

Revista Peruana de Energía

Número 2

Julio 2013

SUBSIDIOS CRUZADOS PARA PROMOVER GENERACIÓN ELÉCTRICA
RENOVABLE: LECCIONES PARA EL MECANISMO PERUANO

ABEL M. VENERO CARRASCO

PROBLEMAS Y VACÍOS EN LA APLICACIÓN DE LA REGULACIÓN TARIFARIA
EN LA DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PERÚ

FIDEL ANTONIO ROCHA MIRANDA

SANDRA ACOSTA NAVARRO

CONSTITUCIÓN, ECONOMÍA DE MERCADO, COMPETENCIA Y ROL SUBSIDIARIO
EMPRESARIAL DEL ESTADO. REFLEXIONANDO ACERCA DE LA POSIBILIDAD
CONSTITUCIONAL DE QUE EL ESTADO PERUANO REALICE HOY UNA
ACTIVIDAD EMPRESARIAL ESPECÍFICA, DE MANERA DIRECTA O INDIRECTA, EN
TORNO A LA EXPLORACIÓN Y/O EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

AUGUSTO VARGAS RODRÍGUEZ

TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

JUAN FELIPE NEIRA C.

CHILE: ¿AUTOSUFICIENCIA O “AUTISMO” ENERGÉTICO? LA TENSIÓN
ENTRE INTEGRACIÓN REGIONAL Y SUSTENTABILIDAD

ANTONIO ELIZALDE HEVIA

MARIO GONZÁLEZ GUTIÉRREZ

APUNTES RESPECTO A LAS MODIFICACIONES DE LOS CONTRATOS DE
CONCESIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA OTORGADOS POR EL TUO DE
CONCESIONES

MERY CHAMORRO VILCA

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA

REVISTA PERUANA DE ENERGÍA

Diseño de Portada : Gabriel Gutt Rodríguez

Composición de Interiores : Tarea Asociación Gráfica Educativa

Comité Editorial : Paul Sumar Gilt
Sandra Acosta Navarro
Abel M. Venero Carrasco
David Vidal Panduro

Esta revista se terminó de imprimir en julio de 2013 en los talleres de Tarea Asociación Gráfica Educativa - Lima.

ISSN 2307-0870

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N° 2013-10554

Fondo Editorial Santiváñez Abogados
Santiváñez Abogados S.A.
Av. República de Colombia 791. Of. 602
Lima 27 Perú

Índice

Presentación	7
Generación Eléctrica	
Subsidios cruzados para promover generación eléctrica renovable: Lecciones para el mecanismo peruano Abel M. Venero Carrasco	11
Distribución Eléctrica	
Problemas y vacíos en la aplicación de la regulación tarifaria en la distribución de energía eléctrica en el Perú Fidel Antonio Rocha Miranda y Sandra Acosta Navarro	47
Hidrocarburos	
Constitución, economía de mercado, competencia y rol subsidiario empresarial del Estado. Reflexionando acerca de la posibilidad constitucional de que el Estado peruano realice hoy una actividad empresarial específica, de manera directa o indirecta, en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos Augusto Vargas Rodríguez	89
Transporte y Distribución de Gas Natural en Colombia Juan Felipe Neira C.	97
Política Energética	
Chile: ¿Autosuficiencia o “autismo” energético? La tensión entre integración regional y sustentabilidad Antonio Elizalde Hevia y Mario González Gutiérrez	117
Apuntes respecto a las modificaciones de los contratos de concesión en el sector energía otorgados por el TUO de Concesiones Mery Chamorro Vilca	149

Presentación

La *Revista Peruana de Energía* es la primera publicación académica peruana especializada en el sector energético, cuyo objetivo es analizar desde una perspectiva multidisciplinaria, los acontecimientos y temas más relevantes relaciones con dicho sector. Esta iniciativa viene permitiendo la integración de una comunidad internacional de profesionales, profesores y funcionarios de la industria quienes, a través de las investigaciones planteadas, vienen brindando alternativas a la regulación y a las prácticas vigentes lo cual se traduce, cada vez, en mayores niveles de competitividad en el sector.

Este segundo número de la *Revista Peruana de Energía* presenta una interesante revisión, principalmente jurídica, de una serie de temas que se vienen discutiendo en el sector energético peruano e hispanoamericano.

La *Revista Peruana de Energía* es la primera publicación presentada por el Fondo Editorial Santiváñez Abogados, constituido con el fin de financiar la difusión del conocimiento especializado en temas energéticos.

El Comité Editorial

GENERACIÓN ELÉCTRICA

Subsidios cruzados para promover generación eléctrica renovable: Lecciones para el mecanismo peruano

Abel M. Venero Carrasco(*)

Actualmente, en el sector energía, existen consensos científicos y económicos que motivan una mayor promoción a la generación eléctrica con recursos energéticos renovables. Sin embargo, debido a la diversidad y variedad de barreras que afrontan estas tecnologías, no se tienen acuerdos análogos respecto a las herramientas de política para implementar esta promoción. El presente artículo presenta un análisis sobre diferentes modelos de subsidios cruzados que se erigen como herramientas de política para la promoción de generación eléctrica renovable; de sus diversas configuraciones y limitaciones prácticas, se extraen lecciones para el mecanismo peruano de subsidios cruzados existente. Se concluye que la principal virtud del régimen nacional es su manejo bajo un criterio de eficiencia y, en consecuencia, cualquier reforma a adoptar debe apuntar a su fortalecimiento.

1. ¿Para qué promover generación eléctrica renovable¹?

Al día de hoy hay un nivel importante de consenso sobre el tipo de industria energética que se desea para el futuro. Este consenso se ha construido sobre la base del convencimiento científico y/o económico de que ciertas características de un sistema energético son deseables. Varios de estos consensos, principalmente en el caso de la industria eléctrica, justifican una

(*) Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. *LLM in Energy Law and Policy* por el *Centre for Energy, Petroleum and Mining Law and Policy* (CEPMLP) de la Universidad de Dundee, Escocia.

1 Para evitar que el término 'generación eléctrica renovable' genere imprecisiones, se debe tomar en cuenta que, para efectos de este artículo y cuando no se precise lo contrario, dicho término designa a las plantas de generación no convencional que hacen uso de recursos energéticos renovables. Dentro de esta categoría se agrupan las centrales de generación eólica en tierra y en mar, solar térmica, solar fotovoltaica, de biomasa y geotérmica. A lo largo de este artículo serán denominadas como 'centrales', 'plantas', 'generadoras' y similares.

mayor promoción de la generación eléctrica renovable. Estos consensos, entre otros, son:

- *La necesidad de reducir las emisiones de GEI*

Actualmente, el mundo viene soportando los efectos del fenómeno del Cambio Climático. La investigación científica ha venido estableciendo, cada vez con mayor énfasis, que las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera, tales como el dióxido de carbono, son su principal causa.

Es importante, sin embargo, recalcar que la presencia de estos gases en la atmósfera no es antinatural; todo lo contrario, los propios procesos geofísicos emiten suficientes GEI a la atmósfera para mantener el planeta a una temperatura que lo hace habitable².

No puede ser soslayado, sin embargo, que la humanidad ha venido contribuyendo continuamente con la emisión de estos gases. De hecho, “probablemente la mayor parte del incremento observado en la temperatura promedio global desde mediados del vigésimo siglo se debe a las concentraciones de gases de efecto invernadero de origen humano”³.

La relación entre estas concentraciones de GEI de origen humano y la industria energética es un aspecto clave para hallar el motivo para promover la generación eléctrica. De hecho, la siempre creciente demanda por energía, desde el año 1850 aproximadamente, ha determinado el continuo crecimiento del uso global de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas), los cuales se constituyen como una fuente de emisiones de dióxido de carbono.

Tomando en cuenta esta situación, las mejores opciones para que la industria energética contribuya con aliviar el fenómeno del cambio climático tiene dos procesos a implementarse paralelamente, estos son: i) reducir la cuota que la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles en la matriz energética

2 Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), *Climate Change: The IPCC Scientific Assessment*, (Cambridge: Cambridge University Press for the Intergovernmental Panel on Climate Change, 1990), p. xiv.

3 Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fourth Assessment Report of the IPCC*, (Cambridge: Cambridge University Press, 2007), p. 10. (*Traducido por el autor*).

actual y ii) reemplazar esta cuota de generación con el uso de otros recursos energéticos, así como tecnologías no convencionales. Para este último proceso, las opciones son diversas: algunas se relacionan con la conservación y la eficiencia energética; otras explotan los recursos energéticos renovables y el potencial del átomo como energía nuclear; otros se basan en la captura y almacenamiento de carbono⁴.

A pesar que cada una de estas opciones tiene el potencial de hacerle frente al cambio climático, debe tomarse en cuenta que también presentan retos particulares en tanto el aseguramiento de su viabilidad técnica y económica. Como se verá posteriormente, en ese contexto se inscribe la necesidad de crear regímenes de promoción a la generación eléctrica renovable.

- *La búsqueda de seguridad energética y autosuficiencia*

Otro de los consensos sobre la industria energética que se desea para el futuro es una que se acerque al ideal de seguridad energética. En teoría, “seguridad energética se define comúnmente como la provisión confiable y adecuada de energía a precios razonables”⁵.

Para entender este término, se requiere tomar en cuenta que una ‘provisión confiable y adecuada’ consiste, según el consenso mayoritario, en un suministro que se realiza de manera continua y, además, responde a las necesidades de la demanda energética⁶. En cambio, encontrar un consenso mayoritario respecto a ‘precios razonables’ se hace más difícil debido a que cada autor, dependiendo de su rama de especialización, tiene una acepción particular. Desde la teoría económica, se considera que la razonabilidad de un precio se da cuando este es un precio eficiente, es decir un precio que se obtiene en una situación de equilibrio de mercado y en condiciones competitivas en las cuales la oferta y la demanda se encuentran en igualdad de condiciones⁷.

4 O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, and Y. Sokona, *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, (Cambridge: Cambridge University Press, 2011), p. 7.

5 Janusz Bielecki, ‘Energy Security: Is the Wolf at the Door?’, *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42 (2002), 237. (Traducido por el autor).

6 Subhes Bhattacharyya, *Energy Economics : Concepts, Issues, Markets and Governance*, (London: Springer, 2011), p. 463.

7 En ibid. 464, se puede hallar la frase sin traducir: “Economically [a reasonable price] would mean market-clearing price in a competitive market where supply and demand balances”

En la práctica, el concepto abstracto y académico de seguridad energética, si bien didáctico y muy profundo, no ofrece mayor utilidad⁸. En ese sentido, por décadas, la seguridad energética ha sido invocada y ampliada desde diferentes dimensiones e intereses, por ejemplo desde la política pública hasta los fueros militar y tecnológico⁹. Este desarrollo ha hecho que el concepto se convierta en una “sombrija para muchos objetivos de política diferentes”¹⁰ y que frecuentemente sea usado como una excusa para implementar políticas sin una racionalidad basada en una lógica económica estándar¹¹.

Sin discutir su propiedad, el deseo de alcanzar autosuficiencia energética apareció muy temprano en el debate público sobre la seguridad energética. Para muchos, por ejemplo algunos políticos en Washington, la autosuficiencia consiste en un acercamiento autárquico al suministro energético, confiando en que esta por sí misma mejorará la seguridad nacional, aliviará la deuda y la crisis presupuestaria, así como crear condiciones para precios de combustible más bajos y más estables¹².

Esta visión simplista ha sido necesariamente atemperada por la mayor profundización del concepto de seguridad energética, reconociendo ahora que un suministro de energía sin interrupciones y a precios accesibles es inalcanzable autárquicamente en el contexto globalizado de hoy¹³. Sin embargo, la visión autárquica ha aportado al concepto de seguridad energética la necesidad de buscar algunos niveles de suficiencia. Con ello, se empieza a considerar la necesidad de aprovechar la mayor cantidad de recursos energéticos disponibles localmente, siguiendo una política que promueva la competitividad de, por ejemplo, las tecnologías de generación disponibles localmente.

8 Para obtener una visión más desarrollada acerca del concepto de seguridad energética y algunos de sus desarrollos en el Perú, se sugiere consultar Abel M. Venero Carrasco, ‘La Ley De Concesiones Eléctricas Y Su Rol En La Seguridad Energética Del Perú’, *Revista Peruana de Energía*, 1 (2012).

9 Bielecki, p. 237.

10 Christian Winzer, ‘Conceptualizing Energy Security’, *Energy Policy*, 46 (2012), 36. (Traducido por el autor).

11 Paul Jaskow, ‘The U.S. Energy Sector: Prospects and Challenges, 1972–2009.’, *Dialogue*, 17 (2009). Extraído de Winzer, p. 36.

12 Gal Luft, ‘Energy Self-Sufficiency: A Realistic Goal or a Pipe Dream?’, (Zurich: International Relations and Security Network, 2012).

13 Ibid.

En este contexto que busca explotar la mayor cantidad de recursos, el consenso establece la necesidad de implementar tecnologías que permitan dicho aprovechamiento. Con ello, se crea la necesidad de promover la generación eléctrica renovable.

- *La descentralización del suministro*

Actualmente, se reconocen los mayores beneficios técnicos y económicos que ofrece el suministro de energía desde un conjunto de pequeñas fuentes, frente a grandes y centralizadas plantas de producción.

Primero, la descentralización del suministro implica la menor necesidad de implementar grandes e invasivas infraestructuras de transporte y, del mismo modo, implica el desarrollo beneficioso de redes locales y pequeñas. Asimismo, la descentralización del suministro en centrales de menor escala implica menores niveles de pérdida, lo cual se traduce en una explotación de recursos más eficiente y menos desperdicio. Finalmente, la dispersión de las fuentes de suministro hace al sistema menos vulnerable a incidentes; la paralización de una gran fuente energética tiene un mayor impacto que aquella que se genera con la salida de operación de una central de menor escala.

Todo esto ha generado el consenso de la necesidad de crear esquemas que reconfiguren los sistemas energéticos. Así, por ejemplo, incluso se ha creado la denominación 'generación distribuida' para aquellos programas que implementan políticas de promoción a la descentralización de los sistemas eléctricos¹⁴.

En este contexto, los recursos energéticos renovables ofrecen mayores posibilidades de descentralizar los sistemas energéticos. A su favor se halla su disposición geográfica más uniforme y dispersa que los recursos convencionales como, por ejemplo, los hidrocarburos. No es casual, entonces, encontrar que la mayoría de programas de promoción de descentralización del sistema incluyan también mecanismos de promoción de generación eléctrica renovable.

14 Thomas Ackermann, Göran Andersson, and Lennart Söder, 'Distributed Generation: A Definition', *Electric Power Systems Research*, 57 (2001), 195-96.

- *Moraleja: La opción de promover renovables se justifica en el consenso*

En la industria energética la existencia de estos consensos, sumados a otros de política pública como el acceso universal a los servicios públicos y la creación de empleo, aboga por ampliar la participación de la generación eléctrica con recursos renovables.

No obstante la existencia de estos acuerdos, cada vez aparecen más y más desencuentros sobre las formas en la cual debe implementarse una mayor participación de estas tecnologías. Esta diversidad de formas de promoción se genera por la naturaleza diversa de las razones para crear regímenes especiales de generación eléctrica renovable, razones que se describen a continuación.

2. ¿Por qué son necesarios los regímenes de promoción a las centrales renovables?

Las tecnologías de generación renovable tienen, en el actual estado de su desarrollo, limitaciones técnicas y/o económicas que, a su vez, generan percepciones de riesgo alrededor de las oportunidades de inversión en renovables. En ese sentido, estas tecnologías tienen barreras para su acceso.

Se debe tener en cuenta que “para la mayor parte de casos, las barreras que existen en los países en desarrollo son similares a aquellas en los países industriales. Sin embargo, características nacionales específicas, particularmente en los países en desarrollo, pueden jugar un rol importante en la configuración de un tipo de barrera en un país o en otro”¹⁵. A continuación describiremos algunas de ellas:

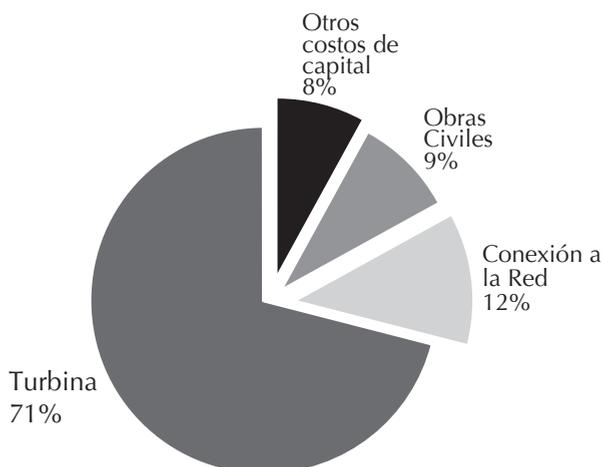
- *Tecnología intensa en capital*

La tecnología para las centrales de generación renovable requiere inversiones iniciales altas. De hecho, con costos de capital que pueden llegar a representar hasta el 80% del presupuesto total del proyecto, la tecnología representa el

15 Janet Sawin, ‘National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies around the World’, *Renewable Energy. A Global Review of Technologies, Policies and Markets*, (2006), 2.

costo más alto. Por ejemplo, la experiencia reciente en Europa con energía eólica arroja que las turbinas dominan, con amplitud, a los costos de capital:

Gráfico 1: “Distribución del Costo Estimado de Capital de un proyecto eólico en Europa”



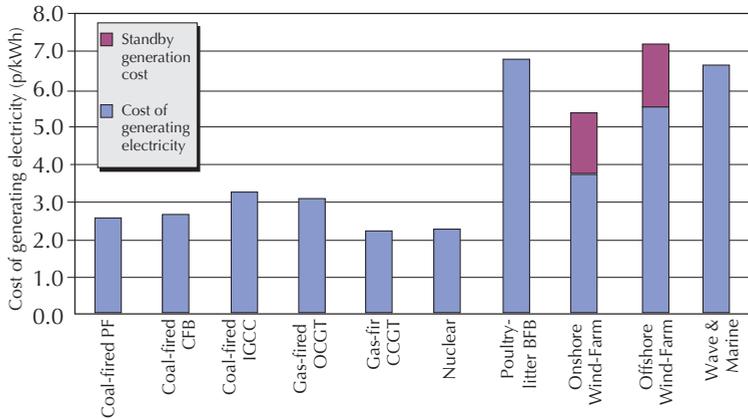
Fuente: Blanco. 'The economics of wind energy'. p. 1374.

Esta característica conlleva a la aparición de diversas barreras económicas y financieras; por ejemplo, la literatura establece que comúnmente la tecnología de generación renovable se enfrenta a altas tasas de descuento, largos periodos de retorno, dificultades para acceder al crédito, dificultades para acceder al capital, etc. Estas condiciones conllevan que el análisis financiero concluya en la inviabilidad económica de la generación renovable en un esquema de liberalización¹⁶.

Para superar esta limitación, se requiere de incentivos que logren la reducción de los costos de la tecnología. Esta posición señala que, en los hechos, la tecnología ha venido desarrollándose de manera tal que, hace no más de una década, las tecnologías renovables se percibían como no competitivas (ver gráfico 2) y cómo ahora se señala que en el mediano plazo incluso tendrán mejores esquemas de costos que algunas tecnologías convencionales (ver gráfico 3).

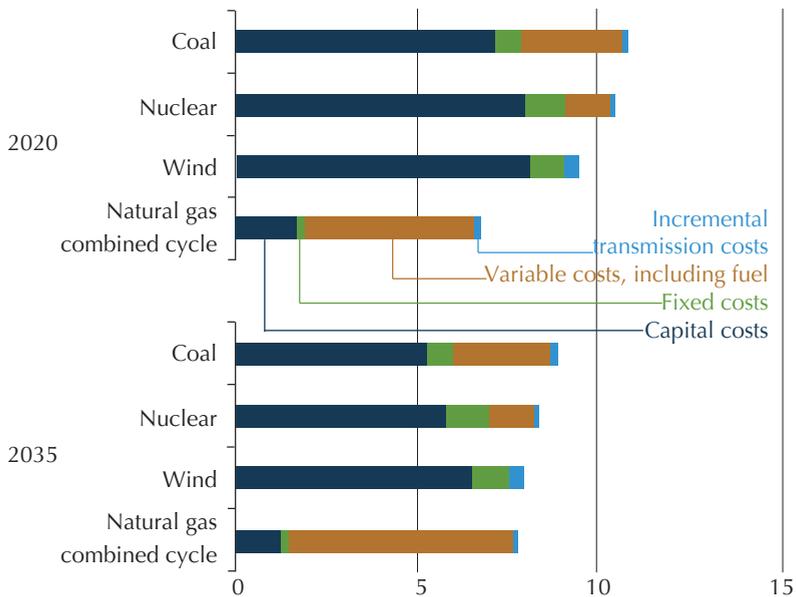
16 Jyoti Prasad Painuly, 'Barriers to Renewable Energy Penetration; a Framework for Analysis', *Renewable Energy*, 24 (2001), 79.

Gráfico 2: Costos de generación (peniques por kWh) sin internalización de emisiones, al 2004



Fuente: PB Power. 'The cost of generating electricity'. p. 8.

Gráfico 3: Costos Nivelados de electricidad de plantas nuevas sin subsidios 2020 y 2035 (2010 c\$/kWh)



Fuente: US EIA. 'Annual Energy Outlook 2012'. p.89.

La diferencia entre ambas proyecciones radica en el desarrollo de curvas de aprendizaje ascendentes. Para ello se hace decisivo la adopción e implementación de políticas de I+D, así como el natural aprendizaje que cualquier industria acumula con años de experiencia. Para la industria eólica, por ejemplo, el I+D y el aprendizaje industrial permitirán la optimización de los tamaños y materiales de las turbinas de vientos, el mejoramiento de las técnicas para el diseño y ubicación de las plantas, la implementación de cada vez más dispositivos remotos para la operación, el diseño de redes inteligentes; etc.¹⁷.

En este sentido, establecer mecanismos que permitan implementar la tecnología y, con ello, empezar a conocer y aprender más sobre estas plantas, debiera servir para la paulatina reducción de costos, el correspondiente aumento de competitividad y, en última instancia, aminorar la percepción de riesgo financiero para los potenciales inversionistas en estas tecnologías.

- *Intermitencia*

La producción de las plantas de generación renovable más notorias; como aquella de las centrales eólicas, mareomotrices y solares; se halla fuertemente ligada a las condiciones ambientales, tales como la fuerza del viento o la frecuencia de las mareas, que son naturalmente fluctuantes y sobre las cuales los operadores no tienen control. Asimilar las fluctuaciones de estas condiciones tiene el potencial de afectar la operación y la economía tanto de las redes como de los mercados eléctricos¹⁸.

Algunos autores se han referido a esta característica como 'variabilidad', mientras otros prefieren el nombre 'intermitencia'. Ninguno de estos términos define con precisión esta limitación de las centrales de generación renovable, dado que incluso las plantas termoeléctricas tienen producción variable e intermitente, ya sea por el programa de operación o por fallas no planificadas. A esta suerte de variabilidad incontrolable, que no puede ser descrita por un término sin ambigüedad, la denominaremos, por el consenso existente, como 'intermitencia'.

17 María Isabel Blanco, 'The Economics of Wind Energy', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (2009), 1381.

18 Robert Gross, *The Costs and Impacts of Intermittency: An Assessment of the Evidence on the Costs and Impacts of Intermittent Generation on the British Electricity Network*, (UK Energy Research Centre, 2006), p. iii.

Intuitivamente, es claro que esta característica aumenta el costo de los renovables. Esta percepción se corrobora en el gráfico 2, el cual muestra que las plantas de generación eólica y mareomotriz incurren en costos para mantener generación en espera (*Standby Generation Cost*), que no son otros que los costos de mantener máquinas de respaldo para proveer electricidad en caso las plantas renovables salgan de operación por ausencia de recursos.

Desde un punto de vista técnico, los estudios realizados sobre la intermitencia concluyen que su principal consecuencia es la reducción de su competitividad frente a las tecnologías convencionales de generación en dos sentidos. Primero, esta limitación crea la necesidad de balancear la operación global del sistema eléctrico. Segundo, la intermitencia genera un descenso en la confiabilidad del sistema, reduciendo la confianza en la suficiencia de la generación¹⁹. Ambas consecuencias obligan a implementar medidas para ajustar en un muy corto plazo la programación del sistema, por ejemplo la generación en espera señalada en el anterior párrafo.

Desde el punto de vista de un potencial inversionista, las consecuencias de la intermitencia aminoran el atractivo de las tecnologías renovables, dado que se percibe el riesgo comercial de no encontrar compradores con patrones de demanda que se ajusten a las fluctuaciones.

En este marco se presenta la necesidad de implementar regímenes promocionales que generen incentivos y/o aminoren la percepción de riesgo.

- *Potencialidad diferenciada por regiones*

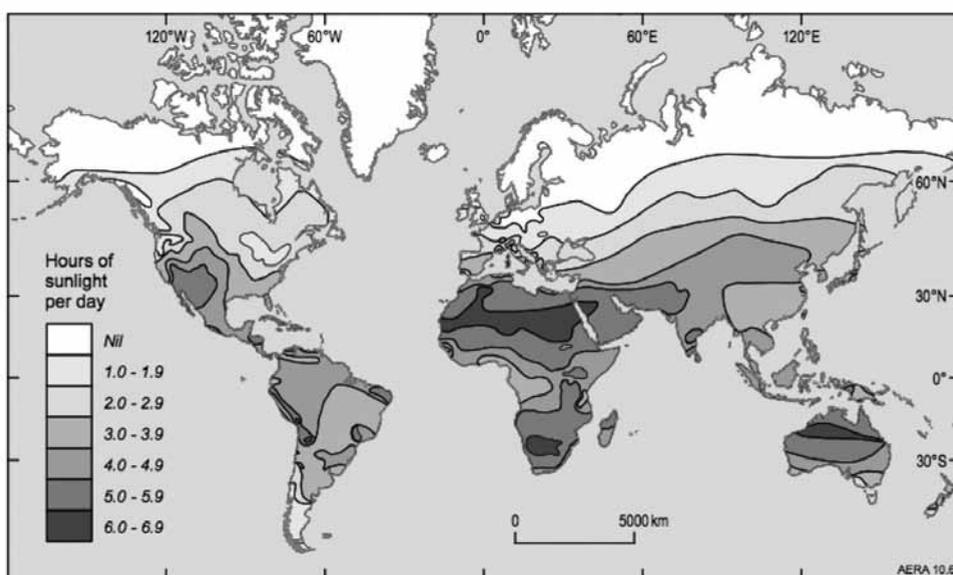
Como todo recurso energético, además de las especificidades climáticas referidas antes, las fuentes de energía renovable no están necesariamente distribuidas de manera uniforme en todas las regiones del mundo. Por ejemplo, el tiempo de la exposición de las regiones a la luz del sol determina un específico potencial respecto a la energía solar. En ese mismo sentido, existen sistemas eléctricos nacionales y/o regionales que por su configuración permiten, teóricamente, un mejor desarrollo de la tecnología de generación renovable.

19 Ibid. p. iv.

El análisis de la potencialidad de la energía renovable y, en consecuencia, la conclusión acerca de la necesidad de implementar medidas de promoción parte de entender las diferencias entre potencial tecnológico, tecno-económico y económico y que hay países/regiones que cuentan con un distinto desarrollo.

El *potencial tecnológico* se refiere únicamente al nivel de uso factible de dársele al recurso renovable. Conceptos como costos, confiabilidad y otras posibles restricciones de orden económico no se toman en cuenta para este análisis. El ejemplo de la exposición a la luz solar permite diferenciar este potencial:

“Horas de luz solar por día, durante el peor mes del año en superficie óptima”



Fuente: Australian Energy Resource Assessment 2010. p. 285.

Por su parte, el *potencial tecno-económico* se refiere al nivel de uso factible técnicamente y la viabilidad económica. Conceptos como preferencias del consumidor, barreras sociales e institucionales y otras posibles restricciones de orden político y/o económico no se toman en cuenta en este caso. En cambio, el *potencial económico* se refiere al caso en la que una tecnología viable técnica y económicamente se desarrollará sin sufrir de fallas y/o distorsiones del mercado²⁰.

20 Painuly, p. 73.

El diferente nivel de potencialidad para la energía renovable en un país/región obliga a implementar medidas de promoción específicas para aumentar el nivel de inversión de aquellas tecnologías de generación renovable con menores potencialidades.

- *No internalización de externalidades*

Este es quizás el motivo más citado por los que abogan por la implementación de regímenes especiales para la tecnología de generación renovable. La energía renovable tiene ventajas ambientales comparadas con las plantas de generación que utilizan combustible fósil. Estas ventajas, sin embargo, no han sido incorporadas al sistema de fijación de precios para la electricidad. En consecuencia, las centrales de energía renovable, a pesar de ser ventajosas, se encuentran en desventaja²¹.

La magnitud de las externalidades no reconocidas a favor de la energía renovable es una cuestión en debate. Dicha discusión trae consigo también el debate sobre las medidas a implementar para la necesaria internalización de costos.

Con el objetivo de introducir medidas para internalizar las externalidades positivas de la energía renovable, así como las de orden negativo de los combustibles fósiles, se ha hecho el esfuerzo de clasificarlas en dos categorías: i) costos del daño que las emisiones de GEI producen a la salud y el ambiente, y ii) costos resultantes del impacto del cambio climático²².

La metodología para obtener la cifra a la que asciende la primera de estas categorías de externalidades se mantiene en debate. Por el momento, entidades como la Comisión Europea concluyen que los daños estimados producidos a la salud humana por el ciclo de generación con carbón se encuentra en un rango de 2.0 a 4.0 ¢€/kWh (~ 2.6 a 5.2 ¢\$/kWh), mientras que el ciclo de generación con gas natural no excede 1.0 ¢€/kWh (~ 1.3 ¢\$/kWh). Asimismo, las externalidades de la generación eólica y fotovoltaica no exceden del orden de 0.6 y 0.125 ¢€/kWh (~0.75 a 0.2 ¢\$/kWh) respectivamente²³. En ese

21 Bhattacharyya, p. 259.

22 Anthony D Owen, 'Renewable Energy: Externality Costs as Market Barriers', *Energy Policy*, 34 (2006), 636.

23 European Commission, *Externe - Externalities of Energy*, (Brussels, 1998). Extraída de Owen, p. 638.

mismo sentido, estimaciones referentes el impacto directo de las emisiones sobre bosques, acuíferos y ecosistemas naturales no han sido cuantificados de manera que se llegue al consenso metodológico.

La segunda de estas categorías, por su parte, incluyen; externalidades que son del orden de la totalidad de costos asociados al cambio climático. En ese orden de ideas, a la generación renovable debería de serle reconocido desde la reducción de costos producidos por la variación de los patrones de agricultura hasta la de los daños generados por inundaciones derivadas del cambio climático²⁴. Un consenso metodológico para calcular estos costos, sin embargo, ha resultado difícil de consensuar.

En este caso, la inversión en tecnología de generación renovable tiene un riesgo mayúsculo que se ve asociado al diseño de sistema de precios que privilegia la eficiencia en el uso de recursos, pero falla al internalizar las externalidades ambientales. La necesidad de un régimen promocional que permita incorporar tecnología renovable y, a la vez, mantener el sistema de precios a favor de la eficiencia se hace, entonces, tangible.

3. ¿Cuáles son las herramientas para promover la generación renovable?

En los anteriores acápite se han presentado los motivos para promover la generación eléctrica así como las características intrínsecas de esta tecnología que genera la necesidad de establecer herramientas de promoción. Para ello se han adoptado políticas que han empleado instrumentos que en mayor o menor medida han implicado la intervención estatal para (i) mejorar la economía de las centrales renovables, (ii) para contribuir directamente a la reducción de las barreras financieras de esta tecnología, y/o (iii) mejorar la posición de mercado de las fuentes energéticas renovables²⁵.

La literatura especializada señala que el primer esfuerzo de política por promover la generación con renovables lo realizó California, creando, desde 1978, un mercado para la generación eólica de 1,700 MW de capacidad

24 Owen, p. 637.

25 Valentina Dinica, 'Support Systems for the Diffusion of Renewable Energy Technologies—an Investor Perspective', *Energy Policy*, 34 (2006), 468.

basado en una mezcla de incentivos financieros y obligaciones de compra de esta energía²⁶. Desde entonces se han venido implementado diversas y mejores esquemas de promoción de energía renovable.

En la actualidad se pueden llegar a identificar hasta cinco categorías de políticas de promoción para renovables: (i) regulación sobre libre acceso a redes y obligaciones de compra y producción, (ii) incentivos financieros, (iii) estándares industriales y códigos de construcción, (iv) educación e información, y (v) mecanismos de desarrollo participativo²⁷. Ninguno de estos tipos de mecanismos tiene una especial conexión con los tipos de barreras mencionados antes y, frecuentemente, se usan simultáneamente.

En adelante, el presente artículo se centrará casi exclusivamente en la categoría de incentivos financieros y, en menor medida, en las obligaciones de compra y producción. Para el caso de ambas, las principales herramientas han consistido en el uso de ‘subsidios’ para efectivamente promover la tecnología renovable, es decir estas políticas se han valido de algún tipo de transferencia no compensada de valor entre los agentes económicos involucrados en el sector energía²⁸.

Este subsidio podrá ser explícito o directo *“cuando los recursos provienen del presupuesto público, es decir el Estado transfiere los fondos al productos para reducir los costos de producción o al consumidor para reducir el precio de provisión del servicio”*²⁹. En contraposición, este subsidio también podrá ser cruzado o indirecto en caso no provengan del erario público *“en tanto que un grupo de consumidores paga un precio mayor que el costo de provisión del servicio y el excedente es utilizado para financiar (...) a otro grupo”*³⁰. En ese mismo sentido, este subsidio podría ser expresamente incluido en los instrumentos comerciales o, más bien, encontrarse implícitamente socializado entre todos o algunos de los consumidores del sistema eléctrico.

26 E Scott Piscitello and V Susan Bogach, *Financial Incentives for Renewable Energy Development: Proceedings of an International Workshop, February 17-21, 1997, Amsterdam, Netherlands*, (World Bank Publications, 1998), p. 3.

