



# **Evaluación del marco normativo e institucional del Perú para la promoción de energía eléctrica a partir de recursos renovables**

Carlos Batlle  
Luiz Barroso  
Carlos Echevarría

**Banco  
Interamericano de  
Desarrollo**

Sector de  
Infraestructura y  
Medio Ambiente

División de Energía  
INE/ENE

**NOTA TÉCNICA**  
# IDB TN - 480

2012

# **Evaluación del marco normativo e institucional del Perú para la promoción de energía eléctrica a partir de recursos renovables**

Carlos Batlle  
Luiz Barroso  
Carlos Echevarría



**Banco Interamericano de Desarrollo**

2012

Catalogación en la fuente proporcionada por la  
Biblioteca Felipe Herrera del  
Banco Interamericano de Desarrollo

Battle, Carlos.

Evaluación del marco normativo e institucional del Perú para la promoción de energía eléctrica a partir de recursos renovables / Carlos Battle, Luiz Barroso, Carlos Echevarría.  
p. cm. (IDB Technical Note ; 480)

Incluye referencias bibliográficas.

1. Electric utilities—Law and legislation—Peru. 2. Renewable energy sources—Peru. I. Barroso, Luiz. II. Echevarría, Carlos. III. Banco Interamericano de Desarrollo. Instituciones para el Desarrollo. IV. Title. V. Series.

IDB-TN-480

<http://www.iadb.org>

Las opiniones expresadas en esta publicación son de los autores y no reflejan necesariamente los puntos de vista del Banco Interamericano de Desarrollo, de su Junta Directiva o de los países que ellos representan.

El uso comercial no autorizado de los documentos del Banco está prohibido y puede ser sancionado de acuerdo con las políticas del Banco y/o las leyes aplicables.

Copyright © 2012 Banco Interamericano de Desarrollo. Todos los derechos reservados.  
Puede reproducirse libremente para fines no comerciales.

## Resumen\*

El objetivo del presente estudio es, en primer lugar, introducir el estado actual del marco normativo e institucional vigente para la promoción de recursos energéticos renovables, tanto convencionales (RERC, es decir, grandes centrales hidráulicas), como no convencionales (RER, es decir, energía eólica, solar fotovoltaica, etc.) y, en segundo, efectuar una evaluación de su eficacia para promover el desarrollo de energía eléctrica a partir de ambos tipos de fuentes energéticas. Se analiza el actual marco normativo e institucional para la promoción de generación hidroeléctrica y el desarrollo de una planificación indicativa que estimule la inversión, planteándose ajustes que favorezcan la entrada de nueva capacidad al sistema, en particular, la construcción y puesta en operación de nuevas centrales hidroeléctricas. Adicionalmente, dada la abundancia, en el país, de recursos energéticos convencionales con potencial de aprovechamiento, se recomienda valorar la conveniencia de mantener/moderar, a corto plazo, nuevas entradas de recursos renovables no convencionales, esperando el momento propicio en que cada tecnología resulte competitiva frente a otras alternativas de generación y se recomienda invertir en el reforzamiento del sistema, para favorecer la inserción de las grandes cantidades de energía renovable no gestionables, que se prevé puedan incorporarse en el futuro. Se presenta en anexo el caso de Brasil y su sistema de planificación indicativa y se señala igualmente el caso de Colombia, como muy pertinentes al contexto peruano. Se concluye que el marco normativo e institucional actual para la promoción de RER resulta adecuado a los fines que se persiguen, superando, en determinados aspectos, la arquitectura de los esquemas de promoción de este tipo de tecnologías, imperantes en países desarrollados con mayor trayectoria de implementación.

**Clasificaciones JEL:** Q4, Q40, Q42, Q48

**Palabras clave:** recursos energéticos renovables convencionales, recursos energéticos renovables no convencionales, planificación energética indicativa, desregulación del sector eléctrico, licitaciones de potencia/energía.

---

\* Los autores reconocen y agradecen al Director General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas del Perú, Sr. Roberto Tamayo; a los especialistas de dicha Dirección General, Srs. Manuel Kiyán y Ricardo Vásquez; y a los especialistas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Sra. María del Rosario Castillo y Sr. Manuel Uribe, por sus contribuciones y aportes al desarrollo y revisión del presente trabajo.

## ÍNDICE

<b>1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS</b>	<b>3</b>
<b>2. INTEGRACIÓN ENTRE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA Y PROMOCIÓN DE RECURSOS RENOVABLES</b>	<b>4</b>
2.1. La planificación en el marco vigente	4
2.1.1. Diagnóstico	6
2.2. Aspectos conceptuales: planificación energética, mercado y expansión de la capacidad de generación	8
2.3. La importancia de la planificación en el marco vigente	12
2.4. Recomendaciones relativas a la necesidad de reglamentar la obligación de desarrollar una planificación indicativa	16
2.4.1. Coordinación institucional	19
<b>3. DESCRIPCIÓN, DIAGNÓSTICO Y PROPUESTAS DE MEJORA DEL ACTUAL MARCO REGULADOR DE LOS RECURSOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN EL PERÚ</b>	<b>20</b>
3.1. Descripción del marco vigente	20
3.2. Evaluación del marco vigente	28
3.2.1. Generación RER	28
3.2.2. Generación hidráulica	30
3.3. Recomendaciones de mejora del marco regulatorio	38
3.3.1. Mejoras en el funcionamiento del mercado de corto plazo	39
3.3.2. Redefinición de la metodología de cálculo del Precio Básico de Potencia	40
3.3.3. Mejoras de los procesos de subastas de la Ley N°28832	43
3.3.4. Coordinación entre las subastas de la Ley N°28832 y las subastas de Proinversión	44
3.3.5. Esquemas para minimizar las barreras de entrada en las subastas para la generación hidroeléctrica	45
<b>4. BARRERAS ADMINISTRATIVAS PARA EL DESARROLLO DE RERC</b>	<b>47</b>
4.1. El rol del Estado en el desarrollo hidroeléctrico: estudios de inventario	47
4.1.1. La dimensión ambiental en los estudios de inventario	49
4.1.2. Alcance de estudios de inventario	50
4.2. Desarrollo de una cartera de proyectos	53
4.3. Adjudicación de la concesión del proyecto	54
4.4. Licenciamiento ambiental	57
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE LA EVALUACIÓN</b>	<b>59</b>
5.1. Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (RERNC)	59
5.2. Recursos Energéticos Renovables Convencionales (RERC)	59
<b>6. REFERENCIAS</b>	<b>62</b>
<b>ANEXO A. PROCESO DE PLANIFICACIÓN EN BRASIL</b>	<b>63</b>

## **1. ANTECEDENTES Y OBJETIVOS**

A continuación se presentan los resultados del trabajo efectuado para la realización de la “*Consultoría para la evaluación de los procedimientos puestos en marcha por el Gobierno de Perú para promover la penetración de la generación eléctrica de origen hídrico y los recursos energéticos renovables*”, auspiciada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Los resultados del presente trabajo han sido revisados y consensuados con los técnicos del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y con especialistas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

El objetivo general del estudio es efectuar una evaluación del marco normativo y de la efectividad de los procedimientos y mecanismos puestos en marcha por el Gobierno de Perú (GdP), para incrementar la penetración de la generación de energía eléctrica de origen renovable.

En particular, el estudio está centrado en el análisis y evaluación objetiva de los esquemas de licitaciones públicas de suministro de energía de nuevas centrales hidroeléctricas, para el servicio público de electricidad, y de las subastas de suministro de electricidad con recursos energéticos renovables (RER).

El objeto específico de la presente consultoría es extraer el mayor número de conclusiones de la experiencia recogida, hasta la fecha, y aportar recomendaciones de mejora del diseño, tanto del entramado institucional, como del marco normativo y los procesos sobre los que se articula la promoción de fuentes de energía de origen renovable, en especial, de centrales hidráulicas.

El informe se articula, fundamentalmente, alrededor de tres aspectos de la regulación energética peruana, que son susceptibles de incorporar elementos que mejoren su eficiencia:

- Integración entre planificación energética y promoción de recursos renovables.
- Desarrollo y mejora del marco regulador de los recursos de generación eléctrica renovable.
- Mitigación de barreras administrativas que frenan el desarrollo de la energía hidroeléctrica.

## **2. INTEGRACIÓN ENTRE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA Y PROMOCIÓN DE RECURSOS RENOVABLES**

### **2.1. La planificación en el marco vigente**

El sistema eléctrico peruano, así como el de muchos otros países de América Latina y, en general, del mundo, ha experimentado un proceso de reestructuración y liberalización, cuyo resultado es un modelo organizado alrededor de un mecanismo de mercado, opuesto al paradigma anterior de empresas integradas verticalmente, reguladas por el Estado.

Estos procesos de liberalización y desregulación, aun siendo muy diferentes unos de otros, tienen en común los siguientes aspectos:

- La separación de las actividades del negocio eléctrico que pueden ser desarrolladas en un régimen de competencia en generación y comercialización, de aquellas otras que tienen un carácter de monopolio natural (transporte y distribución) y que, por tanto, deben estar reguladas.
- El establecimiento de un mercado mayorista, en el que los generadores actúan en régimen de competencia.
- El acceso de terceros a las redes de transporte, mediante el pago de peajes.
- La libertad de contratación y elección del suministrador, para los clientes cualificados o elegibles.

Sin embargo, y en especial en el contexto latinoamericano, los modernos procesos de desregulación del sector han cristalizado, en gran medida, en procesos de desregulación de la generación eléctrica. El objetivo de estos procesos ha sido que los diversos agentes tomen sus decisiones atendiendo a los posibles beneficios privados que puedan obtener, de acuerdo a la ley de la oferta y la demanda, de forma análoga a como ocurre con la mayor parte de los sectores económicos, en los países con sistemas de libre mercado.

De conformidad con la reforma del sector eléctrico y, en especial, de la actividad de generación llevada a cabo en los años 90, en el Perú, el papel del sector público, en principio, ha de limitarse a la regulación y supervisión sectorial. Aunque la responsabilidad respecto a la formulación y aprobación de los planes que deben guiar el desarrollo sectorial permanece entre las competencias del MEM, ésta

se reorientó como una política indicativa, eliminando cualquier carácter vinculante previo.

En el ámbito de la planificación sectorial, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832, publicada el 23 de julio del 2006), en sus Artículos 12 y 13, dispone que el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) debe planificar el *sistema de transmisión*, basándose en criterios y metodologías definidas por el MEM<sup>1</sup>. De acuerdo a lo establecido en el Artículo 21 de esta misma Ley, el MEM aprueba el Plan de Transmisión, considerando la valoración previa de Osinergmin, y establece que dicho plan tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión en transmisión, que se adopten durante su vigencia.

En el periodo 2008-2010 el GdP puso en marcha diversas iniciativas destinadas a proponer una política del sector energético, en concordancia con las políticas de desarrollo nacional, que culminaron con la publicación del DS 064-2010-EM mediante el cual se aprueba la Política Energética Nacional del Perú, con un horizonte temporal de 30 años, a partir del 2010.

En el primer semestre del presente año, 2012, el MEM, a través de la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE), presentó los resultados finales del estudio “Elaboración de una Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación”. La finalidad de este estudio, auspiciado por el BID y desarrollado por un consorcio de firmas consultoras, es apoyar la formulación de políticas sectoriales mediante la identificación de una matriz energética sostenible, objetivo que sirva de orientación o guía al desarrollo del sector energético del Perú, hasta el año 2040, contribuyendo a la adecuación del marco regulatorio y sirviendo de referente para los interesados del sector energético. Dos resultados importantes de este trabajo son la Nueva Matriz Energética Sostenible para el Perú (NUMES) y su Evaluación Ambiental Estratégica (EAE).

---

<sup>1</sup> Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM, “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”.

En este periodo, fue promulgado el DS 050-2008-EM<sup>2</sup>, que establece la necesidad de desarrollar el Plan Nacional de Energías Renovables, que debe elaborar el MEM, contemplando los objetivos para el desarrollo de cada RER. El Plan debe actualizarse cada dos años. Mediante el referido DS se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, en el que se contempla la preparación del Plan de Energías Renovables, a ser aprobado por el MEM. Asimismo, este DS contempla la convocatoria de subastas, con una periodicidad no menor de dos años, para asegurar cierto porcentaje meta de participación, en el consumo nacional, de energía eléctrica generada a partir de recursos energéticos renovables, no considerando las centrales hidroeléctricas.

### **2.1.1. Diagnóstico**

En materia de planificación, no es posible encontrar norma alguna en la que, de forma expresa, se establezca cómo debe realizarse la actividad de planificación ni el tipo y frecuencia de los estudios a desarrollar.

Sobre el particular, sólo existen disposiciones generales como, por ejemplo, el Artículo 59 de la Ley N° 27867, el Ley Orgánica De Gobiernos Regionales, que señala que los Gobiernos Regionales (GoR) deben: (i) formular, aprobar, ejecutar, evaluar, fiscalizar, dirigir, controlar y administrar los planes y políticas en materia de energía, minas e hidrocarburos de la región, en concordancia con las políticas nacionales y los planes sectoriales; (ii) promover las inversiones en el sector, con las limitaciones de Ley; (iii) fomentar y supervisar las actividades de la pequeña minería y la minería artesanal y la exploración y explotación de los recursos mineros de la región con arreglo a Ley; (iv) impulsar proyectos y obras de generación de energía y electrificación urbano rurales, así como para el aprovechamiento de hidrocarburos de la región. Asimismo, otorgar concesiones para minicentrales de generación eléctrica; (v) conducir, ejecutar, supervisar y cooperar en programas de electrificación rural regionales, en el marco del Plan Nacional de Electrificación Rural; (vi) otorgar concesiones para pequeña minería y minería artesanal de alcance regional; (vii) inventariar y evaluar los recursos mineros y el

---

<sup>2</sup> Este Reglamento ha sido actualizado mediante el DS 012-2011-EM, publicado el 23 de marzo del 2011.

potencial minero y de hidrocarburos regionales; (viii) aprobar y supervisar los Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) de su circunscripción, implementando las acciones correctivas e imponiendo las sanciones correspondientes.

Asimismo, el MEM, de acuerdo con su Reglamento de Organización y Funciones, encarga a su DGEE que elabore el Plan Energético y los planes que lo integran. Esta misma Dirección General fue la responsable de contratar y supervisar, en coordinación con el resto de la Direcciones Generales del MEM, la elaboración del estudio NUMES. Sin embargo, no existe una determinación clara sobre la frecuencia y alcance del Plan Energético Nacional y los planes sub-sectoriales a desarrollar.

Cabe mencionar, además, que se están transfiriendo, progresivamente, funciones desde el ejecutivo (Ministerios) a los Gobiernos Regionales (GoRs), en diversos frentes, aunque en la actualidad la responsabilidad relativa a la planificación energética se mantiene en el MEM.

Por otro lado, el Centro Nacional de Planeamiento Estratégico (CEPLAN) es el encargado de elaborar el Plan Estratégico de Desarrollo Nacional, articulando e integrando, entre otros, los planes de desarrollo sectorial, incluyendo el de energía, pero el ejercicio de esta labor ha enfrentado, hasta la fecha, numerosos retos que han limitado su efectividad.

El principio básico, sobre el que se ha venido sustentando el desarrollo del sector eléctrico, en el Perú, desde la reforma de los años 90, ha sido que las decisiones de inversión deben ser tomadas por los agentes privados y que el Estado solo debe de ejercer el papel de facilitador, pero no participar en la planificación de las mismas. Sólo desde el año 2006, se establece la obligación de planificar y asegurar la provisión de la transmisión eléctrica troncal. En el caso del gas natural, no existe ente que planifique el desarrollo de la red ni que coordine la operación de los gasoductos interconectados.

## **2.2. Aspectos conceptuales: planificación energética, mercado y expansión de la capacidad de generación**

Las ventajas del funcionamiento de los mercados, cuando se tienen las condiciones adecuadas, para la asignación eficiente de los recursos, son bien conocidas. Idealmente, los precios que se forman en los mercados son la guía que conduce la actividad económica, asignando eficientemente los recursos. Para ello, sin embargo, es tan imprescindible como poco común, que la estructura del sector sea la correcta y que el mecanismo de mercado y los agentes que en él participan puedan operar sin interferencias.

