casos que realmente lo ameriten por la complejidad de las medidas de rehabilitación ambiental a ejecutar; mas no deben seguir siendo una medida de aplicación general, que se configura como una carga administrativa innecesaria. En muchos casos, incluso, pone en riesgo la propia eficacia de las acciones de rehabilitación ambiental requeridas.

2.2.5. Se deben definir claramente las responsabilidades relativas a los pasivos ambientales, teniendo en cuenta los criterios generales de la legislación ambiental peruana basados en la aplicación del Principio Contaminador-Pagador o de Internalización de Costos. Estos principios determinan que, quien debe responder por los impactos generados es la entidad que los generó. Esto es muy relevante si tenemos en cuenta los sucesivos titulares que pueden ejercer sus actividades sobre un mismo lote petrolero.

2.2.6. Lo anterior guarda correspondencia con la exigencia de los nuevos parámetros de control de la calidad ambiental que se aprueben (LMP y ECA), los que no deberían implicar una nueva rehabilitación ambiental de áreas que ya fueron objeto de este saneamiento. Esto supondría una duplicidad de gasto y una fuerte inseguridad jurídica ya que nunca se tendría certeza sobre las cargas económicas del proyecto u operación. Su exigencia, además, tendría que estar acotada por un plazo razonable de adecuación ambiental que también debería respetar el plazo del contrato de hidrocarburos; toda vez que, tratándose de nuevas cargas establecidas por el Estado, la responsabilidad del operador tendría que limitarse al cumplimiento de las medidas de adecuación que pudieran corresponder, dentro del plazo de vigencia del propio contrato.

Cuadro 22 - III:
Sobre la Certificación Ambiental

II. SOBRE LA CERTIFICACIÓN AMBIENTAL	
<u>Acciones necesarias:</u>	
1.	Replantear la legislación asociada a la Certificación Ambiental de las actividades de hidrocarburos para adecuarla al criterio de la significancia del impacto ambiental, reduciendo los márgenes de discrecionalidad administrativa. La legislación debe incorporar progresivamente criterios técnicos que den objetividad a los procesos de toma de decisiones, eliminando o complementando los enunciados subjetivos, con criterios específicos para las distintas actividades de hidrocarburos.
2.	Una nueva reglamentación ambiental para las actividades de hidrocarburos, debería comprender lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> a) Enfocar el control estatal en la aprobación más ágil de estudios ambientales acotados al real impacto que se podría generar, complementada por declaraciones juradas en aspectos de bajo impacto ambiental, garantías y una fiscalización más efectiva, e incluso permanente en algunos casos. b) Mantener un listado similar al actual Anexo 6 del Decreto Supremo N.º 015-2006-EM, a efectos de contar con una pre-categorización de las actividades de hidrocarburos y no tener que determinar la categoría de estudio que les corresponde caso por caso. c) Para las actividades de exploración, se debe priorizar las Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) con distintos procedimientos administrativos (con y sin consulta a otras autoridades). En este sentido, se pueden regular dos tipos de procedimientos: uno de aprobación automática y otro de evaluación previa, considerando el criterio de significancia ambiental de cada proyecto. El Estudio de Impacto Ambiental Semidetallado (EIA-sd) sólo debe ser requerido para los pozos exploratorios. d) Replantear los Términos de Referencia aprobados por el MINEM en diciembre de 2012, debido a que no diferencian claramente las exigencias de los proyectos en las distintas etapas y tipos de actividades, sobre todo las de exploración. Si bien podrían establecerse Términos de Referencia de acuerdo a la zona en la que la actividad se va a realizar (costa, sierra o selva), el inversionista debe tener siempre la expresa facultad de no desarrollar aquellos aspectos de los Términos de Referencia que pudieran no estar presentes en su proyecto, o también proponer Términos de Referencia particulares, para aprobación de la autoridad. Esto último es particularmente relevante para los estudios de exploraciones <i>off-shore</i>, respecto de las cuales, no se ha desarrollado capacidades suficientes de evaluación en el Estado y de hecho, el propio Ministerio de Producción carece de un órgano de línea determinado para emitir las opiniones técnicas a los estudios ambientales que se presentan. e) Es necesario que el MINEM precise mejor los contenidos del Plan de Participación Ciudadana para los estudios de impacto ambiental, a efectos de reducir los plazos de las observaciones que se generan y concentrar los mecanismos de participación directa como talleres y audiencias antes de la presentación del estudio para aprobación por la autoridad. De esta manera, el último taller de participación ciudadana podría ser absorbido por la audiencia pública con lo cual se acortarían los plazos que estos mecanismos implican. Así, se podrían reducir los plazos de aprobación, dando cumplimiento a los mandatos del Decreto Supremo N.º 060-2013-PCM.

- f) Respecto de los estudios de Línea Base, deben establecerse medidas que permitan que esta pueda tener un alcance mayor al de las actividades a desarrollarse. En este sentido, en la etapa de exploración sólo se debe aprobar una única línea base, pero de carácter dinámica, que se puede ir complementando con las evaluaciones ambientales que se pudieran requerir en función a las variaciones que se prevean en la zona.

La línea base debe estar orientada a adaptar el proyecto al entorno con el objetivo de minimizar sus impactos ambientales, sociales y culturales. Incluso puede ser de utilidad para identificar, delimitar y eventualmente excluir de toda intervención, áreas ambiental o socialmente sensibles. Así, el estudio ambiental debería definir un polígono para el área a intervenir, en el cual se pudieran ejecutar las actividades comprendidas en el estudio ambiental de una manera dinámica.

Con relación a la vigencia de la línea base, esta debiera ser indefinida en la medida que esté sujeta a actualización a través de monitoreos e indicadores claros. Sólo en el caso que hubiera una real variación de la zona, se debería exigir una nueva línea base.

Para la etapa de explotación y pensando en la oportunidad en que debe ser elaborada la línea de base, (factor clave en las posibilidades de que esta información sea considerada por los proyectistas en el análisis de las mejores alternativas en términos ambientales y sociales), la Línea Base podría aprobarse anticipadamente. Se propone dos procedimientos: i) Aprobación de la Línea Base con el diseño del proyecto a nivel conceptual, la cual se complementaría al presentar el estudio ambiental; ii) Aprobación de la línea base con el estudio ambiental del proyecto a nivel de factibilidad.

