

INVERSIONES EXTRANJERAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO EN EL PERÚ*

María Teresa Quiñones Alayza

I. INTRODUCCIÓN

1.1. MARCO GENERAL

Desde 1991 el Perú ha promovido la inversión privada, nacional y extranjera, en todas las actividades económicas. En la actualidad, es considerado como uno de los países latinoamericanos más atractivos para la inversión extranjera. De acuerdo con el informe *Doing Business 2015* del Banco Mundial, Perú se encuentra en el puesto 35 entre 189 economías en la clasificación global de “Facilidad para hacer negocios”.

La aplicación de políticas de libre mercado, conjuntamente con una coyuntura internacional favorable, llevaron a que el PBI peruano haya crecido en los últimos diez años, de manera constante, a una tasa promedio de 6.16% anual. El PBI actual es, en términos reales, superior en más de 4 veces al registrado en 1994 y 46% mayor que el correspondiente a 2007 [Banco Central de Reserva del Perú]:

Sin embargo, el último año se viene registrando un crecimiento menor (se estima en 3%) que obliga a ajustes en la regulación y a reformas en las políticas, que permitan al país seguir creciendo. Para ello, es necesario avanzar con la simplificación de procedimientos administrativos, el fortalecimiento de la institucionalidad en las entidades públicas, combatir la corrupción y lograr un manejo inteligente de las relaciones comunitarias para la ejecución de proyectos de inversión.

1.2. ELECTRICIDAD

En 1990, solamente el 45% de la población tenía acceso a la electricidad y las pérdidas de distribución eran superiores al 20% [OSINERGMIN]. Como consecuencia de una política estatal que promovió la inversión privada en el sector eléctrico, así como la electrificación rural, en el año 2013, los hogares con acceso al servicio eléctrico representaron el 92.1 % del total, siendo la tasa de cobertura en zonas urbanas de 98.8% y de 71.6% en zonas rurales [Instituto Nacional de Estadística e Información].

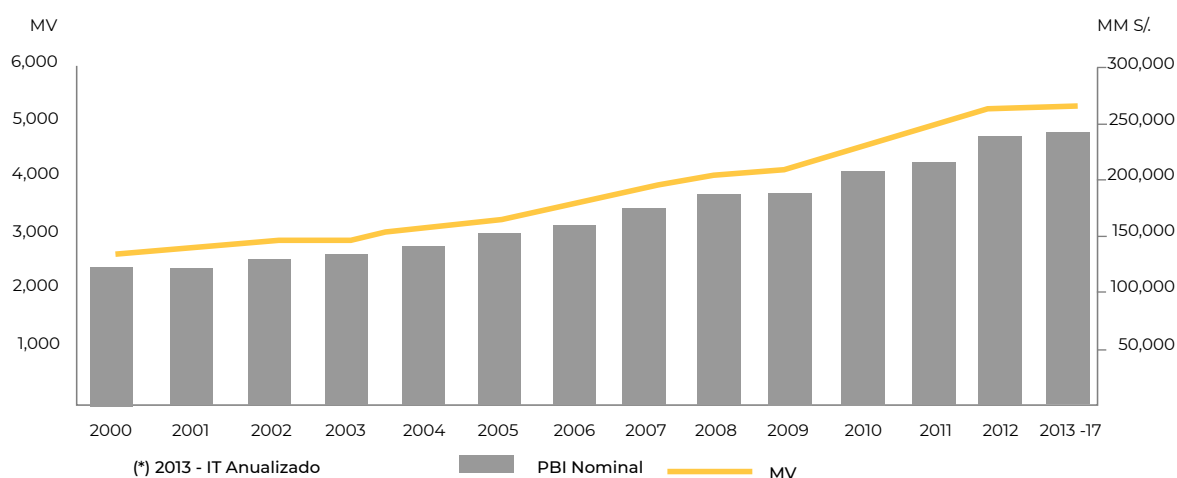
* Artículo publicado en Espluges, Carlos (editor). “Inversiones extranjeras en el sector energético en Latinoamérica”. Tirant lo Blanch, México 2016.

El siguiente cuadro permite apreciar la correlación entre la tasa de incremento de cobertura eléctrica en los hogares y el crecimiento económico (PBI real):

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Incremento en la cobertura eléctrica	1.7	1.9	3.8	2.2	3.2	2.0	1.9	1.8	1.5	1.2
Incremento del PBI	5.0	6.3	7.5	8.5	9.1	1.0	8.5	6.5	6.0	5.8

En línea con lo anterior, hasta el año 2013 se aprecia una correlación entre el incremento de la demanda eléctrica y el crecimiento del PBI [Banco Central de Reserva], lo que ha llevado al Estado a promover, a través de licitaciones, la construcción de infraestructura de transmisión y centrales de generación hidroeléctrica que permitan atender la nueva demanda:

Máxima Demanda vs PBI



En el sector eléctrico, la reforma legislativa se inició en el año 1992, con la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"). Esta llevó a la escisión y posterior privatización de empresas de generación, transmisión y distribución que hasta entonces habían formado parte de un monopolio estatal y verticalmente integrado.

La promulgación de la Constitución Política de 1993, casi simultánea a la LCE, otorgó rango constitucional a los principios de una economía social de mercado, que otorgó a la inversión privada, tanto nacional como extranjera, el derecho a participar en todas las áreas de la economía, sometiendo la actividad empresarial del Estado al principio de subsidiariedad.

Simultáneamente, se aprobaron una serie de leyes de desarrollo constitucional, destinadas a otorgar seguridades y garantías al sector privado, con el propósito de mitigar la percepción de riesgo respecto de un país, que, en el pasado, tuvo una política estatizante y adversa al mercado.

1.3. HIDROCARBUROS

Una transformación similar ocurrió en el sector de los hidrocarburos, cuya regulación fue reformada, a partir de 1991, para introducir la competencia.

En ese año se publicó el Decreto Legislativo N° 655,4 que eliminó el monopolio atribuido a PETROPERU. En 1993, la Ley Orgánica de Hidrocarburos sentó la estructura legal básica del sector, recogiendo los principios de libre competencia y el libre acceso en la exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos.

Por otra parte, el desarrollo de la industria del gas, cuyas reservas probadas ascienden a 17.4 trillones de pies cúbicos, según el Ministerio de Energía y Minas, llevó al Estado a aprobar, en junio de 1999, la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural. Esta ha permitido una sustantiva inversión privada en infraestructura, incluyendo la construcción de dos gasoductos (y un tercero en proyecto, que llevará gas al sur del país) así como una planta de licuefacción de gas natural para su exportación.

En cuanto a la inversión privada en la explotación y exploración de hidrocarburos (petróleo y gas natural), ésta se ha visto sustancialmente incrementada, en gran parte debido a los incentivos otorgados por el Estado para la explotación y exportación de gas licuado de petróleo proveniente del yacimiento de Camisea. Para el año 2012, las reservas probables de crudo excedían, en 40%, a las registradas cinco años antes. Además, la producción total de hidrocarburos líquidos registró un crecimiento de 34% en el mismo periodo.

En particular, es destacable el crecimiento de la extracción de gas natural, que ha pasado a representar el 56% de la producción total de hidrocarburos líquidos en el 2012, frente al 32% cinco años antes. En lo que respecta a la industria gasífera, la producción de líquidos de gas natural se ha incrementado en más de 100% durante los últimos 10 años, resaltando la producción de gasolina natural, propano y destilados medios [Instituto Nacional de Estadística e Información].

2. MARCO CONSTITUCIONAL Y LEGAL DE LA INVERSIÓN PRIVADA

2.1. LA CONSTITUCIÓN ECONÓMICA

El ordenamiento jurídico que ha generado el actual clima favorable para la inversión privada se sustenta en el rol asumido por el Estado, desde inicios de los años 90, como promotor de la libre iniciativa privada, facilitador de la inversión y garante de la economía social de mercado.

Así lo establecen, expresamente, los artículos 58° y 63° de la Constitución Política:

“Artículo 58.- La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura”

“Artículo 63.- La inversión nacional y la extranjera se sujetan a las mismas condiciones. La producción de bienes y servicios y el comercio exterior son libres. Si otro país o países adoptan medidas proteccionistas o discriminatorias que perjudiquen el interés nacional, el Estado puede, en defensa de éste, adoptar medidas análogas (...).”

La Constitución Política vigente desarrolla los principios que sustentan el modelo económico peruano: (i) la intervención subsidiaria del Estado en la economía nacional, (ii) el régimen de garantías de inversión, y (iii) el principio de igualdad ante la ley de nacionales y extranjeros.

2.1.1. INTERVENCIÓN SUBSIDIARIA DEL ESTADO EN LA ECONOMÍA NACIONAL

El artículo 60° de la Constitución -probablemente una de las constituciones más restrictivas del mundo en relación con la actividad empresarial del Estado- establece lo siguiente:

“(...) Sólo autorizado por ley expresa, el Estado puede realizar subsidiariamente actividad empresarial, directa o indirecta, por razón de alto interés público O de manifiesta conveniencia nacional.

La actividad empresarial, pública o no pública, recibe el mismo tratamiento legal”.

Esta norma incorpora tres candados para blindar al mercado de las distorsiones ocasionadas por la actividad empresarial del Estado: subsidiariedad, ley expresa y motivación de alto interés público o manifiesta conveniencia nacional; amé de ordenar que la empresa estatal se someta al mismo tratamiento legal que la privada. Quedan prohibidos, consiguientemente, los estatutos preferenciales y privilegios para las empresas estatales.