Dicho esto, de naturaleza general, las características del sector eléctrico resultan especiales y, concretamente, las del subsector de generación tienen ciertas particularidades que es necesario considerar. Las complejidades propias del mercado de producción eléctrica hacen que el marco regulatorio que respalde dicha actividad haya de establecerse de una forma cuidadosa. Elementos definatorios de estas particularidades son, por un lado, que las unidades físicas de generación requieren de costes de inversión muy relevantes y, por otro, que la demanda de electricidad, a corto plazo, es muy inelástica. Estos elementos determinan que, en un sistema óptimamente configurado, hayan de convivir tecnologías de generación muy diferentes y que se requieran mecanismos regulatorios y de mercado de gran sofisticación.

### ***Los límites del mecanismo de mercado***

Los mercados tienen dificultades para tomar en consideración los acontecimientos futuros inciertos, tales como la disponibilidad, a largo plazo, de los recursos energéticos, las externalidades, así como las implicaciones de la diversificación de sus fuentes de energía, para el nivel de dependencia energética de la región considerada. Los precios de corto plazo de la energía no incorporan estos factores y, en muchos casos, no permiten la recuperación de los costes reales totales de las diferentes tecnologías.

Debido a estas dificultades, los mercados de la energía difícilmente pueden promover el desarrollo de nuevos proyectos de generación, al ritmo requerido en países con un fuerte crecimiento de la demanda y, en muchos casos, el mecanismo de precios, por sí mismo, puede no garantizar el mix óptimo de generación. Por ejemplo, el importante impacto ambiental de los sistemas de energía eléctrica requiere un tratamiento regulatorio específico, ya que el mercado no es capaz de tratar adecuadamente este aspecto, mientras los costes medioambientales no estén incluidos en el precio de la electricidad. Como consecuencia de estas limitantes y riesgos, en muchos casos, el desarrollo de hidroeléctricas ha resultado inferior al que correspondería.

Los diferentes marcos regulatorios deben, por lo tanto, adoptar medidas correctoras del mercado, entre otras destinadas a la promoción de determinadas tecnologías de producción, a través de mecanismos normativos específicos. Al tiempo, es necesario aportar y complementar al mercado con cierta visión de desarrollo sectorial de largo plazo, de modo que, mientras se minimiza la interferencia con la eficiencia de los mecanismos de asignación de los mercados, los agentes del mercado reciban señales adicionales para orientarlos en la dirección adecuada.

### ***El papel de la planificación indicativa***

La evaluación estratégica del suministro de electricidad, en el Perú, requiere de un análisis integral de largo plazo, considerado en un contexto mundial de energía. Este análisis debería tener en cuenta la disponibilidad actual y la previsible evolución de las tecnologías de generación y sus consecuencias ambientales y económicas, las implicaciones de la actual liberalización de los mercados energéticos, las restricciones ambientales, la capacidad de la demanda para responder y para mejorar la eficiencia energética, consideraciones geopolíticas, las consecuencias de las diferentes estrategias de seguridad del suministro, la capacidad y oportunidad de las interconexiones, el precio de la electricidad y la competitividad de las industrias y servicios.

Como se ha argumentado a lo largo del informe, el mercado no ofrece, por sí mismo, una respuesta adecuada a las limitaciones que se han detectado en el modelo energético. Es necesario definir, de alguna manera, los siguientes elementos adicionales:

- Los criterios básicos que debe cumplir un modelo energético sostenible en el futuro.
- Una especificación de los objetivos a conseguir, tales como la eficiencia energética, la penetración de las energías renovables o los requisitos mínimos de diversificación de fuentes de energía primaria.
- La definición de los instrumentos normativos que hagan que todo esto sea posible, reduciendo al mínimo la interferencia con el funcionamiento de los mercados energéticos.
- Ofrecer señales estratégicas para inversionistas.

La planificación surge como una alternativa para ofrecer esta visión de largo plazo. En el caso de la generación, donde existen mecanismos de mercado para atraer nueva generación, es recomendable que la planificación no sea vinculante -es decir, debiera ser indicativa- y que ofrezca referencias para que el mercado contribuya al desarrollo sectorial. Esta planificación debería servir para que el Estado efectúe una adecuada supervisión de la capacidad del mercado para garantizar el suministro de la demanda.

La planificación indicativa debería ir mucho más allá de los planes de infraestructura de red, que reciben como datos externos las estimaciones de crecimiento de la demanda y las inversiones previstas de nueva generación. La planificación energética indicativa debe proporcionar una visión integral considerando la perspectiva de todas las partes interesadas, las limitaciones que han de respetarse, los objetivos que deben cumplirse y los incentivos para lograr ambas cosas. Esta planificación indicativa no debe restringir la libertad de instalación de los inversores de electricidad, que continuarían operando en un entorno de libre mercado. Sin embargo, la planificación indicativa ha de proporcionar las condiciones marco que deben ser conocidas por todos los agentes que pueden verse afectados, y establecer:

- Los objetivos de penetración de las energías renovables y los regímenes de incentivo correspondientes.
- Las posibilidades reales para la integración de fuentes de energía no gestionable respetando un nivel predeterminado de fiabilidad, lo que puede ser modificado dinámicamente, a medida que se vayan desarrollando mecanismos más flexibles para la generación y la respuesta de la demanda.
- El nivel de eficiencia energética que se pretende alcanzar y los objetivos de ahorro, así como la forma de alcanzarlos.
- El margen de reserva requerido para el suministro de la demanda de electricidad.
- El desarrollo de infraestructuras de gas y de electricidad, incluyendo las interconexiones.
- Las estrategias para el cumplimiento de los compromisos internacionales.
- La coordinación de todos estos instrumentos para lograr los objetivos previstos al costo más reducido posible.
- Una estimación de los costes adicionales y sus implicaciones para la demanda y la competitividad.

La planificación indicativa debería ir mucho más allá de un análisis prospectivo de la oferta y demanda de energía. En lugar de estimar lo que podría suceder, debe contemplarse lo que debería suceder para lograr un modelo energético sostenible. Por lo tanto, el objetivo no es llevar a cabo un análisis para encontrar lo que podría suceder, sino efectuar un estudio, desde un enfoque integral, para identificar lo que tiene que pasar para alcanzar el futuro deseable. Las implicaciones, sin embargo, deben ser inmediatas, debido a los largos períodos de maduración de las inversiones en energía y la gran inercia del sector.

### ***Compatibilización de planificación indicativa y mercado: el mecanismo de Subasta***

Una vez que la planificación indicativa ha proporcionado la visión a largo plazo, que se requiere para la definición de políticas energéticas adecuadas, ésta tiene que compatibilizarse con las condiciones de los mercados energéticos existentes.

La planificación debe ser utilizada para ofrecer al mercado nuevas opciones de inversión y, al mismo tiempo, recurrir a los mercados debe ser la piedra angular del desarrollo sectorial. En este sentido, el mecanismo de subastas es un excelente esquema de mercado, para cumplir los objetivos establecidos en la planificación.

### **2.3. La importancia de la planificación en el marco vigente**

Los objetivos principales de un plan de expansión en un mercado liberalizado son: suministrar informaciones al gobierno y a los inversionistas y servir como referencia para las acciones de los agentes reguladores, como instrumento que contribuye al funcionamiento eficiente del mercado. En lo que respecta a los recursos renovables, la existencia de un plan es aún más importante para el desarrollo de la energía renovable convencional (hidroeléctrica), pues permite definir las alternativas de generación que pueden ser ofrecidas para la promoción del sector privado.

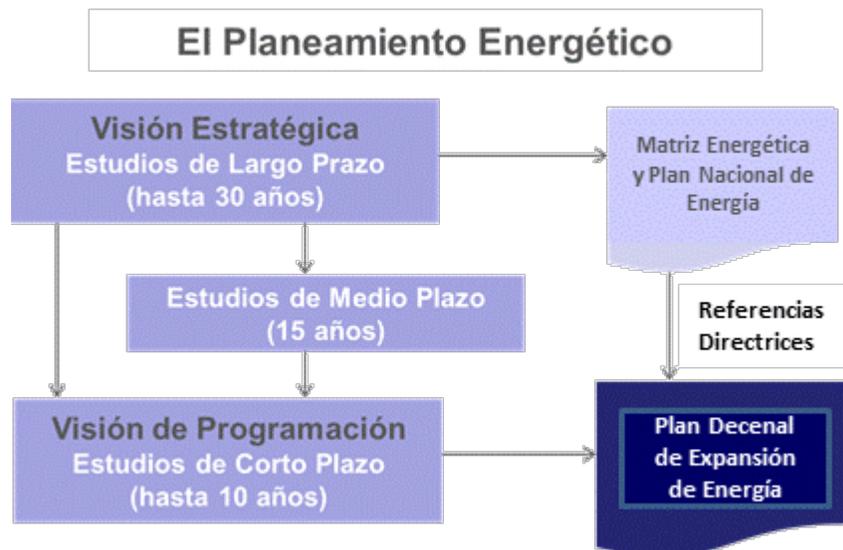
La integración de la planificación de generación de energía eléctrica y de la transmisión, y la planificación estratégica del gas natural, son elementos clave para mejorar el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y alcanzar una matriz energética sostenible. La planificación provee información valiosa para el diseño estratégico de las subastas de energía, especialmente en los casos donde es deseable la promoción de proyectos hidroeléctricos. La planificación del sector también puede proveer una base para definir una estrategia sólida de acuerdos de comercialización de energía/integración regional, para evaluar la repartición óptima de energía desde la perspectiva del país y para definir una matriz energética sólida, en términos económicos y ambientales. Cualquier esfuerzo por fortalecer la planificación energética debe adaptarse a las necesidades del país, identificar claramente las responsabilidades institucionales y asignar los recursos apropiados.

El grado de incertidumbre de la información de base disponible, a efectos de la planificación, determina su alcance y su horizonte temporal, diferenciándose entre informaciones estratégicas (horizonte de largo plazo), tácitas (de mediano plazo) e informaciones ya conocidas (de corto plazo). Los estudios de planificación energética y de generación, usualmente se dividen en dos tipos de estudio:

- (i) Estudios estratégicos de largo plazo (horizonte mínimo de 20 años), cuyo objeto es delinear la política energética del país, valorando las distintas opciones de desarrollo energético, desde un punto de vista integral.
- (ii) Estudios estratégicos de medio plazo (horizonte de quince años) y/o de corto plazo (horizonte de hasta diez años), cuyo objetivo es establecer un cronograma referencial (indicativo) de entrada en operación de infraestructuras (tanto de generación, como de transmisión, idealmente de electricidad y gas natural), que minimice los costos de inversión y operación y que, al mismo tiempo, permita la consecución de los objetivos de fiabilidad y calidad del servicio.

Las prioridades de desarrollo energético, resultado del estudio (i), se emplean como insumo base para la preparación del estudio (ii). El gráfico 1 muestra el proceso.

**Gráfico 1. El planeamiento energético**



*Fuente:* Elaboración propia.

En Perú, hasta la fecha se han desarrollado, básicamente, dos ejercicios articulados de planificación energética: el plan vinculante de transmisión y el estudio “Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica (NUMES), como Instrumento de Planificación”. Si bien, en cierta medida, la planificación de la

transmisión puede condicionar el desarrollo de las nuevas inversiones en generación, no aparecen requisitos formales que impliquen la realización de estudios de planificación integrada del sistema de generación de electricidad. El estudio NUMES es un instrumento de planificación energética estratégica de largo plazo, que cubre el objetivo planteado en el estudio (i), mencionado anteriormente, y cuya función no es definir alternativas y proyectos concretos hidroeléctricos para un horizonte de implementación inmediata.

Por lo tanto, salvo casos puntuales, en el sector energía de Perú no existe un esquema de planificación formal y ordenada. El modelo de planificación vigente en Perú no contempla la elaboración de estudios estratégicos de medio plazo y/o de corto plazo que incluyan la indicación de los proyectos hidroeléctricos que se pueden desarrollar, la implementación de las metas de ERNC, la determinación del mix de generación hacia el futuro, etcétera.

### **Recuadro 1. El caso de Brasil, Chile y Colombia**

En Chile, la Comisión Nacional de Energía (CNE)<sup>3</sup>, tiene la obligación, cada cuatro años, de coordinar un estudio de expansión del Sistema de Transmisión Troncal, formado por el Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado Norte Grande (SING). Estos estudios de expansión, que alcanzan un horizonte de hasta diez años, deben producir, para cada escenario de expansión de la generación y líneas de interconexión, un plan de expansión que minimice el costo total, incluyendo inversión, operación y falla, sujeto a las restricciones de las instalaciones existentes y en construcción, los proyectos decididos y las normas de calidad y seguridad establecidas. Para el desarrollo de los estudios, se contratan consultores y/o instituciones especializadas, con quienes se establece un conjunto de obligaciones y responsabilidades respecto a los resultados del trabajo y se requiere que todos sus cálculos y resultados sean reproducibles y verificables.

En Brasil, las tareas de planificación corren a cargo de la compañía estatal Empresa de Pesquisa Energética (EPE)<sup>4</sup> que publica, respecto del sector eléctrico, informes resultado de estudios estratégicos de largo plazo (horizonte de veinticinco años) y de mediano plazo (horizonte decenal). Los estudios de largo plazo, publicados cada cinco años, buscan delinear la política energética con base en las opciones de desarrollo energético del país, es decir, se analizan las principales alternativas, en un contexto globalizado, donde se busca definir cuáles serán las opciones de proyecto más atractivas para el futuro. En cuanto a los estudios de horizonte decenal, actualizados anualmente, el objetivo es distinto, puesto que lo que se persigue es establecer el cronograma de entrada en operación de instalaciones de generación y transmisión para los próximos diez años, que minimice los costos de inversión y operación y, al mismo tiempo, permita alcanzar los niveles de confiabilidad y calidad requeridos. Los estudios de expansión se realizan por separado, es decir, se define un plan de expansión para la generación y otro para la transmisión, considerando los resultados del primero.

Los estudios de expansión de la generación consideran el sistema brasileño subdividido en, al menos, cuatro grandes sub-sistemas, interconectados a través de líneas de transmisión. En estos estudios, el objetivo es definir un plan de expansión para la generación y las líneas de interconexión con un nivel de optimización económica y riesgo preestablecido. Delineado el plan de expansión de la generación, considerando, también, la expansión de las líneas troncales de interconexión entre los subsistemas, se realizan estudios para determinar la expansión del sistema de transmisión y, para esto, se analizan las necesidades de refuerzos de las redes eléctricas, con base en estudios de flujo de potencia y análisis de contingencias. Asimismo, considerando la red expandida, también se efectúan estudios adicionales para verificar las condiciones de suministro en puntos específicos del sistema, la integración de los proyectos de generación más importantes, el desempeño dinámico y los niveles de corto circuito en las subestaciones. El Anexo A presenta la metodología del esquema brasileño en detalle. Un mecanismo similar al brasileño se emplea en Colombia, donde una institución estatal específica, la Unidad de Planificación Minero Energética (UPME)<sup>5</sup>, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, conduce un proceso de planificación similar con plazos parecidos.

Comparando las metodologías aplicadas en Chile, Colombia y Brasil, se identifican numerosas analogías y diferencias. Brasil donde existe, con un esquema similar al colombiano, una empresa estatal formalmente designada y cualificada para la ejecución de las actividades relacionadas a estudios de expansión del sistema eléctrico. Tanto en Colombia como en Brasil, el cronograma de expansión del sistema de generación es indicativo. Sin embargo, la expansión del sistema de transporte, la red eléctrica) es vinculante, es decir, se implementa el cronograma de expansión para el sistema de transmisión como resultado de los estudios de expansión de la generación.