27 Sawin, p. 2.

28 Robert Bacon, Eduardo Ley, and Masami Kojima, ‘Subsidies in the Energy Sector: An Overview’, *Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy*, (2010), 8.

29 Eduardo Quintana, ‘Naturaleza Y Efectos De Las Subsidios En Servicios Públicos’, *Revista de Derecho Administrativo*, 11 (2012), 76.

30 *Ibíd.*

Para el caso de la tecnología renovable, estos subsidios cumplen con los objetivos de política indicados líneas arriba y, en la práctica, han ayudado a financiar la implementación de centrales de generación renovable. Esta ayuda financiera se da, en la mayoría de casos, cubriendo el diferencial entre los precios producto de la remuneración por eficiencia y los altos costos de las plantas. El siguiente capítulo describirá algunos de mecanismos de subsidización existentes, describiendo sus principales características, así como las experiencias que las hayan empleado con diferentes niveles de éxito.

4. ¿Cómo se han venido aplicando subsidios cruzados a la industria de generación renovable?

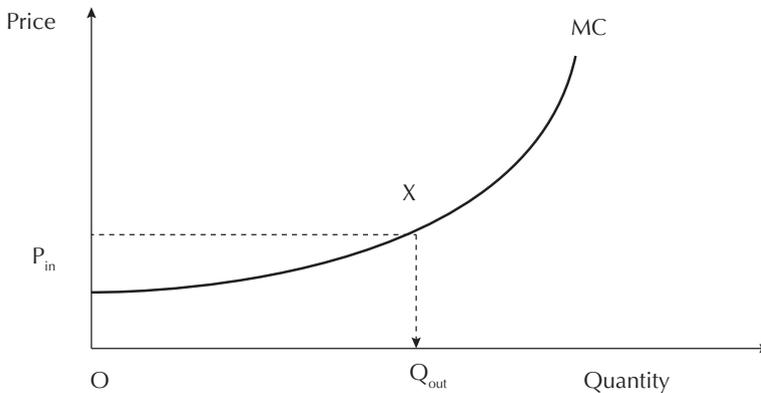
La experiencia en materia de promoción de energía renovable mediante subsidios indirectos es numerosa y variada. Así, como toda política pública, estas experiencias vienen siendo continuamente evaluadas con el fin de verificar si sus objetivos se van cumpliendo y, de ser necesario, realizar ajustes a su estructura y/o su aplicación.

Entre los mecanismos de subsidio indirecto a las energías que vienen siendo aplicados alrededor del mundo se encuentran:

- *Feed-in tariffs*

Esta es el esquema de subsidización de renovables más antiguo. La configuración simplificada de este esquema consiste en obligar a las empresas eléctricas, en especial de distribución, a comprar toda la electricidad que se genere con recursos renovables a un precio mínimo fijado previamente. Estos precios generalmente son más altos que los precios regulados e, incluso, los precios de mercado. Asimismo, los pagos a los generadores con energía renovable se encuentran garantizados durante un periodo de tiempo³¹. La transferencia de valor que constituye subsidio se da cuando la diferencia entre los precios de los renovables y de los no-renovables es cubierta por un aumento en la tarifa de todos los consumidores del mercado eléctrico o por el cobro a consumidores específicos. Este mecanismo básico es explicado en gráfico 4.

31 Sawin, p. 4.

Gráfico 4. Feed-in tariffs

' P_{in} ' representa la tarifa final, ' Q_{out} ' la cantidad de electricidad producida y ' MC ' es el costo marginal del sistema. El instrumento de *feed-in tariff* vendrá a cubrir el área entre la curva del costo marginal y la línea de la tarifa. Como se observa, la señal del mercado proviene de la tarifa. Fuente. Menanteau et al., p. 802

Un ejemplo de la configuración simplificada de este esquema de subsidización es aquel que fuera inicialmente adoptado en 1978 con la implementación de la *US Public Utilities Regulatory Act* (PURPA) en el Estado de California. La referida ley estableció diversas condiciones que innovaron el mercado eléctrico estadounidense. Una de estas condiciones derivó en la necesidad de las empresas eléctricas, hasta ese entonces verticalmente integradas en su mayoría, a comprar electricidad de 'instalaciones calificadas' entre las cuales se incluyeron las centrales de energía renovable. En California, esta implementación se realizó a través del uso de contratos de compra energía de largo plazo estandarizados con precios fijos (y en algunos casos crecientes) para todo o parte de la vigencia del contrato. El incremento de los precios de generación encareció las tarifas de los consumidores y, en comparación a la práctica actual, resultaron costosas. El consenso, sin embargo, es que la alternativa a los renovables, la energía nuclear, hubiese resultado aún más costosa³².

Con el tiempo, lógicamente, este esquema ha venido experimentando variación respecto a su configuración simplificada. En efecto, actualmente hay ejemplos de *feed-in tariffs* que cuentan con diversas condiciones dependiendo de la ubicación, de la tecnología e, incluso del tamaño de las plantas³³.

32 *Ibíd.*

33 Bhattacharyya, p. 263.

Por ejemplo, existen sistemas en los cuales la potencialidad de diferentes tecnologías renovables difiere a lo largo de su territorio, por lo que se opta por implementar subsidios específicos para esa ubicación. Con ello se facilita una distribución más uniforme de centrales renovables sin crear beneficios extraordinarios a ciertas plantas derivadas desde un mejor factor de planta hasta la ausencia de oposición pública por ubicarse en una zona con baja densidad poblacional³⁴.

El sistema francés de *feed-in tariffs* específico para la energía eólica, en ese sentido, ha demostrado ser bastante eficiente para lograr sus objetivos de promoción y uniformización de la ubicación de dichas centrales. El referido esquema garantiza el subsidio por quince (15) años. Durante los primeros diez (10) años, todos los productores perciben una tarifa fija igualitaria entre todos. Sin embargo, para los últimos cinco (5) años de operación, la tarifa se ajusta dependiendo la totalidad de horas de carga y producción promedio de cada una de las 'granjas' eólicas en el período anterior. Para un cálculo más preciso, a efectos de este ajuste no se toman en cuenta los dos años con mejor y con peor desempeño³⁵. A través de este arreglo sencillo, se ha logrado distribuir más uniformemente las centrales eólicas en el territorio francés.

En general, queda claro que el éxito de este esquema de subsidio dependerá especialmente de si el monto de la tarifa fijada permite cubrir los costos y, a su vez, atraer mayor desarrollo en la tecnología de generación renovable. En ese mismo sentido, mientras el esquema de subsidización cumpla con ser transparente y estandarizado, necesariamente las decisiones de inversión tienen un costo menor. Con estas premisas, los hechos demuestran el esquema de *feed-in tariffs* ha tenido bastante éxito en aquellos países que lo han aplicado, superando en todos los casos los objetivos de participación, comúnmente expresados en porcentajes, de la generación renovable en su sistema eléctrico³⁶.

Por el contrario, de no cumplirse las condiciones mencionadas líneas arriba, no es difícil prever dificultades producidas justamente por el propio esquema. Es importante notar que este esquema tiende a aislar a las centrales del

34 Miguel Mendonça, David Jacobs, and Benjamin K Sovacool, *Powering the Green Economy: The Feed-in Tariff Handbook*, (Earthscan/James & James, 2009), p. 47.

35 *Ibíd.*

36 Bhattacharyya, p. 263.

mercado y, de no adoptar medidas correctivas, las dificultades para el mercado se hacen tangibles³⁷. Así, si tanto la tarifa fijada como el ingreso de plantas renovables no tienen límites objetivos, los precios de suministro eléctrico se vuelven cada vez más onerosos. Con ellos, los consumidores se ven sujetos a precios altos innecesariamente y, más grave aún, por ser la energía un rubro sensible, estos sobrepuestos pueden generar distorsiones tanto a nivel micro como macroeconómico. Del mismo modo, si el plazo de remuneración para las plantas es muy largo, se generarían condiciones adversas a la innovación y al natural reemplazo del parque generador.

- *Sistema de cuotas*³⁸

Mientras que el esquema de *feed-in tariff* centraliza las decisiones respecto al precio, este sistema de subsidización centraliza las decisiones respecto de la cantidad de energía renovable con la que debe contar el sistema eléctrico. Así, el Estado establece una meta objetivo de electricidad producida en plantas renovables que debe ser cumplida por productores, distribuidores y/o consumidores. Al igual que el anterior ejemplo, el diferencial de los precios renovables – no renovables será asignado por el mercado entre la totalidad de consumidores del sistema o entre algunos consumidores específicos; dado ello, este esquema también constituye un subsidio indirecto para promover generación renovable.

La forma más simple de un sistema de cuotas es uno en el que el gobierno establece la obligación de un productor/distribuidor de alcanzar una meta determinada de producción a partir de recursos energéticos renovables. Este esquema simplificado ha sido utilizado por el regulador del Estado de Minnesota (*Minnesota Public Utilities Commission*) al ordenar que la empresa Northern States Power instale cierta cantidad de capacidad de generación eólica sucesivamente a lo largo de un periodo de años, induciendo así el crecimiento sostenido de la industria eólica en ese Estado.

Este esquema, sin embargo, ha sido mayormente utilizado para promover el uso de recursos energéticos renovables en la forma de combustibles. A saber,

37 Alice Waltham, 'Rules and Mechanisms for Integrating Wind Power in Electricity Markets', (Edinburgh: IPA Energy + Water Economics, 2008), p. 2.

38 Sawin, p. 6.

diversos países europeos requieren que un monto específico del total del diesel a utilizar sea o contenga biodiesel. Del mismo modo, la aplicación del esquema de cuotas habría sido determinante para convertir a Brasil en el líder de producción y uso de etanol.

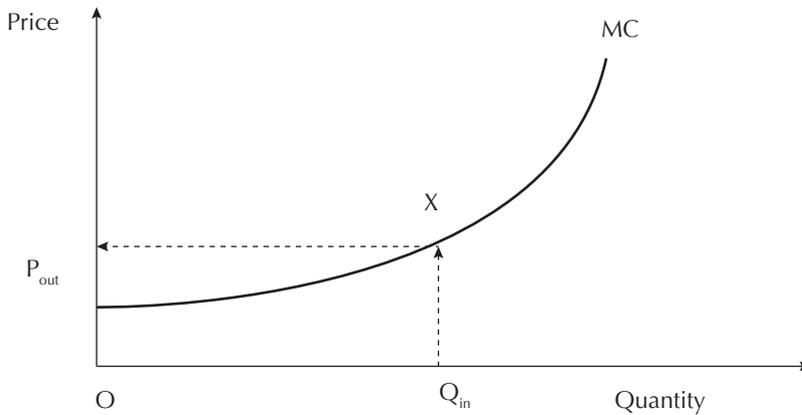
La principal limitación para este tipo de esquema es la dificultad de mantener algún grado de control sobre el precio. Esta dificultad obliga a evitar la fijación de metas ambiciosas con la finalidad de poder mantener los precios finales a los consumidores en un nivel que no genere distorsiones en el mercado. Una vez más, se generan dificultades respecto a los posibles sobrepuestos, así como el potencial desincentivo a la innovación.

- *Licitación competitiva*

Este esquema se presenta como una variación de aquellos basados en la fijación de cuotas de mercado. En este se busca descentralizar las decisiones referidas al precio, obteniendo, vía competencia, un precio eficiente para remunerar la centrales de generación renovable. Para ello, la autoridad fija, en legislación y/o regulación, un porcentaje del mercado que deberá ser cubierto por la producción de centrales de generación renovable. La autoridad, en dichos términos, realiza una licitación entre los potenciales productores y, producto de este concurso, se permite el acceso al mercado de los generadores con mejores ofertas. Posteriormente, las empresas eléctricas, principalmente de distribución, se encuentran obligadas a comprar la electricidad de los productores seleccionados. Con este arreglo sencillo, se trata de descubrir la curva de oferta óptima para el sistema, lo cual se explica en el gráfico 5³⁹.

Al igual que el anterior sistema de subsidios, el diferencial entre el precio de las plantas no-renovables y las renovables es cubierto por todos los consumidores del sistema o acotado a consumidores en específico. En ese sentido es que se verifica la transferencia de valor que constituye subsidio.

39 Philippe Menanteau, Dominique Finon, and Marie-Laure Lamy, 'Prices Versus Quantities: Choosing Policies for Promoting the Development of Renewable Energy', *Energy Policy*, 31 (2003), 802.

Gráfico 5. Licitaciones Competitivas

'P_{out}' representa la tarifa final, 'Q_{in}' la cantidad total de demanda de electricidad (incluido el mercado reservado) y 'MC' es el costo marginal del sistema. El instrumento de licitaciones permite ubicar el precio eficiente. Como se observa, la señal del mercado proviene de la demanda. Fuente. Menanteau et al. p. 802

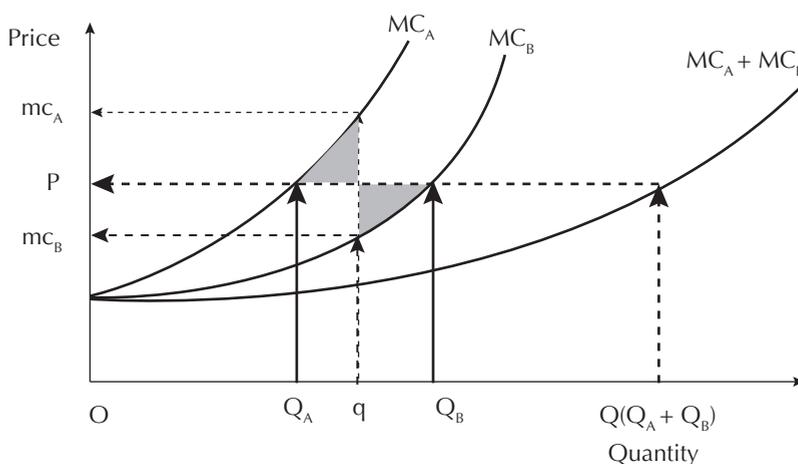
El beneficio de este sistema radica en reducir las probabilidades de sobrecostos que los consumidores sufragarían a los inversionistas tanto en los esquemas de *feed-in tariff* y de cuotas con fallas en la previsión del precio. Sin embargo, también se puede verificar un desincentivo a la innovación tomando en cuenta que es el superávit de la inversión aquel que los inversionistas destinan a I+D privado. Del mismo modo, el nivel de cumplimiento de las metas de expansión de las plantas de generación renovable, así como los precios finales a ser pagados, no son conocidos con anterioridad, generando un grado de incertidumbre en el sistema que impacta negativamente en las decisiones de inversión.

- *Titulización de producción*

Este sistema de subsidización es una variación del sistema de cuotas que busca solucionar el problema del control sobre los precios. Al igual que en la cuotas, para este mecanismo de subsidización, la legislación y/o la regulación obligan a los suministradores de electricidad que un porcentaje de la electricidad provenga de recursos energéticos renovables. Con el devenir del tiempo, esta obligación será ajustada con el objetivo de obtener un porcentaje objetivo de producción renovable para una fecha determinada. No obstante, a pesar de su similitud, este esquema, respecto aquel que sólo emplea cuotas, se potencia

al titular la generación de renovables en certificados de producción y crear un mercado paralelo de estos títulos. Así, aquellos suministradores que no puedan cumplir con el objetivo impuesto, pueden acudir al mercado a obtener certificados que suplen la producción. Con ello, se le permite al sistema a obtener precios eficientes de generación creando incentivos para producir con el mejor factor de planta disponible. El funcionamiento de este esquema se explica en el gráfico 6.

Gráfico 6. Titulización de producción



Para entender el presente gráfico se debe imaginar dos suministradores A y B, ambos sujetos a un objetivo de renovables "q". Mientras el precio al que A producirá "q" es mc_A , para B, este precio es representado por mc_B . Dadas ambas condiciones, se verifican las curvas de costo marginal (MC_A y MC_B) diferenciadas para ambos. Sin el mercado paralelo de certificados, A no cumpliría con la obligación o lo haría con un costo alto, mientras que B no tendría incentivo para la explotación eficiente de su planta. Con los certificados, estas limitaciones son superadas mejorando eficiencia en el cumplimiento de la obligación de generación renovable. Fuente. Menanteau et al. p. 802

Este sistema tiene experiencias importantes. Por ejemplo, en el Reino Unido se emplea el sistema de titulización bajo el nombre de *Renewable Obligation* (RO)⁴⁰. Este esquema obliga a los suministradores a entregar a sus consumidores una cantidad específica de energía renovable al año. Así, el RO en Inglaterra y Gales comenzó el año 2002 con un objetivo conservador del 3% de suministro total en renovables para el 2003. Dicho objetivo ha sido ajustado actualmente para lograr el 15.4% para los años 2015-2016.

40 Bhattacharyya, p. 264.

En este esquema, el productor de electricidad renovable recibe, por su producción, un *Renewable Obligation Certificate* (ROC) por cada unidad generada (en el 2009 se creó un factor diferencial por tecnología que, en la práctica, hizo que el ROC de ciertas tecnologías tuviera mayor valor que otras). Con ello, los productores tienen dos productos comerciales: la electricidad generada y los ROC, los cuales podrán tener valores distintos dependiendo de la cantidad de oferta efectiva de renovables en el mercado. Al final del ejercicio, los suministradores de electricidad, para evitar una multa, deben de probar el cumplimiento de su obligación con la compra de electricidad renovable o, en caso de no haber generación renovable eficiente disponible en el mercado, los ROC que la representen.

Otro ejemplo de este sistema es el *Renewables Portfolio Standard* (RPS) usado en diversos Estados en Estados Unidos. Bajo el RPS, el objetivo de capacidad y/o generación que debe provenir de renovables es fijado políticamente, este objetivo podrá tener un factor de crecimiento a lo largo del tiempo. Al igual que el caso anterior, los generadores reciben un título – en la forma de *Green Certificates*, *Green Labels* o *Renewable Energy Credits* – por la electricidad que generan. Estos títulos podrán ser transados o vendidos con el objetivo de servir como pruebas de cumplimiento con sus obligaciones y, además, obtener un ingreso adicional. Así, al final del periodo, los generadores eléctricos (o distribuidores, dependiendo del diseño del instrumento) deben demostrar, a través de la propiedad de títulos, que han cumplido su obligación para evitar el pago de una penalidad.

En ambos ejemplos, se verifican altos incentivos para que aquellos con mejores posibilidades de generación obtengan la mayor cantidad de títulos para transar o vender. Al mismo tiempo, aquellos que se ven restringidos por sus propias limitaciones tecnológicas podrán comprar electricidad renovable a precios eficientes de otros generadores o títulos que representan esta producción. Este sistema apunta, en última instancia, a que los agentes limitados tengan el incentivo de construir cada vez centrales de generación renovable más eficientes y más competitivas que las existentes⁴¹.

- *Resultados: ¿Intervenir precio o cantidad?*

Los anteriores acápite han descrito las principales formas en las que, a través de subsidización cruzada, han tratado de promocionar la generación de electricidad con recursos energéticos renovables. De las descripciones

41 Sawin, p. 6.

brindadas, se puede afirmar que las opciones de política de promoción se pueden reducir a dos: o el Estado interviene dictando un precio o interviene fijando una meta en cuanto a cantidad.

Con la presentación de los anteriores esquemas de subsidios cruzados, se puede presentar las principales ventajas y desventajas de este binomio de intervención. Ambas han sido identificadas gracias a la comparación entre los resultados empíricos y los objetivos de política perseguidos, así como el mejoramiento de las condiciones adversas que le son inherentes a la generación renovable.

Así, los mejores resultados de análisis sobre ventajas y desventajas se alcanzan principalmente, partiendo de los resultados de sistemas determinados. Con el afán de determinar la idoneidad de alguno de estos sistemas, las líneas siguientes se enfocaran en analizar críticamente el modelo de promoción de generación renovable que se ha implementado el Perú.

Tabla 1: Ventajas y desventajas de las intervenciones en precio y cantidad para promover renovables

<i>Intervención en Precio</i>	<i>Intervención en Cantidad</i>
<p><i>Ventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Flexible. Se puede ajustar a los cambios tecnológicos y/o comerciales. ✓ Puede incentivar la entrada de nuevos inversionistas. ✓ Bajos costos de transacción. ✓ Mejores condiciones para atraer financiamiento. 	<p><i>Ventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ Los recursos más accesibles son usados primeros, teniendo un sistema inicial a un menor costo. ✓ Provee un grado certeza respecto a los objetivos de política perseguidos. ✓ Al no intervenir el sistema de precios, se percibe más compatible con un mercado liberalizado. ✓ Se percibe que esta intervención permitirá una mejor integración de los renovables al sistema.
<p><i>Desventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> × Altas posibilidades de desencuadre entre costos incurridos y precios finales. 	<p><i>Desventajas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> × Dificultad para mantener algún grado de control sobre el precio × Riesgos altos y bajas recompensas para la innovación. × Favorece la centralización y puede crear barreras a nuevos inversionistas. × Concentra el desarrollo en áreas diferenciadas, perdiendo el beneficio de la descentralización. × No genera incentivos para invertir más allá de la cantidad fijada. × Difícil diseño, administración e implementación. × Menor flexibilidad.

Fuente: Elaboración propia en base a Sawin, Dinica y Menanteau.

5. ¿Cuáles son las características principales del modelo peruano de promoción a la generación renovable?

Los párrafos anteriores han venido construyendo un esquema de análisis que será replicado a continuación con los datos concretos del modelo peruano de promoción a la generación renovable. Este ejercicio permitirá obtener algunas conclusiones que podrían ser valiosas en la orientación de una política nacional en generación renovable.

- ¿Para qué se promueve generación renovable en el Perú?

En la actualidad, nuestro país ha adoptado una política energética de largo plazo que se enfoca en la obtención de:

“Un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua.”⁴²

Con este objetivo de largo plazo, el sector energía peruano se orienta en la búsqueda de afianzar la seguridad energética del país, entendida como el desarrollo de un sistema en el cual la provisión de energía es confiable y adecuada, además de tener un precio razonable⁴³.

En el marco de la implementación de esta política a largo plazo, se ha previsto nueve objetivos, los cuales a su vez deberán ser obtenidos siguiendo lineamientos específicos. Para los fines de este artículo debemos mencionar los objetivos y lineamientos correspondientes, señalados en el Gráfico 7.

Como se señaló líneas arriba, los consensos actuales respecto al sistema energético deseado para el futuro es uno en el cual las emisiones de GEI son reducidas, se afianza la seguridad energética y se descentraliza el suministro⁴⁴. Por su parte, el Gráfico 7 da cuenta que la política energética del país confía en las energías renovables para objetivos similares a los anteriormente señalados:

42 DS 064-2010-EM. “Política Energética Nacional 2010-2040”. Publicado en el Diario Oficial El Peruano el 24 de noviembre de 2010.

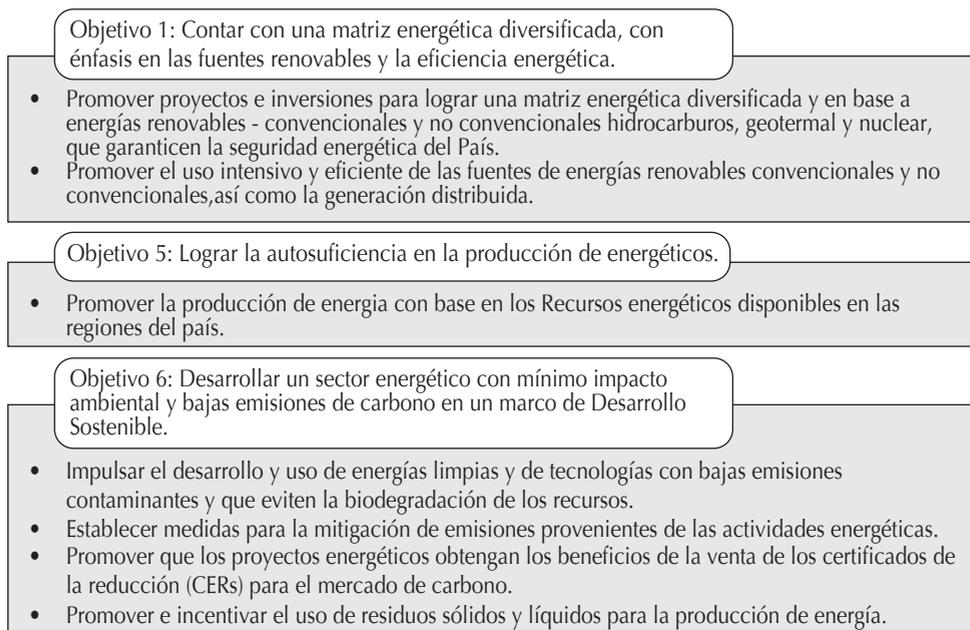
43 Venero Carrasco, p. 318.

44 Supra 1.

reducir las emisiones de carbono (objetivo 6) y lograr la autosuficiencia energética y diversificar la matriz energética (objetivos 5 y 1). Del mismo modo, como lineamientos de política ha establecido la promoción de generación distribuida (objetivo 1).

En ese mismo sentido, revisando el ordenamiento jurídicos vigente, los objetivos y lineamientos de política relacionados a la generación renovable señalados se encuentran plasmados, primordialmente, en el Decreto Legislativo 1002 ‘Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovable’ y sus normas complementarias. En la Exposición de Motivos de dicho DL se establece de manera clara que el fomento de la generación con renovables significa “un paso firme hacia una política de seguridad energética y de protección al medio ambiente”⁴⁵.

Gráfico 7. Objetivos y lineamientos de la Política Energética Nacional 2010 – 2040 relativos a la generación renovable



Fuente: Elaboración propia.

45 Presidencia del Consejo de Ministros, ‘Decreto Legislativo De Promoción De La Inversión Para La Generación De Electricidad Con El Uso De Energías Renovables. Exposición De Motivos’, (Lima: SPIJ, 2008).

Como se ha visto, el sistema peruano comparte el consenso internacional acerca del contexto en el cual se inscribe la promoción de estas tecnologías de generación. En ese sentido, para este punto, el modelo peruano de fomento a las renovables no es diferente que el resto de países.

- *¿Por qué se perciben como necesarios los regímenes de promoción a la generación renovable en el Perú? ¿Cuáles son las herramientas de estos regímenes?*

Es en este punto en el cual el modelo peruano de fomento recoge también los consensos que se han venido estableciendo alrededor de la generación renovable. Tal como se señaló previamente, el porqué de un esquema de promoción parte del reconocimiento de factores intrínsecos a la tecnología que básicamente consisten en: la intermitencia, altos costos de capital, la potencialidad diferenciada por regiones y la no internalización de externalidades⁴⁶.

Así, se puede concluir que la Exposición de Motivos del DL 1002 acierta al identificar que las tecnologías de generación renovable cuentan con barreras u obstáculos para su desarrollo que requieren algún grado de intervención estatal. Específicamente, en el DL se ha establecido que la solución, o al menos atenuación de estas restricciones, parte de prescribir tres herramientas específicas:

- Despacho preferente: Dirigido a superar específicamente la barrera que genera la intermitencia de la tecnología. Entender la idoneidad de esta herramienta parte de reconocer que al no poder garantizar una potencia constante, urge adoptar un mecanismo que permita aprovechar la totalidad de su producción en todas las horas de todos los días en los cuales su funcionamiento es factible.
- Depreciación acelerada: A diferencia de la herramienta anterior, este mecanismo se encuentra dirigido a reducir el obstáculo de los altos costos de capital de la tecnología. El beneficio financiero permite aminorar las obligaciones tributarias de los inversionistas en estas tecnologías, permitiendo mejores condiciones para la adopción de las decisiones de inversión.

46 Supra 2.

- Prima tarifaria: Este mecanismo se traduce en un esquema de subsidio cruzado o indirecto a la electricidad renovable. Las principales barreras que se buscan eliminar con esta herramienta son la potencialidad diferenciada y la internalización de externalidades. A continuación, la configuración del mismo y sus limitaciones serán analizados a detalle a la luz de la legislación vigente.

Cabe resalta que, si bien la Exposición de Motivos del DL acierta en la identificación de las necesidades de la generación renovable, en ella no se hace un esfuerzo propio por entender estas limitaciones en el contexto del sistema nacional. Por ejemplo, se carece del reconocimiento específico del impacto de la intermitencia en la producción eléctrica en el Perú. Asimismo, como otro ejemplo, no se reconoce que una de las funciones del subsidio es mejorar las potencialidades de las tecnologías en el largo plazo, siendo por definición un esquema transitorio. En vez de ofrecer dicha contextualización, la Exposición de Motivos se limita a señalar que así es como se promueve la energía renovable en otros países del mundo, perdiendo una oportunidad valiosa para enfocar las necesidades de las renovables en objetivos concretos del DL 1002 y, con ello, implementar dicho régimen de la mejor manera.

- *¿Cómo se han venido aplicando subsidios cruzados a la generación renovable en el Perú?*

El mismo DL 1002 creó un mecanismo de subsidio cruzado a favor de las renovables basado en el sistema de licitación competitiva⁴⁷. Esto es así porque nuestro ordenamiento ha previsto la intervención estatal en el mercado eléctrico fijando una cantidad de energía renovable objetivo que será asignada a través de una subasta.

Debe tenerse en cuenta que, el régimen de promoción a la generación renovable en el Perú ha sido extendido a centrales hidráulicas con potencia instalada que no supere los 20 MW⁴⁸.

47 Supra p.12.

48 Esta promoción de mini centrales hidroeléctricas se realiza en otras legislaciones con un límite diferenciado, entendiendo que el subsidio cruzado debe de tener como objetivo también el aprovechamiento eficiente de recursos naturales. El Perú, por ejemplo, cuenta con un potencial hidráulico a ser producido en menor escala importante que, sin embargo, requiere ser promovido. No obstante, esta promoción no requiere un apoyo financiero considerable, puesto que los factores de planta de las centrales hidráulica generan condiciones para su viabilidad económica con poco o nulo subsidio.

Así, el mecanismo de Perú se basa en tres pilares⁴⁹:

- **Subasta:** Es el proceso competitivo mediante el cual los potenciales inversionistas en energía renovable ofrecen una cantidad de energía anual a ser remunerada por un precio monómico. Las ofertas más bajas, y que no excedan un tope llamado 'Tarifa Base', se adjudicarán la participación subastada.
- **Ingreso Garantizado:** Es la remuneración correspondiente al generador renovable ganador de la subasta. Este ingreso se percibirá como contraprestación por las inyecciones de energía que el generador realice hasta el límite de la energía adjudicada. Su cálculo se realiza utilizando el precio monómico.
- **Prima:** Este es el mecanismo de subsidio cruzado o indirecto a la electricidad renovable. Es el monto que vendrá a cubrir la diferencia entre el Ingreso Garantizado y los ingresos recibidos en virtud de las inyecciones de energía realizadas. Se recauda mediante un cargo por prima adicionado a los precios al consumidor.

En la tabla 2, se muestra la recaudación del cargo por prima desde el año 2010, en el cual se inició, hasta el año 2012. Se detalla la planta de generación remunerada con los cargos⁵⁰.

El interés que se tiene en este mecanismo es revisar con qué medidas específicas afronta las desventajas teóricas señaladas previamente, así como las posibles innovaciones y reformas que se podrían adoptar.

49 DS 012-2011-EM Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.

50 Tal como se puede ver, la absoluta mayoría de centrales hidráulicas que cuentan con subsidio puede crear una percepción errónea sobre la onerosidad de la prima. Esto se debe a que la gran mayoría de centrales beneficiadas, al ser hidroenergéticas, tienen factores de planta que contribuyen a su viabilidad económica con un subsidio reducido. En ese sentido, es aún prematuro indicar que la generación renovable no aumenta considerablemente el monto de las tarifas eléctricas

Tabla 2: Recaudación del Cargo por Prima adicionado a los precios del consumidor final

<i>Recaudación del Cargo por Prima (S/.)</i>							
<i>Año</i>	<i>CH. Santa Cruz II</i>	<i>CH. Santa Cruz I</i>	<i>CH. Poechos</i>	<i>CH. Carhuauquero IV</i>	<i>CH. Caña Brava</i>	<i>CH. La Joya</i>	<i>CH. Roncador</i>
2012	2,936,971	1,660,358	3,403,795	7,936,738	1,804,440	2,612,184	439,967
2011	3,565,682	1,176,462	2,118,358	9,131,528	1,885,944	1,223,187	1,065,748
2010	1,519,565	-	2,118,797	4,727,629	1,180,890	1,802,326	851,160
TOTAL	8,022,218	2,836,820	7,640,950	21,795,895	4,871,274	5,637,697	2,356,875

<i>Año</i>	<i>CH. Purmacana</i>	<i>CH. Huasahuasi</i>	<i>CH. Huasahuasi II</i>	<i>CH. Nueva Imperial</i>	<i>Cogeneración Paramonga</i>	<i>CT. Huaycoloro</i>
2012	525,452	1,776,062	1,776,062	822,242	295,912	5,136,521
2011	451,138	-	-	-	4,199,114	-
2010	-	-	-	-	3,117,248	-
TOTAL	976,590	1,776,062	1,776,062	822,242	7,612,274	5,136,521

TOTAL PRIMA (S/.)	
71,261,482	

Fuente: Estadísticas Anuales de Operación del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC)

6. ¿Qué cosa se ha podido aprender a la luz de la experiencia internacional? ¿Hay posibles reformas en dichos puntos?

En primer lugar, se expuso que la intervención en cantidad favorece la centralización y puede crear barreras a nuevos inversionistas. Del mismo modo, este sistema también concentra el desarrollo en áreas diferenciadas, perdiendo el beneficio de la descentralización.

El modelo peruano de promoción establece algunas medidas para paliar ambas desventajas. Así, el régimen nacional trata de mejorar las condiciones para la conexión al sistema indicando que el precio monómico remunera también los costos de inversión en transmisión eléctrica⁵¹. Asimismo, la planificación en transmisión debe prever los requerimientos para conectar las centrales renovables al sistema⁵². Por último, se prevé la existencia de planificación a nivel regional para el desarrollo de centrales renovables⁵³.