El Tribunal Constitucional se ha pronunciado sobre el principio de subsidiariedad, estableciendo que: *“(...) la cláusula de actuación subsidiaria del Estado en la economía, implica, de un lado, un límite a la actividad estatal (no puede el Estado participar libremente en la actividad económica, sino que sólo lo puede hacer sujeto a la subsidiariedad, que debe ser entendida como una función supervisora y correctiva o reguladora del mercado) y, de otro, el reconocer que existen ámbitos que no pueden regularse única y exclusivamente a partir del mercado, lo cual justifica la función de regulación y protección que desempeña el Estado. “*

La rigidez del artículo 60° de la Constitución es consecuencia de la traumática experiencia vivida entre los años 1968 y 1990, durante los cuales, la expropiación masiva de empresas privadas, y el desarrollo por el estado de actividades empresariales consideradas “estratégicas” dejaron como secuela un país carente de infraestructura básica y con una economía destruida.

A la norma constitucional se añade la publicación, en el año 2008, de la Ley de Represión de la Competencia Desleal. Esta norma ha tipificado, como un supuesto de competencia desleal, a la actividad empresarial desarrollada por una entidad pública con infracción del mandato constitucional, al considerar que dicha actividad tiene el efecto, real o potencial, de afectar o impedir el adecuado funcionamiento del proceso competitivo.

Sin embargo, no obstante lo terminante de la legislación en esta materia, subsisten empresas estatales que realizan actividad empresarial. Específicamente, en el sector eléctrico, varias centrales de generación son de propiedad del Estado; estatales son también las concesionarias de distribución eléctrica fuera de Lima e Ica. La legalidad de sus actividades ha sido reconocida por Indecopi, sea por considerar que existió una norma habilitante anterior a la Constitución de 1993, o por haber acreditado el cumplimiento del principio de subsidiariedad.

2.1.2. RÉGIMEN DE GARANTÍAS A LA INVERSIÓN PRIVADA

Dentro de las principales garantías reconocidas por la legislación peruana a la inversión, nacional y extranjera, se encuentran las siguientes:

- (i) La libre tenencia y disposición de moneda extranjera, así como el derecho a repatriar capitales y utilidades.
- (ii) La no discriminación entre inversionistas nacionales y extranjeros, así como el derecho a utilizar cualquier forma societaria.
- (iii) El derecho a utilizar la tasa de cambio más favorable
- (iv) El derecho a suscribir convenios de estabilidad jurídica (para las inversiones superiores a US\$ 10 millones, en los sectores de minería e hidrocarburos, y US\$ 5 millones, para los demás sectores). Estos convenios permiten estabilizar, hasta por 10 años, los regímenes del impuesto a la renta y laboral vigentes al momento de celebrarse el convenio; garantizando también por ese plazo los derechos a la libre repatriación de capitales, a la no discriminación frente a los inversionistas nacionales y a utilizar la tasa de cambio más favorable.

Su vigencia es mayor en el caso de concesiones de obras públicas de infraestructura o servicios públicos, pues la ley permite que se extienda a todo el plazo de la concesión. En ese supuesto, el convenio puede incluir, además, el Régimen de Recuperación Anticipada del Impuesto General a las Ventas y el impuesto que grave los activos netos, según las normas vigentes a la fecha de su suscripción.

Los convenios de estabilidad jurídica tienen la naturaleza de “contratos ley”, categoría constitucional que impide que puedan ser modificados o dejados sin efecto unilateralmente por el Estado.

- (v) La posibilidad de someter las controversias patrimoniales y, específicamente aquellas derivadas de los contratos de inversión y de concesión de obra, a arbitraje nacional e internacional.

2.2. LIMITACIONES A LA INVERSIÓN EXTRANJERA

La Constitución prohíbe cualquier clase de discriminación entre nacionales y extranjeros, quienes tienen derecho a la igualdad de trato en materia de inversiones. Consiguientemente, no existe ningún área de la economía cerrada a la inversión extranjera directa, incluido el sector energético.

La única restricción a la inversión extranjera ha sido recogida en el artículo 71° de la Constitución Política:

“En cuanto a la propiedad, los extranjeros, sean personas naturales o jurídicas, están en la misma condición que los peruanos, sin que, en caso alguno, puedan invocar excepción ni protección diplomática. Sin embargo, dentro de cincuenta kilómetros de las fronteras, los extranjeros no pueden adquirir ni poseer por título alguno, minas, tierras, bosques, aguas, combustibles ni fuentes de energía, directa ni indirectamente, individualmente ni en sociedad, bajo pena de perder, en beneficio del Estado, el derecho así adquirido. Se exceptúa el caso de necesidad pública expresamente declarada por decreto supremo aprobado por el Consejo de Ministros conforme a ley”.

3. EL SECTOR ELÉCTRICO

3.1. LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN CIFRAS

En el año 2014, la inversión total en el sector eléctrico ascendió a USD 2,413,343,000. La mayor parte de este monto corresponde a empresas privadas y sólo un porcentaje muy reducido (3% en generación y 31% en distribución) ha sido consecuencia de la inversión estatal:

Actividad	Empresas Privadas	Empresa Estatales	Total	Participación	
				% Privada	% Estatal
Generadores	1683467	53818	1737285	97%	3%
Transmisores	154988		154988	100%	0%
Distribuidores	282510	124917	497427	69%	31%
Electrificación Rural			113643		
Total	2120964	178736			
Total Inversiones Eléctricas en el año 2014			2413343		

Por otro lado, en términos de acceso a la energía eléctrica, el Perú ha experimentado un incremento constante en la cobertura eléctrica promedio nacional: de 57% en 1993, a 71 % en 2003, y a 91 % en el año 2013 (cifras MEM).

Otro dato representativo es que la producción anual de energía eléctrica, en el 2014, alcanzó 41 '795,9 GWh. Las centrales hidráulicas lideraron esta producción, representando el 50.25% de la matriz energética, seguidas con un 48.66% por las centrales térmicas, 0.48% por las centrales solares y 0.61 % por las centrales eólicas. La potencia efectiva de las unidades de generación del COES totalizó 8,717.8 MW; de la cual 5,163.5 MW corresponde a las centrales termoeléctricas, 3,312.2 MW a las hidroeléctricas, 146 MW a la generación eólica y 96 MW a la generación solar (Cifras COES).

3.2. MARCO GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

3.2.1. INTRODUCCIÓN. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

El marco legal aplicable al sector eléctrico tiene, como punto de partida, a la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), Decreto Ley N° 25844, publicada en noviembre de 1992.

Las principales características del modelo creado por esta norma (y complementado por la Ley N° 28832, en el 2006) son las siguientes:

- (i) Desintegración vertical de la actividad en generación, transmisión
- (ii) Competencia en el mercado mayorista de generación (venta a Usuarios Libres y distribuidoras).
- (iii) Los consumidores con demandas entre 200 kW y 2,500 kW tienen la opción de ser calificados como Usuarios Libres o Usuarios Regulados y migrar de condición cada 3 años.
- (iv) Tarifas reguladas para los segmentos de distribución, transmisión y comercialización a Usuarios Regulados.
- (v) Acceso abierto a redes de distribución y transmisión.
- (vi) Un solo Sistema Interconectado Nacional (SEIN) operado por el Comité de Un Mercado de corto plazo (*Spot*), administrado por COES. A partir del 2016, además de los generadores, los grandes Usuarios Libres y las distribuidoras podrán participar en dicho mercado para transar sus desbalances.
- (vii) El control de concentraciones en el sector eléctrico está a cargo de la agencia de competencia (INDECOPI). Cabe destacar que este es el único sector en el Perú en el que existe esta clase de control.
- (viii) Un Plan de Transmisión, propuesto por el COES y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), en el que se definen las obras de ejecución y el cronograma de ejecución recomendado para evitar situaciones de congestión en el SEIN.
- (ix) Licitaciones convocadas por el Estado para adjudicar contratos de concesión de obra para la construcción y operación de las instalaciones recomendadas en el Plan de Transmisión.

- (i) Licitaciones convocadas por distribuidores que resulten en contratos de suministro de electricidad que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo y a precios firmes.

3.2.2 AUTORIDADES COMPETENTES

Son varias las autoridades que, directa o indirectamente, participan en el mercado eléctrico en el Perú. De esta lista, son tres las que guardan directa relación con esta industria: el Ministerio de Energía y Minas (MEM), OSINERGMIN y COES. A las anteriores se suma INDECOPI (la agencia de competencia) para autorizar las operaciones de concentración en el sector eléctrico; PROINVERSIÓN (la Agencia de Promoción de la Inversión Privada), para licitar las concesiones de obra para el Sistema Garantizado de Transmisión, así como los compromisos de inversión en nuevas centrales hidroeléctricas; OSIPTEL (el regulador de las telecomunicaciones) para resolver las controversias sobre acceso a redes que se susciten entre empresas de telecomunicaciones y aquellas de electricidad; y OEFA, para supervisar el cumplimiento de las normas ambientales.

MEM tiene entre sus funciones proponer la política del sector energético y, conjuntamente con los Gobiernos Regionales (a través de las Direcciones Regionales de Energía y Minas DREM), es la entidad competente para otorgar las concesiones y autorizaciones requeridas para realizar las actividades de generación, transmisión y distribución, así como imponer servidumbres sobre los predios necesarios para la construcción de infraestructura eléctrica.

Por su parte, OSINERGMIN es el organismo regulador de las actividades mineras y energéticas. Tiene funciones normativas, reguladoras (fijación de tarifas), fiscalizadoras, supervisoras, de solución de reclamos de los Usuarios Regulados (en segunda instancia) y de solución de controversias entre entidades bajo su ámbito de competencia.

Finalmente, COES es una entidad privada, sin fines de lucro, con personería de derecho público, integrada por todos los agentes del SEIN (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres) que tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del sistema, planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

3.2.3. TÍTULOS HABILITANTES: CONCESIONES Y AUTORIZACIONES. SERVIDUMBRES.

3.2.3.1. CONCESIONES Y AUTORIZACIONES

3.2.3.1.1. CLASES Y REQUISITOS

Se requiere de una concesión definitiva para desarrollar las siguientes actividades:



- (i) la generación que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 kW;
- (ii) la transmisión, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado o requieran la imposición de servidumbres por parte de éste;
- (iii) la distribución para atender a Usuarios Regulados, cuando la demanda supere los 500 kW;
- (iv) la generación con recursos energéticos renovables (RER), con potencia instalada mayor de 500 kW.