<sup>3</sup> <http://www.cne.cl/>

<sup>4</sup> <http://www.epe.gov.br/Paginas/default.aspx>

<sup>5</sup> <http://www1.upme.gov.co/>

#### **2.4. Recomendaciones relativas a la necesidad de reglamentar la obligación de desarrollar una planificación indicativa**

El marco normativo debería contemplar explícitamente la necesidad de que el Gobierno del Perú (GdP) desarrolle, de forma periódica y con la participación de actores e interesados, determinados estudios de planificación energética integrada, en los que:

- Se valore cuál ha sido la evolución del sector energético desde la fecha en la que se desarrollaron los estudios previos, para verificar la efectividad del marco normativo vigente en la consecución de los objetivos establecidos.
- Se determinen las líneas maestras del desarrollo futuro óptimo del sector energético, estableciendo las bases y objetivos sobre los cuales deba definirse y orientarse el marco normativo y enviando las señales necesarias para orientar los procesos de decisión de los agentes privados involucrados en el sector, en la dirección determinada en los estudios de planificación.

Estos estudios deben cubrir los horizontes de corto, mediano y largo plazo en los sub-sectores de electricidad y gas natural. El ejercicio realizado a través del estudio de NUMES, referido anteriormente, cubre de forma satisfactoria los requerimientos de un estudio estratégico (largo plazo). Se debe seguir realizando este estudio, u otro con un alcance estratégico similar, con una periodicidad no mayor de cinco años, un ciclo temporal en el que se pueden producir cambios en algunos lineamientos y variables estratégicas que influyan en los resultados del estudio estratégico de largo plazo.

En el ámbito de la planificación energética, además del estudio estratégico de largo plazo, se recomienda la producción de un estudio de planificación indicativa energética integrada de mediano plazo (horizonte de 10 años), inexistente, a la fecha de hoy, en el Perú.

No obstante, de acuerdo con el Reglamento de Organización y Funciones del MEM, la Dirección General de Eficiencia Energética (DGEE) debe formular el Plan Energético y los planes que lo soportan y complementan, aunque, a la fecha, no existe una determinación clara del alcance que deben tener dichos planes ni su

frecuencia de revisión. Pese a esta circunstancia, la DGEE, con el apoyo del BID, está trabajando en la elaboración del Plan Energético Nacional y los planes subsectoriales de electricidad; biocombustibles e hidrocarburos, energías renovables y eficiencia energética, habiéndose constituido, para afrontar dicho trabajo, un equipo multidisciplinar, conformado por especialistas del MEM, pertenecientes a las diversas Direcciones Generales del ministerio, Osinergmin, las diversas empresas públicas del sector energía (Electroperú, Petroperú, Perupetro), CEPLAN, COES, y un grupo de consultores, especialistas en la materia.

Estos estudios deberían realizarse con una periodicidad no menor de un año y no mayor de tres y con la metodología sugerida en el cuadro posterior “propuesta de metodología de planificación”. La razón para esta periodicidad se basa en el hecho de que, por un lado, a lo largo de un año puede aparecer nueva información que afecte las decisiones de planificación-programación para el plazo de diez años y, por otro, tres años es el periodo medio de construcción de una central termoeléctrica típica, por lo que la periodicidad de la elaboración y revisión de un estudio de planificación indicativa no debería superar el ciclo de una nueva inversión en la tecnología de generación más extendida.

El encargado de preparar los estudios debería ser el MEM, que podría apoyarse en la contratación, mediante una licitación competitiva, de firmas, y/o consultores individuales, de reconocido prestigio internacional, con experiencia en el país.

Los estudios deberían realizarse en dos fases. En primer lugar, el ministerio tendría que completar una primera versión, que habría de exponer a consulta pública. Una vez recogidas las opiniones y propuestas de los agentes interesados, el ministerio debería responderlas y publicar el documento definitivo, tras considerar los comentarios y sugerencias recibidos.

## **Recuadro 2. Propuesta de metodología de planificación**

El plan de expansión debe tener como objetivo la minimización, entre otros, de los siguientes conceptos de costos: costos de inversión en infraestructura de producción de energía y de transporte de gas natural, costos operativos asociados al uso de combustible por parte de la generación térmica, costos de pérdidas en las redes de transporte de gas y electricidad y costos asociados a la falta de calidad del abastecimiento, por insuficiente capacidad instalada de generación y/o por indisponibilidad del parque de generación y/o de las redes de transporte eléctrico. Para determinar el Plan, se debería disponer de información suficiente y confiable para:

- Proyectar la demanda de gas de uso no eléctrico y de electricidad dentro del horizonte de planificación para la totalidad del país y su desagregación por regiones.
- Caracterizar los proyectos de generación y de transporte de gas y electricidad, cuya ejecución ya está decidida.
- Definir una lista de proyectos candidatos, de generación, especificando: características técnicas (potencia, eficiencia, etc.), localización, costos de inversión, interrelación con otros proyectos de generación y tiempo requerido para la construcción y/o fecha más temprana en la cual podría estar operativo.
- Determinar una lista de proyectos candidatos de transporte de electricidad y gas, especificando características técnicas, puntos de vinculación con las redes de transporte existentes, costos de inversión, tiempo requerido para la construcción, etc.

Para elaborar el Plan, se debe disponer de la mejor información, al objeto de estimar:

- Costos de impacto ambiental de los proyectos, tanto local, como global, cuantificando y valorando las emisiones de Gases de Efecto invernadero -GEI- asociadas a su puesta en operación.
- Precios y disponibilidad de combustible en cada región del país.
- Costos implícitos de los estándares de confiabilidad definidos por el MEM.
- Tasa de descuento a ser utilizada a efectos de comparar costos incurridos en diferentes momentos del tiempo, dentro del horizonte de planificación.

Con estos datos se ejecutan modelos de optimización u otro procedimiento y se obtienen los siguientes resultados:

- Proyectos candidatos de generación y de transporte de gas y electricidad que permitan minimizar el costo total en que incurre el sistema para el abastecimiento de la demanda de gas y electricidad.
- Fecha óptima para su entrada en operación.
- Costos totales de inversión y el plan de desembolso resultante.
- Costos incurridos en combustible y pérdidas.
- La calidad del suministro eléctrico resultante, en cada región del país.
- Costos marginales futuros.

Los resultados de este plan se plantean como indicativos, no vinculantes, y se facilitan al mercado, como referencia. La coordinación del plan y su proceso de aprobación corresponderían al MEM. Debería facilitarse la participación de interesados en el proceso, a través de consultas y/o audiencias públicas.

#### **2.4.1. Coordinación institucional**

El MEM debe actuar como articulador y coordinador del resto de las instituciones que, en alguna medida, han de intervenir en el proceso de planificación energética (Osinermin, Ministerio del Ambiente -MINAM-, Gobiernos Regionales -GoRs- y locales, COES, etc.), facilitando, además, la participación de los diferentes agentes del mercado eléctrico y de la sociedad civil.

Los GoRs tienen transferidas numerosas funciones relevantes para el desarrollo sectorial (aprobación de ciertos permisos ambientales, etc.) por lo que el rol de cada GoR debiera ser: (i) definir las zonas susceptibles de desarrollo de emprendimientos energéticos y (ii) proveer las estimaciones de demanda de acuerdo con sus proyectos de desarrollo regional. El MEM debería centralizar estos requerimientos y definir otros proyectos de carácter nacional que involucran a más de un GoR. A partir de esta información, el MEM elaboraría el planeamiento correspondiente y procedería, posteriormente, a efectuar los estudios ambientales y el proceso de consulta previa de los proyectos que resulten de interés, en coordinación con el Ministerio del Ambiente (MINAM). Osinermin y COES habrían de facilitar apoyos consultivos, en el proceso de elaboración de los planes, a través de sus especialistas en las diversas materias. El CEPLAN habría de contribuir para garantizar la articulación del plan de desarrollo del sector energético con el resto de planes de desarrollo sectoriales y sub-nacionales.

### **3. DESCRIPCIÓN, DIAGNÓSTICO Y PROPUESTAS DE MEJORA DEL ACTUAL MARCO REGULADOR DE LOS RECURSOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE EN EL PERÚ**

#### **3.1. Descripción del marco vigente**

La regulación vigente en el Perú otorga un tratamiento regulatorio diferenciado a las plantas de generación hidráulica de más de 20MW (en adelante Recursos Energéticos Renovables Convencionales -RERC-) y al resto de fuentes de energía de origen renovable no convencional (en adelante Recursos Energéticos Renovables No Convencionales -RER), incluidas las plantas hidroeléctricas con potencia igual o menor de 20MW.

#### ***Generación RER***

El Decreto Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (Decreto Legislativo N°1002, publicado el 2 de mayo del 2008), en su exposición de motivos, declara “necesario dictar incentivos para promover la inversión en la generación de electricidad con el uso de fuentes de energía renovable “y “entiende como Recursos Energéticos Renovables (RER) los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa los 20MW”.

Esta norma con rango de ley establece un régimen especial, que reconoce el derecho a percibir un “cargo por prima” para complementar el ingreso percibido en el mercado de corto plazo. El DS 012-2010-EM especifica que la prima es el “monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias determinadas por el COES”. Las primas asignadas a cada proyecto, diferenciadas por categorías y grupos, según las características de las distintas RER, resultan de un proceso de subasta conducido por Osinergmin.

Un aspecto fundamental es que dichas tarifas establecidas para los RER se recaudan de los consumidores “como aportes de los usuarios a través de recargos

en el peaje por conexión”. Los resultados de los procesos convocados hasta la fecha se muestran en el cuadro 1.

**Cuadro 1. Resultados de las subastas generación RER**

Proceso por DL 1002	Resultados			
	2010		2011	
	MW	US\$/MWh	MW	US\$/MWh
<b>Hidroeléctrica</b>	180,71	59,95	101,98	53,21
<b>Eólica</b>	142	80,36	90	69
<b>Solar fotovoltaica</b>	80	221,09	16	119,9
<b>Biomasa y Biogás</b>	28,9	58,75	2	99,99

*Fuente:* Elaboración propia.

Hasta la fecha han entrado en operación diversas centrales hidroeléctricas y de biomasa que vienen recibiendo, de manera mensual, desde 2011, la compensación del cargo por prima (cargo que, como se ha señalado, se incorpora en el peaje por transmisión), conforme al procedimiento establecido para estos fines por Osinergmin.

### ***Recursos energéticos renovables convencionales (RERC)***

Las plantas de generación hidráulica de más de 20MW, de acuerdo con la regulación vigente, una vez obtenidas las necesarias concesiones y permisos, pueden incorporarse al sistema mediante tres cauces alternativos:

#### *Mercado de corto plazo y precio básico de la potencia*

En primer lugar, aunque se trate de una vía de nula aplicación práctica, un proyecto hidráulico podría incorporarse al mercado peruano aprovechando el régimen de libre acceso de terceros a la red, contemplado en la legislación. Sobre el papel, la recuperación de la inversión de una instalación que optara por esta vía se basaría en la suma de la percepción del costo marginal horario, calculado en el mercado de corto plazo (que teóricamente podría materializarse a través de la contratación del suministro con una distribuidora o un cliente libre) y la percepción del pago por capacidad, definido anualmente por Osinergmin.

El Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE<sup>6</sup>), en su artículo 126°, detalla cómo se calcula el “Precio Básico de Potencia”. Este pago es calculado de forma administrativa, basándose en la inversión anualizada y en los costos de O&M de una unidad de generación de punta, de una “capacidad adecuada en relación con el tamaño del sistema y los requerimientos de reserva” (en la regulación esta cantidad se denomina “precio básico de potencia”). El ente regulador determina, anualmente, las características principales de dicha unidad estándar de punta. La unidad pico de referencia actual es una turbina de gas de ciclo abierto.

El precio básico de la potencia sirve de referencia para la creación de una bolsa de remuneración adicional, que tiene por objeto establecer un incentivo para que se instale una cantidad suficiente y, al tiempo, para que los generadores traten de maximizar su contribución a la punta del sistema. El precio lo calcula Osinergmin con el objeto pretendido de cubrir toda la demanda de punta del sistema, más un margen de reserva.

En cuanto a la forma de sufragar este pago, en principio, los usuarios regulados pagan en función de su consumo medio en el momento de mayor demanda mensual, mientras que los usuarios libres pueden negociar con su suministrador la cantidad que satisfacen.

*Subastas de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832, publicada el 23 de julio de 2006)*

En segundo lugar, la Ley N° 28832 estableció el esquema básico del sistema de subasta para el suministro de energía eléctrica para usuarios regulados. Estas subastas tienen las siguientes características principales:

- La demanda esperada de los usuarios regulados debe ser totalmente contratada por los distribuidores, dado que no se contempla que el suministro de estos clientes pueda adquirirse en el Mercado de Corto Plazo.

---

<sup>6</sup> Aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25 de febrero de 1993. Ley de Concesiones Eléctricas, aprobada mediante Decreto Ley N° 25844, publicado el 5 de diciembre de 1992.

- Los distribuidores gestionan sus propias subastas de forma descentralizada, si bien, una vez que una distribuidora convoca, de forma pública, una subasta, el resto pueden adherirse si así lo desean.
- Las subastas para la cobertura del suministro de usuarios regulados, convocadas por los distribuidores, deben celebrarse con una anticipación mínima de tres años.
- Con el objeto de cubrir las desviaciones que puedan producirse en la previsión de la demanda, un 10% de la demanda total de los usuarios regulados puede licitarse con una anticipación menor.
- El distribuidor recibe una remuneración adicional, si convoca una licitación con una antelación superior a tres años. Dicho cargo será directamente proporcional al número de años de anticipación de la convocatoria y no podrá ser superior al tres por ciento (3%) del precio de energía resultante de la licitación. Esto no promueve, en el distribuidor, la búsqueda del menor precio al conducir la licitación.
- Los contratos con plazos inferiores a cinco años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los usuarios regulados del distribuidor.
- Las instalaciones de generación existentes y las nuevas compiten en el mismo proceso.
- Los contratos se definen de acuerdo a un perfil estándar de generación, si bien sólo se oferta por el precio de la energía consumida, puesto que el precio de potencia del contrato es igual al precio regulado por Osinergmin y vigente al momento de la convocatoria a licitación.
- Se establece como un requisito de participación en la subasta que la planta cuente con concesión definitiva, lo que conlleva que, entre otros requisitos, deba disponer de los permisos medioambientales y arqueológicos necesarios para su construcción y puesta en funcionamiento.
- El regulador establece un precio límite para cada subasta, por encima del cual no se acepta ninguna oferta. El regulador puede modificar el precio límite, después de cada convocatoria de subasta declarada desierta.

En octubre de 2008, el MEM aprobó los reglamentos generales de las subastas de suministro (DS 052-2007-EM) y, en diciembre de 2008, Osinergmin aprobó los Procedimientos para las Licitaciones de Largo Plazo (Resolución 688-2008-OS/CD), bajo la Ley N° 28832 y las reglas de las subastas del MEM.

Posteriormente, en sucesivos Decretos Legislativos (N° 1041 y 1058), se establecieron reglas adicionales orientadas a la promoción de la generación de energía hidroeléctrica:

- Extensión, a 20 años, del período inicial contractual máximo para las ofertas adjudicatarias de las subastas, establecido inicialmente en 10 años, en la Ley N° 28832.
- Introducción de un “factor de descuento” en el precio ofrecido por la generación hidroeléctrica que participe en las subastas de suministro. El MEM establece el descuento aplicable para cada subasta. En el Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad se establecen los criterios que deben regir para determinar estos factores de descuento: “(i) El precio monómico a nivel de generación vigente; (ii) Los costos eficientes de inversión, la tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la LCE, un periodo de operación comercial de treinta (30) años, así como los costos de operación y mantenimiento; y (iii) El factor de descuento no debe ser mayor a uno”.
- Depreciación acelerada en cinco años del coste de capital de las inversiones en energía hidroeléctrica.

El cuadro 2 presenta la energía nueva contratada en las subastas organizadas bajo la Ley N° 28832, comparando hidroeléctricas y termoeléctricas nuevas e incluyendo el precio de oferta equivalente monómico.

**Cuadro 2. Energía nueva contratada en las subastas de la Ley N° 28832**

	Central	Tecnología	Cantidad contratada [MW]	Precio [US\$/MWh]
2009	C.H. Quitaraca	Hidroeléctrica	111,8	60,30
	CC Termochilca	Térmica	184,3	51,54
	TV del CC Kallpa	Térmica	280	
2010	CC Fénix	Térmica	260	51,86
2011	C.H. Cerro del Águila	Hidroeléctrica	202	56,05

*Fuente:* Elaboración propia.