51 Art. 12. *Ibíd.*

52 Art. 24.2. *Ibíd.*

53 Art. 24.1. *Ibíd.*

Siguiendo el ejemplo de otros sistemas, el mecanismo de subsidios peruano podría verse potenciado frente a los problemas expuestos en caso se incluyan mayores arreglos que permitan desarrollar diferentes tecnologías, así como promover aún más la descentralización de la generación. Para ello, la licitación de nuestro sistema podría incluir factores de incentivo por tecnología y por ubicación. Sin embargo, este arreglo de incentivos debería de llevarse a cabo siguiendo también el criterio económico de eficiencia.

Del mismo modo, se expuso que una de las desventajas teóricas de la intervención en cantidad es su difícil diseño, administración e implementación. La respuesta del modelo peruano ha sido un detallado desarrollo normativo, con reglas de subasta previamente establecidas. Se considera que, respecto a este punto, la mejor opción que se puede seguir es mantener las reglas esenciales del modelo, de forma tal que los actores involucrados mejoren su desempeño por la experiencia.

En otro punto, se ha argumentado que la intervención en cantidad no genera incentivos para invertir más allá de la cantidad fijada. Asimismo, se crean riesgos altos y bajas recompensas para la innovación.

El modelo peruano responde a esta desventaja con la creación fondos financieros (provenientes de sus recursos recaudados, de endeudamiento y cooperación internacional) para fines de investigación y para desarrollar proyectos de generación renovable⁵⁴.

Este apoyo financiero resulta gravitante, sin embargo, es muy difícil encontrar una opción que mejore su desarrollo desde el modelo de subsidios cruzados adoptado sin que se afecte la eficiencia que guía la fijación de precios a la electricidad y las subastas competitivas.

Otra de las desventajas identificadas para los modelos de promoción renovable basados en la intervención en cantidad es que son poco flexibles a las necesidades en el corto plazo. Sobre este punto, la legislación señala que las cuotas requeridas para las licitaciones se calculan tomando como referencia estricta el nivel de consumo de electricidad y un porcentaje objetivo fijado por

54 Art. 12. DL 1002.

el Ministerio de Energía y Minas⁵⁵. Del mismo modo, las licitaciones se llevan a cabo cada dos años, con lo cual las posibilidades de afinar los requerimientos del sistema en el corto plazo, mejoran⁵⁶.

La respuesta frente a la desventaja de la flexibilidad será mejor en caso el objetivo no sea fijado por el Ministerio de Energía y Minas con un criterio político. Una mayor flexibilidad podría ser alcanzada si es que la necesidad de licitaciones responde a otros criterios, por ejemplo los objetivos de reducción de emisiones de GEI dictados por el marco internacional.

Por último, la mayor objeción a los modelos de subsidios cruzados basados en intervención en cantidad es la dificultad inherente para mantener algún grado de control sobre el precio.

La solución del modelo peruano de promoción de electricidad renovable establece la existencia de un tope al precio a pagar. Esta 'Tarifa Base' es una herramienta idónea para corregir la deficiencia que, en otros sistemas, ha significado una dificultad mayor.

El diseño de este tope radica en el análisis costo – beneficio del subsidio y, consecuentemente la necesidad de producir un menor impacto en las tarifas eléctricas⁵⁷. La importancia de la 'Tarifa Base' radica en que su cálculo se realiza desde una perspectiva de eficiencia⁵⁸. Los beneficios que este manejo podría otorgar, se verían reducidos en caso se disocie este criterio económico. En definitiva, es altamente recomendable que este tope mantenga, y potencie, su naturaleza técnica y se evite modificarla para preferir otros juicios.

55 Art. 4. DS 012-2011-EM.

56 Art. 9. *Ibíd.*

57 Presidencia del Consejo de Ministros. Resultan especialmente ilustrativos los cuadros de impacto tarifario que se adjuntan como anexo a la exposición de motivos citada. En ellos se establece la necesidad de mantener el impacto tarifario de la generación RER por debajo del 3.75%.

58 Art. 13. DS 012-2011-EM.

6. Bibliografía

Geoscience Australia and ABARE, 'Australian Energy Resource Assessment', *Canberra, Australia* (2010).

Thomas ACKERMANN, Göran Andersson, and Lennart Söder, 'Distributed Generation: A Definition', *Electric Power Systems Research*, 57 (2001), 195-204.

Robert Bacon, Eduardo Ley, and Masami Kojima, 'Subsidies in the Energy Sector: An Overview', *Background Paper for the World Bank Group Energy Sector Strategy* (2010).

Subhes Bhattacharyya, *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance* (London: Springer, 2011).

Janusz Bielecki, 'Energy Security: Is the Wolf at the Door?', *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42 (2002).

María Isabel Blanco, 'The Economics of Wind Energy', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (2009), 1372-82.

European Commission, *Externe - Externalities of Energy* (Brussels, 1998).

Valentina Dinica, 'Support Systems for the Diffusion of Renewable Energy Technologies—an Investor Perspective', *Energy Policy*, 34 (2006), 461-80.

O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, and Y. Sokona, *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* (Cambridge: Cambridge University Press, 2011).

Robert Gross, *The Costs and Impacts of Intermittency: An Assessment of the Evidence on the Costs and Impacts of Intermittent Generation on the British Electricity Network* UK Energy Research Centre, 2006).

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Working Group I Contribution to the Fourth Assessment Report of the Ipcc* (Cambridge: Cambridge University Press, 2007).

———, *Climate Change: The Ipcc Scientific Assessment* (Cambridge: Cambridge University Press for the Intergovernmental Panel on Climate Change, 1990).

Paul Jaskow, 'The U.S. Energy Sector: Prospects and Challenges, 1972–2009.', *Dialogue*, 17 (2009).

Gal Luft, 'Energy Self-Sufficiency: A Realistic Goal or a Pipe Dream?', International Relations and Security Network, (2012) <<http://www.isn.ethz.ch/isn/Digital-Library/Special-Feature/Detail?lng=en&id=153612&contextid774=153612&contextid775=153604&tabid=1453347787>> [Accessed 11/12 18:00 2012].

Philippe Menanteau, Dominique Finon, and Marie-Laure Lamy, 'Prices Versus Quantities: Choosing Policies for Promoting the Development of Renewable Energy', *Energy Policy*, 31 (2003), 799-812.

Miguel Mendonça, David Jacobs, and Benjamin K Sovacool, *Powering the Green Economy: The Feed-in Tariff Handbook* Earthscan/James & James, 2009).

Anthony D Owen, 'Renewable Energy: Externality Costs as Market Barriers', *Energy Policy*, 34 (2006), 632-42.

Jyoti Prasad Painuly, 'Barriers to Renewable Energy Penetration; a Framework for Analysis', *Renewable Energy*, 24 (2001), 73-89.

E Scott Piscitello, and V Susan Bogach, *Financial Incentives for Renewable Energy Development: Proceedings of an International Workshop, February 17-21, 1997, Amsterdam, Netherlands*. Vol. 391 World Bank Publications, 1998).
PB Power, *The Cost of Generating Electricity* (London: Royal Academy of Engineering, 2004).

Presidencia del Consejo de Ministros, 'Decreto Legislativo De Promoción De La Inversión Para La Generación De Electricidad Con El Uso De Energías Renovables. Exposición De Motivos ', SPIJ, (2008) <http://spij.minjus.gob.pe/Textos-PDF/Exposicion_de_Motivos/DL-2008/DL-1002.pdf> [Accessed 24/03/2013 17:00 2013].

Eduardo Quintana, 'Naturaleza Y Efectos De Las Subsidios En Servicios Públicos', *Revista de Derecho Administrativo*, 11 (2012).

Janet Sawin, 'National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Technologies around the World', *Renewable Energy. A Global Review of Technologies, Policies and Markets* (2006).

US Energy Information Administration, *Annual Energy Outlook 2012* (Washington DC: US Department of Energy, 2012).

Abel M. Venero Carrasco, 'La Ley De Concesiones Eléctricas Y Su Rol En La Seguridad Energética Del Perú', *Revista Peruana de Energía*, 1 (2012), 25.

Alice Waltham, 'Rules and Mechanisms for Integrating Wind Power in Electricity Markets', *IPA Energy + Water Economics*, (2008) <<http://www.ipaeconomics.com/publications/03036IPAPaperMarketMechanismsBremen20091015.pdf>> [Accessed 14/12 15:30 2012].

Christian Winzer, 'Conceptualizing Energy Security', *Energy Policy*, 46 (2012), 36-48.

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Problemas y vacíos en la aplicación de la regulación tarifaria en la distribución de energía eléctrica en el Perú

Fidel Antonio Rocha Miranda ^(*)

Sandra Acosta Navarro ^(**)

La actividad de distribución de energía eléctrica en el Perú se encuentra actualmente regulada mediante un modelo tarifario denominado Empresa Modelo Eficiente, establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas. La aplicación de dicho modelo tarifario ha causado no pocas divergencias entre el ente regulador (OSINERGMIN) y las empresas reguladas. En el presente artículo, luego de realizar una descripción introductoria sobre el problema de la regulación de monopolios naturales, describiremos el modelo tarifario aplicable a la distribución eléctrica en el Perú, así como las deficiencias que hemos identificado en dicho modelo, derivadas del análisis de algunos de los conflictos presentados en su aplicación.

I. Introducción

La aprobación en el año 1992 de la Ley de Concesiones Eléctricas, mediante Decreto Ley N° 25844 (LCE) y posteriormente de su Reglamento, mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (RLCE), generaron una seria transformación en la actividad de distribución de energía eléctrica en el Perú, pues además de disponer su separación de otros niveles productivos del sector eléctrico (la generación y transmisión eléctrica)¹, establecieron un esquema regulatorio

* Abogado por la Universidad de Lima. Magister en Finanzas y Derecho Corporativo y Magister en Administración de Negocios por la Universidad ESAN. Profesor de las Maestrías de Gestión de la Energía, y Finanzas y Derecho Corporativo de la Universidad ESAN. Socio de Santiváñez Abogados.

** Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Asesora legal del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC).

1 La Ley de Concesiones Eléctricas dispuso, en su Quinta Disposición Transitoria, que las Empresas de Servicio Público de Electricidad, de propiedad estatal, se sometieran a un proceso de desintegración vertical de sus actividades, la que tuvo lugar en el año 1993. De dicho proceso resultaron trece empresas distribuidoras.

para su remuneración denominado Empresa Modelo Eficiente, el cual responde a su condición de monopolio natural². Desde entonces, además de una fijación provisional en el año 1993, se han realizado cinco procedimientos administrativos de fijación de tarifas de distribución y actualmente viene llevándose a cabo el sexto procedimiento para el periodo 2013 – 2017.

Analizar el marco regulatorio de la distribución eléctrica en el Perú y los procedimientos administrativos de fijación de tarifas de distribución que derivan de éste, implica necesariamente considerar el objetivo de dicho marco regulatorio, el cual busca permitir la asignación eficiente de recursos promoviendo la inversión en activos e infraestructura para la prestación del servicio, pero incentivando a su vez la minimización de costos de producción. Como es evidente, el logro de este objetivo complejo genera no pocas tensiones entre los agentes involucrados en la fijación de tarifas, relacionadas principalmente a interpretaciones divergentes sobre la aplicación del marco legal y regulatorio, las cuales pueden generar impactos económicos importantes en las tasas de retorno de las inversiones.

La regulación de las tarifas de distribución eléctrica mediante procedimientos administrativos condiciona la rentabilidad de las empresas reguladas, ya que determina su flujo de ingresos y, en la medida que sus inversiones están sujetas a la rentabilidad de sus proyectos, condiciona también el crecimiento de dichas empresas. Pero la regulación no tiene impacto únicamente en las empresas reguladas o en el retorno de las inversiones ya efectuadas por dichas empresas, pues es también un factor condicionante para las nuevas inversiones, ya que introduce el riesgo regulatorio en la evaluación económica-financiera de los proyectos. Además, tal como explicaremos más adelante, la regulación tiene un impacto directo en el costo del capital de las empresas reguladas.

Es por dichas razones que, la utilización de mecanismos transparentes y participativos para la determinación de las disposiciones regulatorias, así como el mantenimiento de criterios predecibles y conocibles en la aplicación

2 El esquema regulatorio para la distribución eléctrica establecido por la LCE, denominado Empresa Modelo, tiene ya veinte años de vigencia; fue aplicado inicialmente por la Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE). Sin embargo, desde el año 2001 la Gerencia Adjunta de Políticas Regulatorias (GART) del Organismo de Supervisión de la Inversión Privada en Energía y Minas (OSINERGMIN), es el ente encargado de aplicar dicho esquema regulatorio para establecer las tarifas de distribución.

de dichas disposiciones, resultan condiciones necesarias para mantener la confianza de los inversionistas privados y asegurar la sostenibilidad del servicio de distribución. En el escenario actual, en el cual las empresas de distribución eléctrica peruanas, mayoritariamente empresas estatales³, requieren financiamiento de capitales privados, tanto para expandir el servicio como para mantener los niveles de calidad y confiabilidad del mismo, las citadas condiciones de transparencia, participación y predictibilidad resultan determinantes.

En el presente artículo revisaremos la teoría económica de la regulación de monopolios naturales como la distribución eléctrica, para posteriormente centrarnos en describir el modelo tarifario de la distribución de energía eléctrica establecido por la LCE y su aplicación práctica actual, así como las deficiencias que hemos identificado en la aplicación de dicho modelo regulatorio, en base a la descripción de algunos de los conflictos que han surgido en las últimas fijaciones tarifarias entre los agentes involucrados y en la aplicación de la tarifa de distribución a los usuarios finales.

II. Monopolios Naturales y su regulación

Se dice que existe un monopolio natural cuando la provisión de determinadas cantidades de un conjunto de bienes o servicios cuesta menos cuando éstas son producidas por una sola empresa que cuando son producidas por dos o más empresas⁴ (subaditividad de costos⁵). En los casos en los cuales la empresa con características de monopolio natural presta un solo servicio (empresa

3 Si bien la LCE intentó impulsar la privatización en todos los niveles del sector eléctrico, en la actividad de distribución el programa de privatización no fue exitoso, por lo que en la actualidad, veintidós de los veinticuatro departamentos del Perú son atendidos a través de empresas del Estado.

4 GALLARDO, José. Disyuntivas en la teoría normativa de la regulación: el caso de los monopolios naturales. Documento de Trabajo N° 164 preparado como parte del programa de investigaciones del Plan de Apoyo a la Maestría en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú, Perú, p. 3.

5 Una industria es un monopolio natural si la función de costos es estrictamente subaditiva en el rango de cantidades relevante. Asimismo, se entiende que existe un monopolio natural en la producción de un bien cuando la función de costos exhibe subaditividad para las cantidades demandadas, es decir cuando una sola empresa es capaz de producir la cantidad que se demanda del bien en cuestión a un costo menor o igual al que tendrían dos o más empresas.

monoproducto), por ejemplo la distribución eléctrica en una determinada zona, el costo medio por atender a cada usuario disminuye al aumentar la cantidad de usuarios que se atiende, es decir se presentan costos medios decrecientes para una gama de producción grande en relación al tamaño de la demanda. La razón principal que justifica este esquema de costos es que tender la red de distribución constituye el mayor costo en el que tiene que incurrir la empresa para prestar el servicio, por lo que conectar a un usuario adicional representa un costo adicional relativamente pequeño⁶.

La presencia de costos medios decrecientes puede generarse por distintas razones; sin embargo, en el caso de redes de distribución se explican por la existencia de economías de densidad. Las economías de densidad aparecen cuando los costos variables medios de la empresa disminuyen en la medida que aumenta la utilización de sus activos fijos⁷. De esta forma, dicho concepto hace referencia a la reducción de costos medios conforme se incrementa la densidad, es decir, conforme se incrementa el aprovechamiento de la red o de la capacidad instalada⁸. De acuerdo a la literatura económica, mientras existan economías de densidad en la provisión de un servicio resultará más eficiente que el mismo sea proporcionado por una sola empresa porque la entrada al mercado de una empresa adicional implicaría la duplicación innecesaria de los activos fijos.

Los monopolios naturales también pueden surgir por la presencia de economías de diversificación, las cuales son encontradas en distintas industrias multiproducto cuando resulta más eficiente que una sola empresa provea dos o más productos relacionados, que cada uno de dichos productos sea provisto por una empresa diferente⁹. La industria de refinación del petróleo en el Perú es un buen ejemplo de economías de diversificación; en este caso se utiliza la misma infraestructura e insumos para producir distintos tipos de derivados. Este fenómeno que usualmente se explica por el uso de activos comunes para producir distintos productos, pueden generar que con el tiempo se reduzca el número de empresas en un mercado determinado.

6 BALDWIN, Robert, CLAVE, Martin y LODGE, Martin. *Understanding Regulation. Theory, Strategy, and Practice*. Segunda Edición, Oxford University Press, New York, p. 444.

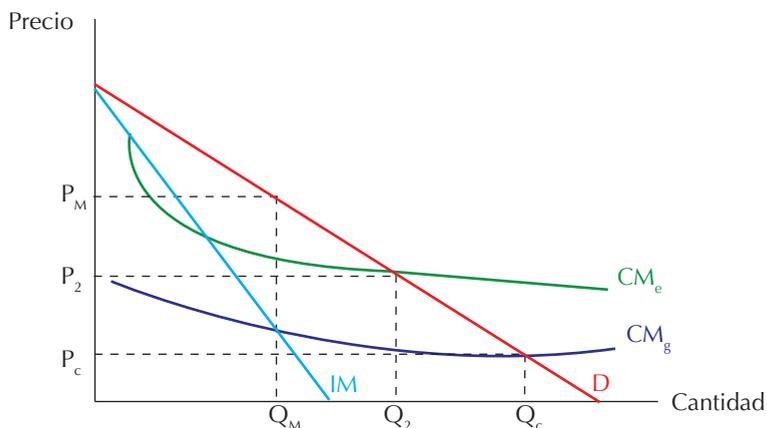
7 DE RUS, Gines, CAMPOS, Javier y NOMBELA, Gustavo. *La economía del transporte*. Primera Edición, Antoni Bosch Editor, España, p. 110.

8 DAMMERT, Alfredo, MOLINELLO, Fiorella, CARBAJAL, Max. *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Primera Edición, OSINERGMIN, Perú, p. 92.

9 BALDWIN, Robert, CLAVE, Martin y LODGE, Martin. *Ob. cit.*, p. 446.

Ahora bien, la existencia de un monopolio natural ofrece incentivos para que la empresa cobre un precio mayor por el producto y produzca una cantidad menor que el precio y la cantidad que habrían resultado de un mercado en competencia; dicha situación genera una pérdida de eficiencia, conocida como el triángulo de pérdida de eficiencia social, que reduce el beneficio total generado por el mercado¹⁰. En la Figura N° 1 se muestra como un monopolio natural que no se encuentra regulado cobrará un precio P_M , cuando el precio ideal sería P_C el punto en que la demanda (D) corta la curva de costo marginal (CM_g). Sin embargo, con un precio igual a P_C no se cubriría el costo medio de la empresa, por lo que a largo plazo esta quebraría¹¹. El precio más bajo en que la empresa podría estar en equilibrio es P_2 .

Figura N° 1¹²



De acuerdo a la teoría de los mercados contestables, en un escenario en el cual todas las inversiones fueran reversibles, un monopolio no podría mantener su condición por mucho tiempo, toda vez que la empresa monopólica sería disciplinada por los potenciales competidores que, atraídos por el precio

10 En términos del bienestar social, el problema de este tipo de ineficiencia consiste en que el consumidor marginal compra de tal manera que su valoración por el bien o servicio excede al costo social de producirlo, de acuerdo a DAMMERT, Alfredo, MOLINELLO, Fiorella y CARBAJAL, Max. Ob. cit., p. 7-8.

11 A menos que se otorguen subsidios al monopolista, el cual operaría con pérdidas. Esta política encuentra dificultad en restricciones financieras o impuestos que generan ineficiencias mayores.

12 BALDWIN, Robert, CLAVE, Martin y LODGE, Martin. Ob. cit., p. 447.

monopólico, entrarían a participar en el mercado. Sin embargo, si las inversiones son irreversibles, los costos relevantes de la empresa establecida, que ya ha amortizado sus inversiones, serán menores que los de sus potenciales competidores, por lo que existirán barreras a la entrada en el mercado¹³. La combinación de subaditividad de costos y de costos hundidos puede permitir la existencia de posiciones monopólicas estable. Esta situación se grafica en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 1¹⁴

Características del mercado	Irreversibilidad de inversiones / costos hundidos	Reversibilidad de inversiones / sin costos hundidos
Economías de escala/ monopolio natural	Monopolio estable	Monopolio disciplinado por competidores potenciales
Sin economías de escala/ sin monopolio natural	Competencia de distintos competidores activos	Competencia de distintos competidores activos

Cuando en un mercado existen las condiciones para la existencia de un monopolio natural, es decir la subaditividad de costos, resulta adecuado que una sola empresa opere en el mercado, lo contrario determinaría la existencia de ineficiencias productivas¹⁵. Este es el argumento que se utiliza para justificar la existencia de regulación a la entrada, la cual permitiría un proceso de inversión ordenado que evite un ciclo de excesiva inversión (duplicación de costos fijos) y competencia destructiva¹⁶. Tal como describiremos más adelante la actividad de distribución eléctrica en el Perú tiene regulación de entrada, en la medida que la LCE estableció que sólo podía ser desarrollada por un titular con carácter de exclusivo, en cada zona de concesión determinada¹⁷.

13 PEDELL, Burkhard. Regulatory Risk and the cost of capital: Determination and Implications for Rate Regulation. Primera Edición, Springer, Alemania, p. 9.

14 Ibidem. p. 10.

15 La ineficiencia productiva se produce cuando no se utilizan todos sus recursos de manera eficiente, produciendo el máximo de producción con el mínimo de recursos. La existencia de varias empresas en un mercado con características de monopolio natural genera ineficiencias productivas por la duplicación de activos y el desaprovechamiento de las economías a escala o diversificación (entre otros).

16 GALLARDO, Jose. Ob. cit., p. 15.

17 Cabe indicar que el artículo 35° del Texto Unificado de la Ley General de Electricidad – Decreto Supremo N° 009-92, norma que regulaba al sector eléctrico antes de la aprobación de la Ley de Concesiones Eléctricas y que fue derogada por esta última, ya establecía en sus

Sin embargo, imponer una regulación a la entrada determina que una única empresa opere en el mercado por lo que es probable que surjan ineficiencias en la asignación,¹⁸ derivadas del poder de mercado de la empresa monopólica¹⁹. Las ineficiencias presentes en industrias con características de monopolio natural han intentado ser resueltas mediante distintas formas, por ejemplo crear una empresa pública que no tiene los incentivos para utilizar su poder de mercado, el otorgamiento de una concesión a una empresa privada que sea controlada por un organismo regulador que fije sus tarifas²⁰ o la generación de competencia ex-ante a través de subastas en precios por la concesión, entre otros²¹.

Al decidir regular los monopolios naturales, el Estado debe decidir qué modelo tarifario es aquel que debe utilizar del abanico de opciones que ofrece la teoría económica. A continuación describiremos brevemente algunos de dichos modelos tarifarios:

a) Tasa de Retorno

Este modelo tarifario fue el primero en utilizarse para establecer tarifas en Estados Unidos de América y fue aplicado por las comisiones reguladoras

disposiciones la prohibición de asignar una misma área de responsabilidad a más de una empresa de Servicio Público de Electricidad; sin embargo, dicha prohibición no era absoluta, tal como puede apreciarse a continuación:

Artículo 35.- Las Empresas Regionales de Servicio Público de Electricidad ejercerán las actividades destinadas a la prestación del Servicio Público de Electricidad dentro del área de responsabilidad que les asigne el Ministerio de Energía y Minas, mediante Resolución Ministerial. Una misma área no podrá ser asignada a más de una empresa de Servicio Público de Electricidad salvo en casos especiales debidamente justificados, título temporal y por plazo definido.

El Ministerio de Energía y Minas podrá variar la delimitación del área de responsabilidad de una empresa regional de servicio público de electricidad cuando esta no atienda adecuadamente la prestación del servicio, o cuando el área asignada pueda ser servida más eficientemente por otra empresa.

18 La eficiencia asignativa implica que los precios sean iguales a los costos en los que la sociedad incurre para producir este bien. Asegura que los consumidores cuya valoración del bien exceda o iguale el costo de producir el bien adquirirán el bien. Los consumidores que tengan una menor valoración no lo adquirirán. La asignación de recursos es óptima en el sentido de Pareto cuando no es posible que algunos individuos mejoren su posición sin empeorar al mismo tiempo la de otro.

19 GALLARDO, Jose. Ob. cit., p. 15

20 El accionar del regulador en el proceso regulatorio se puede definir como un introductor o mitigador de riesgos, pues su accionar puede generar efectos positivos o negativos en el costo del capital de las empresas reguladas.

21 GALLARDO, Jose. Ob. cit., p. 15-16

estatales para aprobar las tarifas de las empresas de suministro eléctrico, de gas y de telecomunicaciones hasta los años ochenta. Esta regulación se apoyaba en la doctrina elaborada por los tribunales de Estados Unidos de América durante la primera mitad del presente siglo, según la cual las tarifas debían permitir la recuperación de los costos variables y de inversión en los que “prudentemente” había incurrido la empresa de servicio público²². Estos costos a recuperar incluían una retribución justa de los capitales propios invertidos o utilizados en la actividad de servicio público²³.

La regulación por tasa de retorno consiste en fijar un límite superior a la tasa de rentabilidad y determinar el valor del servicio que permita a la empresa obtener la rentabilidad previamente definida. En este sentido, este sistema consiste esencialmente en fijar al prestador del servicio un límite razonable en sus ganancias a fin de evitarle beneficios indebidos derivados de su posición monopólica y permitirle recuperar las inversiones efectuadas²⁴. La idea de este esquema es que los ingresos de la empresa deben ser iguales a sus gastos más un retorno razonable por las inversiones realizadas²⁵. Mediante este esquema el regulador le permite sólo un retorno favorable a la firma impidiendo beneficios extraordinarios, a la vez el regulador protege la inversión de la firma²⁶.

En este modelo tarifario, la empresa entrega su información financiera al regulador para que este pueda fijar la tasa de retorno del siguiente periodo y el valor del servicio que permita a la empresa obtener dicha tasa. Mediante un estudio de costo, se distingue los costos variables de aquellos que merecen una tasa de rentabilidad, aceptando solo inversiones prudentes (Base de Activos). Así, el regulador establecerá la tasa de retorno permitida²⁷ y el periodo de depreciación

22 LASHERAS, Miguel. Mecanismos de regulación. En *La regulación económica de los servicios públicos*. Primera Edición, Editorial Ariel, Barcelona, p. 80.

23 La doctrina de recuperar los costos en que prudentemente se hubiera incurrido más una tasa de beneficios sobre las inversiones realizadas equivalente a la que se obtendría en otras actividades económicas se remonta al caso de la *Federal Power Commission vs. Hope Natural Gas* en 1944.

24 BIANCHI, Alberto. *La regulación económica*. Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma, Buenos Aires, 2001, p. 334-335.

25 GALLARDO, José. *Ob. cit.*, p. 35-36.

26 GALLARDO, José. *Ob. cit.*, p. 36.

27 En la medida que uno de los principales objetivos de la regulación es que las utilidades de las empresas reguladas vayan en paralelo con las que obtendrían en situaciones de competencia efectiva, la tasa de retorno debería fijarse de tal manera que sea una tasa justa sobre

de los activos que considera que debería aplicarse, es decir el factor anual que recupera la depreciación de la Base de Activos y el costo de oportunidad del capital invertido. Una vez que los precios han sido fijados, éstos permanecen fijos hasta la nueva revisión, lo cual podría incentivar a la empresa a ser eficiente en costos; sin embargo, las empresas obtienen los beneficios de la disminución de costos solo en el periodo corriente, es decir, antes del reajuste de tarifas.²⁸

La aplicación de este modelo tarifario presenta altos costos para el regulador relacionados principalmente a la asimetría informativa que enfrenta para determinar los costos de inversión y de financiamiento de la empresa regulada. En este sentido, las principales dificultades para la aplicación de esta regulación son la determinación del nivel de la Tasa de Retorno²⁹, que depende de la definición de los costos legítimos de la empresa (costos de operación y mantenimiento y la base de capital³⁰), y la determinación de los precios permisibles para alcanzar dicha Tasa de Retorno³¹ que permite maximizar el bienestar, pero a su vez garantizar que la empresa cubra todos sus costos.

el capital empleado, de acuerdo a los estándares competitivos. Cuando el rendimiento de la empresa se fija de esta manera habrá un balance equitativo y justo entre los intereses de la empresa, usuarios y el Estado.

28 GALLARDO, José. Ob. cit., p. 36.

29 El método más utilizado para establecer la tasa de retorno permitida sobre la base de capital es calcular el costo medio ponderado de las diferentes formas de financiación que tenga la compañía (Wweighted Average Costo of Capital - WACC). Para dichos efectos, se debe calcular el costo de la deuda como el valor ponderado de las tasas de interés de los distintos préstamos de la compañía, siempre que resulten adecuados para el regulador y el costo del capital, el cual generalmente se determina mediante el modelo financiero Capital Assets Pricing Model (CAPM).

30 Las formas posibles de calcular la base para aplicar la tasa de retorno son, entre otras:
Valor contable del activo.- Considera la inversión original, es decir lo que la compañía pagó por las instalaciones y equipos menos la correspondiente amortización. Este método es de fácil aplicación, pero basa la remuneración en la antigüedad de los activos y no en las características del servicio en sí mismo. Dos empresas de similar tamaño, con mercados similares, pueden tener diferentes tarifas dependiendo la antigüedad media de sus activos.

Valor de reposición de los activos.- Considera para la base de capital el costo de adquisición a valor actual de las mismas instalaciones y equipos. De alguna manera se juzga la eficiencia económica de las inversiones hechas por la compañía.

31 Usualmente se entiende que lo deseable es alcanzar los Precios Ramsey, que determinan en qué medida se debe aumentar el precio de cada servicio por encima del costo marginal para maximizar el bienestar, pero garantizando que la empresa cubra todos sus costos. Los Precios Ramsey se basan en el principio de que los servicios que más deben contribuir con su precio a financiar los costos fijos son aquellos que tienen una menor elasticidad de la demanda, mientras que los servicios que contribuyen menos son aquellos con una elevada elasticidad.

Asimismo, la regulación de Tasa de Retorno genera el efecto conocido como Averch-Jhanson³², de acuerdo al cual una empresa regulada bajo éste esquema podría tener incentivos para realizar más inversiones en capital de lo que sería el nivel óptimo, escogiendo para su operación tecnologías intensivas en capital sobre otras, independientemente de su eficiencia productiva. En este sentido, cuando la Tasa de Retorno se fija por encima del costo de capital, la empresa incrementará su utilización de capital respecto a los otros recursos de producción³³.

b) Price Cap

En 1983 Stephen Littlechild en el reporte *Regulation of British Telecommunications Profitability* propuso la regulación por Price Cap para el mercado de telecomunicaciones en Inglaterra, como una alternativa al sistema americano de la regulación por Tasa de Retorno³⁴. En dicho reporte Littlechild argumentaba que la regulación por Price Cap daría incentivos a la empresa regulada para mejorar su eficiencia productiva reduciendo la carga de información regulatoria. Anteriormente, un reporte de la Comisión de Monopolio y Fusiones del Reino Unido (MMC, 1982) había recomendado el uso del Price Cap para limitar el abuso de poder de mercado de un proveedor dominante, criticando la Regulación por Tasa de Retorno porque no proveía los incentivos suficientes para una eficiencia en costos³⁵.

32 Averch y Johnson (1962) describieron el siguiente efecto que podía ser producido por la Tasa de Retorno: .Si las empresas reguladas tienen funciones de producción en las que es posible elegir distintas composiciones de bienes productivos (por ejemplo, capital y trabajo) para satisfacer un determinado nivel de demanda y el regulador fija una tasa de retribución al capital más alta que el costo del capital en los mercados, la regulación por Tasa de Retorno incentiva a las empresas reguladas a gastar en activo fijo por encima de lo que sería el nivel óptimo.

33 Por otro lado si la Tasa de Retorno es fijada al mismo nivel que el costo de capital, para la empresa regulada es indiferente trabajar a distintos niveles de producción y con diferentes relaciones capital-trabajo. Y Si la TR es fijada por debajo del costo de capital, la empresa regulada tratará de reducir su producción hasta dejar de producir en absoluto.

34 Littlechild trataba de evitar que se regulara la recién privatizada *British Telecom (BT)* mediante el esquema de Tasa de Retorno, lo cual en efecto se logró, dado que dicha empresa fue regulada por *Price Cap* después del reporte del Littlechild.

35 Asimismo criticaba el sistema de regulación por Tasa de Retorno por las siguientes razones:

- En un contexto multiproducto, donde solo algunos productos eran regulados, se daba una asignación arbitraria de costos.
- Existía dificultad en la implementación por diferentes tratamientos contables.

La regulación por Price Cap fija una tasa a la cual los precios, después de la corrección por inflación, deben disminuir; es decir, los precios deben mantener su valor real con respecto a los restantes precios (a mayor inflación mayores precios en la industria) pero deben disminuir de acuerdo a las innovaciones tecnológicas que permitan reducir costos³⁶. A la tasa en la que deben disminuir los precios se le conoce como el Factor X o Factor de productividad que representa las ganancias de eficiencia que la empresa debe trasladar a los usuarios. La esencia de este esquema de regulación es la elección de un Factor X apropiado³⁷, pues dicho factor refleja el potencial ahorro de costos de la firma debido a un aumento de su eficiencia o a un progreso tecnológico y permite que este ahorro en costos sea compartido con los consumidores sin que se afecten los incentivos de la firma para alcanzar dicho ahorro.

La determinación del Factor X, que resulta crítica para la implementación de la regulación por Price Cap³⁸, se basa en un estimado del incremento esperado en la productividad de la empresa. Existen dos enfoques en la determinación de dicho factor: (i) el Método de Flujo de Caja Descontados (*Building Blocks*) que determina el factor de productividad que hace que los flujos de caja esperados sean igual a cero, dado un WACC³⁹ y (ii) el Método de productividad histórica (*Bottom-Up*)⁴⁰, que utiliza la productividad pasada como predicción para el cálculo de la productividad futura, siendo necesario disponer de información confiable y consistente para el cálculo.