- g) Definir legalmente, los criterios que para determinar cuándo un proyecto está a nivel de factibilidad y considerar condiciones de factibilidad diferenciadas para los estudios ambientales de exploración y los de explotación.
- h) Considerar tres procedimientos para las modificaciones en las operaciones:
- Cambios en la actividad ambientalmente inocuos, en los cuales sólo se requiera una comunicación previa a las autoridades: Minem-Osinergmin-Oefa.
 - Cambios en la actividad en los que se requiera un Informe Técnico Sustentado, conforme al actual D.S. N.º 054-2013-PCM, cuando lo que se propone no genera un impacto ambiental negativo significativo.
 - Cambios en la actividad que puedan generar nuevos o mayores impactos ambientales o sociales negativos significativos: a) focalizados en el área de influencia directa: participación ciudadana mediante difusión y recepción de aportes; y b) que trascienden el área de influencia directa: participación ciudadana mediante talleres y audiencia pública.

3. Seguir articulando los criterios de evaluación entre las entidades del Estado que intervienen en el licenciamiento ambiental, consensuando criterios y exigencias, a través de una revisión periódica, pública y participativa de los Términos de Referencia y otros instrumentos, para un sistema de ventanilla única que integre en el estudio ambiental, todos los requisitos que estas autoridades evalúan, a fin de que las licencias y permisos se puedan otorgar progresivamente, de manera conjunta con la Certificación Ambiental.

4. En cuanto al Abandono, las medidas de control, corrección y rehabilitación de las áreas impactadas deben ser aquellas aprobadas en el estudio ambiental de la Certificación Ambiental. La presentación y aprobación del Plan de Abandono como un instrumento independiente, debe ser limitada a casos especiales como operaciones en producción de gran complejidad.

5. Se deben definir claramente las responsabilidades relativas a los pasivos ambientales, teniendo en cuenta el Principio Contaminador-Pagador o de Internalización de Costos, en función del cual quien debe responder por los impactos causados, es la entidad que los generó. De hecho, este principio ha inspirado de manera consistente la legislación peruana desde el año 1990 y es concordante con los objetivos de la protección ambiental, pues a efectos de no generar distorsiones, las normas ambientales han previsto desde entonces que la estructura de costos del titular de una operación debe incorporar los costos ambientales asociados a las actividades que realiza y que no se transfieran tales costos a futuros inversionistas, dado que ello generaría una ganancia indebida a quien ocasiona el daño ambiental y haría más onerosa la operación para el nuevo titular. Ello haría menos atractiva la inversión en tales operaciones y afectaría la competitividad del país en relación a estos lotes petroleros. Resulta claro, por tanto, que este mismo criterio debe ser tomado en cuenta en relación a los pasivos ambientales.

6. En relación al manejo transparente, a la predictibilidad del ordenamiento jurídico y la no generación de distorsiones, también se deben definir reglas claras frente a la aprobación de nuevos parámetros de control de la calidad ambiental (LMP y ECA). Esto, porque es natural que el Estado pueda variar sucesivamente los objetivos de estas normas, con base a la gradualidad o progresividad del Derecho Ambiental, para lograr mayores niveles de protección ambiental.

No obstante, el régimen legal vigente no establece criterios respecto a las empresas que ya han ejecutado programas de rehabilitación ambiental de áreas con planes aprobados y supervisados por la autoridad. En estos casos, ya se ejecutó una inversión en función de los objetivos trazados por el Estado en su momento, por lo que no sería razonable, entonces, que se pretenda imponer una carga duplicada o multiplicada, cada vez que el Estado determine nuevos objetivos ambientales. En este caso se estaría desconociendo la razonabilidad de las medidas de rehabilitación anteriormente aprobadas, la inversión realizada y el hecho de que tales labores fueron ejecutadas con consentimiento del mismo Estado; incluso cuando los objetivos ambientales podrían ser reformulados en distintos momentos a lo largo de los 30 y 40 años que puede durar la operación de un lote por un mismo titular.

La predictibilidad del derecho en esta materia, se aprecia a través de un plan de negocio para el inversionista que pueda ser estructurado en función de la legislación y los requerimientos administrativos existentes al momento de suscribir el contrato con el Estado. Esos requerimientos deben considerar los plazos de adecuación y los costos razonables, teniendo en cuenta la vigencia del contrato de acceso al recurso y los retornos que hicieron viable la inversión. Caso contrario, la percepción del país frente a nuevos inversionistas se puede deteriorar significativamente.

2.3. Sobre las licencias y permisos

- 2.3.1. Sin perjuicio de la necesidad de implementar un sistema de Ventanilla Única conforme se ha visto anteriormente, es necesario tener en cuenta la pronta articulación de ciertas licencias y permisos con los procesos de evaluación del impacto ambiental; a efectos de empezar a construir dicho sistema. Una medida de corto plazo podría ser la incorporación de los requisitos para lograr las autorizaciones para realizar las actividades de investigación necesarias para la elaboración del EIA dentro de los Términos de Referencia y, a manera de declaración jurada, como anexos del Plan de Participación Ciudadana. De hecho, las autoridades que intervienen en el otorgamiento de dichas autorizaciones, participaron en la elaboración de los Términos de Referencia aprobados por el MINEM en diciembre del 2012; por lo que tal requisito podría darse por satisfecho. Incluso si se replantean los Términos de Referencia, habría una nueva oportunidad para terminar de afinar estos aspectos.
- 2.3.2. Conforme a lo señalado, luego de concedida la conformidad al Plan de Participación Ciudadana, la obtención de dichas autorizaciones debería estar sujeta a un procedimiento de aprobación automática y de fiscalización por las autoridades competentes. Nos referimos en particular a: la autorización para la realización de actividades de investigación científica y de filmaciones con fines comerciales de flora y fauna silvestre fuera de áreas naturales protegidas; la autorización para realizar investigación científica en área natural protegida del Sinanpe; la autorización para realizar la evaluación de recursos naturales y medio ambiente en áreas naturales protegidas del Sinanpe; los estudios de investigación pesquera con o sin extracción de muestras; la realización de los estudios de aprovechamiento hídrico, entre otros.
- 2.3.3. El esfuerzo de integrar los requisitos de las licencias y permisos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, debe ser progresivo y constante, hasta que podamos contar con una Ventanilla Única consolidada.
- 2.3.4. Por otro lado, la temporalidad de los proyectos de exploración genera, en muchos casos, la inviabilidad de la obtención de algunos permisos y licencias por el tiempo de obtención de los mismos.