En el cuadro se muestran las cantidades contratadas en la subasta. En el caso de las térmicas, prácticamente toda la capacidad de las plantas fue contratada, mientras que en el caso de las hidráulicas esta cantidad ha sido menor (por ejemplo, la capacidad total de la Central de Cerro del Águila es de 402MW, habiéndose contratado 202MW). Se observa que en el proceso se ha contratado más capacidad termoeléctrica nueva y a un precio menor que el de las hidroeléctricas.

#### *Las subastas de Proinversión*

La Agencia de Promoción de la Inversión Privada, Proinversión, promueve la incorporación de la inversión privada en servicios y obras públicas de infraestructura, así como en activos, proyectos y empresas del Estado. Sus principales actividades se han centrado en la concesión de infraestructuras de transporte, como rutas, puertos y aeropuertos y actividades reguladas por contratos. En el sector energético, además de las licitaciones citadas a continuación, ha licitado líneas eléctricas de transmisión y reserva fría. Los contratos que Proinversión firma, como resultado de los procesos de licitación, tienen la garantía del Estado y rango de ley.

Proinversión ha efectuado dos subastas de energía hidroeléctrica, con objeto de promover el desarrollo de proyectos hidroeléctricos. La primera, efectuada en el año 2009, en el marco de su propia normatividad (Decreto Supremo N° 059-96-

PCM), y la segunda, realizada en el año 2010, bajo el Decreto de Urgencia N° 032-2010. Ambas a solicitud del MEM.

A continuación se listan algunos de los aspectos singulares de las subastas de Proinversión que las distinguen de las subastas emanadas de la Ley N° 28832:

- Las subastas son exclusivas para nuevos proyectos hidroeléctricos.
- No se establece como requisito de participación que la planta cuente con los permisos medioambientales y arqueológicos necesarios para su construcción y puesta en funcionamiento.
- Existe cierta indefinición con respecto a quiénes son las contrapartes de los contratos resultantes de las subastas. En este caso, tras un primer Decreto Supremo, que obligaba a las distribuidoras del Estado a ser la contraparte, el comprador de la energía, en la segunda subasta, fue la empresa pública de electricidad Electroperú.
- Los contratos firmados por Electroperú como resultado de la segunda subasta convocada por Proinversión, obligan a la empresa pública a pagar con factor de carga de 70%, cuando el perfil estándar de los contratos de compra de energía de las distribuidoras públicas, receptores potenciales de la energía adquirida por Electroperú, tienen un factor de carga de 65%. El precio unitario a pagar por Electroperú es, por tanto, mayor al de las ofertas adjudicadas como resultado de la subasta, puesto que Electroperú se verá obligada a pagar por la energía que no consuman las distribuidoras.
- El contrato de Proinversión incluye una penalización, en caso de que las plantas hidroeléctricas produzcan menos energía que la comprometida en su contrato. En la práctica esta penalidad es poco probable que se aplique, porque las centrales adjudicatarias contrataron un máximo del 80% de su potencia nominal;
- Mientras que en las subastas de la Ley N° 28832 se define una metodología clara de asignación de los costos de la energía a la tarifa, a la fecha del análisis, está pendiente de determinación la metodología de asignación de la tarifa de los costos de la subasta convocada por Proinversión, en 2010.

El cuadro 3 presenta la energía nueva contratada en las dos subastas organizadas por Proinversión. Se presenta la lista de centrales hidroeléctricas adjudicatarias, la potencia contratada, el precio de oferta equivalente monómico en US\$/MWh y el precio de oferta corregido para un factor de carga del 70%. Se observa que las subastas de Proinversión tuvieron éxito en su objetivo de contratar generación hidroeléctrica. Posteriormente, se analiza si son eficaces como mecanismos para la contratación de nuevas centrales hidroeléctricas.

### Cuadro 3. Resultados subastas Proinversión

	Hidroeléctrica	Potencia contratada [MW]	Oferta [US\$/MWh]	Oferta corregida por el factor de carga [US\$/MWh]
2009	Cheves	109	60,47	----
2010	Púcara	60	61,73	65,50
	Chaglla	284	58,60	62,13
	Cerro del Águila	200	64,09	68,05

*Fuente:* Elaboración propia.

A continuación se valoran las distintas alternativas.

## 3.2. Evaluación del marco vigente

### 3.2.1. Generación RER

El enfoque consistente en plantear la determinación de la prima para la generación renovable, mediante un proceso de subasta de productos diseñados a medida, para las diferentes tecnologías, se considera adecuado, superior, desde numerosos puntos de vista, a un mecanismo de primas o de certificados verdes (Barroso y Batlle, 2011; Batlle, Pérez-Arriaga y Zambrano-Barragán, 2011), y está en línea con la regulación más avanzada que se está imponiendo en un buen número de países. Por ejemplo, Brasil adquirió, desde 2010, alrededor de 8.000MW de generación eólica a precios promedio de US\$70/MWh, a través de subastas específicas de renovables.

La cuestión que habría que dilucidar es la conveniencia y oportunidad, para un país como Perú, con abundancia de recursos energéticos convencionales con potencial de aprovechamiento, de realizar un mayor esfuerzo inversor en aquellas tecnologías de generación cuyo coste es todavía superior al de las tecnologías convencionales, sobre todo si se consideran todos los costes, es decir, los que induce la necesidad de reforzar la red, por ejemplo, para permitir estabilizar la tensión, para incrementar las necesidades de reservas de regulación, etc. A diferencia de los Estados Miembros de la Unión Europea o, incluso, de forma más general, de países incluidos en el Anexo I del Protocolo de Kioto, el Gobierno

peruano no está sometido a compromisos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), que le obliguen a la inclusión, a corto plazo, de estos tipos de energía en la matriz de generación.

De hecho, el DL 1002 formula, en sí mismo, un compromiso autoimpuesto por el Gobierno del Perú de que el 5% del consumo nacional de electricidad tenga como origen RERNC, excluyendo las centrales hidroeléctricas de hasta 20 MW. Por otro lado, como es sabido, la matriz de generación del Perú se basa, fundamentalmente, en energía hidráulica y gas natural. Esto determina que la contribución del sector de producción de energía eléctrica a las emisiones de CO<sub>2</sub>eq, a nivel nacional, resulte muy limitada, representando sólo un 2,56% del total de emisiones del país, conforme al Inventario Nacional de GEI correspondiente al año 2000<sup>7</sup>.

El objeto primordial de los compromisos de incorporación de los RERNC adoptados por diversas economías y de los subsidios que emanan de los mismos, es la reducción del coste de estas tecnologías, de forma que, en un futuro deseablemente no muy lejano, se reduzca la dependencia de los combustibles fósiles, localizados en un número limitado de países, y se logre frenar el progresivo calentamiento global. Si se considera la evolución observada de las curvas de aprendizaje, en los últimos años, es de esperar que gracias a la fuerte inversión realizada especialmente en la Unión Europea y, en menor medida, en los Estados Unidos, en unos pocos años el coste de estas tecnologías disminuya considerablemente, hasta el punto de resultar competitivas, sin necesidad de subsidio ni régimen especial alguno.

La generación RERNC que se espera que se incorpore al sistema eléctrico peruano, como resultado de las subastas realizadas, hasta la fecha, puede jugar un papel importante para permitir a todos los agentes involucrados en el sistema, en especial el operador del sistema de transmisión, incrementar su conocimiento y experiencia en el manejo de estas tecnologías y sobre los retos a enfrentar, en un futuro escenario, con abundante generación no gestionable y distribuida. Pero, tras el

---

<sup>7</sup> Véase “Segunda Comunicación Nacional del Perú a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático”. <http://www.minam.gob.pe/dmdocuments/SCNCC-MINAM.pdf>

esfuerzo realizado en costear estas inversiones, dado el contexto peruano, habría de valorarse la conveniencia de mantener/moderar, a corto plazo, las nuevas entradas de RERNC, esperando el momento propicio en que cada tecnología resulte competitiva frente a otras alternativas de generación y preparando el sistema eléctrico, con las inversiones que se requieran, para la inserción de las grandes cantidades de energía renovable no gestionables, que se prevé que se incorporen en el futuro.

En ese sentido, los RERC, en especial la generación hidráulica con embalse, jugarán, en este futuro contexto, un papel clave, puesto que aportarán una flexibilidad que resultará imprescindible cuando se produzca la esperada entrada masiva de generación no gestionable, principalmente eólica y solar fotovoltaica.

Estas tecnologías de generación se caracterizan por ser no gestionables, es decir, intermitentes. Esta intermitencia comprende dos elementos distinguibles: variabilidad no controlable e impredecibilidad parcial. Esta variabilidad no controlable implica que la probabilidad de que una planta individual no este disponible cuando sea necesario es significativamente mayor que en el caso de una central convencional. Dado que la variabilidad de estas tecnologías RERNC se produce en plazos cortos de tiempo, habitualmente no mayores de una semana, disponer de capacidad de regulación de embalse constituye un factor clave en la reducción de los costes de la penetración de RERNC (Pérez-Arriaga y Batlle, 2012).

### **3.2.2. Generación hidráulica**

Se revisan a continuación los mencionados tres cauces alternativos a través de los cuales los RERC pueden incorporarse al sistema, destacando las principales oportunidades de mejora detectadas, lo que permitirá posteriormente plantear una serie de recomendaciones.

#### ***Mercado de corto plazo***

En primer lugar, las dos décadas de experiencia acumulada de funcionamiento de los mercados mayoristas en el mundo han permitido reunir un gran consenso acerca de la escasa eficiencia de los precios del mercado de corto plazo, como señal válida para la correcta expansión de la capacidad (Rodilla y Batlle, 2010). Este no

es un problema privativo del caso peruano. Mercados eléctricos más evolucionados, en los que la intervención del regulador es mucho menor, permitiendo la interacción de generación y demanda, han implantado (por ejemplo, New England) o están en este momento planteándose la necesidad de implantar un esquema de mercado de capacidad, a través de subastas de largo plazo (por ejemplo, Reino Unido).

Sin embargo, este es un problema especialmente acusado en mercados en los que, como el peruano:

- El precio de corto plazo del mercado está basado en el costo marginal, determinado en base a costos auditados, lo que descarta, por tanto, que el precio represente el coste de oportunidad de la energía, señal necesaria para atraer la inversión adecuada al sistema.
- La gran mayoría de la demanda está sujeta a precios regulados y, por tanto, no participa en el mercado, trasladando el verdadero valor que tiene el suministro.
- La separación entre las actividades de comercialización regulada, desarrollada por los distribuidores, y la generación es insuficiente, sino inexistente.

Estas circunstancias determinan que, en el momento presente, el mercado de corto plazo diste mucho de generar las señales correctas de operación e inversión.

*Distorsión del precio del mercado de corto plazo por la regulación del precio del gas natural*

Como se detalla en el informe “El Desarrollo Hidroeléctrico en el Perú”, auspiciado por el Banco Mundial, el precio del gas natural de Camisea, para la generación de energía eléctrica, uno de los más bajos de la región, introduce una distorsión que afecta críticamente a la eficiencia del mecanismo de mercado, que rige la operación del sistema eléctrico y que debe servir como generador de señales para su correcta expansión. El hecho de que el coste del gas resulte significativamente menor a su valor, determinado por el precio al que se puede vender ese gas en el mercado internacional, en cada momento, conlleva un despacho ineficiente del sistema, dado que se produce, con gas natural, una cantidad de energía mayor de la que sería óptima. Adicionalmente, constituye una seria barrera para el desarrollo de la generación hidroeléctrica y, en general, de todas

aquellas tecnologías que pudieran competir con el gas natural, como es el caso de las RER.

***Limitaciones detectadas en la metodología de cálculo del pago de la potencia***

El “Precio Básico de la Potencia” se determina, por un lado, de forma administrativa y, por otro, se modifica de forma anual. Se puede considerar como probado que un cálculo administrativo de este pago sólo puede conducir a resultados ineficientes. No existe un valor único de la potencia. Cada planta de generación tiene el suyo, en el que hay que tomar en consideración infinidad de parámetros, no comunes al resto de alternativas que en un momento dado podrían entrar en el sistema. Así pues, la determinación administrativa de este pago sólo puede conducir a dos resultados inadecuados: si el pago es insuficiente, no se producirá la entrada de instalación alguna, mientras que, en el caso contrario, puede suponer la entrada de una cantidad excesiva e innecesaria.

Por otra parte, recalcular anualmente este pago va en contra del objetivo presuntamente perseguido, que no es otro que dar señales estables a la inversión, lo que minimiza la eficiencia de la medida. Más adelante, se plantea la urgente necesidad de reformar el art. 126 del Reglamento de la LCE, para que Osinergmin determine el valor de este pago a través de una subasta, esquema similar al seguido en Colombia y en los Estados Unidos, por ejemplo, y que se garantice que este pago se mantendrá inalterado para los adjudicatarios de la subasta, al menos para las nuevas inversiones, durante un periodo de, al menos, quince años.

Por otro lado, el actual diseño metodológico de asignación de los pagos de potencia no incentiva como debiera la disponibilidad y firmeza de los generadores del sistema, en los momentos de escasez. Los generadores perciben un ingreso calculado con periodicidad mensual. Por tanto, si se produce un periodo de escasez, la única penalización que recibe un generador que está indisponible, en ese periodo, es la pérdida de ese monto mensual, lo que, en todo caso, supone un incentivo irrelevante.

Finalmente, como se apuntaba con anterioridad, el pago de la potencia se recauda de forma asimétrica entre usuarios regulados y libres, dado que estos

últimos pueden negociar con su suministrador un pago de menor cuantía. Esto da pie a que se produzca un subsidio cruzado de los primeros en favor de los segundos. El pago se supone que está enfocado a incentivar un margen de reserva saludable, del que se benefician todos los usuarios, no sólo los regulados, por lo que todos deberían pagar lo mismo. La excepción podrían ser aquellos consumidores, como se recomendará más adelante, cuyo suministro pudiese cortarse de forma selectiva, en situaciones en las que hubiera escasez de generación en el sistema. Los consumidores que aceptasen que el operador del sistema les interrumpiese el servicio ante dicha eventualidad, podrían estar exentos del pago de la potencia.

### ***Subastas de la Ley N° 28832***

El actual marco definido por la Ley N° 28832, en su actual estado de desarrollo y teniendo en cuenta las características que definen el funcionamiento del mercado de corto plazo, hace francamente complicado que pueda constituirse en un vehículo adecuado para permitir la entrada de nuevas plantas de generación, sobre todo hidráulicas.

Las subastas emanadas de la Ley N° 28832 tenían como objetivo avanzar en esta dirección, facilitando la entrada de nueva generación en el sistema y, en particular, los sucesivos Decretos Legislativos N° 1041 y 1058, antes mencionados, trataban de servir de apoyo especial para la entrada de grandes proyectos de generación hidráulica. Sin embargo, el diseño de estas subastas presenta una serie de deficiencias, que mitigan significativamente su eficiencia como mecanismo propulsor de la entrada de nueva generación y en especial de RERC.

En el ámbito de la regulación de los sistemas eléctricos, en los que la generación se estructura alrededor de un mecanismo de mercado, se pueden distinguir dos tipos de licitaciones para garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios regulados:

- Las destinadas a facilitar la entrada de nueva generación en el sistema (Licitación para Garantizar Inversión en Generación, en adelante LGIG, denominadas “*capacity auctions*”, en la terminología anglosajona).

- Las diseñadas para establecer y estabilizar el valor de las tarifas de energía de los usuarios regulados (Licitaciones para el Cálculo de la Tarifa de Energía, LCTE, “*default service auctions*”).