La regulación por Price Cap requiere una revisión de precios en intervalos fijos. A la brecha entre revisiones se le conoce como rezago regulatorio; dicha

36 GALLARDO, José. Ob. cit., p. 37

37 Un factor de productividad (Factor X) positivo refleja generalmente una de estas condiciones:

- La industria regulada es capaz de aumentar su productividad más rápidamente que las otras industrias de la economía.
- Los precios de los insumos empleados en la industria regulada aumentan menos rápido que los precios de los insumos de otros sectores de la economía.

38 Cuando el factor X es muy bajo, la empresa regulada realizará beneficios excesivos. Si X es muy alto, la viabilidad de la empresa regulada podría estar comprometida y sus incentivos a ser eficiente.

39 El Wheighted Average Costo of Capital – WACC es el costo medio ponderado de las diferentes formas de financiación que tenga la compañía.

40 La utilización del enfoque de productividad histórica (*Bottom-Up*) implica escoger la metodología de cálculo del factor de productividad entre los siguientes métodos: Números Índice, *Data Envelope Analysis (DEA)*, *Stochastic Frontier (SF)* y estimación econométrica de funciones de costo multiproducto.

brecha es un factor crítico y determinante del beneficio de los incentivos del esquema regulatorio. Si el regulador restaura el precio en la revisión de tal forma que los beneficios futuros esperados sean cero, claramente los incentivos de largo plazo para la eficiencia serán menores mientras más cortos sean los rezagos regulatorios. Los rezagos muy cortos harán que la regulación por Price Cap se asemeje a la Regulación por Tasa de Retorno, y los rezagos muy largos harán que el esquema pierda credibilidad.

Una empresa sujeta a regulación por Price Cap tomará el máximo precio como dado y buscará minimizar costos e invertir eficientemente dado los niveles de demanda que resultan de los precios tope y se encontrará motivada a minimizar costos porque recibe beneficios de dicha reducción. Dado que la empresa recibe todas sus ganancias, tiene el incentivo de innovar e introducir nuevos productos o servicios que harán aumentar sus ingresos. Asimismo, los costos administrativos de operar la regulación por Price Cap son más bajos que los generados por la regulación por Tasa de Retorno, tanto para la empresa como para el regulador. Los consumidores también se benefician ya que comparten las ganancias de productividad⁴¹.

Desde el punto de vista de las desventajas, debemos señalar que al proveer fuertes incentivos para la reducción de costos, la regulación por Price Cap puede llevar a una degradación de la calidad, por lo que esta regulación generalmente se complementa con supervisión y fiscalización de la calidad de los servicios. Por otro lado, esta regulación no estimula el desarrollo de inversión en nuevos accesos (usuarios), lo que en nuestro país es un problema importante.

c) Yardstick Competition

Andrei Shleifer fue uno de los primeros autores en estudiar el modelo de Yardstick Competition. Este autor consideraba que el problema de falta de incentivos para reducir costos que presentaban las empresas monopólicas podía ser resuelto si el regulador utilizaba un mecanismo de comparación contra el cual evaluara el potencial de la empresa, distinto a su propio

41 Es probable que los precios bajen más con una regulación por Price Cap que con una regulación por Tasa de Retorno. Mientras el factor X sea positivo, el aumento en los precios siempre será menor que la tasa de inflación.

desempeño presente o pasado⁴². Con dicha comparación, el regulador podía decidir cuáles debían ser los costos de la empresa y fijar el precio de acuerdo a ello. Shleifer consideraba que la eficacia de usar los costos de empresas comparables como indicador del potencial de una empresa se ilustraba mejor en empresas idénticas, en las cuales el regulador podía esperar una reducción de costos del mismo nivel.

Según, Shleifer al relacionar el precio de una empresa con los costos de otra empresa idéntica, el regulador podía forzar a competir a empresas que operaban en diferentes mercados. Si una de dichas empresas reduce sus costos cuando la otra empresa no, obtiene beneficios; si falla en reducir costos cuando la empresa idéntica sí lo logra, incurre en costos. Para utilizar este mecanismo, el regulador no necesita conocer la tecnología para reducir los costos; la información contable es suficiente para lograr la eficiencia⁴³. De acuerdo al citado autor, este modelo funcionaría porque impediría que una decisión ineficiente acerca de los costos tomada por una empresa, influyera en el precio y se transfiriera a la retribución que dicha empresa recibiera⁴⁴.

El Yardstick Competition es un modelo de regulación que intenta simular el comportamiento de un mercado competitivo, comparando la operación de empresas que son iguales o parecidas pero que no compiten entre sí. Para estos efectos, se toma a la empresa más eficiente de aquellas que son comparadas, como referencia para regular a la industria. Las ganancias de la empresa regulada dependen de su funcionamiento relativo, pues es recompensada si opera de forma más eficiente con relación a las demás empresas y penalizada si opera de forma menos eficiente con relación a éstas. En este sentido, el modelo regulatorio Yardstick Competition introduce competencia indirecta a las empresas reguladas.

En este modelo el regulador determina los precios de la empresa regulada considerando la eficiencia de todas las demás empresas del mercado. En particular, establece que el precio de una empresa determinada, debe ser igual al costo medio de las demás con las que se le compara. A cada empresa se

42 SHLEIFER, Andrei. A theory of yardstick competition. *Rand Journal of Economics*. Vol. 16, No. 3, Autumn 1985. p. 319. El citado artículo puede verse en: < <http://www.ppge.ufgrs.br/giacomo/arquivos/regulacao2/shleifer-1985.pdf> >

43 SHLEIFER, Andrei. Op. Cit. p. 320.

44 SHLEIFER, Andrei. Op. Cit. p. 320.

le permite cobrar un precio igual al costo medio de las demás con las que se le compara. En este sentido, el precio de las empresas no tiene en cuenta su propio costo de producción. Este sistema de regulación de precios incentiva a las empresas a comportarse de forma eficiente, toda vez que si una empresa es más eficiente que sus competidores, es decir tiene un costo medio menor, podrá fijar un precio mayor que sus costos y obtendrá un beneficio positivo. Por el contrario, si una empresa es menos eficiente que sus rivales, se verá obligada a fijar un precio menor que su costo medio, y tendrá pérdidas. Ante esta situación, la empresa intentará reducir sus costos para conseguir beneficios.

Este esquema tarifario reduce la asimetría de información, toda vez que el regulador al efectuar la comparación de la información que recoge de todas las empresas y obtener una visión clara sobre la eficiencia de las empresas reguladas; además, este esquema permite la comparación con empresas internacionales de características similares y que operen en un entorno similar. Sin embargo, la principal desventaja de este modelo es la complejidad de comparar la operación de empresas que no son totalmente idénticas, lo que puede crear distorsiones en el funcionamiento del mercado.

Por otro lado, algunos autores⁴⁵ señalan que la aplicación de este modelo tarifario es inherentemente subjetiva porque no existe ninguna base objetiva para atribuir diferencias inexplicadas de costos a la ineficiencia per se, o para decidir en qué periodo una empresa podrá nivelarse a las demás. De esta forma, la discrecionalidad que tendría el regulador en este modelo tarifario podría reducir los incentivos para la eficiencia, porque podría afectar la confianza de las empresas que esperan beneficiarse por minimizar sus costos y restarle credibilidad a la garantía de recuperación de inversiones brindada a las empresas reguladas.

d) Empresa Modelo Eficiente

Este modelo es una variante de la regulación Yardstick Competition, que parte de la condición de sustentabilidad del mecanismo de regulación, considerando

45 WILLIAMSON, Brian y TOFT, Susanne. The Appropriate Role of Yardstick Methods in Regulation, National Economics Research Associates – NERA, 2001, p. 1-2 Este artículo puede ser consultado en: <<http://www.safirasia.org/safirPDF/Yardstick.pdf>>

que el valor presente de los flujos de caja por los activos invertidos por la empresa regulada deben cubrir los costos de inversión. La particularidad es que los precios se fijan directamente a partir de esa condición, lo que implica tarifificar a Costo Medio de Largo Plazo. Sobre la base de este principio se diseña una “Empresa Modelo”, denominada también “Empresa Eficiente” o “Empresa Económicamente Adaptada”, que es una empresa que produce la cantidad demandada al mínimo costo técnicamente posible.

En este modelo tarifario, las empresas reguladas “compiten” con la Empresa Modelo construida por el regulador, pues son remuneradas en función a si su operación es más o menos eficiente que la de dicha empresa modelo. Los clientes pagan el costo del servicio basado en los costos de la empresa modelo eficiente, por lo que las empresas reguladas para obtener los beneficios económicos esperados, tendrían que alcanzar al menos los mismos niveles de eficiencia reconocidos para la empresa modelo; en caso no lo consigan incurrirán en pérdidas derivadas de su ineficiencia. La esencia de este esquema de regulación es el modelamiento óptimo de la Empresa Eficiente, porque la recuperación de las inversiones de la empresa real regulada depende de ello.

Este modelo se basa en reproducir los efectos del equilibrio competitivo; en este sentido, se sustenta en tres propiedades: (i) El valor de la unidad marginalmente consumida es igual al costo marginal de largo plazo, lo que se conoce por eficiencia asignativa; (ii) El bien o servicio se produce al mínimo costo, porque las empresas adoptan la tecnología más eficiente; esto se conoce por eficiencia productiva; y (iii) Las empresas cubren exactamente sus costos económicos de largo plazo, es decir son sustentables (o, lo que es lo mismo, el costo medio y marginal de largo plazo coinciden).

En el caso del mercado de distribución de energía eléctrica en el Perú, la LCE ha establecido la aplicación del modelo regulatorio Empresa Modelo Eficiente para la fijación de las tarifas de distribución. A continuación detallaremos, las particularidades de éste modelo de acuerdo a su configuración establecida en la LCE y sus normas reglamentarias; para posteriormente señalar algunas de las deficiencias que hemos identificado en la aplicación de dicho modelo regulatorio, en base a la descripción de algunos de los conflictos que han surgido en las últimas fijaciones tarifarias entre los agentes involucrados y en la aplicación de la tarifa de distribución a los usuarios finales.

III. Modelo tarifario en distribución de energía eléctrica en el Perú

3.1 Descripción del modelo tarifario

De acuerdo a lo establecido en la LCE la actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en cada área de concesión se brinda con carácter de exclusividad⁴⁶, en este sentido existe regulación a la entrada en dicha actividad, por lo que, de acuerdo a la teoría económica, es probable que surjan ineficiencias asignativas derivadas del poder de mercado de la empresa a la que se le concede el monopolio legal. Por dicha razón la intervención estatal se manifiesta en dicha actividad a través de la regulación de precios; así, el marco legal ha establecido un sistema de determinación de precios regulados (tarifas) para la actividad de distribución y para el suministro del Servicio Público de Electricidad. El citado sistema es el correlato de la exclusividad o monopolio otorgado a cada distribuidora y tiene como lógica tratar de simular el precio que debería tener una empresa distribuidora eficiente si enfrentara competencia.

En este punto es necesario precisar que la LCE y el RLCE diferencian a los servicios que se brindan dentro de la industria eléctrica en función a si tienen la calidad de Servicio Público de Electricidad o no. El sistema de precios regulados es aplicado únicamente a las actividades clasificadas como Servicio Público de Electricidad. En este sentido, es necesario realizar dos precisiones:

- (i) En el mercado eléctrico existen dos tipos de usuarios: (a) los usuarios regulados o usuarios del Servicio Público de Electricidad⁴⁷ cuyas tarifas

46 En este sentido, el artículo 30° de la LCE establece lo siguiente:

“Artículo 30.- La actividad de distribución de Servicio Público de Electricidad en una zona determinada, sólo puede ser desarrollada por un solo titular con carácter exclusivo. La concesión de distribución no puede ser reducida sin autorización del Ministerio de Energía y Minas. (...)”

47 El artículo 2° de la LCE establece que constituye Servicio Público de Electricidad, el suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento. Por su parte, el RLCE establece que el límite de potencia para los suministros sujetos al régimen de regulación de precio es de 200 kW y que aquellos usuarios cuya demanda se ubicará dentro del rango de potencia establecido en el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, tendrían derecho a optar entre la condición de usuario regulado o usuario libre. Sobre el particular, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, aprobado mediante Decreto Supremo N° 022-2009-EM estableció que los usuarios regulados eran aquellos cuya máxima demanda anual era igual o menor a 200 kW, mientras que los usuarios libres eran aquellos que tenían una demanda anual que

máximas comprenden los precios a nivel generación, los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes y la retribución por el sistema de distribución⁴⁸; y (b) los usuarios libres que por la magnitud de su demanda pueden negociar con los generadores o distribuidores eléctricos el precio a nivel de generación, de acuerdo a las condiciones de mercado, pero para retribuir a los sistemas de transmisión y distribución pagan tarifas reguladas.

- (ii) La actividad de distribución de electricidad se encuentra clasificada por la LCE y su reglamento como un Servicio Público de Electricidad⁴⁹, por lo que las tarifas referidas al sistema de distribución están sujetas a regulación de precios⁵⁰. Dichas tarifas son aplicadas a los usuarios regulados de acuerdo a las opciones tarifarias establecidas por OSINERGMIN y también a los usuarios libres de conformidad con el Procedimiento para Aplicación de los Cargos por Transmisión y Distribución a Clientes Libres, aprobado por el OSINERGMIN mediante Resolución N° 1089-2001-OS-CD.

De acuerdo a lo anterior, la compensación máxima que puede cobrar el distribuidor eléctrico, tanto a usuarios regulados como a usuarios libres, es fijada administrativamente. A esta compensación se le denomina Valor Agregado de Distribución (en adelante el VAD) y es establecida por el Consejo Directivo del

superará los 2500 kW; y, que aquellos usuarios cuya demanda anual se encontrara entre 200 kW y 2500 kW tenían derecho a elegir entre la condición de usuario regulado o libre.

- 48 En efecto, el artículo 63° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 63.- Las tarifas máximas a los Usuarios Regulados, comprenden:

- a) *Los Precios a Nivel Generación;*
- b) *Los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y,*
- c) ***El Valor Agregado de Distribución.***

Dicha composición se refleja en las opciones tarifarias aprobadas por el Consejo Directivo del OSINERGMIN entre las cuales pueden elegir los usuarios regulados. Sin embargo, cabe precisar que algunas opciones tarifarias no incluyen el VAD.

- 49 La LCE establece en su artículo 2° lo siguiente:

“Artículo 2.- Constituyen Servicios Públicos de Electricidad:

- a) *El suministro regular de energía eléctrica para uso colectivo o destinado al uso colectivo, hasta los límites de potencia fijados por el Reglamento; y,*
 - b) *La transmisión y distribución de electricidad.*
- El Servicio Público de Electricidad es de utilidad pública.”*

- 50 El artículo 43° de la LCE establece lo siguiente:

“Artículo 43.- Estarán sujetos a regulación de precios: (...)

- c) *Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución (...)*
- e) *Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.”*

OSINERGMIN⁵¹ mediante un procedimiento administrativo reglado que se lleva a cabo cada cuatro años⁵², el mismo que se basa en el modelo regulatorio Empresa Modelo Eficiente. Este sistema busca reconocer los costos en que incurren las distribuidoras para suministrar la energía a través del cálculo del VAD para cada una de las distribuidoras que operan en territorio nacional. Para ello se identifican los costos en que incurriría una empresa eficiente (denominada Empresa Modelo), operando según las características propias del mercado peruano y, en función de esto, se definen los costos que van a reconocerse a las distintas distribuidoras a través del VAD que se fija para cada una de ellas.

Ahora bien, la LCE establece que para la fijación del VAD deben clasificarse los sistemas eléctricos de las empresas reguladas en categorías denominadas Sectores Típicos de Distribución, para lo cual previamente el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) a propuesta del OSINERGMIN establece dichos sectores⁵³. De acuerdo a la LCE, los Sectores de Distribución Típicos son instalaciones de distribución con características técnicas similares en la disposición geográfica de la carga, características técnicas, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento. En la medida que una concesión puede incluir distintos sistemas eléctricos y que la clasificación en Sectores se realiza por sistema eléctrico, la LCE establece que una concesión puede estar conformada por uno o más Sectores de Distribución Típicos. Al aprobar los Sistemas Típicos, el MINEM establece también el procedimiento para la clasificación de los sistemas de las empresas concesionarias en dichos sectores⁵⁴.

51 De acuerdo al artículo 27° del Reglamento General del OSINERGMIN (aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM) la función reguladora o de fijar tarifas es de competencia exclusiva del Consejo Directivo de OSINERGMIN.

52 Al respecto el artículo 73° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 73.- Las tarifas y sus fórmulas de reajuste tendrán una vigencia de cuatro años, y sólo podrán recalcularse, si sus reajustes duplican el valor inicial de las tarifas durante el período de su vigencia.

53 Al respecto el artículo 66° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 66.- El Valor Agregado de Distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

54 Por ejemplo, para la última fijación tarifaria (2009-2013), la clasificación en los Sectores Típicos de Distribución fue realizada en función a un indicador de clasificación denominado CAR aprobado por OSINERGMIN. Este indicador se aplicó para todos los sistemas salvo para los sistemas Lima Norte y Lima Sur que fueron clasificados normativamente en el Sector 1, Villacurí, que fue clasificado en el Sector Típico y a los Sistemas Eléctricos Rurales.

Luego de efectuada esta clasificación, debe elegirse a una de las empresas distribuidoras por cada Sector Típico para que sirva de referente en el proceso de fijación tarifaria. Las empresas distribuidoras elegidas brindarán toda la información financiera, técnica y contable que se les requiera para la elaboración de los estudios de costos, a cargo de las empresas consultoras (en adelante consultor VAD)⁵⁵. Los estudios de costos tienen como objetivo modelar los costos que la empresa elegida debería tener funcionando eficientemente en el país (proceso de adaptación). El resultado del proceso de adaptación es un Sector Eléctrico Modelo de cada Sector Típico, en función a la cual se establecerá el VAD. Los estudios de costos pueden ser observados por el OSINERGMIN debiendo los consultores VAD levantar todas las observaciones efectuadas, luego de lo cual OSINERGMIN determinará el VAD para cada concesión utilizando Factores de Ponderación de acuerdo a las características de cada sistema.

Una vez realizado el procedimiento descrito en el párrafo anterior, el OSINERGMIN deberá llevar a cabo la verificación de la Tasa Interna de Retorno (TIR) con los VAD calculados. Dicha verificación constituye un mecanismo de ajuste final del cálculo preliminar del VAD, creado para determinar si este permitirá obtener un retorno aceptable de la inversión. En este sentido, el OSINERGMIN calculará la TIR para conjuntos de empresas cuyos VAD no difieran en más de 10%, y si las tasas calculadas no se diferencian en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización (12%), los VAD que les dan origen serán definitivos. En caso contrario, dichos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, hasta que se alcance el límite más próximo superior o inferior.

El procedimiento regulatorio de fijación de tarifas de distribución, arriba descrito, concluye con la determinación para cada empresa de distribución⁵⁶

55 De acuerdo al artículo 67° de la LCE, los componentes del Valor Agregado de Distribución se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por el OSINERGMIN, el que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país.

56 En efecto, el artículo 66° de la LCE establece lo siguiente:

Artículo 66.- El Valor Agregado de Distribución se calculará para cada concesionario considerando determinados Sectores de Distribución Típicos que serán establecidos por el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de la Comisión de Tarifas Eléctricas, de acuerdo al procedimiento que fije el Reglamento.

de: (i) los cargos fijos⁵⁷, (ii) los factores de expansión de pérdidas⁵⁸, (iii) el VAD a Media Tensión (VAD - MT)⁵⁹ y (iv) el VAD a Baja Tensión (VAD - BT)⁶⁰. Dichos cargos son aprobados por resolución del Consejo Directivo del OSINERGMIN y deben ser utilizados por las empresas distribuidoras para la facturación de sus usuarios regulados y sus usuarios libres (de ser aplicable).

3.2 La aplicación del modelo tarifario

La actuación del OSINERGMIN en los procedimientos regulatorios se encuentra sujeta a las disposiciones establecidas por la LCE y el RLCE, así como a los principios establecidos en su Reglamento General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM⁶¹ y las disposiciones procedimentales emitidas por dicho organismo regulador. Dichas normas tienen como finalidad limitar la discrecionalidad del OSINERGMIN y permitir a las empresas reguladas participar, emitir opiniones y cuestionar las decisiones del regulador, así como dotar de predictibilidad al procedimiento tarifario. La aplicación del modelo tarifario es de importancia extrema, pues puede determinar que se potencien o se eliminen los incentivos que teóricamente debería generar el modelo.

57 Cubren los costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía, incurridos para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

58 Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.

59 De forma simplificada, podemos señalar que el VAD – MT es el factor resultante de dividir la suma de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de distribución en Media Tensión más los costos estándares de operación y mantenimiento entre la demanda adaptada de distribución.

60 Tanto el VAD a Media Tensión (VADMT) como el VAD a Baja Tensión (VADBT) remuneran los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

61 El Reglamento General del OSINERGMIN dispone en su artículo 3° que la actuación de dicho organismo se rige por los principios establecidos en el Título III del citado Reglamento, los mismos que establecen las bases y lineamientos de su acción. En este sentido, la sujeción a dichos principios resulta obligatoria para todos los órganos que conforman la estructura institucional del OSINERGMIN. En efecto, el citado artículo 3° establece textualmente lo siguiente:

“(…) Artículo 3° - Importancia de los Principios

*Los principios contenidos en el presente Título establecen las bases y lineamientos de acción del OSINERGMIN en el desarrollo y ejercicio de sus funciones. En tal sentido, **toda decisión y acción que adopte cualquiera de los ORGANOS DE OSINERGMIN deberá sustentarse y quedar sujeta a los mismos.** (...)”* [El énfasis es nuestro]

La aplicación del modelo tarifario en los procedimientos regulatorios llevados a cabo desde el año 2001, presenta ciertas particularidades, algunas de las cuales detallaremos a continuación:

a) La determinación de Sectores Típicos

En la primera fijación tarifaria del VAD efectuada por el OSINERGMIN en el 2001, para el periodo 2001 - 2005, se establecieron cuatro (04) Sectores Típicos para clasificar a los sistemas eléctricos, los cuales estaban determinados por categorías de organización territorial y densidad⁶². A partir de dicha fijación tarifaria, el número de sectores se ha ido incrementando en cada periodo, estableciéndose como el criterio de clasificación más importante la densidad. En este sentido, en el periodo 2005 - 2009 se establecieron cinco (05) Sectores Típicos y un Sector Especial⁶³; en el periodo 2009-2013 se determinaron cinco (05) Sectores Típicos, un Sector para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) y un Sector Especial⁶⁴; y finalmente para el periodo 2013-2017 se han establecido seis (06) Sectores Típicos, un Sector para los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) y un Sector Especial⁶⁵.

62 Dichos sectores fueron establecidos para el periodo de Noviembre 2001 – Octubre 2005 por la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, mediante la Resolución Directoral N° 005-2001-EM/DGE: Sector 1 (Alta Densidad – Capital de País), Sector 2 (Media y Baja Densidad - Capital de Dpto.), Sector 3 (Urbano-Rural - Capital de Prov.) y Sector 4 (Rural - Zona Rural).

63 Los Sectores Típicos (ST) para el periodo noviembre 2005 – octubre 2009, fueron determinados por la DGE del MINEM, mediante Resolución Directoral N° 015-2004-EM/DGE y son los siguientes: ST 1 (Urbano de alta densidad), ST 2 (Urbano de media densidad), ST 3 (Urbano de baja densidad), ST 4 (Urbano-rural), ST 5 (Rural) y Sector Especial (Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí).

64 Los ST para el periodo noviembre 2009 – octubre 2013, fueron aprobados por la DGE del MINEM, mediante la Resolución Directoral N° 028-2008 EM/DGE y son los siguientes: ST 1 (Urbano de alta densidad), ST 2 (Urbano de media densidad), ST 3 (Urbano de baja densidad), ST 4 (Urbano-rural), ST 5 (Rural), Sector Sistemas Eléctricos Rurales – SER (SER calificados por el MINEM según la Ley General de Electrificación Rural) y Sector Especial (Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí).

65 Los Sectores Típicos para el periodo 2013 - 2017, fueron aprobados por la DGE del MINEM, mediante la Resolución Directoral N° 154-2012 EM/DGE y son los siguientes: ST 1 (Urbano de alta densidad), ST 2 (Urbano de media densidad), ST 3 (Urbano de baja densidad), ST 4 (Urbano-rural), ST 5 (Rural de media densidad), ST6 (Rural de baja densidad), Sector Sistemas Eléctricos Rurales – SER (SER calificados por el MINEM según la Ley General de Electrificación Rural) y Sector Especial (Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí).

El aumento progresivo de sectores típicos que se ha evidenciado en las fijaciones tarifarias revela una preocupación que es compartida por muchos especialistas del sector: el sistema tarifario utilizado en la distribución es capaz de generar los incentivos correctos a las empresas reguladas, siempre que la Empresa Modelo se construya en base a las características técnicas y económicas de la empresa regulada. En este sentido, el incremento del número de sectores típicos, es consecuencia de la necesidad de contar con categorías que agrupen a sistemas eléctricos realmente similares en características técnicas así como en costos de inversión, operación y mantenimiento; en la medida que cuando los sectores típicos eran menos numerosos existía gran dificultad en categorizar algunos sistemas cuyas características no coincidían con los demás sistemas eléctricos incluidos en los sectores típicos⁶⁶.

Actualmente, la categorización de los sistemas eléctricos en cada Sector Típico se realiza considerando un indicador de clasificación denominado CAR, el cual depende de los costos medios anuales de la red de cada sistema eléctrico⁶⁷. Este indicador de clasificación es aplicable para categorizar a todos los sistemas eléctricos de distribución salvo las siguientes excepciones: los sistemas de Lima Norte y Lima Sur, que por disposición normativa pertenecen al Sector Típico 1; el sistema eléctrico Villacurí; y otros con características similares que pertenecen al Sector Especial y los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) calificados por el MINEM de acuerdo a las disposiciones de la Ley General de Electrificación Rural, Ley N° 28749 y su reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM, que pertenecen al Sector Típico SER.

b) Determinación del sistema representativo y la empresa responsable

En cada procedimiento de fijación tarifaria OSINERGMIN realiza la determinación de un sistema eléctrico representativo por cada Sector Típico, perteneciente a alguna de las empresas concesionarias. Dicha empresa será responsable de presentar la información necesaria para la elaboración del

66 Esta fue por ejemplo la justificación para la creación del Sector Especial, para el Sistema de Distribución Eléctrica de Villacurí.

67 Expresado en $S/./MW.h$ -año, donde los $S/.$ corresponden a la anualidad del VNR adaptado más sus respectivos costos anuales de operación y mantenimiento y los $MW.h$ -año al consumo de energía de la red.

c) La elaboración de los estudios de costos

Los estudios de costos son encargados por los concesionarios de distribución a los consultores VAD, que son previamente precalificados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del OSINERGMIN. Las pautas y criterios metodológicos para la elaboración de dichos estudios se encuentran contenidos en los Términos de Referencia que son aprobados por OSINERGMIN para cada fijación tarifaria. Dicho documento también contiene la descripción detallada de las etapas para la elaboración de los estudios que deberán seguir los consultores VAD; sin embargo, dichas empresas cuentan con autonomía e independencia técnica; en este sentido, no se encuentran sujetas al criterio de las empresas de distribución que les encarga el estudio, ni al del OSINERGMIN, sino que deberán utilizar su conocimiento y experiencia, así como los procedimientos y criterios técnicos establecidos normativamente.

De acuerdo a las precisiones realizadas en la Resolución Directoral N° 055-2004-EM-DGE, el costo que irrogará la elaboración del estudio de costos debía ser asumido por todas las empresas concesionarias de distribución que pertenezcan al mismo Sector de Distribución Típico, en forma proporcional a sus ventas de energía en GW.h, a usuarios finales del año previo a la regulación tarifaria; toda vez que se entendió que la venta de energía a usuarios finales era un indicador que permitía distribuir de manera equitativa y eficiente los costos que irrogaba la elaboración del citado estudio.

Por otro lado, se entendió que resultaba necesario asegurar el derecho de las empresas de distribución, a tener acceso a toda la información que presentará el consultor VAD para la realización del estudio de costos, por lo que la citada Resolución Directoral N° 055-2004-EM-DGE estableció que la empresa de distribución encargada de la elaboración del referido estudio, pondría a disposición de las demás empresas del mismo Sector de Distribución Típico los modelos, informes parciales, específicos y finales que presentaría el consultor VAD. Asimismo, dicha empresa de distribución estaba obligada a formar y liderar un grupo de trabajo conjuntamente con las demás empresas del mismo Sector de Distribución Típico, con el objeto de prestar el apoyo que el consultor VAD estime necesario.

d) El rol de los supervisores VAD

A pesar que la LCE y el RLCE no establecen ningún agente adicional al consultor VAD para la elaboración de los estudios de costos, en los procedimientos tarifarios llevados a cabo por el OSINERGMIN, éste último contrata a empresas supervisoras (en adelante supervisores VAD) que realizan la supervisión de los estudios de costos encargados según las normas vigentes a los Consultores VAD. En este sentido, al momento de fijar las tarifas, el OSINERGMIN, además de considerar los estudios realizados por los Consultores VAD, tiene en cuenta lo dispuesto por los Supervisores VAD.

De acuerdo al marco regulatorio, la determinación del VAD debe ser realizada en función de los estudios de los Consultores VAD que incorporen las observaciones provenientes de la supervisión de los mismos por parte del OSINERGMIN; sin embargo, ha sido usualmente cuestionado por la empresas reguladas que el OSINERGMIN, en la etapa final del proceso de fijación tarifaria, deja de lado los resultados obtenidos por los estudios de los consultores y utiliza como fuente única para la fijación del VAD las conclusiones de los estudios paralelos de los supervisores VAD contratados por el propio regulador.

Al respecto, el OSINERGMIN ha señalado que realiza la supervisión permanente a los estudios de costos de los consultores VAD, conjuntamente con los supervisores VAD, con cuyo apoyo efectúa una labor de análisis y observaciones a los informes parciales y finales presentados por los consultores VAD. En este sentido, ha precisado que si las observaciones debidamente notificadas y motivadas técnica y legalmente, no son levantadas por los consultores VAD, los estudios técnicos se toman en cuenta solo en los extremos que no presentan observaciones y se integran con los criterios y cálculos del propio regulador en los extremos que no fueron subsanados, reflejándose los resultados finales en el estudio del OSINERGMIN.

e) La verificación de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

De acuerdo a la LCE y el RLCE, la verificación de la Tasa Interna de Retorno es efectuada para conjuntos de concesionarios cuyos VAD no difieran en más de 10%. Si las tasas, calculadas, no se diferencian en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización señalada en el artículo 79° de la LCE (12%), los VAD que les dan origen serán definitivos. En caso contrario, estos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, de modo de alcanzar

el límite más próximo superior o inferior. Una de las principales objeciones a este mecanismo de verificación es que, de acuerdo a lo establecido normativamente, se realiza para conjuntos de empresas y no individualmente, siendo que dicha verificación podría no garantizar que efectivamente los concesionarios cuenten con una tasa de retorno que se encuentre en el rango definido como aceptable por la LCE.

3.3 Deficiencias en el modelo tarifario

Tal como ha sido señalado, los conflictos presentados en los procedimientos de fijación del VAD y en la aplicación del modelo tarifario establecido para la distribución eléctrica han sido numerosos y han puesto de relieve las deficiencias de dicho modelo. En este sentido, a continuación señalaremos algunas deficiencias que hemos identificado en la aplicación de dicho modelo regulatorio, en base a la descripción de dos conflictos que han surgido en las últimas fijaciones tarifarias (Subdivisión de Sectores Típicos y Optimización que no considera las condiciones reales de operación) y uno en la aplicación de la tarifa de distribución a los usuarios finales (Desconocimiento de la condición de cargo estampilla del VAD). Asimismo, describiremos una deficiencia referida a la aplicación del modelo a los Sistemas Eléctricos Rurales, que consideramos podría generar conflictos en las futuras fijaciones tarifarias.

a) Subdivisión de los Sectores Típicos

En la fijación tarifaria del periodo 2005 - 2009, el OSINERGMIN definió las empresas distribuidoras que servirían como referente para modelar el proceso de adaptación de la empresa modelo eficiente para cada sector típico, mediante Resoluciones N° 157-2005-OS/CD y N° 238-2005-OS/CD. No obstante ello, en la Resolución N° 370-2005-OS/CD por la cual se fijó el VAD, el OSINERGMIN incluyó una subdivisión adicional dentro de los Sectores Típicos 2, 3 y 4 siguiendo lo planteado por los supervisores VAD para dichos sectores típicos.

La subdivisión adicional efectuada por el OSINERGMIN no tenía ningún sustento legal, pues la definición de los sectores típicos efectuada en el año 2004 por el MINEM –única entidad competente para definirlos- no contemplaba que los sectores urbanos incluyeran zonas rurales. Asimismo, dicha subdivisión no tenía sustento alguno en la práctica regulatoria dado que introducía un caso de excepción -como es la posible existencia de zonas no urbanas o rurales

en sectores típicos urbanos de media o baja densidad, o de zonas totalmente rurales en el sector típico urbano rural- como si fuera la regla en el modelo de empresa eficiente.

Al respecto, el OSINERGMIN alegaba que la zonificación del mercado eléctrico buscaba reconocer los costos de inversión eficientes, de acuerdo con la tecnología e instalaciones requeridas para cada zona según su demanda, tal y como lo vienen haciendo las empresas en la realidad, esto a fin de caracterizar el mercado y adoptar las soluciones óptimas para cada área, tal cual se señalaba en los Términos de Referencia de costos del VAD, aprobados en la Resolución N° 370-2005-OS/CD. Por lo tanto, no se advertía que con dicha zonificación se haya buscado introducir nuevos subsectores típicos de distribución.

Lo señalado por el OSINERGMIN resulta incorrecto en la medida que los sectores típicos determinados por el MINEM, constituyen el parámetro dentro del cual el regulador debe ajustar su actuación. Por lo que no es posible realizar una “zonificación” o división adicional dentro de dichos sectores. Máxime cuando dicha subdivisión tenía una importante consecuencia práctica y perjudicial para las empresas distribuidoras, pues al considerar los sistemas de distribución como si tuvieran dos configuraciones de red distintas, se desconocía una importante cantidad de costos en que incurrían las empresas concesionarias en cada sector típico considerado.