Un ejemplo de ello, son los campamentos volantes en la etapa de exploración. Estos se mantienen en campo entre 3-6 meses y requieren el uso de agua, generan vertimientos, entre otros; pero en cantidades o volúmenes poco significativos. Sin embargo, las autorizaciones referidas a estas actividades, pueden durar, en plazos reales, entre 4-6 meses o mucho más. Es decir, su obtención demora igual o más que la actividad misma, lo que en muchos casos hace inviable el proyecto; más aún cuando, por cuestiones de oportunidad del financiamiento, del contexto social o por las condiciones meteorológicas, los plazos planificados y los de obtención de las licencias y permisos se desfasan significativamente.

En ese sentido, la regulación debe establecer supuestos en los cuales algunas de las actividades de ciertos proyectos de exploración, sobre todo los de exploración inicial, no requieran contar con permisos y licencias; sino, que sean reemplazados por medidas de manejo, objetivos regulados, declaraciones juradas y fiscalización. Incluso, a través de respaldos de garantías financieras. Nos referimos por ejemplo, a las autorizaciones de vertimientos, pozos sépticos, entre otros.

- 2.3.5. Actualmente, el marco legal (artículo 79° de la Ley N.° 29338, Ley de Recursos Hídricos), establece el requerimiento de la opinión de la Autoridad de Salud, como requisito previo para el otorgamiento de la autorización de vertimientos.

No obstante, la opinión de la autoridad de Salud, a través de la Digesa, está dirigida básicamente a la evaluación del sistema de tratamiento del efluente a verter. Esto actualmente implica un procedimiento ante la Digesa, cuyo plazo legal de otorgamiento es de 30 días hábiles, a los que se debe sumar los 30 días hábiles adicionales requeridos para la autorización misma del vertimiento. Sin embargo, en la práctica los plazos se extienden incluso por varios meses más y el alcance de lo evaluado por ambas autoridades, no difiere sustantivamente.

Por tanto, si se considera que en la mayoría de casos, en la evaluación de los estudios ambientales se requiere opinión de la Digesa, y que, además, mediante la Resolución N.° 250-2013-ANA, se aprobaron los Términos de Referencia Comunes del Contenido Hídrico para la Elaboración de los Estudios Ambientales, (que incluye indicaciones respecto al sistema de tratamiento), se podría simplificar el procedimiento de otorgamiento de autorización de vertimientos, eliminando la opinión previa de la Digesa, lo cual implicaría una modificación de la Ley N.° 29338, su Reglamento y demás normas complementarias.

- 2.3.6. Existen actualmente algunos permisos y licencias que se requieren de manera independiente para distintos aspectos, pero que cumplen el mismo procedimiento y finalidad. Este es, por ejemplo, el caso de los estudios de riesgo y los planes de contingencia.

Nuestra legislación actual requiere planes de contingencia (i) como parte del estudio ambiental; (ii) para el transporte de materiales y residuos peligrosos; (iii) para el manejo de residuos sólidos; (iv) como parte de las normas de seguridad y salud ocupacional, entre otros. Y de hecho, hay más de una autoridad con competencias respecto de estos planes.

Siendo que todos estos planes de contingencia deben ser aprobados por la autoridad, se debe establecer que la autoridad sectorial apruebe términos de referencia comunes, con participación de las demás autoridades involucradas, para que con base a ellos, todos los requerimientos relativos a los planes de contingencia se aprueben en un solo momento, por la autoridad sectorial de hidrocarburos.

- 2.3.7. Es necesario racionalizar la cantidad de licencias y permisos a tramitar, así como los reportes que deben ser presentados periódicamente a las autoridades (entre 70 y 90).
- 2.3.8. Finalmente, con miras al establecimiento de la Ventanilla Única en materia ambiental, se deben incorporar progresivamente en los términos de referencia de la Certificación Ambiental, los requerimientos sectoriales relativos al otorgamiento de licencias y permisos, a efectos de que, luego de otorgada la Certificación Ambiental, las licencias y permisos correspondientes se den de manera automática o mediante procedimientos administrativos acotados, que no incidan, nuevamente, sobre la evaluación de aspectos ambientales.

Cuadro 23 - III:
Sobre licencias y permisos

III. SOBRE LAS LICENCIAS Y PERMISOS
<p><u>Acciones necesarias:</u></p> <ol style="list-style-type: none"> Articulación pronta de ciertas licencias y permisos a los procesos de evaluación del impacto ambiental, a efectos de empezar a construir el Sistema de Ventanilla Única. Una medida de corto plazo podría ser la incorporación de los requisitos de las autorizaciones para realizar actividades de investigación para la elaboración del EIA a los Términos de Referencia y, a manera de declaración jurada, como anexos del Plan de Participación Ciudadana. Así, luego de concedida la conformidad de este Plan, la obtención de dichas autorizaciones debería estar sujeta a un procedimiento de aprobación automática y de fiscalización por las autoridades competentes. Integrar los requisitos de las licencias y permisos al procedimiento de evaluación de impacto ambiental, de forma progresiva y constante, hasta que podamos contar con una Ventanilla Única consolidada. Establecer un régimen especial para que algunos de los componentes de los proyectos de exploración inicial, no requieran contar con permisos y licencias. En su lugar, estas obligaciones se deben reemplazar por medidas de manejo, objetivos regulados, declaraciones juradas y fiscalización. Incluso con respaldo de garantías financieras. Simplificar el procedimiento de otorgamiento de autorización de vertimientos, eliminando la opinión previa de la Digesa, lo cual implicaría modificar la Ley N.º 29338, su Reglamento y demás normas complementarias. Racionalizar los procedimientos de los permisos y licencias que se requieren de manera independiente para distintos aspectos, pero que cumplen la misma finalidad. Este es, por ejemplo, el caso de los planes de contingencia. <p>La autoridad sectorial debería aprobar términos de referencia comunes para la aprobación de los planes de contingencia, con participación de las demás autoridades involucradas, para que, con base a ellos, todos los requerimientos relativos a los planes de contingencia se aprueben en un solo momento, por la autoridad sectorial de hidrocarburos.</p> <p>Es necesario racionalizar la cantidad de licencias y permisos a tramitar, así como los reportes que deben ser presentados periódicamente a las autoridades (entre 70 y 90).</p>