Para facilitar la realización de estudios de factibilidad de nuevos proyectos de generación, transmisión y distribución, LCE permite solicitar una concesión temporal. Esta última faculta a su titular a utilizar bienes de uso público, así como a obtener servidumbres temporales.

Se requiere de autorización para desarrollar las actividades de generación termoeléctrica, cuando la potencia instalada sea superior a 500 kW.

La actividad de generación con potencias menores a 500 kW puede realizarse libremente, cumpliendo las normas técnicas y disposiciones de conservación del medio ambiente y el Patrimonio Cultural de la Nación.

3.2.3.1.2. ÓRGANOS COMPETENTES. REQUISITOS PARA SU OBTENCIÓN

Los Gobiernos Regionales son competentes para otorgar autorizaciones y concesiones de generación eléctrica, cuya potencia instalada sea menor a 10 MW. Por encima de dicha potencia, el órgano competente es MEM.

Los requisitos para la obtención de concesiones y autorizaciones se encuentran detallados en la LCE y su Reglamento, así como en el Texto Único de Procedimientos Administrativos (TUPA) del MEM (o del Gobierno Regional, en el caso de ser este la autoridad competente). En términos generales estos incluyen, además de la memoria descriptiva, planos y cronograma de ejecución del proyecto, la autorización del uso de recursos naturales de propiedad del Estado, la resolución aprobatoria del estudio de impacto ambiental, una garantía de fiel cumplimiento de ejecución de las obras, el sustento verificable del compromiso del inversionista para el aporte de capital y un informe favorable, emitido por una clasificadora de riesgos, sobre la solvencia financiera del solicitante.

La solicitud de concesión que se presente cumpliendo con los requisitos de ley debe resolverse dentro de los 60 días hábiles siguientes, salvo cuando surjan incidentes de oposiciones o concurrencias, en cuyo caso el procedimiento se extiende por el plazo necesario para resolverlos.

Las autorizaciones de generación termoeléctrica y concesiones de generación RER menores de 20 MW se otorgan por resolución ministerial, dentro de los 30 días hábiles de presentada la solicitud.

La concesión definitiva se otorga mediante una resolución suprema refrendada por MEM. Publicada ésta, las partes suscriben un contrato de concesión, el cual debe elevarse a escritura pública dentro de los 60 días hábiles de publicada la resolución suprema, bajo sanción de caducidad.

Los titulares de contratos de concesión tienen el derecho de ceder su posición contractual a terceros, en cuyo caso deberán comunicarlo al MEM para que emita la resolución suprema que reconozca al nuevo concesionario.

3.2.3.1.3 VIGENCIA Y CAUSALES DE CADUCIDAD

La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido. La concesión se extingue por declaración de caducidad o aceptación de renuncia.

La LCE (art. 36), establece como causales de caducidad de la concesión, las siguientes:

- i. No presentar a MEMEM la constancia de inscripción del Contrato de Concesión en el Registro de Concesiones dentro de los 20 días hábiles de inscrito en los Registros Públicos.
- ii. No ejecutar el proyecto conforme al Cronograma de Ejecución de Obras, salvo cuando se acredite que el incumplimiento se originó en un caso fortuito o fuerza mayor, calificados como tales por MEM.
- iii. No operar las instalaciones, sin causa justificadas, por más de 876 horas en un año calendario.
- iv. La reiteración en el incumplimiento, por los concesionarios de generación o transmisión, de las normas de coordinación de COES, salvo autorización expresa de MEM por causa justificada.
- v. La persistencia en el incumplimiento por el distribuidor, luego de aplicársele las multas correspondientes, de los estándares de calidad establecidos en el contrato de concesión.
- vi. El incumplimiento por el distribuidor de su obligación de tener contratos vigentes con empresas generadoras que garanticen su requerimiento total de potencia y energía por los siguientes 24 meses, como mínimo; salvo cuando haya convocado a licitaciones públicas sin obtener ofertas para cubrir el total de su demanda.
- vii. El reiterado incumplimiento de pago a las generadoras por el abastecimiento de energía y potencia destinada a los Usuarios Regulados, siempre y cuando este no se encuentre en controversia.

En cuanto a las autorizaciones de generación, el RLCE (artículo 69°) establece como causas para su cancelación las siguientes:

- i. Inexactitud en el contenido de las declaraciones juradas
- ii. Reiterada infracción a la conservación del medio ambiente o de Patrimonio Cultural de la Nación
- iii. Incumplimiento reiterado de las normas de coordinación del COES;

La caducidad de la concesión o la cancelación de la autorización por incumplimiento de su titular, conllevan la ejecución de la garantía de fiel cumplimiento, así como la designación del interventor para garantizar la continuidad de sus operaciones, en tanto los bienes y derechos de la concesión no sean subastados. Del valor obtenido en la subasta, se deducirán los gastos incurridos y el saldo será entregado al ex concesionario (artículo 37° LCE).

3.2.3.2. SERVIDUMBRES

La LCE (art. 110°) otorga a los concesionarios y titulares de autorizaciones de generación, transmisión y distribución de electricidad el derecho a obtener las siguientes servidumbres, sobre los bienes del Estado o particulares que resulten necesarios para el despliegue de sus redes:

- a. De acueductos, embalses y de obras hidroeléctricas.
- b. De electroductos, para establecer subestaciones de transformación, líneas de transmisión y distribución.
- c. De ocupación de bienes de propiedad particular, indispensables para la instalación de subestaciones de distribución destinadas a atender Usuarios Regulados y para el desarrollo de actividades de generación con recursos energéticos renovables.
- d. De sistemas de telecomunicaciones.
- e. De paso, para construir vías de acceso.
- f. De tránsito, para custodia, conservación y reparación de las obras e instalaciones.

Los concesionarios tienen también el derecho a usar, a título gratuito, el suelo, subsuelo y aires de los bienes de propiedad del Estado o de dominio público (calles, plazas, caminos públicos, puentes, vías férreas, líneas de comunicaciones, etc.).

Las servidumbres se crean mediante contrato entre las partes o por imposición forzosa de MEM. En el segundo caso, se expide una resolución ministerial, luego de culminado el procedimiento regulado en LCE y su Reglamento, que permite al titular del predio sirviente ejercer su derecho de defensa, así como determinar tanto la indemnización que le corresponde por el perjuicio que la servidumbre le cause como la contraprestación por el uso del bien gravado con servidumbre (esta última sólo en el caso de bienes privados).

3.2.4. ACCESO A REDES

En el Perú, está reconocido el libre acceso a las redes de electricidad. Así, es obligación de los concesionarios de transmisión y distribución permitir la utilización de sus sistemas y redes por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación -en caso de ser esta necesaria- y las compensaciones por su uso, fijadas por OSINERGMIN. El regulador es también competente para resolver las controversias que surjan sobre el particular y para expedir mandatos de conexión que sustituyan la voluntad de las partes, en el caso de falta de acuerdo.

3.2.5. CONTROL DE FUSIONES Y ADQUISICIONES

En el Perú, solo existe control previo de fusiones y adquisiciones en el sector eléctrico. De acuerdo a la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico (1997), Ley N° 26876, y su Reglamento (1998), Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI, están sujetas a autorización previa aquellos actos de concentración que involucren, directa o indirectamente, a empresas del sector eléctrico que previa o posteriormente al acto en cuestión, de manera conjunta o separada, posean un porcentaje igual o mayor a 15% del mercado -en los actos de concentración horizontal- o a 5% -en los casos de concentración vertical- en cualquiera de los mercados involucrados.

Presentada la notificación de un acto de concentración a INDECOPI, este órgano tiene tres opciones: autorizar el acto, autorizarlo con condiciones o desaprobarlo. En la práctica, la gran mayoría de concentraciones han sido aprobadas sin condiciones.

En julio del 2014, en un precedente de observancia obligatoria, el Tribunal de Defensa de la Competencia de INDECOPI ha precisado que, de sujetarse la aprobación de una operación al cumplimiento de condiciones, debe entenderse que estas son de carácter temporal y, consiguientemente, susceptibles de ser revisadas; reconociéndose de esta manera el derecho del interesado a solicitar su revocación cuando pueda acreditar un cambio de circunstancias que haga que estas no sean necesarias.

3.3. GENERACIÓN

3.3.1. LOS MERCADOS DE GENERACIÓN

La LCE ha dividido el mercado de generación en dos segmentos: uno regulado y el otro libre. El mercado regulado es el destinado a los Usuarios Regulados, cuya demanda máxima anual es inferior a 200 kW. Para su atención, las empresas distribuidoras tienen la opción de celebrar contratos bilaterales, al precio fijado administrativamente (tarifa en barra) o convocar a licitaciones, supervisadas por OSINERGMIN, en las que se adjudican contratos a precios firmes que no pueden ser modificados administrativamente. Las distribuidoras gozan de un monopolio legal, dentro de su área de concesión, para vender energía a los Usuarios Regulados en tanto que compiten con los generadores por el suministro a los Usuarios Libres (con una demanda máxima anual superior a 200kW) y las distribuidoras (para sus compras destinadas a atender dicho segmento). En este mercado, las partes tienen libertad para acordar el precio de la potencia y energía. Sin embargo, los peajes de transmisión y el valor agregado de distribución son cargos regulados que resultan de aplicación tanto al segmento regulado como al libre

A partir del año 2006, la Ley 28832 (Primera Disposición Complementaria Final) permitió a los Usuarios Libres, con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que establezca el Reglamento (actualmente fijado entre 200kW y 2,5 MW) optar entre la calidad de Usuarios Libres O Usuarios Regulados. En el caso de cambiar de condición, deben mantener ésta por un mínimo de tres años, antes de migrar nuevamente.