Aunado a lo anterior, y más grave es que dicha subdivisión denotaba una grave inconsistencia en la práctica regulatoria. En efecto, al considerar que existían áreas rurales dentro de las zonas urbanas, se dejaba de reconocer costos en que incurrían las empresas distribuidoras, considerando que las instalaciones tienen características menos exigentes. Sin embargo, cuando se trataba de fiscalizar el cumplimiento de las normas del sector eléctrico, el OSINERGMIN no tenía en cuenta tal subdivisión y exigía que todas las instalaciones cumplieran con las características esperadas para las zonas urbanas, allí donde la regulación del VAD asumió que existían subdivisiones con áreas rurales dentro de las zonas urbanas.

Este conflicto también puso en evidencia que la categorización de los sistemas eléctricos en Sectores Típicos por categorías demográficas (tales como rural, rural/urbana, urbana, entre otras) resulta insuficiente o demasiado general. En este sentido, la existencia de sistemas eléctricos cuyas características

demográficas sean variadas, traerá como consecuencia que el OSINERGMIN considere necesario efectuar una subdivisión de la red, de acuerdo a dichas características, que pueda generar afectaciones en las empresas cuyos sistemas no presenten estas divisiones.

b) Optimización que no considera las condiciones reales de operación

Para realizar la optimización o adaptación eficiente del sistema eléctrico representativo debe tenerse en cuenta las características de operación real de las empresas distribuidoras, es decir deben considerarse los costos derivados de la operación de la empresa modelo en un contexto real. Sobre el particular, la LCE no establece un listado taxativo de costos que deben ser incluidos por la regulación para la determinación del VAD, sino solamente criterios y reglas generales que el OSINERGMIN debe tomar en consideración y cuyo objetivo es que el regulador realice la optimización del sistema eléctrico representativo adaptada a las condiciones de operación real.

De esta forma, el modelo tarifario dispuesto por la LCE establece la obligación del OSINERGMIN de realizar una evaluación de aquellos costos que influyen de forma relevante en la operación de las empresas eficientes de distribución. Asimismo, al regulador tiene el deber de sustentar en cada caso la inclusión o exclusión de una determinada categoría de costos en el VAD⁷¹, basándose para tal efecto en criterios técnicos y de eficiencia, pues justamente es inherente al proceso de regulación tarifaria evaluar la pertinencia de la inclusión de cada uno de los costos de las empresas distribuidoras.

71 En relación con las reglas de determinación del VAD, la LCE establece lo siguiente:

*Artículo 64.- El Valor Agregado de Distribución se basará en una **empresa modelo eficiente** y considerará los siguientes componentes:*

a) Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía;
b) Pérdidas estándares de distribución en potencia y energía; y,
c) Costos estándares de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

*Artículo 67.- Los componentes señalados en el artículo 64, se calcularán para cada Sector de Distribución Típico, mediante estudios de costos encargados por los concesionarios de distribución a empresas consultoras precalificadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas, la que elaborará los Términos de Referencia correspondientes y supervisará el avance de los estudios. Los estudios de costos considerarán criterios de eficiencia de las inversiones **y de la gestión de un concesionario operando en el país.** [El énfasis es nuestro]*

De conformidad a lo establecido expresamente por la LCE, la fijación del VAD debe tomar en cuenta una empresa modelo eficiente, pero operando en el país, no en un contexto teórico y abstracto. Entonces, la correcta interpretación de los alcances de estas disposiciones conlleva a que en la fijación del VAD se incorporen todas aquellas circunstancias que influyan de modo determinante en la operación diaria de una empresa eficiente de distribución en el ámbito local, a efectos de reconocerle efectivamente los costos en los que incurre.

Sin embargo ha sido constantemente cuestionado que el OSINERGMIN para la adaptación eficiente del Sistema Eléctrico Modelo se basa únicamente en criterios tales como densidad, utilización y extensión de la red, y no considera otros aspectos que inciden tanto o más en la eficiencia de la gestión de las empresas, como por ejemplo diferencias en el precio de los insumos o diferencias derivadas de la zona geográfica en que operan. Estas otras variables pueden ocasionar, en definitiva, que los concesionarios tengan diferencias reales en sus costos, las que estarían dejando de reconocerse si se consideran únicamente criterios técnicos para la modelación de la empresa que sirve de referente.

Un proceso de adaptación que no considera las condiciones reales de operación en el país, gradualmente lleva a que se pierda cualquier conexión tangible entre los costos reales y los costos supuestamente “eficientes” de la empresa. En esta medida, los criterios de adaptación utilizados por el OSINERGMIN deben necesariamente reconocer dentro del cálculo tarifario del VAD, los gastos e inversiones realizadas para la operación en el país; en caso contrario, el riesgo y la incertidumbre de tal inversión resulta enteramente asumido por el concesionario, lo cual termina reduciendo los incentivos para realizar inversiones.

En consecuencia, para que la empresa modelo sea consistente con la realidad y con la metodología establecida por la LCE, debe reconocer necesariamente los costos asociados con las características del entorno particular en que operan las empresas concesionarias de distribución. El no reconocimiento la existencia de costos relevantes que enfrentan las empresas distribuidoras derivados de sus condiciones reales de operación constituye una arbitraria y restringida interpretación de los alcances de la LCE.

c) Desconocimiento de la condición de cargo estampilla del VAD

La Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios del OSINERGMIN (en adelante la JARU) ha emitido recientemente una serie de pronunciamientos⁷² de los cuales se desprendería que el VAD es cargo cuya retribución se justifica por el uso de la red de distribución. En efecto, en dichas resoluciones se señala que, de acuerdo a lo señalado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria, para el procedimiento regulatorio no se consideran a efectos del cálculo del VAD, a aquellos usuarios que no hacen uso ni tienen a su disposición inmediata para usar el sistema de distribución, encontrándose remunerada la inversión de la concesionaria a través del VAD que deben pagar todos aquellos usuarios que sí hacen uso o tienen a su disposición inmediata las referidas redes.

Sin embargo, el diseño del marco regulatorio peruano aplicable a la determinación de las tarifas de las redes de electricidad tanto de distribución como de transmisión, determina que el VAD tenga la condición de un cargo “estampilla postal”. En dicho marco regulatorio, el “cargo estampilla” se calcula sumando todos los costos involucrados⁷³ y dividiéndolos entre la máxima demanda del sistema para así producir una tarifa plana por la energía consumida. En este sentido, la tarifa de distribución (o de transmisión) se determina multiplicando la demanda pico involucrada en la transacción (lo que mide su magnitud en relación con las demás transacciones del mercado) multiplicada por el “cargo estampilla”.

Este diseño, en general, determina que los costos totales del sistema se asignen a los usuarios de dicho sistema sin tomar en cuenta los costos individuales que cada usuario genera para ser atendido (como la distancia o la configuración de la red por la que es atendido) pues todo usuario paga un mismo “cargo estampilla” para cualquier transacción de transmisión o distribución dentro de un área definida, sin tomar en cuenta el origen contractual y el destino contractual de la energía transmitida. En otros términos, la tarifa es una “tarifa promedio”, pues los costos totales de la red del área son divididos entre la demanda, lo que resulta en un costo promedio.

72 Resoluciones N° 1233-2012-OS/JARU-SC, N° 1082-2012-OS/JARU-SC, N° 1122-2012-OS/JARU-SC, entre otras.

73 Costos de inversión, de operación y de mantenimiento, entre otros.

En esa línea, no hay duda que el diseño regulatorio peruano de determinación de tarifas tanto de distribución, como de transmisión principal y garantizada, busca socializar el costo de disponibilidad de la red que es asumido por todos los usuarios del servicio público o regulados de una determinada área de demanda (en el caso de la distribución) y por todos los usuarios eléctricos (en el caso de la transmisión). Por ello, esta metodología tarifaria es ajena a aquellos elementos de las redes efectivamente utilizados por los usuarios y no toma en cuenta, ni requiere de una individualización de los costos generados por cada usuario en particular para el establecimiento de la tarifa aplicable al respectivo usuario.

Esta metodología, por lo tanto, sirve como un instrumento de socialización y redistribución equitativa de los costos relacionados con la puesta a disposición de las redes de distribución, infraestructuras que benefician a todos los usuarios regulados. En este sentido, el VAD tiene la naturaleza de un “cargo estampilla” y por lo tanto su pago no se encuentra asociado al uso efectivo del sistema de distribución ni a la disposición que se cuente de dicha red. No existe una sola disposición normativa en nuestro ordenamiento jurídico que disponga lo contrario. En este sentido, es importante diferenciar lo que remunera el VAD (los costos del sistema de distribución), de quién paga el VAD (todos los usuarios regulados que de acuerdo a su opción tarifaria se encuentren obligados al pago de dicho cargo).

Si bien, por aplicación de la antes mencionada metodología, los usuarios regulados no pagan una tarifa que se encuentra directamente relacionada con los costos que generan por su consumo de energía,⁷⁴ el diseño de cada plan tarifario toma en cuenta las particularidades de consumo de cada tipo de usuario. Adicionalmente, si bien el régimen aplicable a los usuarios regulados atribuye a cada usuario la obligación de asumir costos de la red, ello también debe considerarse como contrapartida por las condiciones beneficiosas con las que cuentan los usuarios regulados. Por ejemplo, al suministro a los usuarios regulados se aplica obligatoriamente la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, se les asigna una compensación por interrupciones, se les aplica una ponderación a la potencia puesta a disposición por el distribuidor

74 Es decir la tarifa que pagan los usuarios regulados no se encuentra relacionada con los costos de la infraestructura que es necesario utilizar para atenderlo o la magnitud del flujo de la energía que consume.

para reflejar su consumo y tienen una protección respecto del rechazo de carga y el racionamiento.

d) La optimización de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER)

La Ley de Electrificación Rural – Ley N° 28749 (en adelante la LER) y su reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 025-2007-EM (en adelante el RLER) establecen que los SER son aquellos sistemas eléctricos de distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que sean calificados como tales por el MINEM, de acuerdo a los criterios establecidos en el RLER. Entre los criterios establecidos en el citado reglamento se ha señalado que para ser calificado como un SER la instalación o el proyecto debe cumplir necesariamente con las normas técnicas aplicables a la electrificación rural⁷⁵.

Adicionalmente, la normativa referida a los SER contiene disposiciones tarifarias específicas que son de aplicación exclusiva a dichos sistemas. En este sentido, la LER y su reglamento establecen, entre otros, la existencia de un fondo de reposición de las instalaciones del SER, el cual inicialmente, podrá ser 0.16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) correspondiente a la inversión del Estado y un mecanismo especial basado en factores de proporción para la remuneración de las inversiones del SER cuando las mismas estén constituidas por aportes del Estado, de las empresas distribuidoras y de otras entidades.

En base a la revisión del marco normativo y regulatorio de los SER se puede concluir que no resulta acorde con el mismo, realizar la optimización técnica

⁷⁵ Sobre el particular, la LER establece en su artículo 11° que los SER deberán contar con normas específicas de diseño y construcción adecuadas a las zonas rurales, localidades aisladas y de fronteras del país, precisando que para dichos efectos la Dirección General de Electricidad (DGE) del MINEM, establecerá las normas de diseño y construcción, las cuales deberán ser actualizadas permanentemente. De conformidad con lo anterior, la DGE aprobó las “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural”, mediante Resolución Directoral N° 018-2003-EM-DGE. En esta misma línea, la DGE ha aprobado las normas DGE “Especificaciones Técnicas de Obras Civiles para Subestaciones para Electrificación rural”, “Especificaciones Técnicas de Montaje de Redes Secundarias con Conductor Autoparlante para Electrificación Rural”, “Especificaciones Técnicas de Montaje Electromecánico de Subestaciones para Electrificación Rural” y “Especificaciones Técnicas para las Obras Civiles y el Montaje Electromecánico de Líneas de Transmisión para Electrificación Rural”, mediante las Resoluciones Directorales N° 019-2003-EM-DGE, N° 020-2003-EM-DGE, N° 021-2003-EM-DGE y N° 022-2003-EM-DGE.

económica de las redes en la elaboración del Estudio de Costos del Sector Típico SER. Esto en la medida que el razonamiento técnico - económico y las disposiciones legales que sustentan la optimización técnica económica de las redes dentro del procedimiento de fijación del VAD, no son aplicables al Sector Típico SER. A continuación desarrollaremos el razonamiento que nos lleva a efectuar dicha conclusión:

El proceso de optimización técnica económica de las redes se fundamenta en que la empresa real no tiene necesariamente instalaciones eficientes, técnicamente adaptadas a la demanda, por lo que mediante el proceso de optimización el Consultor VAD determina el diseño y los parámetros óptimos de la red, los cuales serán tomados en consideración para establecer el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones eléctricas de la empresa modelo.

Esto es así porque se reconoce que aún siendo la distribución eléctrica un servicio regulado, el distribuidor eléctrico conserva el atributo de la libertad de empresa⁷⁶ en virtud del cual puede determinar la tecnología y el diseño de los medios productivos con los que cuenta para prestar el servicio. En este sentido, si bien el distribuidor debe respetar en el diseño técnico de sus redes las disposiciones que por consideraciones de seguridad establece el Código Nacional de Electricidad⁷⁷, en la mayoría de Sectores Típicos éste es el único parámetro legal que debe seguir en la elección del diseño y de los parámetros de la red, manteniendo un margen muy amplio de decisión respecto a dichos aspectos.

Por dichas consideraciones, en los Sectores Típicos en los cuales es atribución del distribuidor eléctrico decidir el diseño y parámetros técnicos de la red, se

76 En el Fundamento Jurídico 53, de la Sentencia del Tribunal Constitucional emitida en el expediente N° 7339-2006-AA, se señala que *“el derecho a la libertad de empresa se define como la facultad de poder elegir la organización y efectuar el desarrollo de una unidad de producción de bienes o prestación de servicios para satisfacer la demanda de los consumidores o usuarios”*. Al respecto, en el Fundamento Jurídico 15 de la Sentencia del Tribunal Constitucional emitida en el expediente N° 01405-2010-PA/TC, se indica que *“cuando el artículo 59° de la Constitución reconoce el derecho a la libertad de empresa está garantizando a todas las personas una libertad de decisión no sólo para crear empresas (libertad de fundación de una empresa), y por tanto, para actuar en el mercado (libertad de acceso al mercado), sino también para establecer los propios objetivos de la empresa (libertad de organización del empresario) y dirigir y planificar su actividad (libertad de dirección de la empresa) en atención a sus recursos y a las condiciones del propio mercado.”* [El énfasis es nuestro]

77 Aprobado mediante Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM/DM.

entiende que dicha atribución no necesariamente se lleva a cabo respetando criterios de eficiencia y mínimo costo, y dado que la normativa vigente establece que solo se deben reconocer en la tarifa las inversiones eficientes, se justifica que para la creación de la empresa modelo, se realice un proceso de optimización técnica económica de las redes.

Ahora bien, en el caso de los SER, el diseño y parámetros técnicos de la red se encuentran establecidos por normas técnicas aprobadas por la DGE del MINEM⁷⁸, y la calificación de un sistema eléctrico como SER implica necesariamente que dicho sistema cumple con todas las normas técnicas aplicables a la electrificación rural y que se encuentra dimensionado para satisfacer la proyección de la demanda del Servicio Público de Electricidad durante el horizonte de 20 años, de conformidad con el artículo 11° del RLER⁷⁹.

Los SER para ser calificados como tales franquean al momento de su calificación una verificación respecto a su diseño y parámetros técnicos, en la cual también se determina si el mismo se encuentra técnicamente adaptado a la demanda, conforme a los criterios establecidos normativamente para los SER⁸⁰. De acuerdo a lo anterior, la sola calificación como SER implica que se ha realizado ya una optimización técnica económica de las redes que componen dicho sistema, razón por la cual el proceso de optimización técnica económica de las redes establecido en el Estudio de Costos, no encontraría justificación para el Sector Típico SER.

78 Dichas normas técnicas han sido aprobadas mediante las Resoluciones Directorales N° 018-2003-EM-DGE, N° 019-2003-EM-DGE, N° 020-2003-EM-DGE, N° 021-2003-EM-DGE y N° 022-2003-EM-DGE.

79 El artículo 11° del RLER establece lo siguiente:

Artículo 11.- Calificación de los Sistemas Eléctricos Rurales

La Dirección General de Electricidad efectúa la calificación de las instalaciones eléctricas y proyectos de instalaciones eléctricas como Sistemas Eléctricos Rurales, conforme al procedimiento aprobado para tal fin. Las ampliaciones de los Sistemas Eléctricos Rurales también son objeto de calificación.

11.1 El procedimiento debe considerar los siguientes criterios de evaluación:

(...)

b) Que la instalación o el proyecto cumple con las normas técnicas y de calidad aplicables a la electrificación rural y está dimensionada para satisfacer la proyección de la demanda del Servicio Público de Electricidad durante el horizonte de veinte (20) años;

(...)[El énfasis es nuestro]

80 El procedimiento para la calificación de los Sistemas Eléctricos Rurales, fue aprobado mediante Resolución Directoral N° 090-2011-EM-DGE.

Asimismo, debe tenerse en consideración que el distribuidor eléctrico que opera un SER no tiene ninguna injerencia en la determinación del diseño y parámetros técnicos de la red, en la medida que: (i) recibe el SER ya diseñado y construido por el MINEM cuando dicho ministerio determina su transferencia⁸¹ o (ii) se somete a las normas técnicas y de diseño aprobadas por el MINEM cuando el SER es ejecutado por ella o por otras entidades, para que éste pueda ser calificado como tal⁸². Por tanto, realizar la optimización técnica económica de las redes en el Sector Típico SER implicaría acusar a los criterios de diseño y parámetros técnicos definidos por el MINEM como ineficientes.

Por otro lado, el artículo 3° del RLER establece los principios que rigen toda actuación del Estado en materia de electrificación rural, entre dichos principios se encuentra contemplado el Desarrollo Sostenible, según el cual, el Estado debe contribuir a garantizar la sostenibilidad económica de los SER. En este mismo sentido, en el artículo 24° del RLER se establece que la determinación de la tarifa para el servicio eléctrico rural permitirá la sostenibilidad económica de la electrificación rural. De conformidad con lo anterior, el procedimiento de fijación del VAD para el caso del Sector Típico SER debe tener especial consideración en garantizar la sostenibilidad económica de la electrificación rural.

De acuerdo al marco regulatorio para los SER, cuando parte o toda la inversión del SER ha sido realizada con aportes del Estado, no se retribuye dicha inversión (la realizada por el Estado) y solamente se considera un monto de reposición por la misma, que equivale al 0.16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo⁸³. Ahora bien, consideramos que para hacer sostenible la inversión

81 En el artículo 5° del RLER establece lo siguiente:

Artículo 5.- Función Ejecutora

El Ministerio, a través de la DEP, como organismo nacional competente en electrificación rural, desarrolla el planeamiento en coordinación con los Gobiernos Regionales, Locales y los programas, proyectos, entes, instituciones e inversionistas interesados en contribuir a elevar el coeficiente de electrificación rural, administra los recursos asignados para la electrificación, con excepción de los destinados a la promoción de la inversión privada, elabora los estudios, ejecuta las obras a su cargo y realiza su transferencia para su administración, operación y mantenimiento a las empresas concesionarias de distribución eléctrica de propiedad estatal, o a ADINELSA, según lo dispuesto en el Título XII del Reglamento.

(...) [El énfasis es nuestro]

82 En concordancia con lo señalado en el artículo 11° del RLER.

83 Por su parte, la inversión realizada por otras entidades distintas al Estado si es retribuida aplicando a la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo, un factor de proporción que refleje la proporción de inversiones de dichas entidades.

del SER en el tiempo, en concordancia con los principios de actuación del Estado en Electrificación Rural, el Valor Nuevo de Reemplazo debe ser determinado sin realizar el proceso de optimización técnica económica de las redes dentro del procedimiento de fijación del VAD.

Nos explicamos, los SER deben cumplir con una serie de características técnicas determinadas normativamente⁸⁴. En este sentido, es razonable inferir que el factor para el cálculo de reposición ha sido determinado teniendo en cuenta dichas especificaciones técnicas, y no otras, por lo que al realizar el proceso de optimización se estaría generando una distorsión en el modelo regulatorio establecido, en la medida que mediante dicho proceso podrían establecerse características técnicas diferentes para los SER que requieran de un monto de reposición distinto al contemplado por el RLER.

En esta línea, si el Consultor VAD realizará el proceso de optimización técnica económica de las redes del SER, podría generar que se establezca para dicho sistema un Valor Nuevo de Reemplazo menor a aquel que resultaría de considerar el diseño y los estándares técnicos establecidos por el MINEM, y, en este sentido, el monto de reposición sería menor también y podría incluso resultar insuficiente para cumplir con sus propósitos; y, en esta medida, obligaría a los distribuidores a destinar sus propios recursos, generados de otras fuentes, para subvencionar la existencia del SER.

En este sentido, en la medida que la determinación del monto de reposición del SER se encuentra establecido normativamente como el 0.16 de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo del SER, para garantizar la sostenibilidad económica de dicho sistema, el Valor Nuevo de Reemplazo debe calcularse sin realizar la optimización técnica económica de las redes del SER, sino considerando el diseño y parámetros técnicos del SER, los mismos que responden a la normativa técnica establecida por el MINEM, pues de lo contrario no habrían sido calificados como SER.

IV. Conclusiones

1. La aprobación de la LCE y el RLCE dispusieron la separación de la actividad de distribución de energía eléctrica de otros niveles productivos del sector

84 Tal como se ha señalado en el numeral 3.1. del presente artículo.

eléctrico (la generación y transmisión eléctrica) y establecieron un esquema regulatorio para su remuneración, denominado Empresa Modelo Eficiente, el cual responde a su condición de monopolio natural. El logro del objetivo complejo de la regulación (permitir la asignación eficiente de recursos promoviendo la inversión en activos e infraestructura para la prestación del servicio, pero incentivando a su vez la minimización de costos de producción) genera no pocas tensiones entre los agentes involucrados en la fijación de tarifas, relacionadas principalmente a interpretaciones divergentes sobre la aplicación del marco legal y regulatorio, las cuales pueden generar impactos económicos importantes en las tasas de retorno de las inversiones.

2. Cuando en un mercado existen las condiciones para la existencia de un monopolio natural, es decir la subaditividad de costos, resulta adecuado que una sola empresa opere en el mercado, pues lo contrario determinaría la existencia de ineficiencias productivas. Sin embargo, con la existencia de una única empresa operando en el mercado es probable que surjan ineficiencias en la asignación, derivadas del poder de mercado de la empresa monopólica. Una de las formas para intentar resolver dichas ineficiencias es el otorgamiento de una concesión a una empresa privada que otorgue el servicio con exclusividad y que sea controlada por un organismo regulador que fije sus tarifas. Entre los distintos métodos para la determinación de tarifas se encuentra la regulación por Tasa de Retorno, la regulación Price Cap, el Yardstick Competition y la Empresa Modelo Eficiente.
3. La compensación máxima que puede cobrar el distribuidor eléctrico, tanto a usuarios regulados como a usuarios libres, es fijada administrativamente por el Consejo Directivo del OSINERGMIN, mediante un procedimiento administrativo reglado que se lleva a cabo cada cuatro años, el mismo que se basa en el modelo regulatorio Empresa Modelo Eficiente. Este sistema busca reconocer los costos en que incurren las distribuidoras para suministrar la energía a través del cálculo del VAD para cada una de las distribuidoras que operan en territorio nacional. Para ello se identifican los costos en que incurriría una empresa eficiente (denominada Empresa Modelo) operando según las características propias del mercado peruano y, en función de esto, se definen los costos que van a reconocerse a las distintas distribuidoras a través del VAD que se fija para cada una de ellas.

4. La LCE establece que, para la fijación del VAD, deben clasificarse los sistemas eléctricos de las empresas reguladas en categorías denominadas Sectores Típicos de Distribución, aprobadas previamente por el MINEM. Luego de efectuada esta clasificación, debe elegirse a una de las empresas distribuidoras por cada Sector Típico para que sirva de referente en el proceso de fijación tarifaria, las cuales brindarán toda la información financiera, técnica y contable que se les requiera para la elaboración de los estudios de costos a cargo de los Consultores VAD. Los estudios de costos tienen como objetivo modelar los costos que la empresa elegida debería tener funcionando eficientemente en el país. El resultado del proceso de optimización es un Sector Eléctrico Modelo de cada Sector Típico, en función a la cual se establecerá el VAD. Posteriormente, el OSINERGMIN realizará la verificación de la Tasa Interna de Retorno (TIR) con los VAD calculados. Si las tasas calculadas no se difieren en más de cuatro puntos porcentuales de la tasa de actualización (12%), los VAD que les dan origen serán definitivos. En caso contrario, dichos valores deberán ser ajustados proporcionalmente, hasta que se alcance el límite más próximo superior o inferior.
5. El OSINERGMIN viene realizando una subdivisión de los Sectores Típicos en las fijaciones tarifaria alegando que ésta busca reconocer los costos de inversión eficientes, de acuerdo con la tecnología e instalaciones requeridas para cada zona según su demanda, tal y como lo vienen haciendo las empresas en la realidad. Sin embargo, los sectores típicos determinados por el MINEM constituyen el parámetro dentro del cual el regulador debe ajustar su actuación, por lo que considerar subdivisiones resulta incorrecto y además tiene una importante consecuencia práctica y perjudicial para las empresas distribuidoras. En efecto, al considerar los sistemas de distribución como si tuvieran dos configuraciones de red distintas, se desconoce una importante cantidad de costos en que incurrían las empresas concesionarias en cada sector típico considerado. Además, dicha subdivisión denota una grave inconsistencia en la práctica regulatoria, pues al considerar que existían áreas rurales dentro de las zonas urbanas, se dejaba de reconocer costos en que incurrían las empresas distribuidoras considerando que las instalaciones tienen características menos exigentes; pero, cuando se trataba de fiscalizar el cumplimiento de las normas del sector eléctrico, el OSINERGMIN no tenía en cuenta tal subdivisión y exigía que todas las instalaciones cumplieran con las características esperadas para las zonas urbanas, allí donde la regulación

del VAD asumió que existían subdivisiones con áreas rurales dentro de las zonas urbanas.

6. Para realizar la optimización o adaptación eficiente del sistema eléctrico representativo debe tenerse en cuenta las características de operación real de las empresas distribuidoras, es decir deben considerarse los costos derivados de la operación de la empresa modelo en un contexto real. La correcta interpretación de los alcances de la LCE y su reglamento conlleva a que en la fijación del VAD se incorporen todas aquellas circunstancias que influyan de modo determinante en la operación diaria de una empresa eficiente de distribución en el ámbito local, a efectos de reconocerle efectivamente los costos en los que incurre. En consecuencia, para que la empresa modelo sea consistente con la realidad y con la metodología establecida por la LCE, debe reconocer necesariamente los costos asociados con las características del entorno particular en que operan las empresas concesionarias de distribución. El no reconocimiento de la existencia de costos relevantes que enfrentan las empresas distribuidoras derivados de sus condiciones reales de operación constituye una arbitraria y restringida interpretación de los alcances de la LCE.
7. De acuerdo al diseño del marco regulatorio peruano, el VAD tiene la condición de un cargo “estampilla postal”, porque se calcula sumando todos los costos involucrados y dividiéndolos entre la máxima demanda del sistema para así producir una tarifa plana por la energía consumida. Este diseño, en general, determina que los costos totales del sistema se asignen a los usuarios de dicho sistema sin tomar en cuenta los costos individuales que cada usuario genera para ser atendido. Por ello, esta metodología no toma en cuenta, ni requiere, una individualización de los costos generados por cada usuario en particular, para el establecimiento de la tarifa aplicable al respectivo usuario. Esta metodología, por lo tanto, sirve como un instrumento de socialización y redistribución equitativa de los costos relacionados con la puesta a disposición de las redes de distribución, infraestructuras que benefician a todos los usuarios regulados. En este sentido, el VAD tiene la naturaleza de un “cargo estampilla” y por lo tanto su pago no se encuentra asociado al uso efectivo del sistema de distribución ni a la disposición que se cuente de dicha red.
8. En el Sector Típico SER no se justifica la realización del proceso de optimización técnica económica de las redes dentro del procedimiento

de fijación del VAD, toda vez que en dicho sector no es atribución del distribuidor eléctrico sino del MINEM decidir el diseño y parámetros técnicos de la red, por lo que se entiende que dicha decisión se ha llevado a cabo respetando criterios de eficiencia y mínimo costo. Lo contrario implicaría desconocer los objetivos, el razonamiento técnico económico y las disposiciones legales que sustentan dicha optimización. La realización del proceso de optimización técnica económica de las redes no resulta congruente con la regulación específica para los SER y los presupuestos y principios contemplados por dicha regulación. En este sentido, consideramos que resultaría contrario a la normativa vigente que se realice dicha optimización dentro del procedimiento de fijación del VAD del Sector Típico SER.

HIDROCARBUROS

Constitución, economía de mercado, competencia y rol subsidiario empresarial del Estado. Reflexionando acerca de la posibilidad constitucional de que el Estado peruano realice hoy una actividad empresarial específica, de manera directa o indirecta, en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos

Augusto Vargas Rodríguez (*)

La economía de mercado constituye un sistema organizador y ordenador de las sociedades democráticas y de derecho que, con el transcurrir del tiempo, ha ido asentándose con mayor rigor en las legislaciones del mundo como lineamiento-fuente del desarrollo económico y social.

Ello, de un lado, en el entendido que el sistema de mercado, al fundarse en el concepto del libre juego de la oferta y la demanda, o de la autonomía económica privada¹, comporta, desde una perspectiva kantiana y utilitarista², la consecución del bienestar de los consumidores mediante la satisfacción de sus intereses dentro de un libre marco de transacciones y asignaciones eficientes de recursos³; y de otro lado, en el entendido que mientras mayor es

* Abogado por la Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas, con especialización en regulación servicios públicos e infraestructura de redes. Candidato al MBA por la Universidad del Pacífico. Socio del Estudio Santiváñez Abogados.

1 Cabe recordar que, tal como señala Richard Posner, el reconocimiento de la autonomía privada permite el buen funcionamiento del mercado, dado que los recursos tienden a dirigirse a sus usos más valiosos. En POSNER, Richard. "El Análisis Económico del Derecho". Fondo de Cultura Económica. Pág. 28.

2 Desde una perspectiva kantiana y utilitarista se entiende que cada persona se encuentra en mejor posición para determinar qué es lo que más le conviene, de qué forma asigna sus recursos a sus usos más valiosos, y cómo maximiza su utilidad; por lo cual, se justifica perfectamente dejar a cada persona la libertad de tomar su propias decisiones, sin intervención de ningún tipo.

3 Si bien son varios los criterios de eficiencia que la teoría económica ha desarrollado, los más vá-

el bienestar de los consumidores⁴ en una sociedad determinada, mayor es el estado de desarrollo económico y social de ésta.

Sin embargo, para que el sistema de economía de mercado funcione adecuadamente, resulta necesario que éste se apoye en ciertos elementos. La libre iniciativa privada, la autonomía de la estrategia empresarial, la competencia, el libre establecimiento de condiciones para los bienes y/o servicios, la soberanía y rol activo del consumidor en el mercado⁵, la regulación económica estatal en casos de monopolios naturales⁶, servicios públicos⁷

lidos a nuestro entender son el criterio de eficiencia de Pareto y el criterio de eficiencia de Kaldor y Hicks. Desde la perspectiva paretiana, se dice que las transacciones y asignaciones de recursos son eficientes, cuando implican el traslado de recursos a sus usos más valiosos, sin desperdicios, llegando a consolidar escenarios en los cuales ya no es posible la mejora de una persona sin que otra empeore, independientemente de la consideración del concepto de justicia.

De otro lado, desde la perspectiva de Kaldor y Hicks se dice que las transacciones y asignaciones de recursos son eficientes, en la medida que el resultado del traslado de recursos finalmente implique un resultado numérico positivo en términos de beneficio social, no obstante sobre cuál de los agentes involucrado en la transacción recaiga mayor o menor beneficio. Esto último, en tanto que, desde la perspectiva de Kaldor y Hicks la eficiencia es medida independientemente sobre qué agente recaiga de forma más favorable la reasignación de los recursos.

- 4 Hay que reparar en que el consumidor no es más que la persona humana en su faceta transaccional en el mercado, y que la consideración, respeto, protección y bienestar de la persona humana constituye el fin supremo de toda sociedad democrática y de derecho.
- 5 No debe perderse de vista que el rol de soberanía del consumidor en el mercado implica que toda vez que éste es quien mejor sabe qué es lo que más le conviene, debe encontrarse en plena libertad para elegir. Por su parte, el rol activo del consumidor, implica que éste, mediante su elección libre, indicará a los productores de bienes y/o servicios qué, cuánto, cómo y a qué precio producir, provocando con ello oferta en el mercado coincidente con la demanda. En efecto, mediante su elección con el pago de un precio por un bien y/o servicio de ciertas características, es precisamente cómo el consumidor da señales a los productores de lo aceptable o inaceptable. Lo ideal es que los precios sean libres y sin distorsiones, de manera tal que reflejen en el mercado la escasez relativa de bienes y/o servicios para que éste pueda por sí mismo realizar la reasignación de los bienes y/o servicios escasos.
- 6 Existe un monopolio natural en un mercado cuando una sola empresa en éste genera toda la producción del mercado. Normalmente los monopolios naturales se presentan en mercados de demanda limitada, en los que para la realización de la actividad económica específica materia de éstos, se ha tenido que realizar elevadas inversiones y asumir altos costos de mantenimiento, y en los que la réplica de las inversiones existentes resulta ineficiente por la generación de mayores costos sin posibilidad de verificar mejoras en la provisión de los bienes y/o servicios de los que se trate, según corresponda.
- 7 Con respecto a los servicios públicos, cabe recordar que, como hemos señalado ya en otros trabajos, de acuerdo con la doctrina y jurisprudencia nacional e internacional preponderante, sólo será servicio público en un país aquél servicio que sea declarado como tal por una ley.

y externalidades⁸, y el rol subsidiario estatal en la actividad empresarial, constituyen tales elementos, de manera tal que su vigencia en el sistema de mercado resulta fundamental.