Resulta de vital importancia no confundir ambas herramientas, dado que están claramente concebidas para lograr objetivos distintos y, por tanto, su diseño debería ser necesariamente diferente. En ese sentido, los parámetros de diseño esenciales para reflejar esa distinción son:

- *Periodo de carencia*: es el plazo que media desde la celebración de la subasta hasta el instante en que comienza, para sus adjudicatarios, el compromiso de suministro. Una LGIG debe contemplar un periodo de carencia largo, mayor que el plazo necesario para instalar una planta. En el caso de las LCTE, si se toma como hipótesis que la regulación cuenta con LGIG para resolver el problema de la capacidad, no se hace necesario que los periodos de carencia sean significativos, porque las LCTE deberían tener un horizonte temporal de corto plazo y orientarse a la contratación de energía de las unidades de generación existentes, que no la necesitan.
- *Duración*: en el caso de las LGIG, resulta obvio que la duración del contrato que se ofrece en la subasta debe ser suficiente para reducir la incertidumbre vinculada a la recuperación de los costes de financiación del proyecto. Por poner un ejemplo, la duración de los contratos en las LGIC debe ser compatible con la duración del servicio de la deuda. Sin embargo, en el caso de las LCTE es recomendable que la duración del contrato no sea demasiado larga, para evitar desacoplar la señal de precio, para los usuarios regulados, de los costes marginales de corto plazo de generación.
- *Contrapartes*: visto desde el punto de vista de la parte compradora, en el caso de las LGIG, dado que los beneficiarios de estas medidas son todos los consumidores del sistema, regulados y libres, el coste podría distribuirse entre todos los consumidores del sistema vía las tarifas de acceso a las redes. Sin embargo, en el caso de que, conforme a la normativa en vigor, dichas subastas sean convocadas solamente por una/s distribuidora/s, el coste solo sería asumido por los usuarios regulados, resultando un subsidio cruzado de

estos en favor de los usuarios libres. Por el contrario, las LCTE tan sólo fijan un precio de la energía que a futuro consumirán los usuarios que en ella participan, lo que sólo afecta a los sujetos convocantes.

- *Economía de escala en la compra*: para el desarrollo de grandes proyectos de generación, cuya rentabilidad se sustenta en sus economías de escala, el proceso de compra, en una subasta, se debe hacer de forma centralizada, agregando, en la medida de lo posible, el mayor número de compradores.
- *Productos estandarizados*: idealmente, los productos negociados en una subasta deben ser lo más estandarizados posibles, buscando minimizar costos de transacción.

La mayor limitación del marco legal de subastas peruano (Ley N° 28832) estriba en su falta de diferenciación entre los dos tipos de licitaciones antes mencionados, lo que dificulta la entrada de nueva generación:

- Un periodo de carencia largo es una condición necesaria para atraer nuevos generadores, pero no suficiente: la Ley N° 28832 no impide que los generadores existentes acudan a estas licitaciones, lo que necesariamente conlleva a que se produzca una situación de desigualdad competitiva entre existentes y nuevos, que, en la mayoría de las ocasiones, beneficia a los primeros. La conclusión, por tanto, es que las LGIG deberían estar destinadas exclusivamente a nuevas inversiones que aporten capacidad (por ejemplo, energía firme, al sistema). No implica que deba descartarse que las plantas de generación existentes no puedan percibir el precio emanado de la subasta.
- El periodo de carencia de los contratos debe ser suficientemente largo sólo en el caso de las LGIG [Artículo 5. Incisos 5.1 y 5.2]. Además, la experiencia internacional parece indicar que, salvo en el caso de centrales de gas de ciclo abierto, en sistemas con limitadas restricciones medioambientales y un suministro prácticamente asegurado de gas, tres años es un plazo insuficiente.
- Un periodo de carencia largo sólo tiene sentido para los nuevos generadores: la Ley posibilita a los distribuidores licitar hasta el 100% de la demanda de

los usuarios regulados, con al menos tres años de anticipación. Esta regla puede resultar excesiva y probablemente contraproducente. Dado que anualmente la nueva generación necesaria no debe cubrir un porcentaje superior al 10-20% del total de la demanda de los usuarios regulados, no presenta ventaja alguna que se impida a los distribuidores licitar con antelación menor a tres años una parte tan importante de su demanda, porque esta debería ser necesariamente cubierta con generadores existentes.

- La duración de los contratos debe ser suficientemente extensa sólo en el caso de las LGIG, pero no necesariamente en las LCTE [Inciso 4.4]. El inciso 4.4 obliga a que los Precios Firmes que el regulador desea que se incorporen a las tarifas de los usuarios regulados estén en una buena proporción calculados sobre la base de señales de muy largo plazo<sup>8</sup>. Es aconsejable dotar de estabilidad a los Precios Firmes, pero, al tiempo, es importante evitar que los consumidores sean insensibles a los precios (costes marginales) de la energía. Si lo que se pretende con la regla expresada en el inciso 4.4 es que los nuevos generadores puedan tener acceso a contratos de suficiente duración, sería necesario definir de forma clara las dos categorías de licitaciones, e imponer que la duración de los contratos de la LGIG, a las que sólo pueden acudir nuevas plantas, deba ser suficiente.

Además, el hecho de que las Subastas de la Ley N° 28832 sean procesos enteramente descentralizados, organizados por cada distribuidora, y no estandarizados dificulta la entrada de nueva capacidad hidroeléctrica, ya que impide crear economías de escala para la contratación de nueva generación de gran envergadura.

#### *Mecanismos adicionales de apoyo a la generación hidráulica*

Los mecanismos adicionales introducidos en Decretos Legislativos (N° 1041 y 1058), orientados a la promoción de la generación de energía hidroeléctrica en las subastas de la Ley N° 28832, han probado resultar inocuos, en particular en lo que se refiere al “factor de descuento”. Tal y como se ha señalado anteriormente, el problema de

---

<sup>8</sup> Ley N° 28832, art. 4. “(...) Los contratos con plazos inferiores a cinco (5) años no podrán cubrir requerimientos mayores al veinticinco por ciento (25%) de la demanda total de los Usuarios Regulados del Distribuidor.”

la actual regulación tiene razones fundamentalmente estructurales, que difícilmente se pueden solventar mediante la adición de normas dirigidas a resolver situaciones coyunturales.

En todo caso, el factor de descuento podría entenderse como el sobrecoste, con respecto a la mejor alternativa de generación basada en combustibles fósiles, que el regulador está dispuesto a soportar, para incluir energía hidráulica en el sistema. Sería, en todo caso, más eficiente que dicho factor no se hiciera público y que, una vez conocidas las ofertas, el regulador pudiera tomar la determinación de aplicarlo si fuese necesario. De lo contrario, puede darse el caso, tal vez no probable por las razones previamente argumentadas, de que el factor de descuento se aplicase a una oferta de generación hidráulica que, en cualquier caso, hubiera resultado adjudicataria de la subasta.

### ***Las subastas de Proinversión***

Un análisis del esquema de las subastas de Proinversión hace patente que las limitaciones de diseño de las subastas de la Ley N° 28832, anteriormente descritos, no escapan a los ojos del legislador: las subastas de Proinversión se enfocan exclusivamente en energía nueva, con un periodo de carencia mayor, de forma centralizada y vinculadas a un contrato de una duración significativa. Por tanto, en ese sentido, las subastas de Proinversión contienen aspectos claramente positivos que las orientan en la dirección correcta. Sin embargo, cabe preguntarse por qué, en vez de optar por esta opción al margen del marco regulador general del sector eléctrico, no se abordaron los necesarios cambios en el diseño derivado de la Ley N° 28832.

La existencia de estas subastas resultan en una competencia con las subastas de la Ley N° 28832 y la coexistencia de dos mecanismos competitivos para subastar contratos de energía no contribuye a facilitar la entrada de nuevos inversores. Además, una buena práctica regulatoria, que este diseño paralelo no respeta, es que el diseño de la subasta corra a cargo de una institución, como sería el caso del regulador, por ejemplo, pero que, luego, no administre los contratos.

Finalmente, las subastas de Proinversión tienen aspectos esenciales aún no definidos, como el esquema de la asignación de sus costos a los consumidores. En

Mayo de 2012, el MEM expidió el DS 010-2012-EM que indica que el cálculo de los Precios de Generación para Usuarios Regulados incluye los precios de los contratos de suministro de electricidad de largo plazo que son trasladados a los Usuarios Regulados, ya sea que resulten de Licitaciones llevadas a cabo por los Distribuidores o de Licitaciones encargadas por el MEM a Proinversión. Este DS aún no aclara como se va a trasladar, a las tarifas, el coste de la energía contratada en las subastas ya realizadas por Proinversión.

Con el fin de evitar el subsidio cruzado, previamente mencionado, estos costes deberían ser sufragados por todos los consumidores a través del peaje de acceso. La razón de que estos costes sean sufragados por todos los consumidores se fundamenta en el hecho de que la capacidad nueva instalada beneficia por igual a todo el sistema, por lo que de asumir sólo los usuarios regulados el costo de estas inversiones, se estaría beneficiando, es decir, subsidiando, a los usuarios libres. Sin embargo, de acuerdo con la regulación vigente, precisamente por haberse estructurado al margen del cauce de la Ley N° 28832, no parece obvio que esto pueda hacerse así.

### **3.3. Recomendaciones de mejora del marco regulatorio**

Se plantean a continuación una serie de recomendaciones enfocadas a mejorar el marco regulatorio en el Perú. Estas propuestas buscan incrementar la eficiencia del modelo que regula la entrada de producción en el sistema, en su conjunto, cubriendo por tanto el abanico de potenciales tecnologías de generación de forma indiscriminada y, al tiempo, tratan de abordar el problema particular de las instalaciones de generación hidráulica.

La discusión se centra en cinco puntos que se consideran principales:

- Mejoras del funcionamiento del mercado de corto plazo.
- Redefinición de la metodología de cálculo del Precio Básico de Potencia.
- Mejoras de los procesos de subastas de la Ley N° 28832 para promover nueva generación.
- Coordinación entre las subastas de la Ley N° 28832 y las subastas de Proinversión.

- Esquemas para minimizar las barreras de entrada para la generación hidroeléctrica en las subastas.

### **3.3.1. Mejoras en el funcionamiento del mercado de corto plazo**

En la misma línea de lo ya expresado en otros estudios, por ejemplo, en el informe “El Desarrollo Hidroeléctrico en el Perú”, auspiciado por el Banco Mundial, en el que se analiza el desafío de la energía hidroeléctrica, específicamente en el contexto económico y energético del país, el precio del gas, para el segmento de producción de electricidad que habría de trasladarse a las ofertas del mercado, debería ser el que se corresponde con el precio en el mercado internacional, es decir, su costo de oportunidad, es decir, aquel precio al cual se podría, por ejemplo, exportar.

Si bien es cierto que la explotación de otros yacimientos de propiedad privada puede contribuir a mitigar el problema, éstos, en principio, trasladarán el verdadero valor de mercado del gas, por lo que no acometer esta reforma supone asumir un importante coste para el conjunto del sistema eléctrico, tanto por la pérdida de eficiencia del despacho resultante de la optimización realizada por el COES, como por la alteración de las correctas señales que deben orientar las decisiones de inversión.

La defensa de esta medida, como mecanismo de protección para los consumidores, para evitar la subida del costo marginal y, por tanto, del precio de barra que se derivaría de trasladar el verdadero precio del gas, se basa en una visión cortoplacista y plantea un serio problema, dado que, si bien es cierto que se reducen los pagos de los consumidores, en el medio y largo plazo éstos terminan asumiendo un coste mayor, derivado de las pérdidas de eficiencia mencionadas.

En todo caso, la flexibilidad de la normatividad puede permitir reequilibrar, entre productores y consumidores, la asignación de las rentas adicionales que se derivarían de la adecuada consideración del verdadero coste de oportunidad del gas, bien mediante cargos directos a los generadores, mediante, por ejemplo, las tarifas de red o algún tipo de impuesto directo. El único aspecto que debería garantizarse sería que estos cargos no dependieran de la producción de las centrales, esto es, en

función de la potencia, no de la energía, para evitar, de nuevo, afectar a la señal marginal.

### **3.3.2. Redefinición de la metodología de cálculo del Precio Básico de Potencia**

En la sección de diagnóstico anterior, se planteaban las limitaciones identificadas en el diseño actual de la metodología de cálculo del Precio Básico de Potencia y se destacaban, en particular, dos aspectos fundamentales: el cálculo administrativo del monto y la periodicidad anual de este.

Estos problemas ya han sido detectados y corregidos en otros sistemas eléctricos, mediante el diseño de procesos de subasta que tienen como objeto no sólo determinar el monto idóneo para la nueva generación, sino dar garantías, a los adjudicatarios de la subasta, de que la remuneración resultante se mantendrá por un número suficiente de años. El caso Colombiano es, junto con el ejemplo del mercado de Nueva Inglaterra, en los Estados Unidos, el caso de referencia actualmente en el mundo. Por citar algunos otros ejemplos, el mercado italiano acaba de aprobar una reforma en esta línea y el británico está, en este momento, también abordando, en la misma dirección, una reforma de su modelo de mercado.

Es importante resaltar que de plantearse esta alternativa, debería tenerse en cuenta que el caso peruano necesitaría un desarrollo específico, ya que ninguno de los dos diseños mencionados sería directamente trasladable al caso peruano. El modelo debería diseñarse considerando con precaución las diferencias existentes entre la estructura del mix de generación y el diseño regulatorio propio del mercado peruano y el de los mercados previamente mencionados. A destacar, por ejemplo, dos aspectos significativos:

- El mercado eléctrico peruano se distingue de los mercados en los que este mecanismo ha sido aplicado con anterioridad (por ejemplo, Colombia y Nueva Inglaterra), como un mercado de costes auditados, en el que los generadores no ofertan su energía diariamente.

Esto es especialmente relevante en el caso de las plantas hidráulicas con embalse. El hecho de que la gestión de los embalses corresponda al operador del mercado

y no a los agentes simplifica el diseño del producto (contrato que debería vincularse al pago de potencia que se subastaría.

- El mecanismo debería convivir con las licitaciones de energía que emanan de la Ley N° 28832. En ese sentido, se podría resolver la actual ambigüedad del diseño vigente, destinando las licitaciones al correcto diseño de la tarifa de los clientes regulados (véase el apartado siguiente) y orientando la subasta del pago por capacidad a proporcionar las señales correctas para la inversión en nueva generación.

Como más adelante se explicita con más detalle, esta alternativa constituye, adicionalmente, una de las soluciones óptimas para resolver el problema detectado para la entrada de los RERC.

Otro aspecto especialmente relevante, adicional al hecho de que este pago de la potencia se convierta en el verdadero vehículo para atraer nueva generación al sistema, es que evita, además, el subsidio cruzado, que ahora supone que los costos derivados de las licitaciones de la Ley N° 28832 se asignen sólo a los usuarios regulados.

Esta alternativa debería también tener en cuenta que el coste derivado del precio de la potencia debería asignarse al peaje de red que pagan todos los consumidores, salvo en el caso de aquellos consumos que, en un escenario de escasez, pudieran eximirse y expresaran su voluntad de no honrar dicho pago, bajo la condición de que el operador del sistema tuviera la posibilidad de cortarles el suministro, en caso de falta de capacidad de generación disponible.

#### *Alternativa: subastas de contratos de suministro de precio monómico*

La mejor alternativa para atraer nueva generación al sistema implicaría modificar la metodología de determinación del Precio Básico de Potencia, sustituyendo el esquema administrativo actual por una subasta. En este esquema, el generador obtiene una remuneración base a través del precio de la potencia licitado, destinado a la recuperación de sus costes de capital, recurriendo al mercado de corto plazo o de contratos, que pueden ser adjudicados a través de licitaciones, para complementar cualquier renta adicional que requiera. Esto hace que el costo marginal de corto

plazo tenga un relativo grado de importancia para el sistema, en la medida que ofrece señales económicas para complementar ingresos de generadores y/o sirve como base para establecer precios de contratos de energía, que a su vez pueden ser firmados por los generadores, siendo importantes instrumentos para la modulación de su flujo de caja. Otra alternativa que puede concebirse consiste en redefinir el esquema de subasta de Perú hacia una subasta de precios monómicos, en cuyo caso se puede separar totalmente el concepto de reserva, a la cual sólo se le reconocería un Precio Básico de la Potencia.