Adicionalmente, existe un Mercado de Corto Plazo (conocido como el “mercado *spot*”). Actualmente, sólo los generadores tienen acceso a este mecanismo centralizado, para compensar los desbalances que puedan existir entre la potencia y energía producida por ellos y la retirada por sus clientes. El COES es quien tiene la función de establecer quiénes son los generadores excedentarios (es decir, los que han entregado más potencia y energía de la que consumieron sus clientes), así como los pagos que deben serles acreditados por los generadores deficitarios (que despacharon menos de lo que retiraron sus clientes). Las transferencias se calculan al costo marginal de cada barra.

Si bien la Ley 28832 faculta también a los distribuidores (para atender a sus Usuarios Libres) y a los Grandes Usuarios (que individual o asociadamente tengan una demanda máxima anual superior a 10 MW) acceder al Mercado de Corto Plazo para comprar y vender energía, la aplicación de este extremo de la norma ha sido postergada hasta enero del 2016.

Un elemento a tener en cuenta es que, en el mercado libre peruano, la oferta de suministro se encuentra restringida a los generadores y los distribuidores. No existe la figura del comercializador, es decir, el intermediario. Nadie que no tenga la calidad de generador o de distribuidor puede vender electricidad al por mayor o por menor.

Los generadores pueden elegir libremente entre vender al mercado de corto plazo la electricidad que producen, celebrar contratos bilaterales con distribuidores o Usuarios Libres, participar en las licitaciones convocadas por las distribuidoras para la atención del segmento regulado, o una combinación de todas estas opciones.

La única restricción es la contenida en el artículo 101 ° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, que exige que cualquier contratación cuente con la garantía física del suministro (es decir que los generadores no pueden obligarse a suministrar más potencia y energía que su potencia y energía firmes, sumada a la que tengan contratadas con otros generadores). Consiguientemente, la celebración de contratos financieros “puros”, que carezcan de respaldo físico, está prohibida.

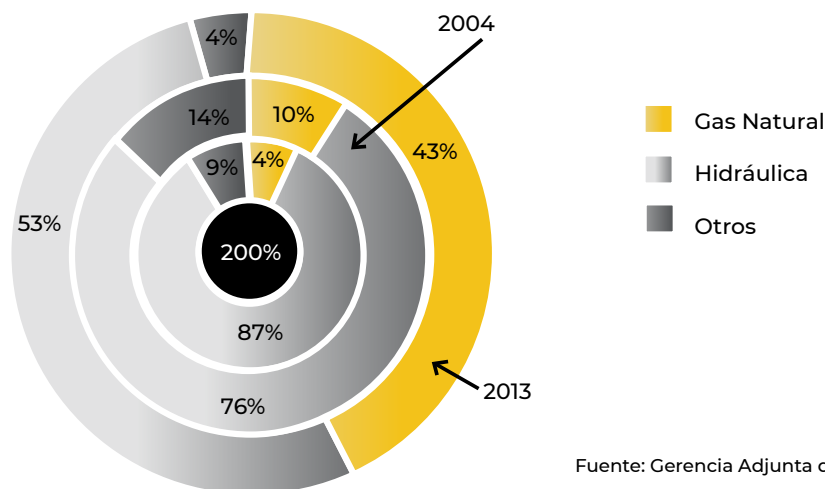
3.3.2. EL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

En el Perú, existe un solo sistema interconectado: el SEIN. Existen también los denominados Sistemas Aislados, que son precisamente sistemas eléctricos no conectados eléctricamente al SEIN, por razones técnicas o económicas.

A la fecha, existen alrededor de 113 centrales que abastecen el SEIN: 64 hidráulicas, 42 térmicas, 4 solares y 3 eólicas (cifras COES). En los 28 sistemas aislados existen 37 centrales, 24 hidráulicas y 13 térmicas.

Gracias a la producción del yacimiento de gas de Camisea, ha sido posible cambiar la matriz energética del sector eléctrico peruano. Hoy en día, cerca de la mitad de la energía del Perú es producida con gas natural.

Gráfico 10 - 11: Evolución de la matriz energética del sector eléctrico peruano



Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de OSINERGIM

La operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión conectados al SEIN se sujeta a las disposiciones del COES, que tiene la obligación de garantizar la seguridad del abastecimiento y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, al mínimo costo.

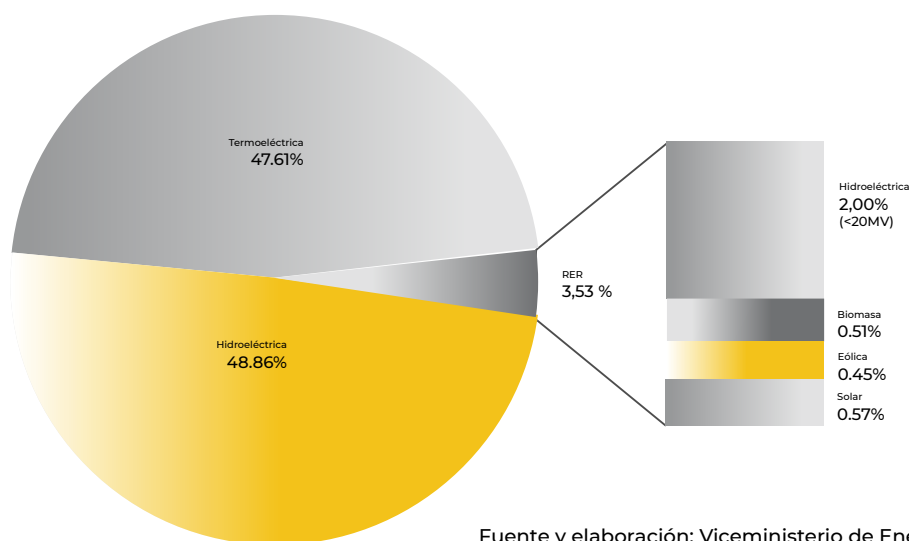
Las centrales de generación son llamadas a despachar por el COES en orden inverso a sus costos variables de operación. Para garantizar un despacho mínimo costo, utilizando la data disponible en el momento, el COES diseña pre-despachos anuales, mensuales, semanales y diarios. El pre-despacho semanal, está basado en un pronóstico de la demanda y determina, a priori, la producción que corresponderá a cada unidad, hora por hora. Dado que la demanda real puede variar respecto de la proyectada -y de hecho lo hace- el COES efectúa, al momento del despacho diario, los ajustes operativos necesarios, de tal manera que la demanda sea efectivamente atendida.

Producido el despacho real de energía, conforme al establecido por el COES, quedan definidas para cada intervalo de 15 minutos: (i) la cantidad de energía que cada unidad inyectó al SEIN; (ii) la cantidad de energía que cada agente del SEIN retiró; y (iii) los costos marginales que corresponden a dichos intervalos y que son iguales al costo variable de operación de la central marginal. Esta última es la central en aptitud de entregar -al mínimo costo- la unidad adicional de energía requerida por el SEIN.

3.3.3. GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES (RER)

La generación RER se encuentra regulada, fundamentalmente, por el Decreto Legislativo N° 1002 y su Reglamento, aprobado por D.S. N° 012-2011-EM.

De acuerdo con el Plan Energético Nacional 2014-2025, se tiene previsto que las RER lleguen a representar el 60% de la generación eléctrica nacional (40% energía hidráulica y 20% otros RER). En el año 2014, la producción de energía eléctrica fue generada en 52.38% con RER. De este porcentaje, 3.53% corresponde a RER no convencionales -hidroeléctricas con una potencia instalada menor a 20 MW (2%), biomasa (0.51%), eólicas (0.45%) y solares (0.57%) -como se aprecia en el siguiente gráfico:



3.3.3.1. LOS BENEFICIOS DE INVERTIR EN RER NO CONVENCIONALES

A fin de promover la inversión en generación RER no convencional, los titulares de esta clase de proyectos cuentan con los siguientes beneficios:

- (i) prioridad en el despacho de energía efectuado por el COES, para lo cual se considera que su costo variable de operación es igual a 0;
- (ii) prioridad de acceso a los sistemas de transmisión y distribución, hasta el máximo porcentaje anual fijado por MEM;
- (iii) tarifa garantizada, determinada en las subastas RER;
- (iv) depreciación acelerada para efectos del Impuesto a la Renta de maquinarias, equipos y obras civiles, con una tasa anual no superior al 20% (Decreto Legislativo N° 1058).

3.3.3.2. SUBASTAS RER

Las subastas RER son convocadas y conducidas por OSINERGMIN. El MEM determina las Bases y el porcentaje de participación de cada tipo de tecnología RER en la energía anual materia de la subasta. Como resultado de la subasta, se suscribe un Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable (Concesión de Suministro RER) para la construc-

ción, Operación, suministro de energía y régimen de ingresos de las centrales de generación RER. Actualmente, se encuentra en proceso de ejecución la cuarta subasta RER.

Los resultados de las subastas anteriores se grafican a continuación:

	1° Subasta				
	1° Convocatoria	2° Convocatoria	2° Subasta	3° Subasta	4° Subasta
Año	2009	2010	2011	2013	2015
Recurso Renovable	Biomasa Eólica Solar Hidráulica	Biomasa Hidráulica Solar	Biomasa Eólica Solar Hidráulica	Biomasa Hidráulica	Biomasa Eólica Solar Hidráulica
Proyectos Adjudicados	2 Biomasa 17 Hidráulicas 6 Solares 6 Eólicas	1 Biomasa 2 Hidráulicas	1 Biomasa 1 Eólica 1 Solar 7 Hidráulicas	19 Hidráulicas	En proceso

Fuente: OSINERGMIN / Elaboración: propia

Los adjudicatarios de una subasta RER tienen la obligación de construir el proyecto cumpliendo con el Cronograma de Ejecución de Obras anexo a su Concesión de Suministro RER y entregar al SEIN la energía anual comprometida en su oferta. En contraprestación, tienen el derecho de recibir la tarifa o prima consignada en su oferta económica. Con tal fin, en el caso que el costo marginal (valor al que se retribuyen las inyecciones de potencia y energía al SEIN) es inferior a dicha tarifa, OSINERGMIN tiene la obligación de incrementar los peajes de transmisión que pagan todos los usuarios, de tal manera que se cubra la diferencia.