Puntualmente, la existencia de competencia⁹ en los diferentes mercados de bienes y/o servicios y la posibilidad de fijar libremente las condiciones de éstos, es de vital importancia para el funcionamiento del sistema de mercado, habida cuenta que promueve el efectivo desarrollo de los mercados de bienes y/o servicios, y la satisfacción de las necesidades de los consumidores en las mejores formas posibles.

En efecto, la existencia de competencia y libertad en el establecimiento de características de bienes y/o servicios en los mercados, significa, de un lado, la posibilidad de los consumidores de ser abastecidos con bienes y/o servicios en la cantidad y calidad deseadas y a los mejores precios posibles; y de otro lado, la creación de mayores incentivos para los ofertantes de bienes y/o servicios a efectos de mejorar constantemente los mismos en beneficio de los consumidores.

Sin perjuicio de lo anterior, en determinadas situaciones excepcionales en las que no puede verificarse competencia en los mercados (aún ante la existencia de la libertad irrestricta de entrada a éste y de normativa que desincentive la realización de aquellos comportamientos anormales por parte del Estado o de los agentes económicos antes descritos), la competencia se garantiza con la emisión de normativa y regulación económica estatal, la misma que

-
- 8 Se define como una externalidad toda situación en la cual los costos o beneficios de producción y/o consumo de algún bien o servicio no son reflejados en el precio de mercado de los mismos. En otras palabras, son externalidades aquellas actividades que afectan a otros para mejorar o para empeorar, sin que éstos paguen por ellas o sean compensados. Existen externalidades cuando los costos o los beneficios privados no son iguales a los costos o los beneficios sociales. Los 2 tipos de externalidades más importantes son las economías externas o las des-economías externas. Así, es una externalidad el efecto negativo o positivo de la producción o consumo de algunos agentes sobre la producción o consumo de otros, por los cuales no se realiza ningún pago o cobro.
- 9 Entendida ésta como aquella situación de concurrencia en el mercado provocada como consecuencia de la existencia de libertad irrestricta de entrada a éste y de normativa que desincentiva la realización de aquellos comportamientos anormales por parte de agentes económicos o del Estado (es decir, la realización de conductas anticompetitivas y de competencia desleal por parte de agentes económicos, y de actos administrativos y normativos estatales que cierran ilegal e irracionalmente el acceso de participantes a los mercados) que precisamente impiden o afectan el desenvolvimiento normal de la competencia.

puede implicar, correctamente desde nuestra perspectiva, el establecimiento de determinadas restricciones en los mercados correspondientes (restricciones en relación a la libre fijación de precios, por ejemplo). Dichas situaciones excepcionales son aquellas conocidas como fallas de mercado, como lo son los monopolios naturales, los servicios públicos y las externalidades.

Por su parte, la subsidiariedad estatal en la actividad empresarial (es decir, que el Estado no desarrolle actividad empresarial en mercados en los cuales los agentes privados pueden y/o quieren hacer ello en condiciones de competencia), también es de suma relevancia para el funcionamiento del sistema de mercado.

Ello, de un lado, dado que desde una perspectiva económica, el Estado debe destinar sus recursos (provenientes en su mayoría de la recaudación tributaria) a sus mejores usos posibles, y el destino de recursos estatales a mercados en los cuales existe la posibilidad de verificar proveedores de bienes y/o servicios en competencia no es necesariamente la mejor opción de uso de recursos estatales posible; y de otro lado, dado que desde una perspectiva etológica e histórica mundial, existe mucho riesgo de que el Estado (cuyas acciones son conducidas y materializadas por personas humanas con poder de decisión en cada gobierno de turno y que son identificadas por la sociedad por dichas acciones), al desarrollar actividad empresarial, haga ello en base a criterios distintos a la eficiencia empresarial, como por ejemplo, en base a generar mayor reconocimiento público (de cara a pretensiones personales diversas, como lo son, por ejemplo las pretensiones electorales), generando con ello distorsiones en el mercado que a la larga podrían afectar a los consumidores.

No es ajeno a la realidad percatarse que las empresas estatales que generan pérdidas importantes por su propia ineficiencia empresarial (que le exige una inyección de dinero que no poseen) o que pretenden establecer políticas de precios bajos para los bienes y/o servicios que producen (cuando su estructura de negocio no soporta ello), siempre podrían intentar hacer uso de mayores asignaciones de recursos estatales para seguir haciendo lo anterior, con el consiguiente perjuicio que dicha situación podría importar para los demás competidores en el mercado respectivo, y finalmente para los propios consumidores en el mediano y largo plazo.

Sin ánimo alguno de justificar la corrección o incorrección del contexto en el cual fue promulgada la Constitución Política del Perú de 1993, ni aceptar o

rechazar incondicionalmente la totalidad del referido texto constitucional; de la lectura de la parte referida al régimen económico peruano desarrollado en éste, se desprende para nosotros con claridad que los legisladores correspondientes entendieron correctamente la importancia de garantizar constitucionalmente, como sostén del régimen de economía de mercado estatuido¹⁰, la libre iniciativa privada, la competencia en los mercados de bienes y/o servicios, la libertad en el establecimiento de las condiciones de los bienes y/o servicios, la posibilidad de que el Estado peruano actúe en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura a través de normativa y regulación económica, y el rol subsidiario del Estado en la realización de actividades empresariales. Para corroborar ello, basta revisar, básicamente, y entre otros, los artículos 58° al 62° del mencionado texto constitucional¹¹.

10 Cabe precisar que si bien es cierto que, en estricto, el término utilizado en nuestra Constitución Política del Perú de 1993 para denominar el régimen económico a ser considerado en el país es el de “economía social de mercado” y no el de “economía de mercado”, para efectos del presente trabajo estamos equiparando ambas terminologías. Ello, sin perjuicio de que no desconocemos que la “socialización” de la economía de mercado en nuestro texto constitucional, remarca la importancia que revistió para nuestros legisladores entender la necesidad de posibilitar la intervención del Estado en la economía, ya sea mediante su rol subsidiario empresarial o mediante su intervención normativa y regulatoria en las áreas de promoción del empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura, y por tanto, su garantía con respecto a un mínimo nivel de bienestar para la gran mayoría o la totalidad de los ciudadanos.

11 Constitución Política del Perú de 1993 (Régimen económico):

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

“Artículo 59.- El Estado estimula la creación de riqueza y garantiza la libertad de trabajo y la libertad de empresa, comercio e industria. El ejercicio de estas libertades no debe ser lesivo a la moral, ni a la salud, ni a la seguridad pública. El Estado brinda oportunidades de superación a los sectores que sufren cualquier desigualdad; en tal sentido, promueve las pequeñas empresas en todas sus modalidades.”

“Artículo 60.- El Estado reconoce el pluralismo económico. La economía nacional se sustenta en la coexistencia de diversas formas de propiedad y de empresa.

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

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

“Artículo 61.- El Estado facilita y vigila la libre competencia. Combate toda práctica que la limite y el abuso de posiciones dominantes o monopólicas. Ninguna ley ni concertación puede autorizar ni establecer monopolios.

Particularmente, en relación al rol subsidiario del Estado en la economía, el artículo 60° de la Constitución Política de 1993, señala lo siguiente:

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

Así las cosas, para que, por ejemplo, el Estado peruano pueda realizar con corrección constitucional una actividad empresarial determinada en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos, de manera directa o indirecta, éste debe: (i) contar con una expresa Ley del Congreso de la República del Perú que le autorice específicamente para dicho efecto¹²; (ii) probar que la realización de la específica actividad empresarial referida no puede y/o no quiere ser realizada por agente privado alguno en situación de competencia; y (iii) probar que la realización de dicha específica actividad empresarial es de alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional (lo que pasa, evidentemente, por probar también los efectos económicos beneficiosos en términos absolutos que la aludida específica actividad empresarial comportaría para el país).

Desde nuestra perspectiva, actualmente, el Estado peruano no está en posibilidad de realizar, de forma directa ni indirecta, actividad empresarial

La prensa, la radio, la televisión y los demás medios de expresión y comunicación social; y, en general, las empresas, los bienes y servicios relacionados con la libertad de expresión y de comunicación, no pueden ser objeto de exclusividad, monopolio ni acaparamiento, directa ni indirectamente, por parte del Estado ni de particulares.”

“Artículo 62.- La libertad de contratar garantiza que las partes pueden pactar válidamente según las normas vigentes al tiempo del contrato. Los términos contractuales no pueden ser modificados por leyes u otras disposiciones de cualquier clase. Los conflictos derivados de la relación contractual sólo se solucionan en la vía arbitral o en la judicial, según los mecanismos de protección previstos en el contrato o contemplados en la ley.

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

12 Con respecto a este punto, cabe señalar que si bien nosotros somos de la opinión que la Ley del Congreso de la República que exige el texto constitucional es una que no sólo sea expresa sino que autorice con mucho nivel de especificación la actividad económica en particular a realizarse en un momento determinado (con indicación no sólo de la actividad económica en general a efectuarse sino asimismo con indicación del negocio puntual a realizarse), existen también opiniones distintas en mérito de las cuales se señala que basta que la Ley del Congreso de la República autorice expresamente la realización de una actividad empresarial en general.

específica en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos. Ello, en tanto que: (i) no entendemos que se ha expedido Ley alguna del Congreso de la República que autorice al Estado peruano a realizar, de forma directa ni indirecta, actividad empresarial específica alguna en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos; (ii) no entendemos que se ha verificado esfuerzo alguno del Estado peruano para probar la necesidad de realizar actividad empresarial específica alguna en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos; y (iii) no entendemos que se ha verificado esfuerzo alguno del Estado peruano para probar que la realización de una específica actividad empresarial en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos es de alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional.

De hecho, sostenemos la validez de lo anteriormente expuesto, no obstante que de conformidad con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 43, Ley de la Empresa de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. (publicado en el diario oficial El Peruano el 5 de marzo de 1981), la Ley N° 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. (publicada en el diario oficial El Peruano con fecha 23 de junio de 2007) y el Decreto Supremo N° 012-2013-EM, Reglamento de la Ley N° 28840 (publicado en el diario oficial El Peruano con fecha 27 de marzo de 2013), y sus respectivas normas modificatorias y complementarias; no puede negarse la existencia, naturaleza, objeto social y normativa que rige el accionar de Petroperú S.A.

El tema, desde nuestra perspectiva, está en no permitirse confundir el marco normativo infra-constitucional que se le ha pretendido dar, y que se le ha dado efectivamente, a la referida empresa estatal de derecho privado para que desarrolle la actividad empresarial para la que fue creada, con el marco constitucional que requeriría atender el Estado peruano para realizar a través de dicha empresa estatal de derecho privado o cualquier otra entidad, actividad empresarial específica, de manera directa o indirecta, en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos.

Por ello, consideramos que, hoy en día, todo accionar del Estado peruano destinado a efectuar, directa o indirectamente, cualquier actividad específica empresarial en torno a la exploración y/o explotación de hidrocarburos, sin mayor trámite previo, ya sea a través de Petroperú S.A. o cualquier otra entidad, no sólo sería jurídicamente inconstitucional sino además económicamente contraproducente para el desarrollo económico y social del país, por no condecirse ello con el sistema de economía de mercado instaurado en el Perú.

Transporte y distribución de gas natural en Colombia

Juan Felipe Neira C. ¹

El documento se ocupa de hacer un examen general sobre los algunos de los hitos más importantes de la industria de transporte y distribución de gas en Colombia. Analiza aspectos de política energética, precios y asuntos financieros de proyectos en particular. A su vez menciona los recientes pronunciamientos de las autoridades colombianas, respecto al futuro de la industria.

I. Abreviaturas:

DNP	:	Departamento Nacional de Planeación
Ecopetrol	:	Empresa Colombiana de Petróleos
GLP	:	Gas Licuado de Petróleo
Chevron	:	Chevron Corporation
MME	:	Ministerio de Minas y Energía
CREG	:	Comisión de Regulación de Energía y Gas
UPME	:	Unidad de Planeación Minero Energética

II. Introducción

Estos tiempos, en los cuales los precios del gas natural se han comportado a la baja en algunas latitudes y donde nuevas fuentes no convencionales han impactado la industria, vale la pena analizar el desarrollo doméstico del mencionado hidrocarburo en nuestros países y evaluar cuál ha sido su penetración en el mercado local.

¹ Abogado de la Universidad Externado de Colombia. Especialista en asuntos corporativos, societarios y administrativos; quien, actualmente, es candidato al grado *LLM in Petroleum Law and Policy* por el *Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law and Policy* (CEPMLP) de la Universidad de Dundee, Escocia.

Así, los casos sudamericanos no solo se han encontrado con el inconveniente de hallar el recurso, sino a su vez, debido a su particular geografía, con el obstáculo de llevarlo a los consumidores finales a precios asequibles.

Para poder proveer de un suministro seguro y constante a los consumidores industriales y domésticos en nuestros países, la infraestructura de transporte y distribución se hace sumamente relevante, por lo que un análisis de su desarrollo es necesario.

En el caso colombiano, la ubicación de las reservas de gas ha determinado la infraestructura y el consumo masivo del hidrocarburo, creando mercados naturales para esa fuente de energía cerca de sus zonas de producción, mientras que su transporte y distribución en otras zonas del país han sido bastante tortuosas.

Estos retos han sido enfrentados por el gobierno nacional a lo largo de los últimos 30 años, con gran éxito en materia de cobertura, pero con desaciertos que nuestra industria continúa enfrentando.

Este documento menciona algunos de los hitos más importantes en el desarrollo de la industria de gas, respecto a su transporte y distribución, mencionando la estructura regulatoria, los aspectos financieros de algunos proyectos y la influencia del estado colombiano en el desarrollo del sector.

III. Primeros Antecedentes

El primer antecedente del gas natural libre se encuentra en la concesión Cicuco-Violó ubicada en el departamento de Bolívar, la cual fue otorgada a la Colombian Petroleum Company en 1956, y cuyas exploraciones y descubrimientos llevaron a constituir las primeras sociedades para el transporte y suministro de gas en el norte de Colombia a partir de 1960².

Posteriormente, en el año 1962, gracias a la construcción del gasoducto Cicuco-Barranquilla³, las primeras empresas de la costa atlántica empezaron a utilizar

2 ACOSTA, Amylkar. Del Gas Natural al Shale Gas. Congreso Naturgas. 2012.

3 Contraloría General de la República. Auditoría Ambiental a la Zona de Influencia del Campo Petrolero Cicuco-Boquete. 2001.

el gas natural producido en el departamento de Bolívar como combustible para la fabricación de cemento y aluminio.

A pesar de ese incipiente desarrollo comercial, fue solo hasta la década de los 70, cuando la industria del gas y su producción comercial a gran escala empezó a desarrollarse. La compañía Chevron (Texas Oil Company de la época) encontró uno de los mayores descubrimientos de gas en el país, en los campos de Ballenas, Chuchupa y Riohacha, ubicados en las costas del departamento de la Guajira, en la costa atlántica del país.

Los mencionados hallazgos permitieron que el suministro de gas incrementara su capacidad al doble entre 1978 y 1984⁴ con producciones de 500 MPCD.

Posteriormente en 1986 el ministro de minas, Guillermo Perry, propuso la política de “Gas para el Cambio”, a partir de la cual se buscaba la sustitución de fuentes de energía de alto costo, mediante el desarrollo de mercados en aquellas zonas donde había producción del gas natural y, a su vez, propiciar el consumo de GLP en las ciudades de mayor densidad poblacional, para introducir el gas natural, una vez la infraestructura para su distribución y comercialización ya estuviera presente⁵.

Finalmente, en la política de “Lineamientos para el Cambio” en 1990, se menciona la necesidad de aumentar la actividad exploratoria, debido a que las reservas no cubrían la totalidad de la demanda del territorio nacional⁶.

IV. Desarrollos posteriores a la nueva Constitución Política: Liberalización del Mercado

En 1991, Colombia promulgó una nueva constitución contemplada dentro de un marco económico de liberalización de mercados e ingreso de capital privado a las industrias de servicios públicos. A su vez, el Estado adquirió un papel de Director General de la economía, donde los privados pueden realizar actividades bajo un esquema de libertad vigilada.

4 BETANCOURT ADUEN, Félix. El Mercado del Gas Natural en Colombia. Junio de 2000.

5 FAINBOIM, Israel –RODRÍGUEZ, Carlos Jorge. El Desarrollo de la Infraestructura en Colombia en la Década de los Noventa. Parte II. 2000.

6 Ibid.

Bajo este contexto, en diciembre de 1991, el máximo organismo de coordinación de políticas sociales y económicas realizó una evaluación de la situación de la industria gasífera y determinó un programa para la masificación del consumo del hidrocarburo en el país.

Dentro de este documento se concluyó que la mayoría de las industrias colombianas obtenían su energía de derivados del petróleo, y los hogares utilizaban leña como fuente principal de energía. Por otro lado, la estructura de precios, demostraba que las fuentes de energía se vendían a un valor inferior al precio de producción, demostrando la influencia del Estado mediante subsidios para su producción, que en el caso del gas natural se encontraban por el orden de entre 40% y 50%⁷.

Bajo este panorama, el consumo se concentraba en la generación de electricidad (35.4%), el sector de refinación de crudo (21.8%), el sector industrial (24.4%) y, en una menor medida, en el sector residencial (12.9%)⁸.

Adicionalmente, la oferta de gas se encontraba limitada a ciertas regiones debido a su cercanía a los centros de producción -costa atlántica y el departamento de Santander- al oriente de Colombia. El resto del territorio nacional solamente tenía acceso al 1% de la oferta de gas natural⁹.

A su vez, la estructura regulatoria era bastante confusa en materia de comercialización y, en la gran mayoría de los casos, el transporte y la distribución se efectuaba a través de empresas en las cuales el Estado tenía una participación¹⁰.

En cuanto a los precios, la empresa nacional de petróleos -Ecopetrol- pagaba a los dueños del gasoducto por el transporte del hidrocarburo. En materia de distribución, una entidad reguladora de tarifas determinaba, de acuerdo a la clasificación socio-económica del consumidor y su nivel de consumo, el valor que podía ser cobrado por la empresa distribuidora¹¹.

7 Documento CONPES- 2571. Programa Para La Masificación Del Consumo De Gas' (Departamento Nacional de Planeación, 1991). Págs.3-4.

8 *Ibidem*. Pág. 5.

9 *Ibidem* Pág. 6.

10 *Ibidem*.

11 *Supra* Pág. 4. Documento CONPES- 2571.

Bajo este panorama, el gobierno nacional se planteó un ambicioso objetivo: cuadruplicar el consumo de gas residencial para el año 2005.

Este objetivo se pretendía alcanzar a través de estrategias determinadas en material de política energética, tales como:

- Aumentar la participación privada en el transporte y comercialización del gas natural;
- Aproximar los costos reales a los precios de consumo para aumentar el nivel de eficiencia energética de acuerdo a los recursos disponibles;
- Incrementar la red de ductos para el transporte de gas;
- Aumentar las redes de distribución e incrementar el consumo de gas en el centro del país;
- Conectar las zonas del centro del país con las reservas de Cusiana;
- Aumentar la interconexión de transporte entre la Costa Atlántica y el Departamento del Huila, conectando a regiones importantes como Antioquia, Valle del Cauca y la zona cafetera¹².

En materia regulatoria se tomarían medidas como:

- Clarificación de las entidades responsables de la política gasífera;
- Simplificación de la regulación;
- Liberación del acceso a la infraestructura de transporte de acuerdo al nivel de la oferta;
- Aumento de la actividad del sector privado en material de distribución en centros urbanos¹³.

Con respecto a la viabilidad financiera del programa de masificación del gas, se estableció que su costo total ascendería a US\$ 2235 millones, con una tasa de retorno del 28%, generando un ahorro en los costos energéticos al país de US\$ 555 millones¹⁴.

12 Zona ubicada en el centro-oriente de Colombia, compuesta por los departamentos de Caldas, Risaralda y Quindío. Se caracteriza, porque gran parte de su sustento económico se deriva de la producción de café.

13 Supra Pág. 4. Documento CONPES- 2571.Pág. 12.

14 Supra Pág. 4. Documento CONPES- 2571.Pág. 13.

En 1993 se consolidó el binomio Cusiana –Cupiagua, no solo como fuente de crudo, sino también de gas asociado como una de las zonas de mayor producción en todo el país, incrementando las reservas de 7.672 GPC en 1989 a 14.994 GPC en 1993.

Con posterioridad, ese mismo año, el gobierno central, mediante otro instrumento de política económica y social, empezó a implementar las estrategias esbozadas en el año 1991. De esta forma se determinó que los primeros pasos de la masificación del consumo de gas debían darse en la dirección de aumento de infraestructura para el transporte de gas al interior del país y en la modificación de los precios.

Asimismo, se planteó la importancia de la construcción de una troncal de gasoductos que comunicaran a la Costa Atlántica (zona de principal producción) con otros puntos de la geografía nacional donde también existían importantes reservas que podían ser utilizadas para suministrar el hidrocarburo al interior del país. Dicha construcción se realizó a partir de inversión privada y mecanismos de financiación BOMT¹⁵. A su vez, se empezó a plantear la construcción de las ramificaciones a zonas del interior del país como Bucaramanga, Bogotá, el Eje Cafetero e incluso el Valle del Cauca.

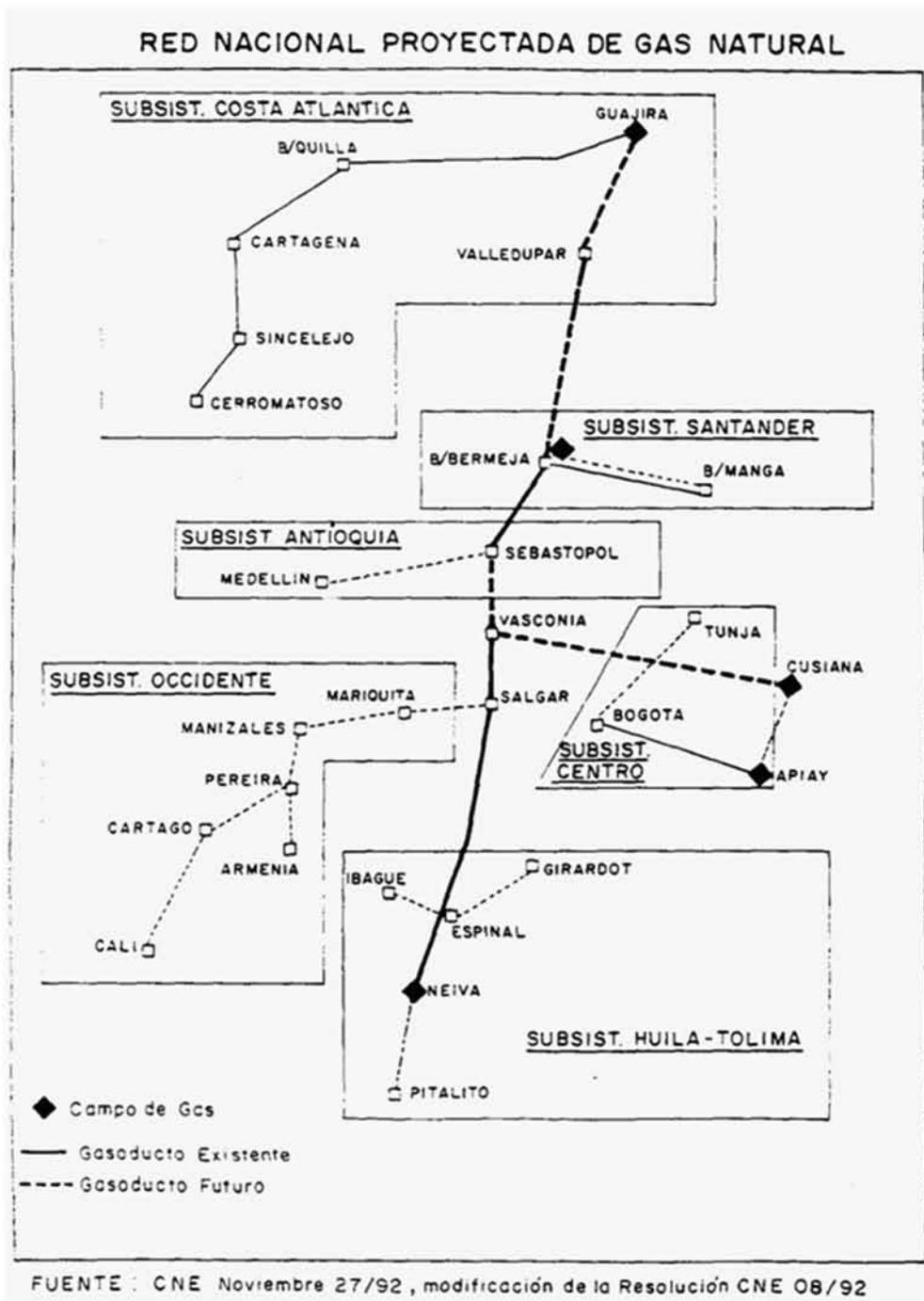
Los planes del gobierno en el sector gasífero eran bastante ambiciosos y requerían una modificación sustancial del sector, ello debido a que antes del año 1994 existía poca claridad jurídica y regulatoria, además de la presencia de un manejo económico y financiero ineficiente.

En materia de producción, el único propietario y agente de suministro de gas al mercado era la empresa Ecopetrol, con un sistema de precios atados, empleando el precio del *fuel oil*¹⁶. Con respecto al transporte, Ecopetrol también se encontraba presente, ya fuera como propietario total de la empresa o como simple accionista de la misma. A su vez, la tarifa era fija por metro cúbico sin importar la distancia recorrida¹⁷, similar a los cargos por estampilla, lo cual no

15 Build-Own Operate Maintenance and Transfer.

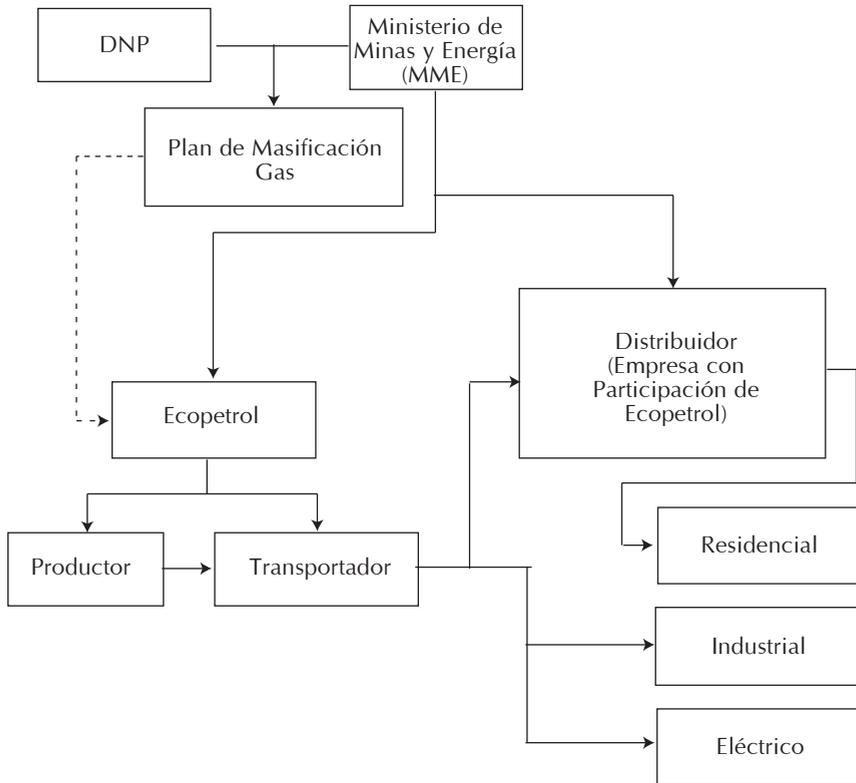
16 Harold Coronado and Uribe, Eduardo, "Evolución Del Servicio De Gas Domiciliario Durante La Última Década" (Universidad de Los Andes, Marzo de 2005).

17 Harold Coronado and Uribe, Eduardo, "Evolución Del Servicio De Gas Domiciliario Durante La Última Década" (Universidad de Los Andes, Marzo de 2005).



Fuente: Documento CONPES 2646 de 1993.

fomentaba el aumento de los puntos de entrada al sistema¹⁸. La distribución se hacía basada en contratos de concesión aprobados por el MME y a precios menores al costo de producción.



Fuente: Harold Coronado y Uribe Eduardo. "Evolución del Servicio de Gas Domiciliario Durante la Última Década. Universidad de Los Andes. 2005.

En 1994, mediante la Ley N° 142 promulgada en 1994, se modificó la estructura jurídica del sector de gas. Dicha modificación abarcó, principalmente, lo siguiente:

- El hidrocarburo se convirtió en un elemento esencial para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible. Principalmente, fueron las actividades de distribución las afectadas, no obstante, también afectó

¹⁸ Benavides, Juan. Recomendaciones para incentivar la Inversión en Gas Natural en Colombia. Superintendencia de Servicios Públicos. 2009.

las actividades de producción y transporte, las cuales fueron reguladas por el Estado¹⁹.

- La prestación del servicio público de gas domiciliario debía prestarse bajo el principio de calidad, la ampliación de la cobertura, la prestación eficiente, la libertad de competencia y la omisión del abuso de la posición dominante, así como la solidaridad empleada como criterio tarifario entre los distintos niveles socio-económicos de los consumidores finales²⁰.

En materia regulatoria, en el año 1994 se modificó la estructura y la competencia de algunos agentes. Asimismo, se sumaron adicionales como:

- Ministerio de Minas y Energía (MME): La entidad ya existía, pero dejaba de lado su actividad reguladora para convertirse únicamente en la estructura de la política energética.
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG): Se le atribuye a la entidad el ejercicio como regulador independiente del sector. Asimismo, se establece que dicha regulación se hará con base en razones técnicas y económicas, más no políticas²¹.
- Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios: Entidad de supervisión del suministro de gas y de las compañías involucradas en esa actividad.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME): Esta entidad se encarga de la evaluación integral y formulación de la planificación energética del país²².

Con respecto a la actividad de distribución, con la Ley N° 142 de 1994 se crearon mecanismos para el estímulo de la penetración del gas natural en zonas no exploradas. De ese modo, se llegó a la figura de las áreas de servicio exclusivo, en las cuales un solo distribuidor podía prestar el servicio de suministro de gas, tanto a hogares como a grandes consumidores, buscando una mayor penetración del servicio en zonas con menor población y menores recursos.

19 Ley 142 de 1994. Artículo 14.28.

20 *Ibíd.* Artículo 2.

21 *Ibíd.* Artículo 69.

22 Ley 143 de 1994.

Decreto 255 de 2004.

La mencionada CREG, empezó actuar como regulador independiente y emitió la Resolución CREG N° 057 de 1996, mediante la cual dividió a los actores del mercado ordinariamente entre productores, transportadores y distribuidores, pero agregó la figura del comercializador para armonizar las operaciones entre los actores del mercado y el consumidor final.

A su vez la norma estableció el libre acceso de los distintos actores a la infraestructura de transporte en las mismas condiciones de calidad seguridad. Cualquier actividad contraria a la libre competencia sería sancionada.

Por otro lado, la norma también estableció las condiciones y tipos contractuales que podrían ser utilizados dentro del sistema nacional de transporte como lo son los contratos firmes, los contratos pico o los contratos ininterrumpibles o combinaciones de las distintas modalidades. Asimismo, se estableció la necesidad de emitir un código único de transporte, donde se trataran las condiciones de conexión, operación y despacho.

Con el panorama regulatorio, normativo e institucional mencionado, la industria de gas enfrentaba un escenario un poco más claro, pero con grandes retos para su expansión y desarrollo. Sin embargo, el crecimiento de la infraestructura de transporte presentaba escenarios diferentes, dentro de las distintas zonas del país.

En el caso del inversionista interesado en el desarrollo de la infraestructura de transporte en la costa atlántica, contaba con riesgos reducidos en materia regulatoria y de mercado, ya que existía un solo transportador para el área y el mercado de gas había sido desarrollado desde la década de los 70²³.

Con respecto al centro del país y la infraestructura que debía desarrollarse para conectar a la zona norte con el resto del país, la evaluación era diferente. En materia de mercados, la penetración del gas natural al interior del país era menor y adicionalmente a esto, el Estado, a través de la CREG, había fijado precios muy bajos a este hidrocarburo, de modo de hacerlo competir con otras fuentes de energía, por lo que dicho valor no era suficiente para recuperar los costos directos del proyecto. Por lo tanto, Ecopetrol entró a suplir la diferencia entre el costo de inversión (mantenimiento, operación y rentabilidad mínima e inversión) y lo obtenido de acuerdo a las tarifas fijadas por la CREG²⁴.

23 Supra pág. 3.

24 Supra pág. 3.

Así, mediante un contrato BOMT, Ecopetrol encontró dos socios estratégicos para el desarrollo de este proyecto: Centragas (Filial de Enron en Colombia) -encargada de las labores de operación y mantenimiento- y Techint (empresa Argentina con experiencia en la construcción de oleoductos en Colombia) –encargada de la construcción y operación del gasoducto Ballena-Barrancabermeja. El proyecto tuvo un costo de US\$ 217 millones, de los cuales US\$ 45 millones fueron aportados como activos de Centragas y el resto de la inversión fue financiada mediante bonos emitidos en 1994 para el mercado internacional, con plazos de duración de hasta 10 años.

Estos bonos, fueron los primeros títulos latinoamericanos de financiación de proyecto en recibir una calificación por Standard and Poor, la cual fue de BBB. Dichos títulos se ampararon en los activos del gasoducto, la estructura tarifaria y el contrato suscrito entre la empresa operadora y Ecopetrol²⁵.