En este caso, el criterio de selección de adjudicatarios, en el proceso de licitación, se basaría en un precio único de energía (US\$/MWh) por contrato, que incorpore el Precio Básico de Potencia y el pago por energía. Este esquema es el adoptado en Brasil, un país con restricciones de suministro de energía, donde no existe un Precio Básico de Potencia y donde los precios de corto plazo, en el mercado mayorista, son dominados por la producción hidroeléctrica y poseen una fuerte volatilidad de mediano y largo plazo. El 75% de los 120.000 MW de capacidad instalada en Brasil y más del 90% del suministro de la demanda provienen de generación hidroeléctrica. Esta dependencia de la generación hidroeléctrica determina que el mercado eléctrico brasileño haya estado sometido a periodos de alta volatilidad de precios debido a la estacionalidad del recurso hídrico. Las licitaciones de contratos, en Brasil, tienen como criterio de selección el precio de energía monómico ofrecido por el postor. Como este precio recupera todos los costos del generador, el precio de corto plazo tiene un rol marginal, siendo utilizado solamente para la liquidación financiera de diferencias entre la cantidad producida y la contratada.

Básicamente, la opción de subastar contratos monómicos puros elimina del generador cualquier necesidad de observar el precio de corto plazo como señal para decisiones de comercialización, sobre todo para recuperar sus ingresos. En ese sentido, esta puede ser una buena solución para países donde este precio tenga, de hecho, una fuerte volatilidad y resulte poco confiable como información de base para la toma de decisiones de comercialización y eficiencia económica.

En Perú la situación es diferente. Inicialmente, el precio de corto plazo no está tan correlacionado con la generación hidroeléctrica como en Brasil y es menos volátil. Además, en Perú este precio tiene una dependencia significativa del precio del gas y ofrece mucho más “información” para decisiones de comercialización y eficiencia económica que en el caso brasileño. Finalmente, Perú es un país que posee más restricciones de suministro de punta que Brasil, lo que introduce mayores dificultades en el diseño del producto a licitarse a través de un precio monómico.

Por estas razones, en concordancia con las principales experiencias implantadas en mercados más próximos a la realidad peruana, se recomienda la opción de subastar el Precio Básico de Potencia, de forma que se mantenga la señal de corto plazo del mercado mayorista peruano como un mecanismo para incrementar la eficiencia económica de corto y medio plazo.

### **3.3.3. Mejoras de los procesos de subastas de la Ley N°28832**

La eliminación de las barreras detectadas para la entrada de nueva generación hidroeléctrica requiere de un impulso decidido que evite la situación de desventaja de los nuevos generadores frente a los existentes, que abra el mercado peruano a nuevos inversores y permita, al regulador, aprovechar economías de escala.

En primer lugar, independientemente del resto de detalles de diseño, el proceso de compra debería realizarse de forma centralizada a iniciativa de Osinergmin, que habría de determinar, de forma coordinada con el MEM o el organismo encargado de realizar la planificación, cuánto, cada cuánto, cómo y por cuánto plazo debería contratarse.

- Que sean las instituciones responsables de la regulación las encargadas de tomar este tipo de decisiones, se justifica por el hecho de que son ellas las que ostentan la responsabilidad de representar a los consumidores regulados. Estos son los que asumen los riesgos de decisiones equivocadas, y no las distribuidoras, que se limitan a trasladar a los consumidores los precios resultantes de las contrataciones en las subastas.

- Que las licitaciones se realicen de forma centralizada, como se ha apuntado en secciones previas, no sólo garantiza la optimización de economías de escala, sino también el trato equitativo entre las distintas distribuidoras.

Una vez mejorado el procedimiento de determinación del precio de la potencia, ya no sería imprescindible que los contratos de suministro de las licitaciones tuvieran duraciones especialmente largas, lo que evitaría comprometer el precio del mercado eléctrico por un largo periodo de tiempo.

Tampoco sería necesario implementar incentivos, remuneración adicional, para que las distribuidoras convoquen licitaciones con una antelación mayor de tres años. Adicionalmente, dejaría de ser un problema que los costes derivados de las licitaciones se asignen exclusivamente a los usuarios regulados, dado que el verdadero vehículo de atracción de nueva generación serían las subastas destinadas a determinar el precio básico de la potencia que debería percibir cada generador.

Se recomienda que se analicen en detalle dichos cambios, encaminados a eliminar barreras de entrada de nueva generación para el suministro del mercado regulado, incrementando, con ello, el nivel competitivo de la oferta de suministro en el mercado peruano.

#### **3.3.4. Coordinación entre las subastas de la Ley N° 28832 y las subastas de Proinversión**

Si se desarrollan las reformas descritas hasta este punto, dejaría de ser necesario que Proinversión condujese procesos de subastas, al margen de la regulación específica del sector eléctrico (Ley N° 28832).

En resumen, las líneas sobre las que se fundamenta la propuesta de modificación del marco normativo siguen los principios que vienen imponiéndose en otros países, enfocando los esfuerzos de respaldo a la inversión en nueva generación, en el pago de la potencia y recurriendo a las subastas de la Ley N° 28832 para garantizar la cobertura de la demanda y cierta estabilidad del precio del suministro para los usuarios regulados.

### **3.3.5. Esquemas para minimizar las barreras de entrada en las subastas para la generación hidroeléctrica**

Como ya ha sido discutido en este informe, el actual marco regulatorio del mercado de generación peruano y, en particular, el actual estado de desarrollo del mecanismo de subastas, emanado de la Ley N° 28832, presenta una serie de limitaciones que dificultan en general la entrada de nueva generación, y en especial de generación hidroeléctrica. Entre las limitaciones existentes, en el actual sistema de subastas, se encuentra: la dificultad de comparar, de forma objetiva, los costos y riesgos de las centrales térmicas y las hidroeléctricas; un plazo de anticipación en la contratación de tres años, que no es compatible con la naturaleza de los proyectos hidroeléctricos y el desafío de establecer primas o descuentos que no introduzcan distorsiones económicas.

En este contexto, tal y como se ha descrito con antelación, la solución consistiría en reformar el actual marco regulatorio que rige el mercado de electricidad en el Perú, e implementar subastas para determinar el Precio Básico de Potencia, cuyas reglas se diseñen de forma adecuada para permitir la entrada de RERC. De entre las varias alternativas disponibles, pueden apuntarse dos:

- Establecer la posibilidad de subastar este pago por capacidad por tecnologías, de tal suerte que se pudiera predeterminar la cantidad de generación hidroeléctrica que se considerase procedente atraer al sistema.
- Diseñar las reglas de la subasta de tal forma que sea posible la entrada de RERC. Por poner dos ejemplos:
  - Definir el periodo de carencia y el plazo para el cual se garantiza que el pago resultante de la subasta permanece inalterado, de forma específica para las distintas tecnologías, significativamente más largos, ambos, para el caso de los RERC. Esta solución fue implantada en las licitaciones del cargo por confiabilidad en Colombia. La centrales hidráulicas, a diferencia del resto, pueden contar con un periodo de carencia de hasta siete (7) años y con contratos por encima de veinte años de duración.

- Definir las reglas del cálculo de la potencia firme reconocida a las distintas tecnologías, en la subasta del precio básico de potencia, es decir, la cantidad que se les permite ofertar y, por tanto, de acuerdo a la cual se les remunera por este concepto de forma discriminada, favoreciendo, en su cálculo, a los RERC.

Esta discriminación en favor de la hidráulica, bien a través de una subasta del pago de la potencia, por cuotas de nueva tecnología, o favoreciendo la estimación de su potencia firme, se puede perfectamente justificar por el hecho de que, en el escenario futuro, en el que se espera una relevante contribución de tecnologías de generación no gestionable, es decir, eólicas y solares, la contribución de la hidráulica con embalse será decisiva para reducir los costes que estas nuevas tecnologías pueden inducir en el despacho económico del sistema de generación (Pérez-Arriaga y Batlle, 2012).

#### **4. BARRERAS ADMINISTRATIVAS PARA EL DESARROLLO DE RERC**

El objetivo de esta sección es presentar recomendaciones para mitigar el impacto que la complejidad de la obtención de los permisos administrativos está suponiendo para el esperado desarrollo de la generación hidroeléctrica en el Perú. El análisis efectuado se centra en los cinco temas siguientes, considerados como principales:

- El rol del Estado en el desarrollo hidroeléctrico: estudios de inventario.
- Incorporación de la dimensión ambiental a los estudios de inventario.
- Desarrollo de una cartera de proyectos hidroeléctricos.
- Adjudicación de la concesión de proyectos hidroeléctricos.
- Licenciamiento ambiental.

##### **4.1. El rol del Estado en el desarrollo hidroeléctrico: estudios de inventario**

Al contrario que en el caso de las energías renovables no convencionales, a menudo proyectos de pequeña escala, el desarrollo de centrales hidroeléctricas es un proceso muy intensivo en capital y sometido a estructuras de riesgo con múltiples dimensiones, técnicas, económicas, ambientales, etc. Por otra parte, una central hidroeléctrica es un proyecto que utiliza como insumo un bien público, el agua: su funcionamiento depende básicamente del flujo de agua en una cuenca y del salto necesario para la producción de energía. Usualmente existen numerosas alternativas de diseño de centrales en una cuenca o en un río y, para un proyecto, cada diseño, se traduce en una viabilidad económica distinta. Esta circunstancia determina que el desarrollo de estudios de potencial hidroeléctrico realizado por distintos agentes, en diferentes localizaciones de una misma cuenca o en cuencas próximas, puede resultar en proyectos que se alejan del óptimo que resultaría de una visión de conjunto.

El desarrollo de los estudios hidroeléctricos debería ser, por tanto, coordinado o analizado de forma centralizada y periódica por el Estado, con el objetivo de definir las alternativas hidroeléctricas que busquen la maximización del beneficio energético de una determinada cuenca, al menor costo posible para el país. En el caso de cuencas donde hay potencial para centrales de gran envergadura, el Estado debería desarrollar o subcontratar, además, los estudios. En el caso de cuencas

donde hay centrales menores, los desarrolladores podrían preparar sus propios estudios de inventario que serían aprobados por el MEM. En todos los casos, la concesión de las opciones hidroeléctricas resultantes habría de otorgarse como resultado de una subasta, como se discutirá más adelante y el costo del estudio de inventario sería reembolsado al desarrollador por el licitador adjudicatario de la concesión.

La única evaluación exhaustiva de los recursos hídricos de Perú fue desarrollada en el año 1979 por el MEM, con el apoyo del programa de asistencia técnica alemán (Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, GTZ). La antigüedad de la información respecto al potencial hidroeléctrico, hasta la fecha de hoy, hace necesario completar y actualizar este análisis con nuevos estudios de inventario de proyectos.

Estos nuevos estudios pueden ser desarrollados por el Estado, a través de un departamento de planificación del MEM, o licitados a terceros y supervisados por un equipo del ministerio. Como resultado de ese proceso, resultarían proyectos hidroeléctricos cuya factibilidad técnico-económica y ambiental puede ser evaluada posteriormente. Así, por ejemplo, en Brasil, desde el año 2004, la empresa estatal EPE es la encargada de desarrollar los estudios de planificación para el ministerio de energía. Esta empresa elabora directamente algunos estudios de inventarios y supervisa la subcontratación de otros.

**Recuadro 3. El rol del Estado en la elaboración de estudios de inventario de proyectos hidroeléctricos: recomendaciones**

El desarrollo de estudios de potencial hidroeléctrico debe ser coordinado y analizado de forma centralizada y periódica por el Estado, con el objetivo de definir las alternativas hidroeléctricas que busquen la maximización del beneficio energético de una determinada cuenca, al menor costo posible para el país. Se debería evitar el otorgamiento de concesiones para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos de manera descentralizada. El diseño de las alternativas debe estar en manos del Estado, con el fin de maximizar el beneficio energético en una cuenca. La concesión de las opciones hidroeléctricas resultantes sería el resultado de una subasta y el costo del estudio de inventario sería reembolsado al Estado por el adjudicatario de la concesión.

#### **4.1.1. La dimensión ambiental en los estudios de inventario**

Como se ha mencionado antes, el objetivo principal de un estudio de inventario debe consistir en la definición de las alternativas hidroeléctricas que maximicen el beneficio energético de una determinada cuenca, al menor costo posible. El desarrollo de los proyectos hidroeléctricos de menor complejidad ambiental se produjo en los años 80 y 90. Desde entonces, la construcción y puesta en operación de proyectos hidroeléctricos ha venido enfrentando mayores restricciones y limitaciones asociadas a que los proyectos disponibles son cada vez más complejos, así como a que se ha producido un aumento en la concientización sobre los impactos sociales y ambientales derivados del desarrollo de las infraestructuras, entre otros factores.

Para intentar dar una mejor respuesta a los retos que enfrenta el desarrollo de centrales hidroeléctricas, algunos países han implementado procesos conocidos bajo la denominación *devaluación ambiental integrada* (EAI). En lo que a las centrales hidroeléctricas se refiere, el objetivo que se persigue mediante la EAI es identificar y evaluar las sinergias y los efectos acumulativos resultantes de los impactos ambientales ocasionados por el conjunto de proyectos en operación y/o previstos en una cuenca. Este proceso se basa principalmente en lo siguiente:

- El desarrollo de indicadores de sostenibilidad para la cuenca.
- La delimitación de las áreas de fragilidad ambiental ya conocidas y de conflictos sociales, así como el análisis del potencial de cada proyecto, lo que permite también tener presente la relación entre el costo estimado de las medidas de mitigación del impacto ambiental a implementar y el beneficio previsto de la inversión.
- La articulación institucional, con la finalidad de contar, en el proceso de discusión y aprobación de los proyectos, con la participación de los distintos actores afectados e interesados.

El proceso de EAI incorpora a los estudios clásicos de inventario el objetivo de buscar alternativas hidroeléctricas que minimicen los efectos negativos en el medio ambiente, es decir, este proceso ordena las distintas alternativas hidroeléctricas,

resultantes de un estudio de inventario, de acuerdo con criterios de impacto ambiental.

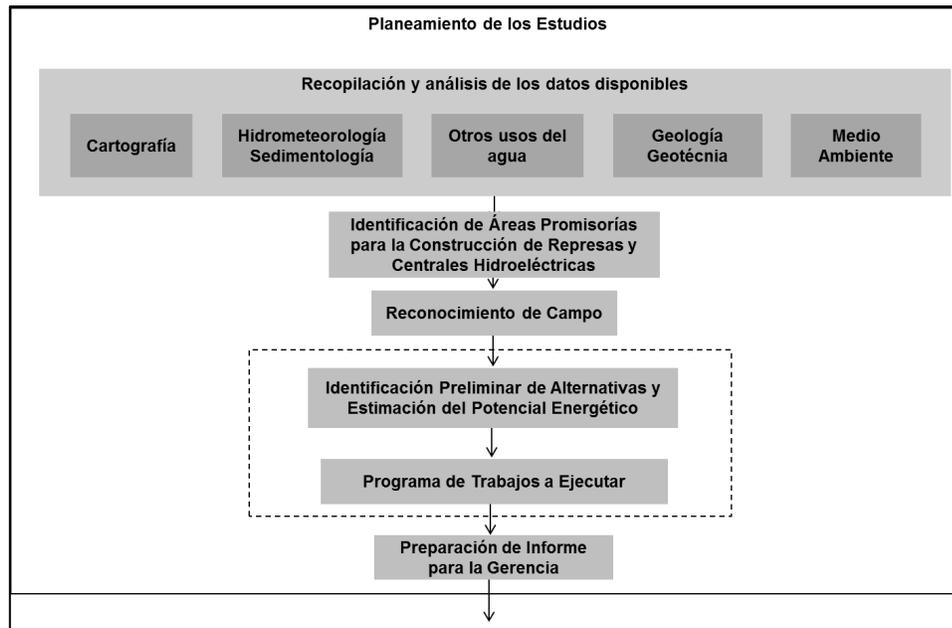
Este punto es extremadamente importante en el desarrollo hidroeléctrico, en la medida que formula directrices ambientales para la concepción de nuevos proyectos hidroeléctricos. Las alternativas hidroeléctricas que resultan de los estudios de inventario pasan por un primer filtro ambiental previo, lo que facilita el proceso formal de obtención de licencia ambiental, una vez se haya tomado la decisión de desarrollarlo.

#### **4.1.2. Alcance de estudios de inventario**

Un estudio de inventario hidroeléctrico de una cuenca hidrográfica se realiza usualmente en cuatro etapas: planificación del estudio, estudios preliminares, estudios finales y evaluación ambiental integrada de la alternativa seleccionada.