2.4. Sobre el control posterior y la fiscalización ambiental

- 2.4.1. Deben regularse mecanismos de fiscalización permanente o ad hoc que complementen el inicio de actividades mediante procedimientos administrativos más ágiles y sumarios, sin generar una desprotección indebida a las condiciones del ambiente y los recursos naturales o los bienes jurídicamente protegidos. Esta medida debería aplicarse al comienzo, por lo menos, para los proyectos de exploración inicial.
- 2.4.2. El enfoque de la fiscalización ambiental debe orientarse a incentivar el cumplimiento integral de las obligaciones ambientales fiscalizables y a promover la subsanación de situaciones de incumplimiento menores, y no centrarse prioritariamente en un propósito meramente punitivo, como ocurre en la actualidad.
- 2.4.3. Es necesario que la agencia fiscalizadora siga mejorando sus instrumentos de gestión y procedimientos que reconozcan mecanismos y etapas para la subsanación de hallazgos o incumplimientos menores detectados durante las acciones de supervisión; de modo tal que el titular de las actividades de hidrocarburos pueda implementar las acciones o medidas correctivas que resulten pertinentes en un plazo razonable, mejorando sus niveles de desempeño ambiental.

En ese sentido, una vez ejecutadas las acciones de subsanación, el efecto directo de estos mecanismos o etapas debe ser la no formulación de observaciones, así como la imposibilidad de iniciar futuros procedimientos sancionadores por los hechos subsanados. Esta medida debe reducir el número de observaciones y procedimientos sancionadores a aquellas situaciones de incumplimiento que revistan real gravedad o que impliquen desacato a las medidas dispuestas por la autoridad, aliviándose así los esfuerzos de la agencia estatal que no tendrá que iniciar acciones sancionadoras por hechos menores, subsanables y de poca trascendencia, enfocándose en aquellos de tipo relevante; optimizando sus recursos.

- 2.4.4. El catálogo de hechos subsanables no debe agotarse en obligaciones de tipo formal, sino que deben considerarse otro tipo de obligaciones cuya situación de incumplimiento verificado no haya generado daños al ambiente y que constituyan hechos atípicos dentro del desempeño ambiental de la empresa.

Asimismo, este mecanismo no sólo debe incluir el procedimiento de supervisión, sino también debe ser aplicable durante el ejercicio de la función fiscalizadora y sancionadora. De este modo, si dentro del procedimiento sancionador se verificase la subsanación de las situaciones de incumplimiento antes del inicio del mismo, el órgano sancionador puede pronunciarse sobre el archivo de la imputación o imputaciones que fueron oportunamente subsanadas. Todo esto, sin perjuicio de mantener un registro o historial permanentemente actualizado sobre las acciones de supervisión y fiscalización seguidas ante un mismo operador.

- 2.4.5. Resulta imprescindible que se transparenten las acciones y medidas de supervisión y fiscalización en materia ambiental. De este modo se evitarán situaciones que afecten el derecho de defensa de las empresas de hidrocarburos, como ha venido ocurriendo en el caso de observaciones generadas en gabinete, luego de la supervisión en campo. Igualmente sucede con los criterios empleados para el cálculo de las multas, cuya determinación reviste un alto grado de discrecionalidad, poca predictibilidad e insuficiente transparencia.

- 2.4.6. También es importante esclarecer los deberes y atribuciones del supervisor. En muchos casos los supervisores se presentan en las locaciones sin los equipos de protección personal, comprometiendo la actuación de la empresa que puede ser sancionada por obstaculizar la labor del supervisor y también por eventuales accidentes o prácticas no seguras dentro de su operación.
- 2.4.7. Dentro de los instrumentos de regulación de la fiscalización ambiental se suelen incorporar conceptos jurídicos indeterminados, así como fórmulas genéricas de responsabilidad que no otorgan certeza, ni predictibilidad a los titulares de actividades de hidrocarburos sobre la actuación de la agencia fiscalizadora. Por esta razón, es necesaria la revisión de las obligaciones ambientales fiscalizables a efectos de hacerlas más precisas, en el marco de los principios de legalidad y tipicidad. En el mismo sentido, deben revisarse las tipificaciones de infracciones para que respondan a acciones, medidas o mandatos claros y específicos, de modo tal que no se tenga que recurrir a interpretaciones en algunos casos forzadas, para darles contenido.
- 2.4.8. En este escenario, vale la pena resaltar que en la actualidad se emplean los conceptos de responsabilidad, riesgo y daño ambiental dentro de estos instrumentos de fiscalización, con grandes niveles de subjetividad e imprecisión. No hay una clara distinción conceptual de los mismos, ni se han establecido parámetros objetivos que permitan a las empresas fiscalizadas conocer en qué momento se produce uno u otro; más aún cuando estas circunstancias pueden actuar como factores agravantes en la etapa de graduación de sanciones durante el ejercicio de la potestad sancionadora de la entidad fiscalizadora.
- 2.4.9. De igual modo, las conductas que constituyen infracciones prevén descripciones típicas que no responden a la exigencia de exhaustividad que contiene el Principio de Tipicidad previsto en el numeral 4 del artículo 230° de la Ley N.º 27444 y que el propio Tribunal Constitucional ha resaltado en más de una oportunidad, dado que constituye una garantía del administrado que las entidades públicas no deben soslayar. Esto afecta los derechos del administrado y configuran actuaciones jurídicas contrarias a importantes principios como los de legalidad, razonabilidad y seguridad jurídica.
- 2.4.10. También resulta necesario que se definan las “zonas grises” en el ejercicio de las funciones de fiscalización, teniendo en cuenta que en la actualidad existen traslapes de actuaciones entre diversas entidades: Oefa-ANA (vertimientos); Osinergmin-Oefa (seguridad y reportes); Oefa-MINEM (criterios de manejo y modificación de estudios ambientales), entre otros.
- 2.4.11. Otro aspecto que requiere también una clara precisión normativa y la articulación de criterios entre el MINEM y el Oefa, es la determinación del alcance del nivel de la “factibilidad” requerido para la evaluación de los estudios ambientales y su posterior ponderación en la etapa de fiscalización ambiental. Esto porque, en muchos casos se asumen las obligaciones del estudio ambiental como definitivas o absolutas, cuando en realidad el propio concepto de la factibilidad supone cambios o precisiones que se irán determinando durante el desarrollo del proyecto a nivel de construcción inicial e incluso durante la propia etapa de construcción. La falta de precisión de este aspecto conlleva el inicio de múltiples procedimientos sancionadores basados también en un fuerte nivel de formalismo o subjetividad en las acciones de supervisión y fiscalización.