Otro ejemplo el desarrollo de los contratos BOMT suscritos por Ecopetrol es el Proyecto TransGas. En este caso se trató de un gasoducto de 345 kilómetros de extensión, entre la ciudad de Mariquita (en el centro de Colombia) y la ciudad de Cali (ubicada en el suroccidente del país). La inversión total sumaba US\$ 307 millones, de los cuales US\$ 240 millones fueron financiados por el mercado bursátil internacional, mientras que los US\$ 67 millones restantes fueron aportados por los distintos socios del proyecto, como Transcanada, British Petroleum y una filial de Schneider, entre otros²⁶.

Con base a estas medidas, en las cuales se integró el capital privado al sistema de transporte y se aclaró la función regulatoria del estado dentro del sistema, la participación de Ecopetrol dentro del sistema de transporte debía ser modificada. Adicionalmente, dicha empresa era la productora del alrededor del 50% del gas del país, generando conflictos de interés en contravía de las normas sobre integración empresarial.

En 1997, la situación de tener a Ecopetrol como jugador principal en la producción de gas no era compatible con las normas de 1994 que defendían la libre competencia en material de transporte. Por lo tanto, el gobierno

25 DAVIS, Henry A. Project Finance: practical Case Studies. Volume II. Resources and Infrastructure. EuromoneyBooks. 2003.

26 *Ibíd.*

colombiano tomó la decisión de crear una empresa independiente para el manejo de la infraestructura de transporte que era de propiedad del Estado. De ese modo, nació la empresa Ecogas como receptora de los activos de transporte que estaban a cargo de Ecopetrol, valorados en US\$ 430 millones aproximadamente. Dicha empresa generaba sus actividades y utilidades de los distintos contratos BOMT suscritos por Ecopetrol y se encargaba de cumplir las obligaciones adquiridas con esta en la etapa de transporte²⁷.

En 1999 la CREG emitió el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural, el cual buscaba conseguir el libre acceso al sistema, definir las especificaciones técnicas y de calidad el gas transportado y determinar los instrumentos de operación del mismo.

El acceso al sistema es especial para esta norma, por lo cual establece la igualdad de condiciones y trato que deben tener los distintos agentes de la cadena, cuando soliciten a los transportadores el acceso al gasoducto. Es tal la determinación que, si no existe una comunicación rápida y efectiva por parte del transportador, la CREG podrá imponer por vía administrativa el uso de la red de transporte²⁸.

El libre acceso también juega un papel importante en la asignación de la capacidad disponible primaria, en la cual, se utiliza un sistema de negociación directa con los remitentes, pero en el caso en el que la demanda de capacidad primaria sea mayor que esa capacidad, la asignación de la capacidad disponible deberá establecerse a través de mecanismos de subasta.

La norma, a su vez, establece el marco general en el cual las partes podrán definir los términos contractuales entre las partes, siempre y cuando se encuentren dentro de elementos básicos de los contratos firmes e interrumpibles.

Por otro lado, se implementó la obligación para el transportador de emitir un boletín electrónico de operaciones, donde se informe a los distintos agentes sobre datos como el ciclo de nominación, volumen de gas transportado diariamente por gasoducto, ofertas de liberación de capacidad, solicitudes de servicio y la capacidad contratada.

27 Ley 401 de 1997.

Documento CONPES 2933 de 1997.

28 Resolución CREG 071 de 1999.

La resolución, a su vez, establece las condiciones en las cuales los actores del mercado utilizarán las nominaciones y las condiciones en las cuales estas deben hacerse para permitir el funcionamiento del sistema.

V. Los Efectos Positivos de la Liberalización y el Crecimiento Apresurado

En el año 2002, el Gobierno Colombiano hizo una evaluación del cumplimiento de las metas propuestas a comienzo de la década de los 90' y encontró lo siguiente:

- En 1991 el número de municipios conectados y atendidos era 31, mientras que en 2001 aumentó a 201.
- El número de usuarios tuvo un aumento aproximadamente en un 600%, es decir, de 400,000 a 2'492,010 usuarios.
- La modificación normativa e institucional a favor de la transparencia y el libre acceso a los mercados aumentó el número de las empresas transportadoras de 1 a 8, en un lapso de 10 años.
- El número de kilómetros de gasoductos pasó de 1810 a 5632²⁹.

Como se puede deducir de las cifras anteriores, el programa de masificación de gas fue bastante exitoso en la construcción de troncales de transporte y en el incremento de conexión de usuarios al servicio de gas natural.

VI. Efectos Adicionales del Acelerado Crecimiento de la Infraestructura

Sin embargo, a pesar del éxito de la política de masificación del gas, el acelerado crecimiento del sistema de transporte y distribución también trajo sus costos. La gran cantidad de dinero que debió ser invertida para desarrollar el sistema, terminó siendo reflejada en los cargos que pagaba el usuario final, haciendo al gas, menos competitivo frente a otros energéticos presentes³⁰.

29 Documento CONPES 3190 de 2002.

30 *Ibíd.*

Un ejemplo de este hecho, es la situación financiera de Ecogas, que, con solo 5 años de existencia, tenía un valor neto en su flujo de caja negativo de US\$ 114 millones. Esta situación causada por los compromisos que inicialmente había adquirido Ecopetrol con los inversionistas en el sistema de transporte, pero que, con la creación de Ecogas, fueron asumidos por esta³¹.

Adicionalmente a esto, la implementación de las reformas liberales de 1994 empezaba a demostrarse en el funcionamiento administrativo y político del Estado. Por una parte, la política de precios de los derivados del petróleo y de gas, no tenía mayor coordinación, por lo que en muchos casos los precios de los primeros, actuaban en contra de los costos que debían recuperarse a través de los segundos. Además, la estructura administrativa inicial que definía la política pública a cargo del ministerio, la regulación a cargo de la CREG y la supervisión a cargo de la Superintendencia de Servicios Públicos, no determinó las competencias específicas de cada uno, creando una complejidad institucional, similar a la de la parte inicial de la década de los 90', que en efecto era lo que se quería evitar³².

Buscando resolver los inconvenientes mencionados, el Gobierno adoptó distintas estrategias. En primera instancia, optó por acercar los precios de los derivados del petróleo con los precios internacionales, para eliminar las distorsiones a los precios y al mercado interno. Por ejemplo, el MME inició un plan para igualar los precios de Ingreso al Productor de ACPM y gasolina, con los precios internacionales.

Debido a ello, se tomó la decisión de homogenizar los precios de transporte de poliductos y gasoductos mediante la aplicación, en gran parte del territorio, de señales de distancia a cambio del cargo por estampilla³³. A su vez, el Estado Colombiano determinó que el acelerado crecimiento de la red de transporte no necesariamente reflejaba un aumento en el consumo, ello debido a que las tarifas del usuario final eran las que determinaban en Buena parte el aumento de los consumidores. Así, se planteó alguna estrategia para salvar a Ecogas, pero quedó claro que incluso con la disminución de los precios de transporte no se generaría el incremento de usuarios necesarios para recuperar la salud

31 *Ibíd.*

32 CONPES 3190 de 2002.

33 Resolución 180209 de 2003. MME.

financiera de dicha empresa. Por lo tanto se decidió encontrar un socio estratégico que comprará los activos de Ecogas.

En el año 2003, el Gobierno adelantó la conversión del poliducto Cusiana-El porvenir a gasoducto y a su vez instaló una planta de deshidratación en el mismo lugar para liberar la capacidad de transporte de gas, desde el norte del país hacia el interior³⁴.

Así, a finales de 2006, se llevó a cabo la subasta mediante la cual la Empresa de Energía de Bogotá, adquirió Ecogas por un valor de 3 billones 250 mil millones de pesos (Aproximadamente US\$ 1,425 millones). Este valor no solamente cubre la deuda de Ecogas con Ecopetrol, sino que a su vez le genera al gobierno colombiano, una utilidad de US\$ 300 millones³⁵.

En el 2009, el Gobierno Colombiano planteó la necesidad de incrementar la capacidad de transporte del gasoducto Ballena-Barrancabermeja de 190 MPCD a 260 MPCD a través del potenciamiento de las actuales estaciones de compresión y la construcción de nuevas estaciones. En ese mismo sentido, se planteó la expansión del gasoducto de Cusiana de 210 MCPD a 390 MCP, por un valor total de US\$ 425 millones³⁶.

Durante dicho periodo, la empresa Gases de Occidente, introdujo el concepto de gasoducto virtual, permitiendo el acceso del gas natural a distintas zonas donde no era tan fácil acceder.

Finalmente, en el año 2013, el Gobierno Colombiano presentó al sector la posibilidad de construir una planta de Regasificación en la zona norte del país, con la cual la importación puede convertirse en una estrategia para aprovechar los actuales precios del hidrocarburo.

34 CONPES 3244 de 2002.

35 Ministerio de Minas y Energía. Comunicado 6 de diciembre de 2006.

36 Superintendencia de Servicios Públicos. Estudio Sectorial Energía, Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo: 2005-2009. Octubre de 2010.

VII. Conclusiones

Como se evidencia en el texto, el Estado Colombiano ha recorrido un largo camino desde una industria con un escaso uso del gas natural para suplir sus necesidades domésticas y productivas hasta el día de hoy.

Pero este recorrido no ha sido sencillo y sobretodo no ha sido de módico costo para la industria, el gobierno e incluso para el consumidor final.

Sin embargo, el proceso ha dejado algunas lecciones útiles, tales como la necesidad de una estructura regulatoria clara y con competencias definidas y establecidas que permita emitir conceptos y directrices políticas y regulatorias concretas y coordinadas. A su vez, se establece la necesidad de tener una política integral de precios para todos los energéticos, evitando así una distorsión en los precios, pero sobre todo un traslape de sustitutos que influyan de forma negativa en el precio de un energético en particular.

En este mismo sentido, el ejemplo colombiano demuestra que la liberalización del mercado es positiva, ya que el privado ingresa con inversiones importantes, generando infraestructura para transporte y distribución, pero debe establecerse desde un comienzo el esquema de costos, tarifas y recuperación de inversión, para que al final no sea el estado y el consumidor quien pague los platos rotos de una falta de planeación.

A futuro, vale la pena evaluar la posibilidad de acudir a mecanismos no tradicionales de transporte y distribución como lo son los gasoductos virtuales. Incluso es válido analizar hasta qué punto es económicamente más beneficioso importar el hidrocarburo a precios de hoy y sostener la producción nacional para escenarios más beneficiosos para países productores.

VIII. Bibliografía

FUENTES PRIMARIAS

- Documento CONPES 2571 de 1991.
- Documento CONPES 2933 de 1997.
- Documento CONPES 3190 de 2002.

- Documento CONPES 3244 de 2002.
- Ley 142 de 1994.
- Ley 143 de 1994.
- Ley 401 de 1997.
- Decreto 255 de 2004.
- Resolución CREG 056 de 1996.
- Resolución CREG 057 de 1996.
- Resolución CREG 071 de 1999.
- Resolución MME 180209 de 2003.
- MME. Comunicado 6 de diciembre de 2006.

FUENTES SECUNDARIAS

ACOSTA, Amylkar. Del Gas Natural al Shale Gas. Congreso Naturgas. 2012.

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. Auditoría Ambiental a la Zona de Influencia del Campo Petrolero Cicuco-Boquete. 2001.

BETANCOURT ADUEN, Félix. El Mercado del Gas Natural en Colombia. Junio de 2000.

FAINBOIM, Israel –RODRÍGUEZ, Carlos Jorge. El Desarrollo de la Infraestructura en Colombia en la Década de los Noventa. Parte II. 2000.

CORONADO, Harold y URIBE, Eduardo. “Evolución Del Servicio De Gas Domiciliario Durante La Última Década” (Universidad de Los Andes, Marzo de 2005).

DAVIS, Henry A. Project Finance: practical Case Studies. Volume II. Resources and Infrastructure. EuromoneyBooks. 2003.

GUTIERREZ DE PIÑEREZ, Hernando. The Massive Use of Natural Gas in Colombia: A Successful Experience. 23rd World Gas Conference. Amsterdam. 2006.

CABALLERO A, Carlos y REINSTEIN, David. Obstáculos para el desarrollo del Gas Natural en Colombia. Documento de Trabajo. Fedesarrollo. 2004.

SANDOVAL, Ana María. Monografía del Sector de Electricidad y Gas Colombiano: Condiciones Actuales y Retos Futuros. DNP. 2004.

OTERO, Diego. Marcos Regulatorios y el Rol de las Empresas Estatales de Hidrocarburos. Estudio de Caso: Colombia. OLADE-ACDI-University of Calgary. 2007.

GARCÍA, Alfredo. La Industria de Gas en Colombia: Estructura y Competencia. BID. Washington. 2000.

PULIDO, Patricia. What are the Factors Affecting Natural Gas Security of Supply in Colombia. CEPMLP.

GUERRERO, Fernando y LLANO, Fernando. Gas Natural en Colombia. Universidad ICESI. 2003.

BETANCOURT, Felix. El Mercado de Gas Natural en Colombia. OLADE-GTZ-CEPAL. Quito. 2000.

POLÍTICA ENERGÉTICA

Chile: ¿Autosuficiencia o “autismo” energético? La tensión entre integración regional y sustentabilidad¹

Antonio Elizalde Hevia ^(*)
Mario González Gutiérrez ^(**)

***Resumen:** El escenario energético de escasez a nivel mundial se empieza a reflejar fuertemente en América Latina. Chile tiene una política energética diseñada en el período dictatorial, y administrada en la democracia, que hace muy vulnerable su economía, su medio ambiente y su seguridad. En este artículo se analizan críticamente los diversos aspectos que inciden fuertemente en el actual escenario energético chileno, sobre todo en lo que respecta a la política de integración con sus vecinos latinoamericanos, desde donde se puede vislumbrar también una solución sustentable a los problemas energéticos futuros.*

I. Introducción

Este artículo busca explicar cómo el tema energético se constituye en una limitante muy seria para la sustentabilidad del modelo de acumulación existente en Chile, ya que el crecimiento de la economía está basado principalmente en exportaciones de recursos naturales requirentes de energía barata para continuar siendo competitivos a nivel internacional.

Otro objetivo de este artículo es el de explicar el alejamiento de Chile de los procesos de integración regional, con lo cual se ha generado una preocupación mayoritaria en la población porque la inserción en esos espacios pueda traducirse en una eventual pérdida de avances logrados en términos de calidad de vida y de estabilidad democrática, ante la volatilidad de los acuerdos suscritos.

1 El presente artículo se publicó originalmente en: REVISTA POLIS .VOL. 7 N° 21, EDITORIAL DE LA UNIVERSIDAD BOLIVARIANA DE CHILE, 2008 . págs., 37-62

(*) Universidad Bolivariana. Santiago, Chile. Email: aelizalde@ubolivariana.cl

(**) Universidad Bolivariana. Santiago, Chile. Email: mgonzalez@ubolivariana.cl

La actual matriz energética del país es notablemente precaria ya que es muy dependiente del gas natural de los países vecinos, lo cual obliga a Chile a desarrollar una política de buen vecino y viabiliza una mayor integración con éstos. Pero ésta a su vez puede incrementar los riesgos de contaminación de los climas políticos internos de esos países caracterizados por una relativa inestabilidad.

La política energética se constituye así en un elemento clave para avanzar hacia mayor integración con nuestros vecinos o hacia una mayor dependencia de los mercados globales, pero también hacia una política que permita al país avanzar hacia una sociedad más sustentable. Se analizan en consecuencia las distintas alternativas a las cuales Chile se enfrenta para resolver su problema energético.

II. El “modelo” chileno

La sociedad chilena es casi un caso de texto. Su política económica ha seguido desde sus inicios la evolución del pensamiento económico con una capacidad notable para asumir acriticamente y llevar a cabo en forma rigurosa las recetas que sugieren las escuelas del pensamiento económico. Es así como en el siglo XIX se aplicaron indiscriminadamente las políticas económicas aperturistas recomendadas por el pensamiento librecambista².

La crisis de los años 30 golpeó a la economía chilena en un grado mucho mayor que al resto de las economías latinoamericanas debido a su mayor exposición, cuestión que nos llevó a adoptar tempranamente el modelo de desarrollo “hacia adentro” y sustitutivo de exportaciones con un fuerte rol dinamizador por parte del Estado. La pequeñez de los mercados internos llevó al pronto agotamiento del llamado modelo de industrialización por sustitución de importaciones, una vez superada su etapa “fácil”. De modo que a fines de los sesenta o comienzos de los setenta este modelo se encontraba prácticamente agotado, con un crónico desequilibrio inflacionario y lentitud del crecimiento económico, pese al importante incremento del tamaño del mercado interno, gracias a las reformas estructurales realizadas durante los gobiernos de Frei

2 Ver al respecto el excelente trabajo de Aníbal Pinto Chile, un caso de desarrollo frustrado, Editorial Universitaria, Santiago, 1959.

y Allende. Es importante señalar aquí un dato de no menor importancia para sustentar la afirmación anterior, cual es que recién a partir del año 1967 el campesinado chileno comenzó a percibir sus remuneraciones en metálico y ellos constituían en esa fecha alrededor del 30 por ciento de la población total.

Durante el gobierno militar, a partir de mediados de los años setenta, se implanta en forma progresiva el modelo neoliberal que impulsa una apertura a ultranza de nuestra economía. La radicalidad de dicha implantación conduce a la quiebra y cierre de parte importante de la industria sustitutiva de exportaciones que se había desarrollado en el país durante las últimas cuatro décadas. Retornaba así el país al antiguo modelo monoexportador de materias primas, principalmente de origen minero y en particular de cobre, aunque iniciando una relativa diversificación de sus exportaciones a partir del desarrollo de una incipiente industria exportadora de productos silvo-agrícolas basada en la explotación de la amplia superficie de plantaciones de pino insigne y eucaliptos realizadas a partir de fines de los cincuenta (madera, papel y celulosa), además de productos pesqueros (harina de pescado) y productos agrícolas (frutas y vino). De modo tal que el modelo aperturista, sumado al período recesivo derivado de la crisis de los petrodólares a comienzos de los ochenta, terminaron golpeando aún más fuertemente al sector industrial, y en especial a las medianas y pequeñas empresas, generando una situación de crisis generalizada que afectó incluso al sistema bancario y que condujo a niveles de desempleo abierto sólo similares a los experimentados por el país en los años 30 (superiores al 25 por ciento de la población económicamente activa). El sistema bancario tuvo que ser auxiliado desde el Estado para evitar su desplome a un costo superior a los siete mil millones de dólares (subsidios bajo la forma de créditos blandísimos y a tasas bastante inferiores a las de mercado).

III. La metamorfosis económica y social de Chile

El ensayo neo-liberal que vivió Chile durante la década del 70 y del 80 es una confirmación más de que lo que se intentó hacer, con o sin éxito según el autor que se consulte, fue imponer desde el Estado un nuevo modelo económico-político. La tradición histórica, no sólo en términos de su característica democrática, sino también en el sentido de un tipo de modernización “gradualista”, fue totalmente cambiada por un tipo de Estado que imponía un modelo muy cercano a las tendencias que tomaba la modernización a

escala internacional. Es en este sentido que los sectores más desposeídos se ven notoriamente afectados. El modelo es impuesto desde arriba y los sectores populares deben incorporarse a éste “como mejor puedan”.

Es posible afirmar, casi sin lugar a dudas, que el modelo neoliberal no habría sido posible de implantar sin el auxilio de un régimen dictatorial como el que Chile vivió durante casi dos décadas. La destrucción sistemática del movimiento sindical, el desmantelamiento de los poderes parlamentario y judicial, la disolución de los partidos políticos, el control de los medios de comunicación y la represión permanente de las organizaciones políticas progresistas, generaron condiciones que inhabilitaron la posibilidad de respuesta popular al desmantelamiento que se llevó a cabo del estado de bienestar que se había alcanzado, el cual conculcó los derechos sociales y económicos logrados por las luchas sociales de casi un siglo, perdiéndose así gran parte de los avances que históricamente habían conquistado las clases asalariadas.

Es innegable que los cambios que provocó la intervención militar afectaron todas las esferas de la sociedad chilena. En lo que dice relación con la economía del país, fueron muy profundas las transformaciones que se llevaron a cabo para implementar un nuevo modelo.

El régimen que nació del golpe de estado de 1973 actuó “drásticamente para desmantelar el modelo de desarrollo precedente, lo que se tradujo en el estancamiento o reversión de muchos de los procesos modernizadores anteriores (des-industrialización, redistribución negativa del ingreso, caída del empleo, y de los salarios, reducción del gasto social del Estado, etc.)”. (Tironi, 1990:22)

El gobierno militar intentó proyectar una imagen de seguridad y prosperidad. El nuevo modelo de desarrollo era la solución a todos los problemas que había sufrido nuestro país. Pero frente a esta imagen, estaba la verdadera realidad, la que todos los días vivían los chilenos.

“El intento antidemocrático de modernización, ha tenido un gran costo humano. También ha debilitado la estructura económica haciendo muy difícil dar un salto adelante. La división interna, la exclusión, la desigualdad y el rezago productivo constituyen cuatro grandes obstáculos que no pueden superarse con el esquema político y económico actual”. (Bitar, 1988:55)

Estos cambios redujeron el peso numérico de los conglomerados más característicos del tipo de desarrollo previo a 1973. La burocracia del aparato del Estado se contrajo notablemente durante este período, entre 1973 y 1978, 100.000 funcionarios del sector público fueron expulsados de sus puestos de trabajo. La clase obrera se redujo en más de la mitad, entre el período 1971-1982 y el asalariado agrícola lo hizo en casi un cuarenta por ciento. Por otra parte los sectores no-asalariados y “marginales” aumentaron en forma desproporcionada. En el mismo período se triplicaron los cesantes, los desocupados y los que buscan empleo por primera vez.

Mientras en la mayoría de las naciones del mundo durante el mismo período las condiciones de vida de gran parte de los habitantes mejoraron, en década y media de gobierno militar en Chile se deterioró sustancialmente. En 1988 el consumo per cápita era inferior al de 1970. El Producto Geográfico Bruto (PGB) por persona en 1987 era inferior al de 1971. El producto por persona, entre 1981 y 1987, disminuyó en más de un 6%. El gobierno de Pinochet no hizo sino deteriorar la calidad de vida de la mayoría de la población. Los salarios reales entre 1981 y 1987 cayeron cerca de un 13%, a la vez que el salario mínimo se redujo en un 33% durante el mismo período. Estas cifras son elocuentes a la hora de contrastar los logros alcanzados, en mantener equilibrios macroeconómicos o superávit en la balanza comercial, con el gran fracaso de permitir que los sectores más postergados de la sociedad pudieran tener acceso a oportunidades para salir de la pobreza.

“Estamos, pues, en presencia de un período de marginalización extendida, en el cual la pobreza urbana es creciente y segregada espacialmente (aunque el territorio segregado es casi mayor que el “integrado”), y donde lo que define la vida laboral de esos sectores es cada vez más la inestabilidad. Al mismo tiempo, su calidad de vida como conjunto se deteriora y se bloquean los mecanismos históricos de movilidad social”.
(Campero, 1978:35-36)

En el sector industrial, las ramas metalmecánica y textil que habían sido las más desarrolladas entre 1938 y 1973, dejaron de ser el eje de dicho sector económico, y si bien no desaparecieron del todo, sí se contrajeron notablemente. El desarrollo industrial se centró en actividades relacionadas con el sector exportador. Chile quería incorporarse a los mercados internacionales a cualquier costo. Esto significó también que los trabajadores en su calificación tuvieran que adecuarse a las demandas de estos mercados y que a la vez

los salarios y las fluctuaciones en el mercado de trabajo dependieran de los acontecimientos internacionales.

Los costos pagados por la sociedad chilena en su inserción a los mercados globales fueron de una magnitud tal, que dicho proceso no habría sido posible sin un contexto político autoritario de absoluta restricción al ejercicio de los derechos humanos de primera, segunda y tercera generación.

Sin embargo, es importante considerar que desde fines de los ochenta, y más aún a partir del retorno a la democracia, la economía chilena comenzó a experimentar un acelerado proceso de crecimiento a tasas excepcionalmente altas para lo acostumbrado históricamente, lo cual llevó a más que duplicar en una década el producto per cápita. Esto sumado al propio proceso de recuperación democrática y a los nuevos énfasis en las políticas públicas, se tradujo en una significativa reducción de los niveles de población en situación de pobreza con que había culminado el período dictatorial, bajando desde alrededor de un 40 por ciento de la población total a menos de un 20 por ciento.

“El porcentaje de la población bajo el nivel de pobreza descendió del 38,6% en 1990 al 18,8% en 2003 y el de indigencia descendió del 12,9% en 1990 al 4,7% en 2003.” (Castells, 2005:66)

Desde una mirada anclada en la consideración de las dimensiones ambientales, Rayén Quiroga afirmó, hace más de una década atrás, que:

“El proceso de apertura y desregulación de la economía chilena generó expansiones significativas en el nivel de actividad económica agregada, lo que provocó un incremento del transflujo de magnitud suficiente para implicar un peligroso acercamiento al punto de resiliencia de los ecosistemas chilenos. Por esto, la expansión infinita de nuestras exportaciones, como el crecimiento económico ilimitado, son imposibles... La conclusión más importante que se deriva de la investigación realizada es que el actual camino de crecimiento económico chileno no es capaz de sostenerse en el futuro. Todo tigre, por más emprendedor que sea, necesita de la selva que le sustenta... Y esto es exactamente lo que nos está pasando, nos estamos convirtiendo en un supuesto tigre, voraz, gallardo, que se está quedando sin selva.” (Quiroga, 1994:473)

Marcel Claude sostiene a su vez la tesis de que:

“... un factor consustancial a los procesos de creación de ingreso en Chile, desde la época de la independencia hasta nuestros días, lo constituye la extracción y exportación de recursos naturales. Esto es así, independientemente de los distintos y contrapuestos modelos de desarrollo que han predominado en los diferentes tiempos de nuestra historia. No sería novedad, entonces, la verificación –una vez más– de condiciones estructurales que no aseguran la sustentación de los procesos de generación de ingreso y en consecuencia, de la existencia de dinámicas y características que sumen a este país cada cierto tiempo en períodos de auge y riqueza y períodos de declinación y miseria.” (Claude, 1997:24)

Señala asimismo que:

“Lo novedoso, hoy en día, lo constituye no sólo la creciente importancia de la “cuestión ambiental” y de las exigencias de sustentabilidad para los modelos de desarrollo, sino también la autoafirmación por parte de las dirigencias empresariales y políticas de que el actual proceso de desarrollo vigente en Chile asegura su propia sustentabilidad. La mayoría de los dirigentes empresariales vinculados a la extracción de recursos naturales, como las pesquerías y los bosques, insistentemente aseguran, a través de los medios de comunicación, la existencia de condiciones de sustentabilidad en sus respectivos rubros productivos.” (ibídem)

En un trabajo posterior de la misma Rayén Quiroga con Saar Van Haurwermeiren (1996), ambas afirman que:

“Los resultados macroeconómicos del “milagro chileno” al mismo tiempo provocaron y se sustentaron en significativos deterioros tanto sociales como ambientales. En esencia, los trabajadores, el medio ambiente (recursos naturales incluidos) y las generaciones futuras subsidiaron y subsidian la nueva economía chilena. Lo grave de esta situación es que el deterioro ambiental y distributivo se han transformado en ventajas absolutas para la competencia en el escenario económico internacional, comprometiendo desde el inicio la potencialidad desarrollista del proceso económico chileno, y dificultando seriamente la sustentabilidad del mismo en el mediano y largo plazo.” (1996: 186)

IV. La situación de la energía en Chile: Un desafío para la sustentabilidad del modelo

Según Pedro Maldonado y Gonzalo Castillo, autores del estudio sobre situación de la energía del Programa Chile Sustentable:

“El sector energético en Chile enfrenta desde hace más de dos décadas problemas tales como la dependencia de combustibles fósiles importados; la inseguridad y vulnerabilidad en el suministro; los impactos ambientales y sociales de los proyectos energéticos; el encarecimiento de los servicios y consecuentemente los problemas de equidad en el acceso; de cobertura en las zonas lejanas a las redes eléctricas; y la falta de eficiencia, traducida en un incremento sostenido de la demanda energética, que supera el crecimiento económico.” (Chile Sustentable, 2004:5)

En el mismo informe de Chile Sustentable, se señala que dicha situación se ha agravado por un contexto internacional de creciente vulnerabilidad, insustentabilidad e inseguridad. Ello debido principalmente al fuerte uso de energías convencionales (combustibles fósiles y megaproyectos) y la falta de eficiencia en su aprovechamiento, a nivel de países y regiones.

Si a esto sumamos los problemas ambientales derivados de la quema de combustibles fósiles -como el efecto invernadero y el cambio climático-, los problemas políticos y económicos derivados del progresivo agotamiento de dichas fuentes, la creciente demanda energética y los impactos de los grandes emprendimientos energéticos en el medio ambiente y las comunidades (como ocurre con las mega represas hidroeléctricas), se hace evidente la centralidad del desafío de implementar políticas energéticas sustentables en nuestras sociedades.

Ello nos exige modificar sustancialmente la matriz energética, con el objeto de reducir la independencia, la vulnerabilidad y la inseguridad. Junto a esto, mejorar la equidad y revertir los daños ambientales. En atención a ello debemos reducir progresivamente el uso de fuentes convencionales y fósiles, e incrementar en forma sostenida el aprovechamiento de las energías renovables no convencionales, tales como la geotermia, biomasa, pequeñas hídricas, eólica, solar, mareomotriz, y aumentar la eficiencia energética.

Desde la mirada de Chile Sustentable, se sostiene que las tendencias actuales no parecen responder a tales objetivos, pese a la urgencia de este desafío. Esta urgencia está expresada en las previsiones realizadas por organismos internacionales especializados, quienes indican que hacia el año 2020, persistirá a nivel mundial una fuerte dependencia de los combustibles fósiles, llegando a representar un 73,5% de las fuentes utilizadas para generación eléctrica.

Chile no constituye una excepción a esta tendencia pues la orientación en la toma de decisiones del sector es la reducción de exigencias para la inversión de los agentes privados, en tanto los impactos de corto, mediano y largo plazo que implica el mantener una matriz energética no sustentable, son apenas considerados. Paralelo a esto, el patrón de producción y consumo vigente en nuestro país podría agudizar la tensión entre una cada vez más encarecida oferta y una creciente e insatisfecha demanda.

A lo anterior se agrega que Chile se abastece principalmente de combustibles fósiles importados y megaproyectos energéticos (centrales hidroeléctricas de gran escala), lo que se traduce en graves problemas de vulnerabilidad y dependencia. La mayor parte de los nuevos emprendimientos energéticos, según consta en el más reciente Plan de Obras de la Comisión Nacional de Energía (2003) continúa utilizando estas fuentes. Los informes señalan que casi el 70% del consumo energético primario y secundario en el país se satisface con combustibles fósiles, de los cuales más de la mitad corresponden a petróleo y a gas natural importados, y no se han adoptado medidas para revertir o evitar los negativos impactos ambientales que genera el uso de estos combustibles.

Si atendemos por otra parte al consumo energético, mientras que Estados Unidos alcanza casi 8 tep per cápita³ y los países de la OECD consumen 4.68 tep per cápita, nuestro país alcanza entre 1,88 y 1,07 tep por habitante al año⁴. Si bien esta cifra está lejos de los niveles de los países del Norte, casi duplica el consumo de energía de la región latinoamericana.

3 Tep: Toneladas de petróleo equivalente.

4 Los valores de consumo de energía per cápita corresponden al año 2001 y provienen de Key World Energy Statistics, 2003, de IEA.

En síntesis, las políticas públicas orientadas a resolver las necesidades fundamentales de la población y mejorar la productividad de las actividades económicas en Chile, ciertamente se traducirán en aumentos del consumo de energía, provocando impactos que afectarán negativamente la sustentabilidad del desarrollo del país; salvo que se definan drásticas políticas para revertir el actual curso del desarrollo energético nacional, en el marco de la sustentabilidad política, social, económica y ambiental.

Por tanto es necesario postular que la política energética en Chile no ha abordado en su integridad ni ha asignado la importancia que corresponde al desarrollo sustentable con equidad. Persisten los problemas de cobertura en las zonas aisladas y de acceso en los sectores más pobres, lo que se evidencia por ejemplo en el fuerte consumo de leña en familias de escasos ingresos, que recurren a este combustible debido a la falta de recursos para acceder a otras fuentes de energía más limpias.

Finalmente es importante destacar que la actual matriz energética de Chile es una de las tantas herencias de la dictadura, ya que la privatización y transnacionalización del sector energético en el país (especialmente en el ámbito de la electricidad) ha favorecido la instalación de un régimen de mercado energético, que al basarse exclusivamente en los criterios de la oferta y la demanda, privilegia la venta de energía como mercancía, por encima de la satisfacción de las reales necesidades energéticas en la población, causando que las tarifas energéticas se alejen de la capacidad de pago de amplios sectores.

V. La energía: ¿Cuello de botella para la expansión del modelo o instrumento para una mayor integración en el espacio regional?

Según el Programa Chile Sustentable, la actual matriz energética del país es de una notable dependencia externa.

“Vemos que Chile importa un 99% de sus necesidades de petróleo, un 82% de sus necesidades de carbón, un 71% de sus necesidades de gas natural, con respecto al consumo bruto de energía primaria⁵. Dadas estas cifras, la

5 Balance de la Comisión Nacional de Energía (CNE), 2002.

importación de combustibles fósiles tiene un significativo impacto sobre la balanza de pagos del país. Más aún, nuestro abastecimiento energético de gas natural depende, en su totalidad, de yacimientos argentinos. En el caso de la zona central, dependemos de dos gaseoductos provenientes de la zona de Neuquén, pero la cuenca de Neuquén, es la cuenca gasífera con más años de explotación en Argentina y sus reservas son muy escasas, no superando los 12 a 14 años de vida útil. Aún cuando existieran nuevas reservas, los precios del gas natural probablemente podrían subir en forma apreciable, debido a que se encuentran íntimamente ligados a los precios de los hidrocarburos y al desarrollo tecnológico.” (Chile Sustentable, 2005:109110)

Un reportaje de la Revista del Campo de El Mercurio señalaba hace algunos años atrás que según previsiones de especialistas, para 2010 Chile estaría 10º en el mundo en exportaciones agroalimentarias, ello en razón de que es el país con la mayor tasa de crecimiento del sector en la última década, un 132%.