- *Planificación del estudio:* esta es la etapa inicial en la que se planifican y organizan las actividades del estudio, reuniendo los datos disponibles (estudios de cartografía y topografía, hidrometeorología e hidrología, geología y geotecnia, sedimentología, medio ambiente y otros usos del agua), presentando todos los estudios necesarios para la caracterización del área objeto de análisis, con una estimación de su duración y costos, la revisión de estudios anteriores y la determinación de los criterios y principios que van a guiar el trabajo. El producto final es un informe conteniendo el programa de trabajo a ejecutar y las actividades a efectuar, en cada etapa. Esta etapa toma de uno a tres meses. El gráfico 2 muestra el proceso.

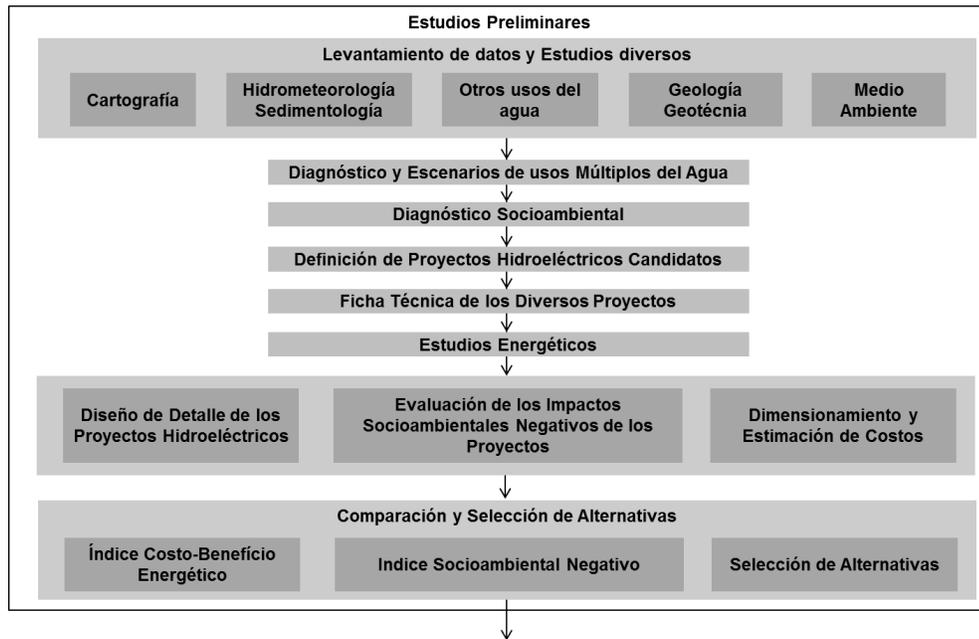
**Gráfico 2. Planeamiento de los estudios**



*Fuente:* Elaboración propia.

*Estudios preliminares:* en esta etapa se analizan los distintos proyectos, incluyendo la identificación de las alternativas para el mejor aprovechamiento de la cuenca, estudios de cartografía y topografía, hidrometeorología e hidrología, geología y geotecnia, sedimentología, medio ambiente y otros usos del agua, estudios energéticos, dimensionamiento y estimación preliminar de costos, evaluación de los impactos ambientales por aprovechamiento y comparación y selección de las distintas opciones. En esta etapa se seleccionan las alternativas más atractivas desde el punto de vista socio-ambiental, energético y económico, para que sean examinadas con mayor detalle en la fase siguiente. Esta etapa puede prolongarse de seis a nueve meses. El gráfico 3 muestra el proceso.

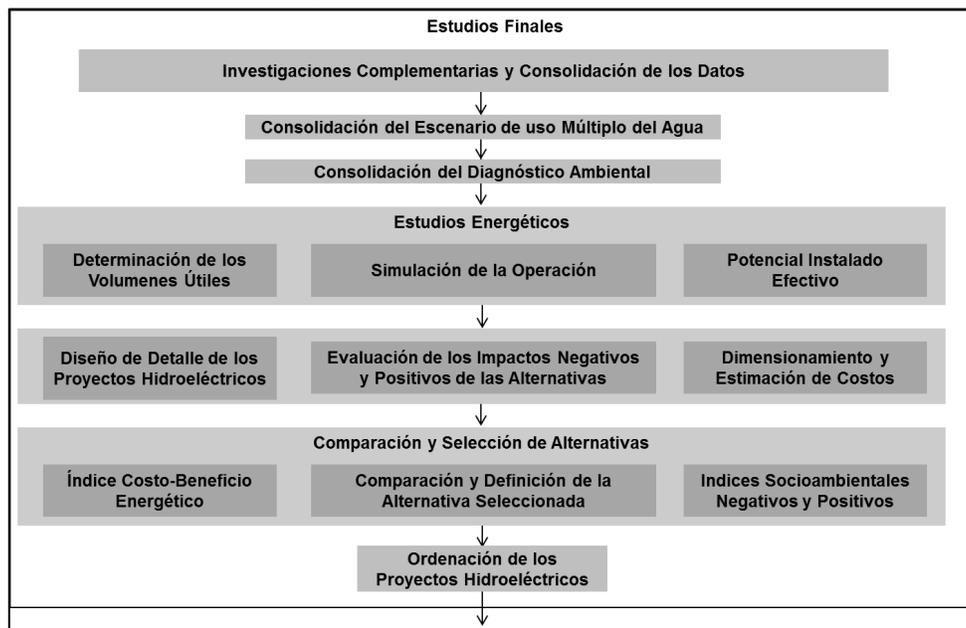
**Gráfico 3. Estudios preliminares**



*Fuente:* Elaboración propia.

- *Estudios finales:* en esta etapa se determina el conjunto de proyectos que permiten el desarrollo integral del potencial hidroeléctrico. Por ejemplo, de un conjunto de diez posibles alternativas de aprovechamiento de la cuenca, se realizan estudios más detallados para las tres o cuatro mejores alternativas. En esta fase, se profundiza en los estudios con visitas de campo, seleccionándose, al término de la misma la alternativa de aprovechamiento más robusta. Esta etapa puede tomar de cuatro a seis meses. El gráfico 4 muestra el proceso.

**Gráfico 4. Estudios finales**



*Fuente:* Elaboración propia.

- *Evaluación ambiental integrada de la alternativa seleccionada:* tiene como objetivo consolidar los estudios socio-ambientales de la alternativa seleccionada en los estudios finales, con la finalidad de analizar los efectos sinérgicos resultantes del impacto del conjunto de proyectos que se incorporan en ella. Es en esta etapa en la que se establecen las directrices socio-ambientales para el seguimiento de las medidas de mitigación de impacto, identificadas en los estudios. Esta etapa se prolonga entre tres-cinco meses.

Finalmente, las características y especificaciones técnicas de cada uno de los proyectos contemplados en la alternativa elegida se recogen en una ficha técnica y se incorporan en una base de datos de proyectos.

#### **4.2. Desarrollo de una cartera de proyectos**

La principal ventaja derivada de que el Estado coordine, de forma centralizada, los estudios de inventario es la generación de una base de proyectos cuyas concesiones

puedan ser ofrecidas a desarrolladores, lo que sería fundamental en un país como el Perú, donde aún hay un significativo potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollo.

#### **4.3. Adjudicación de la concesión del proyecto**

El marco de concesiones eléctricas de Perú tiene como base la Ley de Concesiones Eléctricas y sus reglamentos, en los que se establece un sistema de autorizaciones y concesiones temporales y definitivas, que se ha modificado en varias oportunidades, en los últimos años.

En el caso de centrales hidroeléctricas convencionales, el esquema de concesiones de Perú, para un proyecto, está basado en dos tipos de concesiones:

- *Concesión temporal*: puede ser otorgada a más de un interesado en desarrollar el proyecto, para la realización de estudios de factibilidad, cumpliendo un cronograma para el desarrollo de los mismos. El plazo de vigencia de la concesión temporal es finito. Una concesión temporal no otorga exclusividad sobre el área en cuestión y ésta se puede otorgar a más de un solicitante;
- *Concesión definitiva*: se otorga a un único solicitante, titular de concesión temporal, para el desarrollo de las actividades eléctricas. Esta concesión ofrece el derecho de obtener la imposición de servidumbre para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas. Si hay más de un titular de concesión temporal para el desarrollo de un proyecto de generación, se realiza un procedimiento de concurrencia, conforme se establece en el Reglamento para el otorgamiento de la concesión definitiva. La concesión definitiva exige disponer de los estudios de factibilidad y la garantía de contar con el respaldo financiero necesario para acometer la construcción de la instalación. Según el Artículo 36 de la Ley de Concesiones, la concesión definitiva caduca cuando ocurren algunas condiciones pre-establecidas, tales como que el concesionario no cumpla con ejecutar las obras conforme el Calendario de Ejecución de Obras, salvo que demuestre que la ejecución ha sido impedida por la ocurrencia de caso fortuito o fuerza mayor, calificada como tal por el MEM.

De una forma general, la existencia de un proceso con dos tipos de concesiones, en las condiciones expuestas, conlleva que:

- En la etapa de vigencia de la concesión temporal, se deje en manos de los concesionarios el dimensionamiento del “mejor” proyecto hidroeléctrico a desarrollar, en el área de afección de la concesión, con las implicaciones que ello puede tener para la optimización del recurso hídrico de la cuenca en su conjunto.
- En la etapa de otorgamiento de la concesión definitiva, se seleccione el “mejor” desarrollador para promover la ejecución del proyecto.

El sistema actual de concesiones presenta tres restricciones principales que procedería revisar:

- Que el dimensionamiento del proyecto hidroeléctrico, durante la etapa de vigencia de la concesión temporal, se planifique de acuerdo al exclusivo interés del concesionario, puede resultar en una utilización sub-óptima de los recursos hidroeléctricos de una cuenca. En otras palabras, el dimensionamiento de un proyecto, bajo el interés individual, puede no coincidir con el interés del Estado de maximizar el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos de una cuenca.
- El sistema de concesión temporal resulta implícitamente basado en un esquema *first-come, first-serve*, es decir, conlleva el supuesto implícito de que el concesionario que “llegó primero” es el agente más preparado para desarrollar el proyecto. Este esquema disminuye la posibilidad de que otros interesados puedan competir por el proyecto y concede cierta ventaja para los agentes que conocen mejor, o han directamente desarrollado ellos mismos los estudios de prefactibilidad, constituyéndose, de alguna manera, en una barrera de entrada que puede dificultar la competencia.
- Adicionalmente, la concesión de un proyecto hidroeléctrico es otorgada a un agente en una etapa aún muy temprana de su ciclo de desarrollo, cuando un proyecto tiene todavía que cumplir con numerosas condiciones necesarias para su ejecución efectiva, como la obtención de diversos permisos y licencias, que pueden retrasar y, en cierta medida, poner en riesgo su desarrollo. Esto

implica que el concesionario asume algunos riesgos que, en el supuesto de materializarse, pueden dar lugar a que el proyecto no se ejecute en las condiciones y plazos previstos originariamente, dilatándose, por tanto, su construcción y puesta en operación e impidiendo, por otro lado, la competencia de otros interesados en el proyecto, que pudieran estar en mejor condición para su desarrollo.

El sistema de las concesiones puede ser mejorado siguiendo las siguientes recomendaciones:

- Debería centralizarse en el Estado los estudios de inventario para diseñar los proyectos hidroeléctricos óptimos que maximicen el recurso hidroeléctrico de una cuenca.
- Debería crearse un esquema competitivo para la adjudicación, por libre concurrencia de postores elegibles, para eliminar derechos de exclusividad sobre la concesión definitiva de los proyectos hidroeléctricos identificados en los estudios de inventario. El mecanismo utilizado debería ser la subasta de la concesión. Para maximizar la competencia y el interés en la subasta, los estudios, datos e informaciones preparadas por el MEM, sobre el proyecto, habrían de hacerse públicos, con suficiente antelación.
- Se debe subastar la concesión en un nivel suficientemente avanzado de la fase de preparación del proyecto, por ejemplo, ya con los permisos ambientales adelantados, para minimizar así el riesgo de que el proyecto no se desarrolle en los plazos y condiciones previstas.

Por otro lado, en relación con la duración de las concesiones definitivas, que en la actualidad son de carácter indefinido, se debería revisar la naturaleza ilimitada de dichas concesiones, con la finalidad de acotar su duración en el tiempo a un periodo lo suficientemente largo para que el inversor pueda recuperar el capital (por ejemplo, 30 años). Al final de ese periodo, la concesión podría ser renovada o volver a licitarse, con el objeto de permitir al Gobierno del Perú aprovechar las rentas futuras asociadas al valor de dicho activo, al vencimiento de la concesión.

#### **4.4. Licenciamiento ambiental**

La legislación peruana exige la preparación de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para acometer el desarrollo de las centrales eléctricas de capacidad instalada superior a los 20MW. En el EIA, se identifican y evalúan todos los impactos ambientales directos e indirectos potenciales, incluyendo los de tipo biológico, físico, cultural y socioeconómico. Además, el EIA debe incluir los Planes de Manejo Ambiental o PMA, que tienen como finalidad minimizar, evitar y/o compensar los efectos socio-ambientales negativos asociados al desarrollo de la infraestructura.

El desarrollo de centrales hidroeléctricas plantea numerosos retos en el terreno socio-ambiental. En numerosas ocasiones los estudios ambientales no tienen la calidad adecuada, los organismos de regulación ambiental no disponen de personal suficiente para evaluar los estudios o su personal no cuenta con la capacidad apropiada y, en muchos casos, se detectan insuficiencias en la coordinación y comunicación entre los diversos agentes interesados, Estado, desarrolladores, comunidades afectadas por el proyecto y otros. Las recomendaciones que cabe plantear a este respecto son:

- La necesidad de un marco apropiado y sistematizado para el desarrollo del licenciamiento ambiental de una hidroeléctrica, con reglas y procesos claros y objetivos que abarquen, además, los temas sociales y minimicen el riesgo y la incertidumbre para los desarrolladores de proyectos. En ese punto, es fundamental la integración de los equipos de planificación energética y ambiental, buscando maximizar la cooperación y comunicación con las comunidades locales. El proceso de licenciamiento debe ser armonioso y mantener la comunicación permanente con todas las comunidades locales y durante todas las etapas del desarrollo del proyecto, con la finalidad de fortalecer las relaciones entre el Estado, la comunidad y el proyecto.
- Es imprescindible reforzar el equipo técnico y las capacidades de los organismos ambientales.

Bajo este nuevo marco, el Gobierno debería responsabilizarse de obtener una licencia ambiental preliminar de los proyectos que formasen parte del inventario y que se van a licitar, además de efectuar los estudios técnicos de los proyectos a

nivel de pre-factibilidad, recuperando la inversión del adjudicatario de la concesión. El alcance de estos estudios habría de ser similar al descrito en la apartado 4.1.2 anterior.

El objetivo de esta medida es reducir el riesgo para los desarrolladores. Así, por ejemplo, la incorporación, en los estudios de inventario, de la evaluación ambiental integrada permite contribuir a facilitar la elaboración y mejorar la calidad de los estudios ambientales posteriores, lo que permite allanar el proceso de obtención de una licencia. En el caso de las subastas de la Ley N° 28832, la norma establece que sólo pueden participar de las mismas quienes tuvieran concesiones definitivas o autorizaciones otorgadas por el MEM, las cuales solo se entregan luego de aprobado el estudio de impacto ambiental.

Todas estas recomendaciones toman mayor relevancia si se tiene en cuenta que, en Perú, el mayor potencial hidroeléctrico se presenta en la Amazonia y que, hacia fines de 2011, se publicó la Ley N° 29785, Ley del derecho a la Consulta Previa a los pueblos indígenas u originarios reconocidos en el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo, que establece el derecho a consulta previa a estos pueblos con relación a las medidas legislativas o administrativas que les afecten directamente, con la finalidad de alcanzar un acuerdo con el Estado, que adopte medidas respetuosas de sus derechos colectivos.

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DE LA EVALUACIÓN

### 5.1. Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (RERNC)

Tras el análisis efectuado del marco institucional y normativo, vigente en el Perú, para la promoción de los RER, se concluye que el mismo resulta adecuado a los fines que se persiguen, superando, en determinados aspectos, la arquitectura de los esquemas de promoción de este tipo de tecnologías imperantes en países desarrollados con mayor tradición en la implementación de éstas.