3.4. TRANSMISIÓN

A partir del año 2006, con la publicación de la Ley 28832, se estableció la obligación de elaborar un Plan de Transmisión, en el cual deben considerarse las obras de transmisión cuya ejecución se recomienda, teniendo en cuenta un horizonte de 10 años y considerando los escenarios de expansión de la generación y de crecimiento de demanda futura, el cronograma de ejecución de las obras y la manera de asignar el costo de su ejecución entre generación y demanda. El Plan de Transmisión es elaborado por COES y aprobado por MEM, con opinión previa de OSINERGMIN. Cada dos años dicho plan es actualizado. Actualmente está vigente el Plan de Transmisión 2015-2024, aprobado en diciembre del año 2014.

En el Perú, las instalaciones de transmisión se subdividen en:

- (i) Sistema Principal de Transmisión (SPT): son las redes troncales construidas antes de la vigencia de la Ley 28832, comunes al conjunto de generadores del SEIN, que permiten el intercambio de electricidad y la libre comercialización de energía eléctrica
- (ii) Sistema Secundario de Transmisión (SST): Son las instalaciones construidas antes de la Ley 28832, destinadas a transferir electricidad desde una barra del SPT, hacia un distribuidor o consumidor final; así como las utilizadas para entregar electricidad desde una central de generación hasta una barra del SPT.
- (iii) Sistema Garantizado de Transmisión (SGT): Instalaciones incluida en el Plan de Transmisión que se construyen como resultado de un proceso de licitación. Los adjudicatarios de estas licitaciones suscriben un Contrato de Concesión SGT, por el que se comprometen a construir la línea SGT objeto de la convocatoria, en los plazos estipulados en su contrato, a cambio de la contraprestación anual (peaje de transmisión) con tenida en su oferta económica.
- (iv) Sistema Complementario de Transmisión (SCT): Todas las instalaciones no incluidas en el Plan de Transmisión, así como aquellas instalaciones del Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de los agentes (generadores, transmisores, distribuidores, usuarios libres).

Las tarifas de titulares de instalaciones distintas a las pertenecientes al SGT cuyas tarifas se determinan con sujeción a las estipulaciones de su contrato son fijadas anualmente por OSINERGMIN, quien debe calcular su Costo de Transmisión. Conforme a la LCE, este comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado. La anualidad de la inversión será calculada considerando el valor nuevo de reemplazo, su vida útil y una tasa de actualización del 12% anual (art. 60).

3.5. DISTRIBUCIÓN

Los concesionarios de distribución gozan de un monopolio legal para vender potencia y energía a los Usuarios Regulados ubicados dentro de su área de concesión. Esta exclusividad tiene, como contrapartida, el Cumplimiento de obligaciones de servicio público, incluyendo la relativa a prestar el servicio a todo Usuario Regulado que se lo solicite y la venta de potencia y energía al precio regulado. Asimismo, el distribuidor es responsable de la prestación del servicio de alumbrado público, que comprende el alumbrado general de avenidas, calles y plazas.

En cuanto a los usuarios Libres, el distribuidor compete con los generadores por su suministro, a los precios de potencia y energía libremente pactados.

Los precios que pagan los Usuarios Regulados al distribuidor tienen, como tope, la suma de los siguientes conceptos:

- a) Los precios a nivel generación, que son iguales al promedio ponderado de los precios firmes resultantes de las licitaciones convocadas por los distribuidores, y los contratos bilaterales suscritos a precios no superiores a la Tarifa en Barra fijada por OSINERGMIN;
- b) Los peajes unitarios de transmisión; y
- c) El valor agregado de distribución (VAD).

El VAD lo fija cada 4 años OSINERGMIN, considerando las pérdidas estándares de distribución y los costos estándares de inversión, mantenimiento y operación de una empresa modelo eficiente, teniendo en cuenta una tasa de retorno anual del 12%.

3.5.1. LICITACIONES CONVOCADAS POR DISTRIBUIDORES A PRECIOS FIRMES

Con el objeto de garantizar los requerimientos de potencia y energía de sus Usuarios Regulados, las distribuidoras deben convocar, con no menos de tres años de anticipación, a licitaciones para la adjudicación de contratos de suministro de largo plazo con empresas generadoras, con vigencia no menor a 5 ni mayor a 20 años. Existen también licitaciones de corto plazo, destinadas a cubrir desviaciones en relación con la demanda proyectada por las distribuidoras.

Las licitaciones son supervisadas por OSINERGMIN, quien también define el precio tope de adjudicación. Los precios estipulados en los contratos resultantes de estas licitaciones tienen el carácter de firmes, por lo que no podrán ser modificados administrativamente.

El esquema de las licitaciones es como sigue:

Contrato	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a contratar	Finalidad
Largo Plazo	Entre 5 y 20 años	Anticipación no menor a 3 años	100% de la demanda proyectada total de los Usuarios Regulados	Promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado.
	Menor a 5 años	Anticipación no menor a 3 años	No mayor al 10% de la demanda total de sus Usuarios Regulados	
Corto Plazo	A ser definido por OSINERGMIN	Anticipación menor a 3 años	No mayor al 10% de la demanda total de sus Usuarios Regulados	Cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda.

Fuente: OSINERGMIN / Elaboración: Propia

3.6. ELECTRIFICACIÓN RURAL

Las localidades ubicadas fuera de una zona de concesión y que no sean objeto de una ampliación de dicha zona por parte de los concesionarios de distribución, se regirán por lo establecido en las normas de electrificación rural; estas son, la Ley General de Electrificación Rural, Ley N° 28749; y su Reglamento, D.S N° 025-2007-EM.

En el Perú, la electrificación rural se organiza alrededor del Plan Nacional de Electrificación Rural, elaborado por MEM, con un horizonte de diez años. Asimismo, se elabora un Plan a Corto Plazo que incluye los proyectos a desarrollarse, en cada ejercicio presupuestal, por el gobierno nacional, los regionales y locales, así como por la iniciativa privada.

Para la ejecución de estos proyectos, los concesionarios de electricidad están obligados a permitir el libre acceso a sus instalaciones, con la finalidad de efectuar la conexión. Una vez ejecutadas las obras, MEM transfiere, a título gratuito, los Sistemas Eléctricos Rurales a los concesionarios de distribución de propiedad estatal, o a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA) para que se encarguen de su administración, operación y mantenimiento.

El desarrollo de esta actividad requiere de concesión de distribución eléctrica rural y otorga a su titular exclusividad sobre la zona de concesión.

De acuerdo a ley, existe preferencia de la participación privada, en defecto de la cual se hará partícipe a las entidades o empresas estatales.

4. SECTOR HIDROCARBUROS

4.1. PANORAMA GENERAL DE LOS HIDROCARBUROS EN EL PERÚ

La actividad de hidrocarburos en el Perú se inició en 1863, con la explotación del primer pozo en América Latina, en la localidad de Zorritos, en el norte del país. Si bien la presencia estatal fue un componente importante en esta industria en algún momento, actualmente es la inversión privada la que lleva las riendas de la industria y a quien se protege e incentiva.

En efecto, hasta 1995, la empresa estatal PETROPERU (Petróleos del Perú S.A.) estuvo integrada verticalmente en la industria de hidrocarburos.

A partir de ese año, como consecuencia del proceso de liberalización y privatización de las actividades económicas iniciado en 1992, PETROPERU dejó de tener una presencia relevante en el sector hidrocarburos. Actualmente, dicha entidad participa en todas las fases de la industria y comercio del petróleo, pero respetando el rol subsidiario del Estado, recogido en la constitución económica peruana.

La privatización y liberalización del sector hidrocarburos vino acompañada de mecanismos que garantizan la libre competencia y el libre acceso al mercado de hidrocarburos para desarrollar las actividades de exploración, explotación y comercialización de petróleo y gas.

4.2. LA REGULACIÓN DE LOS HIDROCARBUROS

La Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley 26221 (LOH), y sus reglamentos son las principales fuentes normativas de este sector; estas normas recogen los principios de libre acceso al mercado y libre competencia, así como de trato igualitario para las empresas nacionales y extranjeras. Cabe resaltar que no existe ninguna restricción específica para la inversión extranjera directa en este sector.

Debido a que el artículo 66° de la Constitución Política declara que los recursos naturales incluidos los hidrocarburos son patrimonio de la nación, el Estado, a través de la LOH y disposiciones reglamentarias, ha regulado las condiciones para la utilización de dichos recursos y su otorgamiento a particulares.

De conformidad con la LOH, los hidrocarburos *in situ* son de propiedad del Estado, y la propiedad de los hidrocarburos extraídos corresponde a PERUPETRO S.A. (PERUPETRO), empresa estatal de derecho privado.

4.3. AUTORIDADES COMPETENTES

MEM es el órgano político encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector hidrocarburos, así como de dictar las normas necesarias para su regulación, a través de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) y la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE).

OSINERGMIN, es el organismo regulador encargado de fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones legales, técnicas y ambientales de las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional. Asimismo, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), adscrito al Ministerio del Ambiente, tiene la responsabilidad de verificar el cumplimiento de la normativa ambiental y participa en la fiscalización y sanción. Por último, PERUPETRO se encarga de promocionar, negociar, suscribir y supervisar los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

4.4. LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS

4.4.1. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN: UPSTREAM

Se denomina *upstream* a las actividades relacionadas con la detección de nuevos yacimientos y la extracción del producto; es decir, la exploración y explotación de hidrocarburos.