- 2.4.12. Un aspecto que también amerita una revisión urgente, es lo dispuesto por el artículo 20-A de la Ley N.º 30011 que modifica la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, Ley N.º 29325, el cual establece facultades de ejecución coactiva de las sanciones ambientales confirmadas en sede administrativa por el Oefa. Esta disposición modifica el régimen general aplicable a todas las entidades administrativas en el Perú, al eliminar, sólo para el ejecutor coactivo del Oefa, la obligación de suspender el procedimiento de cobranza coactiva, en base a lo dispuesto por la Ley N.º 28165, cuando las sanciones impuestas sean evaluadas en el Poder Judicial. Este régimen implica además, que si se interpusiera una medida cautelar o una demanda de revisión judicial de la legalidad para suspender la ejecución coactiva de la sanción, el administrado tendría que ofrecer una contracautela de naturaleza personal (carta fianza) o de carácter real.

Este régimen legal discriminatorio, aplicable sólo a las empresas que están bajo fiscalización del Oefa, tiene carácter confiscatorio y atenta contra el derecho a la tutela jurisdiccional efectiva. Esto porque, aun cuando la demanda de la empresa sancionada sea declarada fundada por la sede judicial, la resolución emitida carecería de eficacia, porque el daño ya se habría consumado, al haberse ejecutado coactivamente una multa contraria a ley. Ello, además, con el agravante de que ni siquiera se han regulado las garantías para la devolución del dinero indebidamente recaudado por la administración y que, asimismo, el daño causado sobre la imagen pública de la empresa sancionada resultaría irreparable. El daño a la imagen se agrava cuando el Oefa difunde públicamente las sanciones impuestas, incluso cuando han sido controvertidas judicialmente o todavía no ha vencido el plazo para cuestionarlas en sede judicial.

- 2.4.13. Otros aspectos relevantes están asociados a la delimitación de las responsabilidades del titular de la actividad de hidrocarburos, con relación a las aguas de lastre. El convenio MARPOL, ratificado por el Perú y la práctica común en el sector, obliga a los barcos a tratar sus propias aguas de lastre, pero no las de aquellas embarcaciones que anclan en sus muelles. Si se incluye esta obligación en alguna norma, se estaría generando un nuevo deber y, por ende, una nueva responsabilidad, por la que el titular de la actividad tendría que disponer los lodos de sus perforaciones a través una entidad prestadora de servicios de residuos sólidos, lo cual es técnicamente injustificado e inaplicable, dado que en la actualidad sólo existe un único relleno de seguridad, localizado en el departamento de Lima.

Cuadro 24 - III:
Sobre el control posterior y la fiscalización ambiental

IV. SOBRE EL CONTROL POSTERIOR Y LA FISCALIZACIÓN AMBIENTAL
<p>Acciones necesarias:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Establecer mecanismos de fiscalización permanente o ad hoc que complementen el inicio de actividades mediante procedimientos administrativos más ágiles y sumarios, sobre todo para los proyectos de exploración inicial. 2. Orientar el enfoque de la fiscalización ambiental a incentivar el cumplimiento de las obligaciones ambientales fiscalizables y promover la subsanación de situaciones de incumplimiento menores, y no sólo priorizar un propósito meramente punitivo. 3. Mejorar los instrumentos y procedimientos que reconocen la subsanación de hallazgos o incumplimientos menores detectados durante las acciones de supervisión; de modo tal que el titular de las actividades de hidrocarburos pueda implementar las acciones o medidas correctivas que resulten pertinentes en un plazo razonable, conllevando esto el archivo de la observación y de eventuales procedimientos sancionadores. Esta medida debe reducir el número de observaciones y procedimientos reservándolos para aquellas situaciones de incumplimiento que revistan gravedad o que impliquen desacato a las medidas dispuestas por la autoridad. 4. Esclarecer los deberes y atribuciones del supervisor, dado que en muchos casos se presentan en las locaciones supervisores sin los equipos de protección personal, comprometiendo la actuación de la empresa que puede ser sancionada por obstaculizar la labor del supervisor y también por eventuales accidentes o prácticas no seguras dentro de su operación. 5. Replantearse los instrumentos de la fiscalización ambiental que contienen conceptos jurídicos indeterminados, así como fórmulas genéricas de responsabilidad que no otorgan certeza, ni predictibilidad a los titulares de actividades de hidrocarburos sobre la actuación de la agencia fiscalizadora, afectando sus derechos y configurando actuaciones jurídicas contrarias a importantes principios como los de legalidad, tipicidad, razonabilidad y seguridad jurídica. 6. Definir las “zonas grises” en el ejercicio de las funciones de fiscalización, eliminando los traslapes de actuación entre diversas entidades: Oefa-ANA (vertimientos); Osinergmin-Oefa (seguridad y reportes); Oefa-MINEM (criterios de manejo y modificación de estudios ambientales), entre otros. 7. Articular criterios entre el MINEM y el Oefa, en lo que concierne al alcance del nivel de “factibilidad” requerido para la evaluación de los estudios ambientales y su posterior ponderación en la etapa de fiscalización ambiental. 8. Dejar sin efecto el artículo 20-A de la Ley N.º 30011 que modifica la Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental, Ley N.º 29325, el cual establece facultades de ejecución coactiva de las sanciones ambientales confirmadas en sede administrativa por el Oefa, que tienen carácter discriminatorio, confiscatorio y que atentan contra el derecho a la tutela jurisdiccional efectiva.