*Recomendación:* Dada la abundancia, en el país, de recursos energéticos convencionales con potencial de aprovechamiento, se recomienda **valorar la conveniencia de mantener/moderar, a corto plazo, las nuevas entradas de RER**, esperando el momento propicio en que cada tecnología resulte competitiva frente a otras alternativas de generación, e invertir en el reforzamiento del sistema, fundamentalmente en infraestructura de red, para favorecer la inserción de las grandes cantidades de energía renovable no gestionables, que se prevé puedan incorporarse en el futuro.

### 5.2. Recursos Energéticos Renovables Convencionales (RERC)

Como resultado del examen realizado se concluye que el actual marco normativo e institucional requiere de ciertos ajustes que favorezcan la entrada de nueva capacidad al sistema, en particular, la construcción y puesta en operación de nuevas centrales hidroeléctricas.

**Para favorecer la expansión del sistema energético en un mercado liberalizado como el peruano es necesario contar con un marco de referencia para el desarrollo sectorial** (visión de largo plazo) que guíe la acción de las instituciones rectoras, Ministerio de Energía y Minas, (MEM) y Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), y de los inversores.

***Recomendaciones:***

1. Fortalecer las capacidades del MEM para que, de forma periódica y con la participación de actores e interesados, pueda efectuar dos estudios:
  - Un estudio de planificación estratégica integrada (horizonte temporal: 20 años), que tendría como objetivo delinear la política energética del país, valorando las distintas opciones de desarrollo energético, desde un punto de vista integral.
  - Un estudio de planificación energética indicativa de mediano plazo (10 años) cuyo objetivo básico sería disponer de un inventario de proyectos, con un cronograma indicativo de entrada en operación, de las diversas infraestructuras, tanto de generación, como de transmisión, idealmente de electricidad y gas natural, que minimice los costos de inversión y operación y, al mismo tiempo, permita la consecución de los objetivos de fiabilidad y calidad del servicio.

Es necesaria la institucionalización de este ejercicio de planeamiento sectorial de largo plazo, mediante la creación/reforzamiento de capacidades y la delimitación específica del alcance y la metodología a emplear en la elaboración de los estudios de planificación correspondientes.

2. El MEM debe coordinar y analizar, de manera centralizada y periódica, el desarrollo de estudios de potencial hidroeléctrico en sus aspectos técnicos, económicos y socio-ambientales, con la finalidad de definir las alternativas hidroeléctricas que busquen la maximización del beneficio energético de las cuencas más promisorias, al menor costo posible para el país, obteniendo un inventario de proyectos, con estudios a nivel de pre-factibilidad, cuya concesión y desarrollo posterior pueda ser ofrecida a desarrolladores mediante un esquema de subasta.
3. El Estado ha de responsabilizarse de la obtención de una licencia ambiental preliminar y de la “licencia social” de los proyectos que formen parte del inventario de proyectos.

4. Se debe efectuar mediante una licitación el otorgamiento de la concesión definitiva, que debe tener una duración limitada en el tiempo (por ejemplo, 30 años) para el desarrollo de los proyectos que forman parte del inventario y los costos, en los que el Estado haya incurrido para efectuar los estudios correspondientes, habrán de ser rembolsados por los adjudicatarios de las concesiones.

**Para estimular la entrada de nueva generación al sistema,** fundamentalmente centrales hidroeléctricas, resulta necesario modificar el actual esquema de subastas de energía eléctrica, efectuados al amparo de la Ley N° 28832, y mejorar la eficiencia del sistema de despacho.

### ***Recomendaciones***

1. Las licitaciones de potencia/energía deberían desarrollarse de forma centralizada, para garantizar la optimización de economías de escala y trato equitativo entre las distribuidoras, a instancia de MEM/Osinergmin, institución que participa en la administración posterior de los contratos de suministro resultantes y vela por los intereses de los consumidores regulados.
2. Sería conveniente desarrollar dos tipos de licitaciones, con distintos objetivos y características de diseño: uno orientado a atraer nueva generación, para aportar capacidad/energía firme al sistema, y otro dirigido a establecer y estabilizar las tarifas de energía para usuarios regulados.

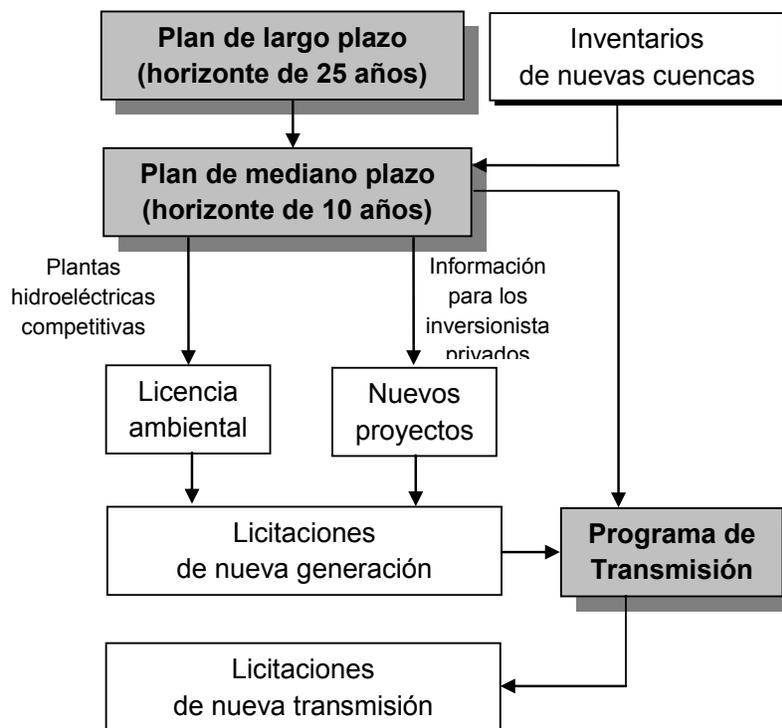
## 6. REFERENCIAS

- Barroso, L. A. y Batlle, C., 2011. “Review of Support Schemes for Renewable Energy Sources in South America”. MITCEEPR Working Paper 11-001. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Batlle, C., Pérez-Arriaga, I. J., y Zambrano-Barragán, P., 2011. “Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-Sharing”. MIT CEEPR Working Paper 2011-011. Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, Center for Energy and Environmental Policy Research.
- Pérez-Arriaga, I. J. y Batlle, C., 2012. “Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation”. *Economics of Energy and Environmental Policy* 1(2).
- Rodilla, P. y Batlle, C. 2010. “Security of Electricity Supply at the Generation Level: Problem Analysis”. *Energy Policy* 40 (enero): 177-185.

## ANEXO A. PROCESO DE PLANIFICACIÓN EN BRASIL

En Brasil existe libre competencia en el sector de generación, pero no en el sector de transmisión. Por lo tanto, los estudios de planificación son indicativos en lo que se refiere a la generación, y vinculantes en lo que se refiere a la transmisión. El gráfico A.1 presenta el flujo de información/decisión del proceso de planificación en Brasil.

**Gráfico A.1 Proceso de planificación**



*Fuente:* Elaboración PSR.

La empresa estatal EPE es la encargada de realizar los estudios de planificación. El primer estudio es el Plan de Largo Plazo, con un horizonte temporal de veinticinco años. El objetivo de este plan es producir una visión estratégica de las opciones de desarrollo energético del país: recursos, nuevas tecnologías, situación internacional, etc.

El segundo estudio es el Plan Decenal Generación-Transmisión que, como su propio nombre indica, tiene un horizonte de diez años. Los principales datos de base del Plan Decenal son los resultados del estudio de largo plazo, que se usan como “líneas maestras”, así como los resultados de los estudios de inventario de las nuevas cuencas hidrográficas, de los que se extraen las características de los proyectos hidroeléctricos candidatos.

El principal resultado del Plan Decenal es un cronograma de entrada de nueva generación y de nuevos refuerzos en la transmisión. Los usuarios principales de este Plan son los siguientes:

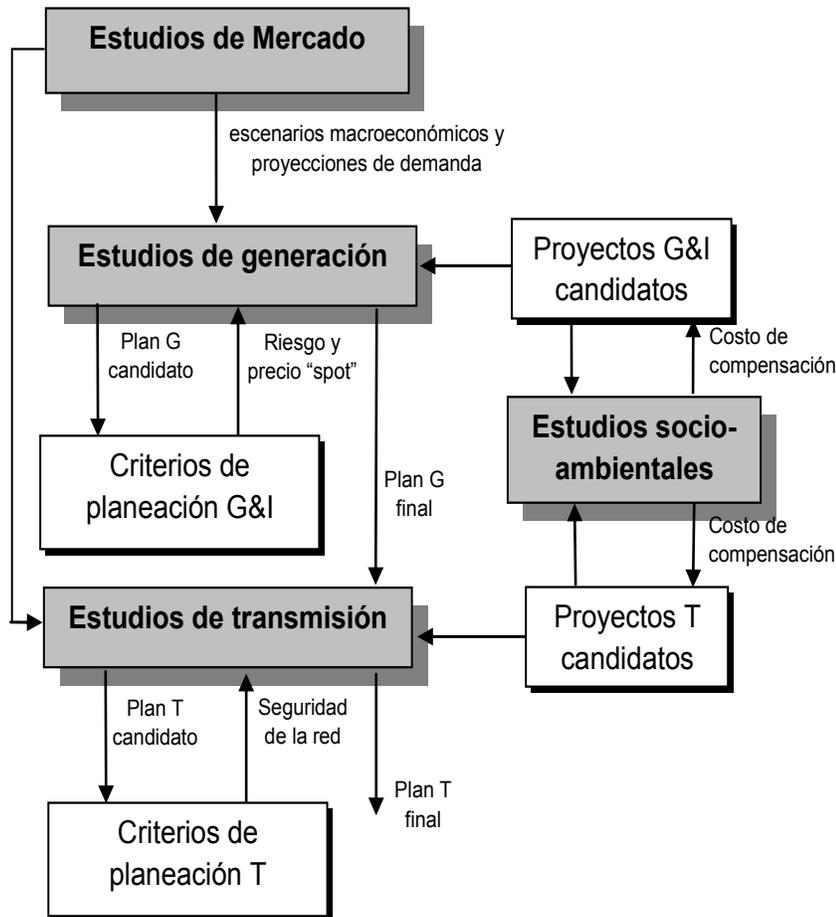
- El Ministerio de Energía, que, a partir del Plan, identifica cuáles son las plantas hidroeléctricas más atractivas y comienza las gestiones para obtener sus licencias ambientales y otros trámites, para colocar dichos proyectos como candidatos en las licitaciones de nueva generación.
- Los inversionistas privados, que usan el plan de generación como referencia para sus estudios de proyección de precios y para evaluar la competitividad de las plantas candidatas, sobre las que están interesados de cara a la licitación, sea de gas natural, carbón, petróleo, biomasa, etc. Asimismo, los inversionistas emplean el plan de transmisión para estimar los cargos por utilización del sistema de transmisión que tendrían que pagar, caso resultar adjudicatarios de las licitaciones.

El tercer tipo de estudio es el Programa de Expansión de la Transmisión (PET). El PET tiene un horizonte de cinco años y, durante su ejecución, se desarrollan los estudios detallados de los circuitos/redes de transmisión, que se deben licitar. Los datos de partida para realizar los estudios del PET son, por un lado, el Plan Decenal y, por otro, la información relativa a las plantas que resultaron adjudicatarias de la licitación de nueva generación, para que se puedan construir los refuerzos de transmisión necesarios. Se presenta a continuación la metodología del Plan Decenal.

### *Metodología del plan decenal*

El gráfico A.2 muestra las principales actividades asociadas al proceso de planeación decenal para la expansión del Sistema Brasileño.

**Gráfico A.2. Estudios del Plan Decenal**



*Fuente:* Elaboración PSR.

A continuación se presenta una breve descripción de cada una de los estudios que caracterizan el plan decenal del Sistema Brasileño.

### ***Estudios de mercado***

Los estudios de mercado proveen los insumos para los demás estudios, estableciendo, con base mensual y para cada una de las regiones del país, las proyecciones de consumo de energía y de potencia necesarias para realizar los estudios energéticos. Estas proyecciones se efectúan también por nudo eléctrico y resultan fundamentales para desarrollar los estudios eléctricos de la transmisión.

### ***Definición de planes candidatos***

En la etapa inicial, denominada “Proyectos de generación e interconexión”, se establecen los planes candidatos para la expansión de las fuentes de generación y de las interconexiones regionales. Estos planes se diseñan de forma integrada, con base en el análisis de los balances energéticos de las regiones y de los requisitos de intercambios entre las mismas. También se consideran las restricciones asociadas a la producción y transporte de los combustibles, en especial el gas natural. El gráfico A.3 muestra las principales regiones e interconexiones contempladas en estos estudios para el Plan Decenal 2011-2020.

**Gráfico A.3. Interconexiones Regionales (Plan Decenal 2011-2020)**



*Fuente:* ONS/EPE.

### ***Estudios socio-ambientales***

En esta misma etapa, se hace una estimación de los condicionantes socio-ambientales de los diferentes planes. Estos condicionantes pueden implicar la asunción de costos asociados a la mitigación-compensación de los impactos, que se computan junto con los costos fijos del proyecto, o pueden llevar a un nuevo diseño del plan de expansión, contemplando, por ejemplo, la eliminación de proyectos ubicados cerca de las áreas de preservación ambiental o pobladas por indígenas.

### ***Estudios de planeación de generación e interconexiones (G&I)***

*Criterios de planeación: energía*

Para cada plan de expansión candidato, se efectúa un ajuste del cronograma de entrada de las fuentes de generación a lo largo del periodo de estudio, con la

finalidad de cumplir con ciertos requisitos del proceso de planeación, a saber lo siguiente:

- *Riesgo máximo de déficit:* la probabilidad de ocurrencia de cualquier racionamiento a lo largo del año no debe exceder 5%.
- *Optimización económica:* el valor esperado del costo marginal de operación para cada año debe ser igual a un valor especificado (118 R\$/MWh, aproximadamente 60 US\$/MWh), que se correspondería con el costo marginal de expansión.

Tanto el riesgo de déficit, como el promedio del costo marginal de operación, se calculan a través de simulaciones de la operación del sistema, para un gran número de escenarios hidrológicos, producidos por un modelo estocástico de caudales.

#### *Criterios de planeación: demanda máxima*

El riesgo de déficit y la optimización económica son criterios de suministro de energía, esto es, asociados al consumo promedio de electricidad. Debido a la predominancia de fuentes de generación hidroeléctrica, que añade gran capacidad de modulación, no se presentan, en general, problemas de suministro de punta, esto es, de la demanda máxima del sistema. A pesar de esto, en el Plan Decenal se realiza un análisis del balance entre la potencia disponible y la demanda de punta.

#### *Criterio de planeación: interconexiones*

En este mismo proceso de ajuste/simulación de los planes de expansión se definen los límites de intercambio entre las regiones. Para ello, se calcula el índice costo/beneficio de reforzar cada interconexión: el beneficio se calcula con base en la diferencia de los costos marginales operativos de cada región; el costo viene de estimaciones preliminares de los equipos de transmisión.

#### *Estudios de transmisión*

Los estudios de expansión de la transmisión se desarrollan en la medida que se caracterizan las alternativas de generación y los correspondientes requisitos de intercambios entre las regiones.



diversos escenarios de despacho, que corresponden a situaciones de “estrés” en la red.

En la selección de los refuerzos de transmisión se tienen en cuenta las restricciones/sobrepuestos asociados a la inclusión de los costos socio-ambientales. El diagnóstico elaborado para la red eléctrica lleva a un conjunto de estudios complementares de transmisión, ejecutados en paralelo o en secuencia a los estudios del Plan Decenal. Estos estudios contemplan, entre otros: (i) el análisis del desempeño dinámico del sistema interconectado; (ii) la evaluación de los niveles de corto-circuito en las subestaciones; y (iii) los estudios específicos de integración de los proyectos de generación más relevantes o de suministro en puntos específicos del sistema.