Existen dos regímenes para la contratación en el *upstream*: (i) el sistema concesional y (ii) el sistema contractual.

El primero consiste en la suscripción por el inversionista, de un Contrato de Licencia con PERUPETRO, por el que se le autoriza a explorar y explotar, o solamente explotar, hidrocarburos en un área determinada, transfiriéndose al contratista el derecho de propiedad de los recursos extraídos.

En contraprestación, el contratista paga una regalía al Estado, la que es igual a un determinado porcentaje al valor del hidrocarburo producido.

En cuanto al Contrato de Servicios, si bien este otorga al contratista el derecho de llevar a cabo actividades de exploración y explotación, o de explotación de hidrocarburos en el área del contrato, el Estado retiene la propiedad sobre los recursos extraídos y paga una retribución al contratista por sus servicios.

Los contratos suscritos con PERUPETRO son Contratos Ley, lo cual otorga garantía de estabilidad a los inversionistas respecto de los términos y condiciones pactados. Las garantías principales otorgadas por estos contratos son las siguientes: (i) estabilidad del régimen tributario vigente a la fecha de suscripción; (ii) libre disponibilidad de los hidrocarburos que le correspondan conforme al contrato, así como el derecho a exportarlos libre de todo tributo; (iii) en caso de emergencia nacional declarada por ley, que obligue al Estado a adquirir hidrocarburos de los productores locales, ésta se efectuará a precios internacionales de acuerdo a mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada contrato; (iv) estabilidad cambiaria; (v) posibilidad de llevar contabilidad en moneda extranjera; (vi) garantía de libre manejo y disponibilidad de divisas; (vii) derecho a importar bienes e insumos para la fase de exploración sin pagar tributos, siempre que no se re-exporten ni se destinen a otros fines sin autorización del Estado. Para el resto de actividades, los contratistas podrán importar temporalmente bienes destinados a sus actividades sin pagar los tributos a la importación; y (viii) devolución de Impuesto General a las Ventas pagado en actividades de exploración.

4.4.1.1. REQUISITOS PARA CONCURSAR Y CONTRATAR CON PERUPETRO

La contratación puede ocurrir a solicitud del inversionista o como consecuencia de su adjudicación en un concurso convocado por PERUPETRO.

Para participar, las empresas extranjeras deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Establecer sucursal O constituir una sociedad peruana, con domicilio en Lima; y
- b) Designar un representante de nacionalidad peruana.

Asimismo, para ser contratista, la persona natural o jurídica, nacional o extranjera, deberá cumplir con los requisitos técnicos, legales, económicos y financieros, así como la experiencia, capacidad y solvencia establecidos en el Reglamento de Calificación de Empresas Petroleras.

En el caso de que el contratista sea un consorcio, deberá designar un responsable de la operación en el Acuerdo de Operación Conjunta (Joint Operation Agreement) que sus empresas integrantes deberán suscribir para regular los términos y condiciones bajo los cuales se operará el lote conjuntamente. Todas las empresas son solidariamente responsables frente a PERUPETRO, excepto en materia tributaria y contable.

4.4.1.2. ÁREAS DEL CONTRATO

La extensión y delimitación del área inicial se determina en el respectivo contrato, en función al potencial hidrocarburífero, la zona geográfica, el programa de trabajo mínimo garantizado y el área en la que efectivamente se realizarán las actividades de exploración o explotación de hidrocarburos.

Cabe resaltar que las empresas extranjeras pueden celebrar contrato de licencia o de servicios en cualquier lugar del territorio nacional, incluso dentro de los 50 kilómetros de frontera, puesto que las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos constituyen casos de necesidad nacional y pública, de acuerdo a Ley, por lo que se enmarcan en el supuesto de excepción recogido en el artículo 71° de la Constitución Política.

Dado que el contratista tiene un derecho de exclusividad para explorar y explotar hidrocarburos dentro del área de su contrato, de no hacerlo en el plazo pactado estará obligado a devolver la parte no explorada o explotada (sueltas del área), manteniendo solamente el área específica en la que realiza las actividades de exploración y explotación, más un área circundante de seguridad técnica. El propósito de esta obligación es incentivar la actividad de exploración y la competencia, en tanto una vez el área sea revertida al Estado, éste la entregará a quien realmente invierta en ella.

El periodo de exploración puede ser de hasta 7 años, prorrogable hasta por 3 años adicionales, siempre que se presenten mayores garantías y se comprometan nuevas inversiones. La fase de exploración se divide en periodos, y cada uno de estos tiene un programa de trabajo mínimo, garantizado con una fianza. En el caso que no se complete el programa de trabajo mínimo, se ejecutará la garantía. El contratista mantiene el derecho a explorar hasta el vencimiento del plazo, aun cuando hubiese iniciado la producción.

El periodo de retención es un periodo de gracia de hasta 5 (petróleo) o 10 (gas natural no asociado) años que se suma a la fase exploratoria, en el supuesto de un descubrimiento no comercial por existir las siguientes restricciones al transporte: (i) los volúmenes descubiertos en el área del contrato (sumados los de zonas aledañas) son insuficientes para garantizar la construcción de un ducto principal; y, (ii) los hidrocarburos no pueden ser transportados desde el área del contrato para su comercialización por ningún medio de transporte.

El periodo de explotación puede ser hasta de 30 años, para el petróleo crudo y el gas natural asociado, o de hasta 40 años, para el gas natural no asociado y condensados.

4.4.2. TRANSPORTE

Para prestar el servicio de transporte de hidrocarburos por red de ductos a terceros se requiere de una concesión de transporte otorgada por MEM y la suscripción del contrato correspondiente. La concesión se otorga a solicitud de parte o mediante concurso o licitación público. Su plazo de vigencia es, como mínimo de 20 y, como máximo, de 60 años, incluyendo las prórrogas permitidas en la norma o el Contrato.

El concesionario deberá asumir las pérdidas de hidrocarburos por encima del 1% del volumen transportado, y responder por cualquier daño a terceros durante su operación, liberando de responsabilidad al Estado. Debe, además, entregar una carta fianza en garantía de fiel cumplimiento del contrato, que incluye la obligación de construcción de la infraestructura comprometida.

Adicionalmente, el concesionario de transporte tiene las siguientes obligaciones: (i) *Open Access*: siempre que sea económica y técnicamente viable, el concesionario estará obligado a permitir el acceso a su infraestructura, de manera no discriminatoria, a los productores y consumidores de hidrocarburos que requieran utilizar dicha capacidad de transporte. Los conflictos sobre acceso los resuelve OSINERGMIN; y (ii) *Open Season*: el concesionario debe asignar la capacidad disponible de sus ductos, teniendo en cuenta los principios de transparencia, adecuada publicidad, tratamiento equitativo de los solicitantes, libre competencia y competencia entre los solicitantes.

El cargo por transporte que el concesionario cobra a sus clientes por la prestación del servicio no puede exceder la tarifa máxima aprobada por OSINERGMIN. Dicha tarifa se fija teniendo en consideración un escenario de mercado competitivo y costos eficientes, así como un retorno del 12% anual.

La legislación reconoce el derecho del concesionario de transporte a: (i) obtener los permisos, derechos de uso y servidumbres sobre predios de propiedad privada o estatal requeridos para la construcción y operación de la infraestructura de transporte, así como para la prestación del servicio; (ii) la expropiación de predios de propiedad privada, o la adjudicación directa de predios de titularidad del Estado; (iii) usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de dominio público; y (iv) establecer vías de paso en el cruce de los ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones.

Los usuarios pueden contratar el servicio de transporte en cualquiera de las siguientes modalidades:

a) **Servicio firme**: En esta modalidad, el concesionario reserva, a favor del usuario, una determinada capacidad diaria de transporte (capacidad contratada) a cambio del pago de un “cargo por reserva de capacidad”, que es abonado aun cuando no se haga uso efectivo de la capacidad contratada. El servicio firme no podrá estar sujeto a ninguna interrupción o reducción por el concesionario.

b) Servicio interrumpible: Es el servicio de transporte sujeto a interrupciones o reducciones, a opción del concesionario. El usuario paga únicamente por los volúmenes de gas natural efectivamente transportados por el concesionario, mediante una retribución denominada “cargo por uso”. Este servicio se interrumpe en el caso de que se requiera de capacidad de transporte para atender a los usuarios del servicio firme.

Son causales de caducidad de la concesión de transporte, además de la renuncia por su titular o el vencimiento del plazo, las siguientes: (i) el incumplimiento en la ejecución de las obras comprometidas en el plazo contractualmente establecido, (ii) la no operación sin causa justificada por 876 horas acumuladas durante un año calendario, afectando como mínimo al 25% del volumen transportado promedio del año anterior; (iii) la imposición de multas durante un año que superen el 10% de los ingresos anuales de la empresa; (iv) el incumplimiento reiterado del concesionario de sus obligaciones de dar servicio en los plazos previstos y de acuerdo a las normas de seguridad y los estándares de calidad establecidos; y (v) la cesión o transferencia parcial o total del contrato de concesión sin obtener la previa aprobación de la Dirección General de Hidrocarburos.

Terminado el contrato, y en tanto se adjudique la infraestructura a un nuevo concesionario, el Estado designará a un interventor que asegure la continuidad de las operaciones. En paralelo, el anterior concesionario debe transferir o devolver los bienes de la concesión, sin cargas ni gravámenes, y en buenas condiciones operativas.

4.4.3. DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

En el Perú, la actividad de distribución de gas natural por red de ductos es un monopolio legal y está calificada como un servicio público. Consiguientemente, su explotación por privados es intensamente regulada y requiere la suscripción de un contrato de concesión con el Estado.