2.5. Sobre la transparencia, la vigilancia y el control ciudadano

- 2.5.1. Se deben afianzar los mecanismos de transparencia y de vigilancia y control ciudadano para institucionalizar espacios de diálogo a manera de mesas de desarrollo que tengan participación multisectorial y de las empresas, con la finalidad de evitar el desencadenamiento de conflictos ambientales y la afectación de los proyectos de inversión por un lado, o de los intereses ciudadanos por el otro. Asimismo, a través de estos espacios se podrían promover sinergias entre la inversión privada y el Estado, para articular su aporte con los objetivos y metas de los planes nacionales (como los de alivio de la pobreza, saneamiento y otros), y los planes regionales y locales aprobados.
- 2.5.2. Tales espacios podrían estar asociados a defensorías ad hoc, para determinados proyectos, que se encuentren articulados o bajo supervisión de la Defensoría del Pueblo, y de este modo poder tener un monitoreo y capacidad de respuesta ante hechos que podrían resolverse mediante el diálogo y evitar eventos de protesta social, que en muchas partes del país se repiten.
- 2.5.3. El Estado debe brindar garantías al inversionista ante actos de sabotaje que generan afectación ambiental y hasta de seguridad, incrementando su nivel de responsabilidad legal, como ocurre con frecuencia en zonas remotas. Lo mismo ocurre con las zonas de seguridad de las instalaciones de hidrocarburos que son invadidas por terceros, sin que las empresas puedan recurrir a alguna autoridad para recuperarlas, teniendo que efectuar importantes inversiones para la reconfiguración de sus instalaciones.
- 2.5.4. Asimismo, se deberían implementar medidas de soporte institucional, fortaleciendo el grupo especializado creado por el MEF en virtud al Decreto Supremo N.º 104-2013-EF y dándole carácter permanente. Este grupo podría estar articulado a una comisión de seguimiento a la inversión con participación multisectorial y, eventualmente, bajo la secretaría de Proinversión, a efectos de abrir un espacio de coordinación interinstitucional al interior del Estado para resolver los obstáculos que se presenten a los inversionistas. Además, debería estar articulado con las instancias de prevención de conflictos a cargo de la Presidencia del Consejo de Ministros.
- 2.5.5. Finalmente, resultaría importante que se regulen indicadores de responsabilidad social y rendición de cuentas para transparentar y difundir la inversión social y los aportes de las actividades de hidrocarburos, sin hacer referencia a contratistas individuales o a Lotes de hidrocarburos específicos, toda vez que el objetivo debería ser publicitar los beneficios del sector hidrocarburos a las comunidades, poblaciones en general y al país.

Cuadro 25 - III:
Sobre la transparencia, la vigilancia y el control ciudadano

V. SOBRE LA TRANSPARENCIA, LA VIGILANCIA Y EL CONTROL CIUDADANO

Acciones necesarias:

1. Afianzar los mecanismos de transparencia, vigilancia y control ciudadano para institucionalizar espacios de diálogo a manera de mesas de desarrollo que tengan participación multisectorial y de las empresas, para evitar el desencadenamiento de conflictos ambientales y la afectación de los proyectos de inversión por un lado, o de los intereses ciudadanos por el otro. Asimismo, estos espacios deberían permitir articular la inversión social de las empresas de hidrocarburos, con los objetivos y metas de los planes nacionales (como los de alivio de la pobreza, saneamiento y otros), y los planes regionales y locales aprobados.
2. Tales espacios podrían estar asociados a defensorías ad hoc, para determinados proyectos que se encuentren articulados o bajo supervisión de la Defensoría del Pueblo y de este modo poder tener un monitoreo y capacidad de respuesta ante hechos que podrían resolverse mediante el diálogo y evitar eventos de protesta social que suceden en muchas partes del país.
3. Establecer garantías al inversionista ante actos de sabotaje o invasión de zonas de seguridad que generan afectación ambiental y de seguridad, incrementando su nivel de responsabilidad legal, como ocurre con frecuencia en zonas remotas, y generando adicionalmente, gastos no presupuestados e injustificados.
4. Implementar medidas de soporte institucional, fortaleciendo el grupo especializado creado por el MEF en virtud al Decreto Supremo N.º 104-2013-EF y dándole carácter permanente, el cual podría estar articulado a una comisión permanente de seguimiento a la inversión con participación multisectorial y eventualmente bajo la secretaría de Proinversión, a efectos de abrir un espacio de coordinación interinstitucional al interior del Estado para resolver los obstáculos que se presenten a los inversionistas. Además, debería estar articulado con las instancias de prevención de conflictos a cargo de la Presidencia del Consejo de Ministros.
5. Finalmente, resultaría importante que se regulen indicadores de responsabilidad social y rendición de cuentas para transparentar y difundir la inversión social y los aportes de las actividades de hidrocarburos, sin hacer referencia a contratistas individuales o a Lotes de hidrocarburos específicos, toda vez que el objetivo debería ser publicitar los beneficios del sector hidrocarburos a las comunidades, poblaciones en general y al país.

bibliografía

ALEJOS, RICARDO (2012). Proyecciones de la Matriz Energética al Largo Plazo – Documento de Trabajo. Lima: CEPLAN.

ALZA BARCO, Carlos (2009). Diseño de políticas públicas en derechos humanos [diapositivas]. Lima: Maestría en Derechos Humanos PUCP.

ALZA BARCO, Carlos (2012). Gestión Pública: un tema pendiente en la investigación académica. En: Gestión Pública: Balance y Perspectivas. PUCP: Fondo Editorial.

AUSTRALIAN GOVERNMENT (2012). Energy White Paper Australia's energy transformation. Commonwealth of Australia 2012. En: <http://www.energywhitepaper.ret.gov.au>.

BEMELMANS, Marie-Louise, RIST, Ray C., VEDUNG Evert (Edit.) (1998). Carrots, sticks & sermons: policy instruments and their evaluation. New Jersey: Transaction Publishers.

BRITISH PETROLEUM (2012). Review of World Energy Statistical. London: BP. En: bp.com/statisticalreview

CENTRO DE ESTUDIOS DE LA ACTIVIDAD REGULATORIA ENERGÉTICA (2005). Industria de los Hidrocarburos, Cadena de Servicios y Cadena de Valor, Impacto de la Emergencia Económica sobre la Cadena de Valor del Gas Natural. Elaborado por Eduardo Zapata. Buenos Aires.

CENTRO NACIONAL DE PLANEAMIENTO ESTRATEGICO CEPLAN (2010). Plan Bicentenario El Perú hacia el 2021. Lima: PCM.

CERSSO CASO, Dante (2008). Principios Económicos en Hidrocarburos. Presentación. Enero.

CHARPENTIER, Silvia e HIDALGO, Jessica (1999). Las Políticas ambientales en el Perú. Lima: Agena Perú.

COMMISSIONS OF THE EUROPEAN COMMUNITIES (1995). White papper. An energy policy for the European Union.

DEPARTMENT OF COMMUNICATIONS, MARINE AND NATURAL RESOURCES - IRELAND (2008). Delivering a sustainable energy future for Ireland. The Energy Police Framework 2007 - 2020.

IRISH WIND ENERGY ASSOCIATION (S/A). Green paper: Toward a sustainable energy future for Ireland.

DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS (2012). Libro anual de Reservas de hidrocarburos – Resumen Ejecutivo. Lima: PCM

FERNÁNDEZ RAMOS, Severiano (2002). La actividad administrativa de inspección. El régimen jurídico general de la función inspectora. Granada: Editorial Comares.

GAMBOA, César (2011). Hidrocarburos en el Perú: cómo hacer para reducir nuestra dependencia de los hidrocarburos sin comprometer nuestro futuro. Lima: DAR

GOBIERNO DE GUATEMALA (2013). Política Energética. Energía para el desarrollo. Calidad Cantidad Competitidas. Ministerio de Energía y Minas.

GRUPO MACROCONSULT (2008). Fundamentos económicos de determinación de precios internos de los combustibles. Lima: Grupo Macroconsult.

HIDALGO, María (2012). Documento de análisis. El Libro Blanco sobre la política energética de China de 2012. Madrid: IEIEE

HORN MUTSCHLER, Manfred (2009). Matriz Energética en el Perú y Contribución de las Energías Renovables. Lima.

MINISTERIO DE AMBIENTE (2011). Plan Estratégico Institucional Ministerio del Ambiente 2011-2015. Lima: MINAM.

MINISTERIO DE AMBIENTE (2013). Boletín N°1 Diálogo LIMA: OAAS. En: http://issuu.com/minam_peru/docs/oass_n_1_06082013

MINISTERIO DE CULTURA (2013). Consulta a los Pueblos Indígenas. Guía Metodológica. Lima: Ministerio de Cultura.

MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS (2012). La Agenda de Competitividad 2012-2013. Lima: MEF.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2009). Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía 2009 – 2018. Lima: MINEM.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2010) Propuesta de Política Energética Perú 2010 – 2040. Lima: MINEM.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2012). Balance Nacional de Energía 2010. Lima: MINEM.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2012). Libro Anual de Reservas de Hidrocarburos – Resumen Ejecutivo. Lima: MINEM.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2012). Plan Estratégico Sectorial Multianual 2012- 2016 (PESEM) Lima: MINEM.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2013). Informe Estadístico, Agosto. Lima: MINEM.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS Y MINISTERIO DE ECONOMIA Y FINANZAS (2012). Informe -No Oficial- Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación. Lima: MINEM – MEF – BID.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (2008). Apuntes para el Plan Estratégico Nacional. Electricidad e Hidrocarburos. Lima: Osinergmin – GART.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS (2012). Hidrocarburos Líquidos: Perspectivas Energéticas en el Perú. [diapositivas]

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA (2013). Análisis de la comercialización de combustibles líquidos en el Perú – Año 2012. Lima: Osinergmin.

ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DEL TRABAJO OIT (2012). Los Derechos de los Pueblos Indígenas y Tribales en la Práctica - Una Guía sobre el Convenio 169 de la OIT. Ginebra: OIT.

ORREGO PENAGOS, Juan Luis (2008). De la República Aristocrática al Oncenio de Leguía (1900-1930). En: Petroperú y PUCP (editores) Historia del petróleo en el Perú. Lima: Ediciones Copé.

PEREZ TAIMAN, Jorge (2009). Breve reseña de a exploración y explotación de petróleo en el Perú desde el punto de vista legal. En: Revista de Derecho Administrativo N.º8, Año 4, Lima: Círculo de Derecho Administrativo.

PERUPETRO (2013). Informe de actividades Setiembre 2013. Lima: Perupetro.

PERUPETRO (2013). Estadística Petrolera mensual – Agosto 2013. Lima: Perupetro.

PERUPETRO (2013). Informe de Actividades. Contratación. Julio. Lima: Perupetro.

PRESCOTT, Guillermo H. (1851). Historia de la conquista del Perú: con observaciones preliminares sobre la civilización de los incas. (1ª edición) Madrid: Gaspar y Roig.

PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS (2012). Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública al 2012. Lima: PCM.