Las concesiones de distribución de gas natural pueden ser otorgadas mediante (i) licitación o concurso públicos, o (ii) a solicitud de parte. Hasta ahora, solo ha ocurrido lo primero. Son cuatro los concesionarios de distribución de gas natural en el país, para Lima y Callao, Ica, Norte y Suroeste. En todos los casos se adjudicó la concesión al postor que ofreció el mayor número de consumidores conectados en el área de concesión.

Los sistemas de distribución se inician en la entrada de la ciudad (*City Gate*), punto de entrega por el concesionario de transporte del hidrocarburo. El concesionario de distribución tiene el derecho exclusivo para construir redes y prestar el servicio de distribución de gas natural a todos los consumidores regulados ubicados en su zona de concesión. Sin embargo, este derecho no es absoluto, ya que, de existir áreas no atendidas por el concesionario, podrán ser solicitadas en concesión por un tercer interesado, o atendidas por un comercializador de gas natural debidamente autorizado.

En cuanto a los usuarios del servicio, la legislación distingue entre los consumidores regulados (que consumen hasta 30,000 m³/día) y los consumidores independientes (cuyo

consumo excede 30,000 m³/día). El consumidor regulado es un cliente cautivo del concesionario de distribución de la zona, en tanto que el consumidor independiente tiene la opción de adquirir el gas natural: (i) del productor de gas natural; (ii) de un comercializador, o (iii) del concesionario de distribución de gas natural. En el caso que el servicio sea prestado por una persona distinta al distribuidor, resulta de aplicación el derecho de acceso abierto a las redes del transportista y distribuidor.

Como contraprestación por el servicio de distribución, el concesionario tiene derecho a cobrar una tarifa de distribución que no exceda el precio máximo fijado por OSINERGMIN para cada sistema de distribución.

El concesionario de distribución tiene las siguientes obligaciones: (i) inscribir el contrato, una vez aprobado mediante Resolución Suprema, en el Registro de Concesiones para la Explotación de los Servicios Públicos; (ii) otorgar una garantía de fiel cumplimiento equivalente al 1% del presupuesto de las obras, para respaldar su ejecución de acuerdo al calendario de ejecución de obras contenido en el contrato de concesión; (iii) prestar el servicio de distribución a quien lo solicite dentro del área de concesión, en el plazo regulado, excepto cuando el solicitante tenga deudas pendientes de pago en la zona de concesión o cuando no exista la infraestructura necesaria y el suministro se considere técnica o económicamente inviable; (iv) permitir el acceso y uso por terceros de su capacidad no comprometida, siempre que no afecte la calidad y seguridad del servicio; (v) garantizar un mínimo de 24 meses de suministro de gas natural, a través de contratos con productores; (vi) mantener indemne al Estado frente a cualquier responsabilidad y (vii) mantener vigentes seguros de responsabilidad civil extracontractual y contra daños para los bienes de la concesión.

La concesión de distribución caduca por las mismas causales que la concesión de transporte. Operada la caducidad, el sistema de distribución será transferido al Estado, quien designará un interventor, para garantizar la continuidad de la operación, y convocará a subasta pública para adjudicar la concesión a un nuevo titular.

4.4.4. REFINACIÓN Y PROCESAMIENTO

Luego de extraído el hidrocarburo, este debe someterse a procesos de refinación, procesamiento y/o petroquímica para obtener productos derivados de uso comercial.

Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca MEM. Para tales efectos, deberá obtener la aprobación de la DGH, previo inicio de la construcción. La refinería es la instalación industrial en la cual el petróleo, las gasolinas naturales u otras fuentes de hidrocarburos son convertidos en combustibles líquidos. Puede incluir la elaboración de productos diferentes a los combustibles, como lubricantes y solventes.

La planta de procesamiento es la instalación donde se cambian las características de los hidrocarburos que se encuentran en la naturaleza, al descomponerlos en los diferentes compuestos que los forman; así como también las posteriores transformaciones para convertirlos en los combustibles requeridos por la industria.

Las refinerías y plantas de procesamiento deberán ser diseñadas y construidas de acuerdo a códigos y estándares internacionales, así como cumplir con las normas ambientales y la legislación sectorial. El incumplimiento de estas medidas conlleva la aplicación de sanciones.

El Estado puede otorgar a las plantas de procesamiento de gas natural, mediante Contrato Ley, los beneficios concedidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos; es decir, estabilidad tributaria y cambiaria, del Impuesto a la Renta, derechos de uso, servidumbre y expropiación, entre otros.

4.4.4. REFINACIÓN Y PROCESAMIENTO

Luego de extraído el hidrocarburo, este debe someterse a procesos de refinación, procesamiento y/o petroquímica para obtener productos derivados de uso comercial.

Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá instalar, operar y mantener refinerías de petróleo, plantas de procesamiento de gas natural y condensados, asfalto natural, grasas, lubricantes y petroquímica, con sujeción a las normas que establezca MEM. Para tales efectos, deberá obtener la aprobación de la DGH, previo inicio de la construcción.

La refinería es la instalación industrial en la cual el petróleo, las gasolinas naturales u otras fuentes de hidrocarburos son convertidos en combustibles líquidos. Puede incluir la elaboración de productos diferentes a los combustibles, como lubricantes y solventes.

La planta de procesamiento es la instalación donde se cambian las características de los hidrocarburos que se encuentran en la naturaleza, al descomponerlos en los diferentes compuestos que los forman; así como también las posteriores transformaciones para convertirlos en los combustibles requeridos por la industria.

Las refinerías y plantas de procesamiento deberán ser diseñadas y construidas de acuerdo a códigos y estándares internacionales, así como cumplir con las normas ambientales y la legislación sectorial. El incumplimiento de estas medidas conlleva la aplicación de sanciones.

El Estado puede otorgar a las plantas de procesamiento de gas natural, mediante Contrato Ley, los beneficios concedidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos; es decir, estabilidad tributaria y cambiaria, del Impuesto a la Renta, derechos de uso, servidumbre y expropiación, entre otros.

4.4.5. COMERCIALIZACIÓN

4.4.5.1. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DE HIDROCARBUROS (OPDH)

Los combustibles líquidos se refieren al diésel, gasolinas, residuales, carburantes en general; los OPDH, a productos como lubricantes o solventes. El productor de combustibles líquidos y OPDH; es decir, las refinerías y plantas de procesamiento, pueden comercializar dichos productos mediante producción propia o importación directa. Sin embargo, deberá constituirse como distribuidor mayorista para realizar ventas a consumidores directos, distribuidores minoristas, establecimientos de venta al público, comercializadores de combustibles de aviación y para embarcaciones.

El distribuidor mayorista es la persona jurídica que adquiere en el país, o importa, grandes volúmenes de combustibles líquidos y OPDH, con el fin de comercializarlos a terceros o exportarlos. Cabe señalar que sólo podrá vender a los comercializadores de combustibles que cuenten con inscripción vigente en el Registro de Hidrocarburos.

Los precios de los combustibles líquidos y los OPDH se rigen por la oferta y la demanda.

4.4.5.2. GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP)

Las actividades de comercialización de GLP comprenden la producción, comercio exterior, almacenamiento, envasado, transporte y venta al público. Puede ser realizada por cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, siempre que el producto cumpla con las especificaciones técnicas vigentes sobre calidad.

El comercializador deberá registrarse en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN. Se considera como comercializador al propietario u operador de una: (i) planta de producción de GLP, donde se realizan los procesos de transformación o beneficio con el objeto de producir propano, butano o mezcla de los mismos, excluidas las refinerías; (ii) planta de abastecimiento, donde se almacena el GLP y se efectúa su trasvase, para su posterior distribución, sin que se realice el envasado del producto en cilindros; (iii) planta envasadora, donde se almacena el GLP con la finalidad de envasarlo en cilindros o transferirlo a camiones tanques, que son un conjunto compuesto por un recipiente especial para contener GLP y la unidad móvil que lo transporta; (iv) redes de distribución de GLP, instalación que debe estar inscrita en el Registro de Hidrocarburos y que almacena GLP en tanques estacionarios para distribuirlo a consumidores finales; (v) locales de venta, instalaciones en un bien inmueble en el cual los cilindros son objeto de recepción, almacenamiento y venta al público; (vi) establecimientos de GLP a granel para consumo propio, con capacidad de almacenamiento superior a 1 m³, en los que está prohibida la venta al pública; y (vii) medios de transporte, (camión, barco, etc.), excluidos los ductos que se rigen por su propia normativa.

Los operadores de las instalaciones para GLP señaladas líneas arriba deben cumplir con los reglamentos de seguridad y especificación técnicas, así como mantener vigente una póliza de seguro de responsabilidad civil extracontractual.

Los precios del GLP se rigen por la oferta y la demanda. En el caso del transporte por ducto, la tarifa está fijada por MEM.

4.4.5.3. GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC) Y GAS NATURAL LICUEFACTADO (GNL)

La comercialización del GNL y el GNC son formas alternativas a la distribución de gas natural por red de ductos. La normativa aplicable tiene como finalidad atender a aquellos consumidores alejados de las redes de distribución de gas natural.

4.4.5.3.1. GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)

El GNC es el gas natural almacenado y transportado a altas presiones (entre 200 y 250 barros). Se ha creado un marco normativo para este producto porque es necesario comercializarlo cuando hay poblaciones retiradas de los gasoductos y la demanda de gas no justifica económicamente la construcción de uno nuevo. Frente al derecho de exclusividad del concesionario de distribución del gas natural en su zona de concesión, existe la posibilidad de comercializar el GNC, que no es gas natural, a fin de satisfacer la demanda no atendida por aquel.

La comercialización de GNC debe ser realizada por Agentes Habilitados, es decir, debidamente autorizados e inscritos en el Registro de Hidrocarburos. Los agentes Habilitados en GNC asumen todas las responsabilidades vinculadas con el desarrollo de sus actividades de operación y comercialización, frente a los consumidores directos, usuarios de GNC, autoridades competentes y cualquier tercero que pueda verse perjudicado por sus operaciones.