R. GARCÍA CONSULTORES S.A. (2012). Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica (NUMES). Lima: MINEM.

RIOS VILLACORTA, Alberto (2013). La cruda realidad del petróleo en el Perú. En: <http://www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2013/03/28/realidad-petroleo-peru/>

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2009). Informe Quincenal de la SNMPE (44): Los Hidrocarburos. Lima: SNMPE.

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2013). Informes y publicaciones: Hidrocarburos en Cifras. Lima: SNMPE.

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2013). Reporte Estadístico Minero Energético. Lima: SNMPE.

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2013). Informe 101: Informe quincenal de la SNMPE. Canon Minero. Lima: SNMPE.

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2013). Informe 102: Informe quincenal de la SNMPE. Canon Gasífero. Lima: SNMPE

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2013). Reporte s/n: Canon y Sobrecanon petrolero. Transferencias primer semestre. Lima: SNMPE.

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2013). Reporte s/n: Canon y Sobrecanon gasífero. Transferencias primer semestre. Lima: SNMPE.

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2012). Informe 44: Informe quincenal de la SNMPE. Los Hidrocarburos. Lima: SNMPE

SOCIEDAD NACIONAL DE MINERÍA, PETRÓLEO Y ENERGÍA (2012). Informe 121: Informe quincenal de la SNMPE. Encuesta FRASER. Lima: SNMPE.

SUBIRATS, Joan (2008). Análisis y Gestión de políticas públicas. Barcelona: Ariel.

TOUZET GIANELLO, Pedro (2007). Marcos Regulatorios y el rol de las empresas estatales de hidrocarburos. Estudio de Caso: Perú. Lima: Canadian International Development Agency.

UNIÓN EUROPEA (S/A). Energía para el futuro: Fuentes de energía renovables. Libro blanco para una estrategia y un Plan de acción Comunitaria.

DECRETOS SUPREMOS

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (1993). Decreto Supremo 049-93-EM.

PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS (2002). Decreto Supremo 115-2002-PCM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2002). Decreto Supremo 033-2002-EM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2004). Decreto Supremo 032-2004-EM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2004). Decreto Supremo N° 030-2004-EM y modificado por D.S. N° 001-2012-EM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2004). Decreto Supremo 032-2004-EM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2005). Decreto Supremo 042-2005-EM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2006). Decreto Supremo 015-2006-EM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2007). Decreto Supremo 031-2007-EM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2008). Decreto Supremo 012-2008-EM.

PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS (2010). Decreto Supremo 10-2010-PCM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2010). Decreto Supremo 026-2010-EM.

PRESIDENCIA DEL CONSEJO DE MINISTROS (2011). Decreto Supremo 054 -2011-PCM.

MINISTERIO DEL AMBIENTE (2012). Decreto Supremo. 068 -2012 - MINAM.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2012). Decreto Supremo 030-2012-EM.

MINISTERIO DE COMUNICACIONES (2013). Decreto Supremo. 005-2013-MC.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS (2013). Resolución Ministerial 429-2013-MEM/DM.

LEYES

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (1968). Decreto Ley 17271. Que determina el número de Ministerios, sus denominaciones y funciones. 3 de diciembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (1992). Ley 25962. Ley Orgánica del Sector Energía y Minas. 18 de diciembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (1993). Ley 26221. Ley Orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional. 20 de agosto.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (1993). Ley 26224. Ley que modifican la Ley de la Empresa Petróleos del Perú. 23 de agosto.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (1993). Ley 26225. Ley Organización y Funciones de Perupetro. 24 de agosto.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (1996). Ley 26734. Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (Osinerg). 30 de diciembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (1999). Ley 27133. Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural. 4 de junio.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2000). Ley 27377. Ley de actualización en Hidrocarburos. 7 de diciembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2001). Ley 27446. Ley del Sistema Nacional de evaluación del Impacto Ambiental, Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos DS 042-2005-EM. 20 de abril.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2001). Ley 27506. Ley del Canon. 9 de julio.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2002). Ley 27699. Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg). 16 de abril.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2003). Ley 28054. Promoción del Mercado de Biocombustibles. 8 de agosto.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2003). Ley 28109. Ley para de la Inversión en la Explotación de Recursos y Reservas marginales de Hidrocarburos a nivel Nacional. 21 de noviembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2004). Ley 28245. Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental. 8 de junio.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2004). Ley 28176. Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de Gas Natural. 23 de octubre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2005). Ley 28611. Ley General del Ambiente. 15 de octubre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2005). Ley 26622. Ley que crea el fondo de desarrollo socioeconómico del Proyecto Camisea FOCAM. 4 de noviembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2006). Ley 28840. Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. 23 de julio.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2007). Ley 28849. Ley de descentralización del acceso al consumo de gas natural. 19 de julio.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2007). Ley 29163. Promoción para el desarrollo de industria petroquímica. 18 de diciembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2007). Ley 29158. Ley orgánica del Poder Ejecutivo. 20 de diciembre.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2009). Ley 29325. Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental. 5 de marzo.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2009). Ley 29381 Ley de organización y funciones del Ministerios de Trabajo y Promoción del Empleo. 16 de junio.

CONGRESO DE LA REPÚBLICA DEL PERÚ (2012). Ley 29852. Ley que crea el sistema de seguridad energética en hidrocarburos y el fondo en inclusión social energética. 13 de abril.



SOCIEDAD PERUANA DE HIDROCARBUROS

Impresión

(nombre de la imprenta)

(RUC imprenta)

(dirección imprenta)

Libro Blanco de los Hidrocarburos

Lima, Sociedad Peruana de Hidrocarburos, 2014, 226 páginas, 29 cm. x 21 cm.

Primera edición: marzo de 2014

De esta edición

© Sociedad Peruana de Hidrocarburos

Avenida César Vallejo 627, Lima 14, Perú

(511) 421-1556, 421-2251

www.sphidrocarburos.com

Todos los derechos reservados de acuerdo a ley.

Prohibida la reproducción total o parcial de este libro por cualquier medio sin permiso del propietario de los derechos de autor.

Hecho el Depósito Legal

en la Biblioteca Nacional del Perú N.º 2014-02540