La comercialización incluye las siguientes actividades: (i) aprovisionamiento del gas natural, (ii) recepción y comprensión del gas natural, (iii) almacenamiento y carga en unidades fijas y móviles del gas natural ya comprimido, (GNC); (iv) transporte del GNC; y (v) descarga del GNC (en alta o baja presión) para su entrega al cliente.

El aprovisionamiento del gas natural se refiere a la contratación por el comercializador de GNC del suministro, transporte y distribución de gas, tanto de largo como de corto plazo. Estos contratos definen, primordialmente, lo relacionado con el “precio básico” del gas natural (incluyendo sus factores de ajuste), especificaciones de calidad y demás condiciones comerciales (por ejemplo, estipulaciones take or pay o deliver or pay), que sirven como parámetros del contrato de comercialización de GNC.

Existen dos tipos de clientes: (i) los usuarios que reciben el GNC en alta presión, porque cuentan con instalaciones autorizadas para recibir y descomprimir GNC (consumidores directos

de GNC); y, (ii) los usuarios que reciben el GNC en baja presión; es decir, que reciben el gas ya descomprimido (usuarios de GNC). En este último caso, el Agente Habilitado es el encargado de recibir el GNC en alta presión y descomprimirlo, para entregar el gas en baja presión.

Las responsabilidades del Agente Habilitado frente a ambos tipos de usuarios son distintas. En el caso de los consumidores directos de GNC, esta finaliza cuando el GNC es entregado en las instalaciones de descompresión del cliente. En el caso de los usuarios de GNC, el Agente Habilitado es responsable de descomprimir el GNC, por lo que responde también por la operación de las instalaciones de descompresión.

En cualquier caso, las instalaciones de descompresión deben estar autorizadas e inscritas en el registro de OSINERGMIN, ya sea a nombre del consumidor directo de GNC o del Agente Habilitado, según corresponda.

Entre los Agentes Habilitados y el consumidor final existe la figura de transportista de GNC, quien puede ser el mismo Agente Habilitado o una empresa especializada (Transportista de GNC). En los casos que un Agente Habilitado utilice vehículos de algún Transportista de GNC, el Agente Habilitado será solidariamente responsable con el Transportista de GNC. En un contrato de comercialización de GNC es posible pactar los siguientes esquemas de abastecimiento: (i) Agente Habilitado consumidor directo de GNC, donde será necesaria la inscripción del cliente en el Registro de Hidrocarburos o, (ii) Agente Habilitado usuario GNC, donde únicamente es necesaria la obtención de permisos por parte del comercializador de GNC.

4.4.5.3.2. GAS NATURAL LICUEFACTADO (GNL)

El GNL es el gas natural sujeto al procedimiento de criogenización en una planta de licuefacción, lo cual lo convierte a estado líquido. Su comercialización comprende la adquisición, recepción y licuefacción del gas natural, así como la carga, el almacenamiento, transporte y descarga (en alta o baja presión) de gas natural, a los consumidores directos o usuarios de GNL.

El gas natural debe ser tratado en instalaciones de licuefacción debidamente autorizadas. Luego de este proceso, suele ser almacenado en tanques, para su posterior carga y transporte hacia una planta donde se descarga, regasifica y entrega (en alta o baja presión) al consumidor final. La realización de cada una de las actividades antes indicadas requiere de una autorización especial. La responsabilidad de la obtención, mantenimiento y pérdida de cualquiera de estas licencias podrá ser asumida por el comercializador de GNL o el consumidor final, según el correspondiente contrato de comercialización.

La comercialización de GNL debe ser realizada por Agentes Habilitados. Cada establecimiento o unidad móvil que los Agentes Habilitados o consumidores directos de GNL utilicen en sus actividades, deberá inscribirse en el Registro de Hidrocarburos. Los Agentes Habilitados podrán abastecer a otro Agente Habilitado, consumidor directo y usuarios.

Entre los Agentes Habilitados y el consumidor final existe la figura de transportista de GNL y se pueden pactar los mismos esquemas de abastecimiento que para el GNC: Agente Habilitado usuario GNL y Agente Habilitado consumidor directo de GNL.

4.4.6. INDUSTRIA PETROQUÍMICA

La industria petroquímica es aquella que se encarga de transformar químicamente componentes del gas natural, condensados y otros hidrocarburos líquidos en productos petroquímicos básicos, intermedios y finales, con el objeto de general valor agregado.

En el Perú, se declaró de interés nacional y necesidad pública el fomento, promoción y desarrollo de la industria petroquímica, priorizando la producción de urea y fertilizantes a través de complejos petroquímicos descentralizados de la construcción de gasoductos.

Es función del MEM promover la petroquímica básica, consistente en la primera transformación del gas natural para la obtención de insumos para la petroquímica intermedia. La petroquímica intermedia es aquella que transforma Insumos de la petroquímica básica en productos finales y/o Insumos de la petroquímica final. Finalmente, la petroquímica final es la que transforma los insumos de la petroquímica intermedia en otros productos finales, destinados a bienes de consumo comercializados a granel, o insumos industriales (como plásticos).

MEM es el órgano competente para otorgar las autorizaciones, negociar y suscribir convenios para la instalación y operación de plantas de petroquímica. Para conseguir la suscripción del convenio, el interesado deberá acreditar experiencia, capacidad económica y nivel de inversión.

Como incentivo al desarrollo de la petroquímica básica e intermedia, se ha determinado que a las plantas que se establezcan en el complejo petroquímico y tengan inversiones superiores a 5 millones de dólares americanos le son aplicables los siguientes beneficios: (i) régimen tributario común, (ii) estabilidad tributaria por las rentas por dividendos o cualquier otra forma de distribución de utilidades provenientes de actividades bajo el convenio suscrito con el Estado, (iii) estabilidad tributaria con relación al Impuesto General a las Ventas, Impuesto Selectivo al Consumo e Impuesto de Promoción Municipal, (iv) deducción del Impuesto a la Renta de los gastos originados en servicios prestados desde el exterior; o parte en el exterior y parte en el país, (v) importación temporal por 2 años de cualquier bien destinado a sus actividades con suspensión de los tributos, (vi) Libre disponibilidad de los productos obtenidos incluyendo el derecho a exportarlos inafectos a todo tributo, (vii) estabilidad del régimen cambiario, y (viii) libre disponibilidad de divisas.

Actualmente, se están impulsando la construcción y desarrollo de tres complejos petroquímicos: (i) de fertilizantes, en San Juan de Marcona; (ii) de plástico, en Ilo; y, (iii) de explosivos, en Ica.

LECTURAS RECOMENDADAS

CARBAJAL NAVARRO, M.; DAMMERT LIRA A. Y MOLINELLI ARISTONDO F.:

Fundamentos técnicos y económicos del sector eléctrico peruano. Osinergmin, Lima, 2011, pgs. 1-210.

AGÜERO, A.; PETRECOLLA, D.; PIRCHIO A Y ROMERO C.: Análisis de monitoreo

de las condiciones de competencia en el sector eléctrico de Perú. Instituto de Estudios Peruanos, Informe final elaborado para Osinergmin, Lima, 2010, pgs. 1-145.

QUINTANILLA ACOSTA, E.: «Perú: Institucionalidad, regulación y desempeño del

sector electricidad a 18 años de la reforma», V Congreso Iberoamericano de regulación económica, Lima, 2010, pgs. 1-36.

Informe: BANCO MUNDIAL. Cómo responder al desafío de la infraestructura en América Latina y el Caribe. Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento, Washington D.C., 1995.

RAMOS, Eduardo.: «Imaginando una nueva industria de los hidrocarburos para el

Perú: una mirada “no convencional” y alternativa al sector», en Revista Forseti No. 4, Lima, 2015, pgs 70-96.

QUIÑONES, M. y QUIROGA, M: «Gas regulation in 35 jurisdictions worldwide».

Londres, Law Business Research Ltd, 2009, pgs. 155-160.

OSINERGMIN: Alternativas para la estrategia de desarrollo del gas en Perú.

Reflexiones para el corto y mediano plazo (2007-2014). OSINERGMIN, Lima, 2007.

PRINCIPALES DISPOSICIONES NORMATIVAS

A. NORMAS SECTOR ELÉCTRICO

Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Ley 26848, Ley Orgánica de Recursos Geotérmicos.

Ley 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico.

Ley 27345, Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía.

Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural.

Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Decreto Supremo 009-93-EM, que aprueba el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Decreto Supremo 020-97-EM, que aprueba la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Decreto Supremo 087-2002-EF, que aprueba el Reglamento de la Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, respecto a operaciones de concentración en el sector eléctrico.

Decreto Supremo 027-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transmisión Eléctrica.

Decreto Supremo 052-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Licitaciones de Suministro de Electricidad.

Decreto Supremo 027-2008-EM, que aprueba el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (COES)

Decreto Supremo 022-2009-EM, que aprueba el Reglamento de Usuarios libres de Electricidad.

Decreto Supremo 064-2010-EM, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

B. NORMAS SECTOR HIDROCARBUROS

Decreto Supremo 042-2005-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.

Ley 29163, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria Petroquímica.

Ley 29970, Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el Sur del país.

Decreto Supremo 051-93-EM, que aprueba el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos.

Decreto Supremo 043-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos.

Decreto Supremo 081-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Duetos.

Decreto Supremo 040-2008-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Duetos Decreto Supremo 057-2008-EM, que aprueba el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL.

Resolución del Consejo Directivo de Osinergmin 271-2012-OS/CD, que aprueba la Tipificación y Escala de Multas y Sanciones de Hidrocarburos de Osinergmin Decreto Supremo 030-2004-EM, aprueba Reglamento de Calificación de Empresas Petroleras.”