“Para 2010, Chile estaría en los top ten de los exportadores de alimentos con envíos, según varíe el optimismo, que irían entre los US\$ 14 mil millones y los US\$ 17 mil millones.”

Sin embargo, en el mismo artículo se señala que:

“Para dar la talla de potencia agroalimentaria, Chile requiere en los próximos quince años aumentar su potencial energético en 10 mil megas e inversiones por US\$ 13 mil millones para generarlos... Aunque el país tiene condiciones geográficas para abastecerse de varias formas, plantas hidroeléctricas, a carbón y nucleares, entre otras, la pasada crisis del gas argentino ratifica la feble postura chilena..., el tema pasa por poner tarifas que paguen e incentiven nuevas inversiones... La autonomía energética, en tal sentido, es un tema clave para llegar a ser potencia agroalimentaria.”⁶

Las alternativas que se abren para resolver la principal limitante para la continuidad del modelo de crecimiento son varias. Examinaremos a continuación cada una de ellas y sopesaremos algunas de sus ventajas y desventajas.

6 ¿El nuevo sueldo de Chile? Revista del Campo, Año XXX, N° 1539, 9 de enero de 2006

VI. El acceso al gas natural cercano: el abastecimiento desde Bolivia y/o Argentina

La primera alternativa se basa en acceder al abastecimiento de gas natural, cuyos proveedores son justamente los países vecinos: Bolivia y Argentina. En el caso de Argentina con quien se habían suscrito acuerdos comerciales que llevaron al desarrollo de toda la infraestructura requerida para su transporte (gasoductos entre ambos países) y la instalación de varias centrales de ciclo combinado, la reducción de las cuotas acordadas debido a problemas de abastecimiento interno por parte de Argentina derivada de la falta de inversiones en el sector, generó una situación de desabastecimiento y a su vez produjo una pequeña crisis en algunos sectores productivos.

Es difícil pensar que el actual gobierno argentino eleve los precios de la energía para atraer inversiones al sector, de modo tal que los acuerdos comerciales suscritos quedarán en los hechos en letra muerta.

En el caso de Bolivia, la situación es más compleja, ya que los sectores nacionalistas, ampliamente mayoritarios en el país, se oponen abiertamente al abastecimiento con gas natural boliviano de la economía chilena. Incluso se produjeron importantes movilizaciones y conflictos internos, en razón de la eventual salida por la costa chilena del gas natural boliviano destinado a mercados del primer mundo. Es importante señalar aquí que para enfrentar su crisis energética interna, Argentina debió recurrir al abastecimiento con gas natural boliviano, y que el gobierno de este último país prohibió expresamente que este fuese desviado directa o indirectamente hacia Chile. La diplomacia externa boliviana, cuyo principal objetivo es el acceso directo y autónomo al mar, considera su gas natural como un instrumento muy poderoso para una eventual negociación con Chile en tal sentido.

Es importante tener en cuenta que la problemática principal del gas natural radica en su costo elevado de transporte. Es así como, para ciertas grandes distancias y particularmente donde el volumen no es el adecuado, se vuelve más un negocio de transporte que de gas natural. Lo que complica el escenario regional es que Bolivia, primero a través de una Ley de Hidrocarburos que no acompaña futura inversión y además con los disturbios y el caos social que se vivió hace algunos meses, con la toma de campos petroleros, cierre de válvulas y demandas de nacionalización, puede estar enviando señales de que no es un país serio para ser considerado como fuente continua y segura de energía.

Esta señal de incertidumbre y de país inviable contrasta sin embargo con la historia. Durante 26 años Bolivia ha exportado gas natural a la Argentina sin interrupción alguna, exporta continuamente gas natural a Brasil desde 1999, y se exportan hidrocarburos líquidos por más de 30 años a través del oleoducto que va hasta Arica. Nunca ha habido interrupciones.

VII. La búsqueda de energía en el mapa global: el gas indonesio

La cuasi crisis económica y política derivada de la restricción puesta desde Argentina al abastecimiento de gas natural gatilló una casi frenética búsqueda por parte del gobierno chileno de otras fuentes de abastecimiento, fuera del entorno regional. Es así como -según lo informó la prensa en su momento- se firmó con Indonesia un acuerdo preliminar para suministrar entre 2 y 4 millones de toneladas anuales de gas natural licuado a Chile. El ministro de Energía, Purnomo Yusgiantoro, señaló a los medios de comunicación que, tras la firma de un memorando de entendimiento, los representantes de BP Migas -el organismo regulador que tiene el gobierno de Indonesia para el sector de petróleo y gas- viajaría a Chile para discutir los detalles, incluidos los precios. Según la misma fuente, Chile quiere el gas natural licuado a partir del 2007 o fines del 2008 y a su vez Indonesia tiene suficientes reservas de gas como para satisfacer esa demanda. Y usgiantoro también señaló que primero le preguntaría al gigante petrolero británico British Petroleum si podría construir una tercera planta dentro de su proyecto de gas natural licuado en la provincia de Papúa, para abastecer a Chile.

VIII. El cambio hacia una matriz energética nuclear y el riesgo asociado a ello⁷

Hay voces aisladas que desde hace ya algún tiempo están planteando en Chile la opción por la energía nuclear, puesto que consideran que el país tiene la capacidad tecnológica y financiera como para poder optar por esta solución; sin embargo cuando se produjo la restricción unilateral en el suministro de gas

7 La información presentada en este acápite proviene del artículo de Tom Azzopardi, Energía Nuclear: ¿Es Viable en Chile?, Business Chile, Diciembre 2005, N°230 en <http://www.businesschile.cl/portada.php?w=old&id=188&lan=es>

natural proveniente de Argentina, la alternativa de la energía nuclear, alguna vez un remoto proyecto, ya no pareció ser tan improbable.

“Si queremos tener energía limpia y segura para el futuro... debemos pensar en la energía nuclear; sí, energía nuclear”. Estas palabras corresponden al Presidente Ricardo Lagos cuando en su mensaje acerca del estado de la Nación el 21 de Mayo de 2005, habló respecto de la necesidad que tiene Chile de asegurar su suministro de energía frente a una escasez de gas natural y al incremento pronunciado en los precios mundiales de los combustibles.

Sus palabras coinciden con el renovado interés internacional en la energía nuclear. En Estados Unidos, donde no se ha construido ninguna planta de energía nuclear desde los años setenta, el Presidente George W. Bush firmó hace ya un tiempo una ley sobre energía que incluye incentivos para nuevas inversiones en la industria. Y en Finlandia ya se han iniciado los trabajos en lo que será la primera planta de energía nuclear en Europa en una década, mientras que en otros países, tales como el Reino Unido, ya se está discutiendo la necesidad de reemplazar sus anticuados reactores. Hay tres factores que explican este interés renovado: el incremento de los precios de la energía, el desarrollo de nuevas técnicas y una creciente preocupación acerca del impacto ambiental de los combustibles fósiles.

Según la World Nuclear Association (WNA), la energía nuclear en la actualidad es competitiva con los combustibles fósiles, excepto en aquellos países donde estos combustibles están directamente a disposición de los consumidores a un bajo precio. Chile queda excluido de esta condición ya que virtualmente no posee reservas de gas, petróleo o carbón.

Con los precios del petróleo que han alcanzado niveles récord y aquellos de otros combustibles fósiles que también se están incrementando, la energía nuclear está pasando a ser más competitiva en costos. El principal combustible de la tecnología, el uranio, tiene actualmente una abundante disponibilidad y se comercia a precios extremadamente bajos; y los desarrollos tecnológicos significan que la energía nuclear no sólo es más competitiva que hace una década atrás, sino, también, mucho más segura.

El otro factor que está a favor de la energía nuclear, es la creciente preocupación acerca de los así denominados gases del «efecto invernadero». Con la

implementación del Protocolo de Kyoto, los gobiernos y empresarios están más conscientes que nunca de la necesidad de reducir las emisiones de dióxido de carbono y de otros gases que están conduciendo a un calentamiento de la atmósfera terrestre.

A diferencia de las fuentes de energía convencional que se apoyan en la utilización de combustibles fósiles, la energía nuclear prácticamente no produce ningún tipo de emisiones de tipo efecto invernadero. Como resultado de ello, los gobiernos de Europa y de EE.UU. la han identificado -en conjunto con otras fuentes renovables y para un uso más eficiente de la energía- como un posible medio de eliminar las emisiones en el futuro. Ello ha llevado a que se sostenga que esta forma de energía puede ser un eficiente medio para combatir el inminente desastre que sería ocasionado por el gran crecimiento de los niveles del mar.

Aunque los estándares de seguridad de la industria de energía nuclear han mejorado significativamente desde el desastre de Chernobyl, de 1986, una falla de un reactor nuclear puede ser, por supuesto, bastante más devastador que un accidente ocasionado en un generador convencional; y en Chile también se debe considerar que existe un nivel de riesgo sísmico permanente. Más aún, con posterioridad a los ataques terroristas en EE.UU. y Europa, el riesgo de un ataque a una planta nuclear, o el robo de materiales radioactivos, constituyen una preocupación importante para los sectores antinucleares.

De un modo similar, también existe el serio problema acerca de cómo almacenar los materiales de desecho que pueden permanecer radioactivos por cientos de años. La industria nuclear aún no ha proporcionado una respuesta a esta interrogante, o acerca de cómo dismantelar los reactores en forma segura, una vez que su vida útil ha terminado. Por lo cual es posible pensar que si se incluyen los costos de dismantelamiento y de almacenamiento, los precios se elevan y la energía nuclear deje de ser competitiva. Existe la tecnología para almacenar materiales radiactivos en forma segura y ya algunos países se están preparando para el costo a largo plazo, mediante la asignación de una parte de los ingresos actuales provenientes de la venta de energía. Los costos de dismantelamiento estimados por la WNA son equivalentes al 9% ó 15% del costo inicial de capital de una planta de energía nuclear.

Es importante además, tener presente que las primeras plantas comerciales de energía nuclear entraron en operación hace medio siglo atrás y en la

actualidad existen alrededor de 440 reactores situados en 31 países, los cuales producen cerca del 16% de la energía eléctrica del mundo; mientras que las plantas de combustión a carbón proporcionan el 39%, delante de las plantas hidroeléctricas (19%), las plantas de combustión a gas (15%) y las plantas de combustión a petróleo (10%).

Por otra parte en América Latina la energía nuclear no es nueva. Argentina posee dos reactores en operación con una capacidad combinada de casi 1.000 MW, representando el 8% del suministro de energía eléctrica del país. Brasil también tiene dos plantas nucleares, que según WNA representan el 3% de su suministro eléctrico, mientras que en México -con dos plantas-la cifra se eleva por sobre el 5%. Pero, Chile tiene un problema muy específico y no menor: el pequeño tamaño de su mercado energético.

Asimismo, la mayoría de los reactores que operan en el mundo en la actualidad tienen una capacidad de por lo menos 1.000 MW, pero una regla básica expresa que para que una red de suministro de energía no pierda su estabilidad, ninguna planta debiera exceder de forma individual el 10% de su capacidad total. En Chile, el Sistema Interconectado Central (SIC) que abastece a todo el país, excepto al norte y al extremo sur, actualmente tiene una capacidad bruta instalada de aproximadamente 8.000 MW.

Sin embargo la tecnología nuclear se está orientando rápidamente hacia plantas más pequeñas y esto, en conjunto con el crecimiento de la demanda de electricidad en Chile que se está incrementando más que el PIB-haría que su utilización fuera más factible. De hecho, algunas plantas que están siendo planificadas en la actualidad son tan pequeñas como para 600 MW, un tamaño similar al de la represa hidroeléctrica de Ralco en el sur del país.

Pero la necesidad de materiales especiales y de características sofisticadas de seguridad implica que los costos de construcción de las plantas de energía nuclear tienden a ser significativamente más caros que aquellos de las plantas de combustión a carbón o a gas. Un informe publicado por la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE y de la Agencia Internacional de Energía a principios de este año, encontró que los costos de construcción de las plantas de energía nuclear fluctúan en la actualidad desde US\$ 1.000/kW en la República Checa, hasta US\$ 2.500/kW en Japón; y promediaban US\$ 1.500/kW. En comparación, las plantas a carbón tienen un costo entre US\$ 1.000 – 1.500/kW y las plantas a gas, entre US\$ 500 – 1.000/kW.

En un estudio efectuado el año pasado por la Academia Real de Ingeniería del Reino Unido, se encontró que si se incluyeran los costos de compensar las emisiones de gas del efecto invernadero, la energía eléctrica generada mediante combustión de gas es más cara que la energía nuclear, y que la energía eléctrica generada mediante combustión de carbón es mucho más costosa, aún si dicho costo no se incluye. Más aún, el estudio da cuenta de que la energía eléctrica así generada es casi un 40% más barata que la energía eólica.

Sin embargo, será muy difícil desafiar la abrumadora imagen pública negativa sobre la energía nuclear, basada en factores que van desde el desastre de Chernobyl, hasta el jefe inescrupuloso de Homero Simpson. Y más aún si se recuerdan las movilizaciones de protesta a que dio lugar el eventual transporte de plutonio por las costas de Chile. Además si se considera lo ocurrido recientemente en el caso de la planta de celulosa Arauco en Valdivia, se aprecia que los chilenos están cada vez más preocupados acerca de los posibles efectos de la industria sobre el medioambiente y conscientes del impacto que la presión pública puede tener en este campo. De modo que es muy difícil que la opinión pública pueda llegar a aceptar una planta nuclear, por lo menos en el corto y mediano plazo.

No obstante lo anterior, no es posible dejar de considerar el documentado y profundo alegato a favor de la energía nuclear que hace James Lovelock en su último libro, publicado a comienzos de 2006, *The revenge of Gaia*⁸. Lovelock señala que el calentamiento global y el cambio climático son inevitables y que todas las soluciones propuestas o aplicadas hasta ahora no pueden resolver el problema (la biomasa, la energía solar, la energía eólica, etc.), lo único que nos puede dar un tiempo de respiro, aunque sólo sea para permitir la supervivencia de unos pocos, es hacer uso de la energía nuclear ahora.

“Pocos, inclusive entre los ecologistas y los climatólogos, parecen comprender la potencial gravedad de la inminente catástrofe global que se avecina. Y, entre los que lo hacen, la comprensión está sólo en la mente consciente, no genera la reacción visceral de miedo que sería de esperar.”
(Lovelock 2007: 197)

8 James Lovelock (2007) *La Venganza de la Tierra. Por qué la Tierra está rebelándose y cómo podemos todavía salvar a la humanidad*. Planeta, Santiago.

IX. El Informe Zanelli: partidarios y opositores

La crisis energética ha logrado instalar la discusión sobre la energía nuclear en Chile en las más altas esferas políticas y científicas. Un país como Chile que aparece como un país muy vulnerable en el tema energético, requiere tener una opinión política avalada por opiniones científicas respecto del uso o no uso de la energía nuclear, o en la formulación de una política energética sustentable para el mediano plazo.

A pesar que previo a la llegada al gobierno de Chile de Michelle Bachelet, siendo ella aún candidata para ese cargo en noviembre del 2005, se reunió con ecologistas y medioambientalistas con quienes se comprometió que en su gobierno no incluiría la opción de la energía nuclear en la política energética nacional, no obstante la firma de este acuerdo, en marzo del año 2007 la ya Presidenta de Chile, convocó a un grupo de 11 científicos y expertos en diversas áreas, los cuales fueron dirigidos por el físico Jorge Zanelli, con el trabajo de recopilar información y estudiarla con el fin de dar una opinión sobre las potencialidades de la opción nuclear como parte de la solución de la crisis energética del país.

La llamada “Comisión Zanelli” entregó su informe en noviembre del 2007, en el cual se indica como principio que “el examen de todos los antecedentes de que dispuso este grupo de trabajo no permite descartar la energía nuclear como una opción energética futura para el país”⁹ La opción nuclear se demuestra según la experiencia internacional recogida por los expertos como segura, confiable y económicamente viable.

La entrega del “Informe Zanelli” aconsejó también la creación de una entidad asesora del Ministro de Energía en materia de energía nuclear, la cual está compuesta también por representantes de los ministerios de Defensa, Relaciones Exteriores y Medio Ambiente, además de otros expertos entre los cuales se encuentran asesores de la antigua comisión dirigida por Jorge Zanelli.

Este grupo asesor se auto-impuso una meta para el fin del mandato de Michelle Bachelet, cual es el dejar terminados los estudios en áreas sensibles como la sismología, la localización, y la aceptación pública, para que el próximo

9 INFORME (2007) Grupo de Trabajo en Núcleo-Electricidad. La opción Núcleo-Eléctrica en Chile, Septiembre 2007, página 46.

gobierno del país tenga todos los elementos y criterios para tomar una decisión al respecto de la energía nuclear en el país.

La crisis energética ha dado pie para que no sólo el sector estatal se preocupe de la energía nuclear en Chile; también desde el sector privado se han abierto una serie de intereses, sobre todo de los sectores económicos que fuertemente están invirtiendo en el sector minero del país. Estos grupos económicos se han mostrado muy proclives a invertir junto al Estado de Chile en este tipo de energía y tan sólo esperan el marco regulatorio que el Estado debiera establecer.

Por su parte el sector hidroeléctrico también ha comenzado a testear las posibilidades de la energía nuclear, sobre todo después del cúmulo de reparos que han surgido frente a las mega-centrales que Endesa y el grupo Matte tienen planificadas en la Región de Aysén en el sur de Chile.

Por otro lado están los movimientos, ONG's e instituciones ecologistas y medioambientalistas, que reafirman su negativa a esta posibilidad en vistas a los problemas ambientales, de seguridad, de desechos contaminantes y de los costos económicos que han sido detallados más arriba, y han puesto muchos reparos a los alcances de la Comisión y el Informe Zanelli.

Las dudas de los movimientos contrarios a la energía nuclear se sientan sobre las bases de un informe alternativo, liderado por Chile Sustentable, y en el cual impugnan no sólo los argumentos esgrimidos por la Comisión Zanelli, sino que en forma general, la Política Energética del país. Las objeciones de este Informe Alternativo¹⁰ se centran en las siguientes apprehensiones:

- a) La generación núcleo-eléctrica dependería de un recurso no renovable como es el uranio y de los países que producen y reprocessan este combustible.
- b) La generación núcleo-eléctrica no es una alternativa limpia respecto de las emisiones de CO² (Dióxido de Carbono), ya que son significativas si se toman en consideración todos los ciclos del proceso de producción,

10 Sara Larraín y Rosa Montero (2007) La Energía Nuclear no tiene Futuro, Fundamentos de la oposición del movimiento ambientalista a la opción núcleo-eléctrica, Chile Sustentable, Fundación Heinrich Boell. Editorial LOM, Santiago.

desde la minería del uranio hasta la disposición final de los desechos radioactivos.

- c) En las consideraciones económicas no se consideran los costos de transporte de desechos radioactivos, la disposición de esos desechos y el desmantelamiento de centrales al fin de su vida útil.
- d) Que nuestro país es altamente sísmico, y supera los 7 grados Richter que establece la seguridad de la industria nuclear a nivel mundial, lo cual equivaldría a un gasto extra en infraestructura para garantizar su seguridad.
- e) Por último recomiendan la adopción de una Política Energética que se oriente a la Eficiencia Energética y considere de forma más diversa la matriz energética, aumentando la consideración de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) dentro de ella, para evitar el casi monopolio de las centrales hidro y termo eléctricas.

X. La integración al anillo energético latinoamericano: una opción «bolivariana»

El gobierno de Chile ha impulsado activamente la integración de un anillo energético latinoamericano, que es un proyecto de integración energética al cual se han plegado muy rápidamente Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay como países demandantes y Perú como posible fuente de abastecimiento. Si bien el “anillo energético” es sólo una red de gasoductos y conexiones bilaterales entre los países que necesitan energía y aquellos a los que les sobra, y por tanto no es un real proceso de integración, comienza con ella un proceso de unificación y complementación en los temas energéticos que llevan adelante la mayoría de los países sudamericanos, especialmente en los proyectos de suministro de gas natural, y se abren así las puertas a un camino que puede fortalecer sustantivamente los procesos de integración subregional en curso. De alguna manera lo perciben así algunos gobiernos latinoamericanos, como el venezolano, que ha manifestado su interés en hacerse parte de dicho proceso.

El proyecto de “Gasoducto al Sur”¹¹ previó la construcción de un gasoducto desde el sur del Perú, donde se encuentra el campo de Camisea. El proyecto

11 Este es un proyecto distinto al Proyecto “Gasoducto del Sur” que actualmente se encuentra en proceso de licitación.

requería inversiones por el orden de los 2.500 millones de dólares para construir un ducto de 1.200 kilómetros aproximadamente, desde el puerto peruano de Pisco, conectado al yacimiento gasífero Camisea, hasta el norte de Chile, el puerto de Tocopilla, donde se conectaría a redes de distribución del hidrocarburo hacia Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil.

Una importante parte de la apuesta regional del “anillo energético” descansaba en los estudios prospectivos realizados en la región gasífera de Camisea, donde se ubica el tercer yacimiento de gas natural del subcontinente, después de los que existen en Argentina y Bolivia. Desde esa reserva, se extrae el gas licuado de petróleo que Perú exporta hacia México y la costa este de Estados Unidos. Las reservas probadas de gas natural de la cuenca de Camisea se estima que alcanzaban en 2004 los 14.100 millones de metros cúbicos. Sin embargo, de los estudios técnicos realizados surge que el volumen de gas posible de ser explotado podría multiplicarse por dos en 2008, fecha en la que se llegaría a los 30.000 millones de metros cúbicos.

Uno de los problemas más difíciles de resolver sería aclarar qué pasará si los clientes de un determinado país están dispuestos a pagar un mayor precio por el hidrocarburo en caso de una emergencia energética, lo que dejaría fuera del mercado a otros compradores, a lo cual se suman las dificultades de una integración política entre los países del subcontinente, otro punto que podría hacer fracasar la puesta en marcha del “anillo energético”. Lo importante sin embargo es que el establecimiento de este anillo energético debería ofrecer seguridad a las empresas y a la ciudadanía. Lo que parece inaudito es que en un mundo globalizado y donde los tratados de libre comercio afloran por doquier, algunos países, entre ellos Chile, estén buscando fuentes de gas natural tan distantes como lo es el sudeste asiático, cuando Bolivia tiene recursos enterrados mucho más cercanos. Más aún si consideramos que:

“La energía ha sido el pilar básico en la construcción de la Unión Europea, ya que ha sido la primera en ignorar las fronteras. El sistema eléctrico interconectado ha sido importante no sólo en el ámbito del desarrollo económico europeo, sino que ha consolidado entre ellas un espíritu de cooperación y de compartir responsabilidades de indudable repercusión en lo social y en lo político”. (Solís de Ovando y Larraín, 2005:47)

XI. El cambio hacia una matriz energética sustentable y autónoma: las energías renovables

Desde el programa Chile Sustentable se ha venido sosteniendo, desde hace ya varios años, la necesidad de adoptar una política de fomento a las energías renovables no convencionales (ERNC), la cual tiene su justificación en la necesidad del país de reducir su vulnerabilidad y dependencia y de contar con fuentes de energía abundantes, seguras y a precios competitivos, ante la evidencia de que el mercado no ha sido suficiente para asegurar el desarrollo energético del país.

El país requiere una política proactiva, que debe tener un doble enfoque, diversificar las fuentes de abastecimiento y optimizar el consumo. En este sentido el objetivo esencial de la ley de fomento a las ERNC, además de la preservación del medio ambiente, es disminuir la vulnerabilidad de un sector estratégico como es el sector energético del país.

La experiencia internacional indica que el estado debe jugar un rol imprescindible en el planeamiento energético de largo plazo, y además, realizar una evaluación sistemática de los recursos renovables, básicamente de la geotermia, la biomasa y las energías eólica y solar.

En efecto, considerando por simplicidad sólo el sector eléctrico, en el Sistema Interconectado Central (SIC) pueden desarrollarse la geotermia, la energía eólica y la biomasa. Y en el caso del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), pueden desarrollarse la geotermia, la energía eólica y la energía solar. El nivel de desarrollo tecnológico disponible para explotar estas fuentes de energía ya se encuentra en pleno desarrollo.

Se estima que el potencial geotérmico del país transformable en energía eléctrica excede los 8.000 MWe y que sólo en el SIC el potencial de mediano y corto plazo alcanza los 2.000 MWe.¹⁰ Una ventaja adicional de la energía geotérmica es que proporciona potencia firme, que puede ser despachada en la base del sistema eléctrico. Los riesgos y altos costos que implica la etapa de estudio y exploración inicial de la geotermia, los que pueden llegar a los 10 millones de dólares, constituyen el primer obstáculo al desarrollo de esta fuente de energía.

En el caso de la energía eólica, existe un potencial interesante en el norte del país (especialmente en el norte grande), en los valles transversales y en el sector de la VIII región al sur. El enorme desarrollo que ha tenido esta tecnología a nivel mundial ha reducido considerablemente los costos, por lo que se espera que esta fuente sea, en el corto o mediano plazo, competitiva con las fuentes de energía convencional.

En energía solar, se estima que Chile posee uno de los más altos potenciales de generación del mundo. Sin embargo, el mayor costo de esta fuente de energía avala la idea que la energía solar térmica tendrá un desarrollo posterior al de las otras ERNC.

Con respecto a los recursos en biomasa que posee el país hoy se usa en forma relevante en la industria de la celulosa para generación eléctrica en combinación y alimentación de procesos productivos que requieren calor. Sin embargo, existe una cantidad significativa de recursos que podrían ser explotados para alimentar otras empresas e incluso al servicio público, mediante el aprovechamiento de los desechos de los recursos forestales, lo que se estima que permitiría instalar unos 300 MWe.

La adopción de una ley de fomento de energías renovables se justifica no sólo por los beneficios asociados en términos de calidad, seguridad de abastecimiento, reducción de la vulnerabilidad y desarrollo tecnológico, sino también porque las tecnologías renovables pronto serán competitivas con las tecnologías convencionales si se considera, en una perspectiva de mediano plazo, los incrementos previsibles de los costos de producción y conversión de las energías convencionales, resultantes de las alzas de precios de los combustibles fósiles y las reducciones en los costos de las energías renovables” (Chile Sustentable, 2004:113-114).

En un trabajo recientemente publicado de Pedro Maldonado et alia¹², se señala además lo siguiente;

12 Este cálculo y los siguientes ha sido realizado por el programa de Investigación de Energía (PRIEN) de la Universidad de Chile, en base a las capacitaciones tecnológicas y de recursos humanos en Chile. A la fecha, no hay un catastro oficial de los recursos energéticos renovables no convencionales.

“Como se ha demostrado en el presente estudio, las ERNC constituyen una componente relevante y de alto potencial para diversificación de la matriz energética nacional, contribuyendo a la seguridad y autonomía en el abastecimiento energético. Para desarrollar y aprovechar a cabalidad estos recursos, es recomendable considerarlos como una opción estratégica, que amerita el diseño y aplicación de programas de I+D+i, formación de RR/HH y adaptaciones tecnológicas como parte de la política energética nacional.

Ello supone incentivar la capacidad científica y tecnológica del país para mejorar la transferencia y adaptación de tecnologías a través de antenas, giras tecnológicas, empoderamiento de centros tecnológicos y fortalecimiento de actores proclives al emprendimiento, que lideren las innovaciones y los quiebres tecnológicos. Ello no sólo tendrá impactos en el ámbito de la energía, sino también en actividades de generación de valor, como el turismo, la agroindustria, la industria forestal, la pesca y la minería.” (2008:65)

XII. El uso más eficiente de la energía

Otro de los grandes objetivos nacionales que han sido planteados desde el Programa Chile Sustentable, ha sido la necesidad de avanzar hacia un uso más eficiente de la energía.

El mejoramiento de la eficiencia con que se usa la energía también debería constituir un objetivo central de las políticas energéticas de nuestro país, que presenta agudos problemas en términos de vulnerabilidad del abastecimiento, contaminación atmosférica, equidad y dependencia energética. Sin embargo los bajos costos relativos de la energía en relación al total de los costos de producción en el caso de las empresas o incluso de consumo en relación a los costos de vida de las familias no han incentivado hasta ahora la búsqueda de un uso más eficiente de la energía.

La experiencia internacional muestra la relevancia de las iniciativas gubernamentales en el tema, que incorporan instrumentos tales como agencias especializadas, normas y estándares de eficiencia, leyes y programas de eficiencia energética, acuerdos voluntarios y apoyo financiero, por nombrar algunas.

“En México, los programas de eficiencia energética desarrollados entre 1995 y 2000, permitieron alcanzar ahorros estimados en 21.900 millones de kWh; el presupuesto para estos programas fue cercano a los 6.3 millones de dólares, mientras que los ahorros se estimaron en alrededor de 360 millones de dólares. En Brasil, el programa PROCEL ha promovido la producción y el consumo eficiente de la energía eléctrica. En el período 1995-2000, el programa permitió un ahorro de 10.371 GWh, con una inversión de 318 millones de dólares, y se estima que la inversión evitada fue de 4.740 millones de dólares.

Se estima que una vez establecidas las bases para el desarrollo del uso eficiente, el potencial de ahorro en Chile, en un horizonte de 10 años, puede ser de alrededor del 6% del consumo de combustibles y del 7% del consumo eléctrico actual.

En definitiva, las sucesivas crisis energéticas en el país, los altos precios de los combustibles a nivel internacional, los problemas ambientales del uso de energías convencionales -como el cambio climático-y los instrumentos de apoyo internacional, constituyen un marco propicio para iniciar acciones que permitan reorientar el desarrollo energético nacional hacia objetivos de sustentabilidad económica, social y ambiental” (Chile Sustentable, 2004:113-114).

Una entrevista realizada a Douglas Tompkins, el millonario conservacionista, creador del Parque Pumalín en el sur de Chile, en relación a los megaproyectos hidroeléctricos que la Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) pretende construir en la región de Aysén, en el extremo sur de Chile, ayuda a entender las lógicas que están en juego en relación a la energía.

“Analicemos la presunción de que esta necesidad energética es una «realidad»: ¿Quién dijo que así sea y cómo lo han demostrado? Yo por lo menos estoy lejos de creerlo. Para ENDESA es conveniente presumir dicha necesidad y hacer que todos la presuman. En otros países se exigen pruebas sólidas de que se han tomado todo tipo de medidas de eficiencia energética antes de decidirse a construir nuevas fuentes de generación de energía. Es obvio, echando un mero vistazo a las políticas energéticas, que esto no se ha hecho. La escasez de energía ha sido la forma en cómo los promotores de este proyecto junto a sus aliados en el gobierno, han

caracterizado este proyecto para su propio beneficio. Si uno descubre que Chile está desperdiciando energía por todas partes sin usar suficientes planes de ahorro y eficiencia energética, ni creciendo *ad infinitum*, te das cuenta que no hay escasez sino que incluso sobra energía. La escasez va siempre en relación a las necesidades y al consumo. Cuando no hay agua suficiente puede significar que hay una excesiva demanda, no una escasez. Si Chile Central, por ejemplo, no estuviera tan obsesionado con el crecimiento, sobre-desarrollándose a expensas de las regiones, como es el caso de estas represas en Aysén, no tendríamos esta discusión; porque Chile estaría viviendo de acuerdo a sus medios locales. Ahora el plan requiere, para este crecimiento lascivo, que se importe energía de lugares remotos del país, causando un desastre en la provincia y a lo largo de la línea de transmisión. Cuando se tiene un programa de desarrollo racional no se presiona más allá de lo razonable para expandirse y crecer, se encuentra el óptimo y se trata de permanecer ahí sin sobre-extenderse y sobre-desarrollarse. Lo que sería prudente es una discusión sobre el sobre-desarrollo. Para los adictos al crecimiento neoliberal, la sola mención de sobre-desarrollo es una herejía, pero están llevando a todos al abismo, como es el caso ahora. Yo preferiría evitar el inevitable colapso con políticas más racionales. Este es el problema y en todas partes del mundo hemos visto a los países sobre-desarrollados yendo cada vez más lejos para cubrir sus necesidades (Irak). Si hubieran limitado su crecimiento para vivir cómodamente y sustentablemente de acuerdo a sus medios locales, no estarían gritando por agua como un pulpo gigante que repentinamente se encuentra fuera de su medio. Hay límites naturales al crecimiento, y éstos necesitan ser evaluados de antemano y considerados en los planes de crecimiento futuro. Como periodista, ¿está usted preguntándole al empresariado si es que han tomado en consideración los límites al crecimiento? Me parece a mí que la prensa está tan intoxicada con sueños de crecimiento como el sector económico y empresarial. Desde mi punto de vista hay demasiada expectación y el crecimiento se ha transformado en una droga a la cual uno se hace adicto. Chile, como cualquier otro país, necesita acotar sus expectativas de crecimiento y vivir con sus medios locales, si es que lo que se quiere es una sociedad estable en el largo plazo. Excederse, como se está haciendo, planificando estas represas en extremos del país, es peligroso y se convertirá en una bomba de tiempo para la sociedad tarde o temprano. Sería mejor parar ahora y mirar detenidamente el **plan maestro energético** inexistente. Es decir **¡no hay un plan maestro energético ni plan maestro**

país! Admitamos que no tenemos un plan y empecemos a trabajar en esto, poniendo el tema en el tapete”¹³.

XIII. El «necesario» cambio en los estilos de vida

En diversos trabajos anteriores, tanto individuales como colectivos, hemos planteado la imprescindible necesidad de realizar un profundo cambio de las creencias en las cuales estamos anclados, un cambio de mirada y de nuestras formas de percepción de la realidad, que nos haga tomar conciencia de que nuestros actuales estilos de vida son absolutamente insustentables, en el tiempo y en términos de su universalización. El ritmo de aceleración del calentamiento global es la prueba más evidente de ello. Hace ya más de 30 años atrás un par de intelectuales suecos Backstrand e Ingestam¹⁴ se hicieron la pregunta: *How much is enough?* Recientemente lo volvieron a plantear en un nuevo trabajo: Al cabo de 30 años¹⁵, “(...) nuestros estilos de vida materialistas no contribuyen ni a la salud ni a la felicidad. En un concreto, sentido mensurable, podríamos estar mejor si reorganizáramos nuestras prioridades lejos del «crecimiento» y la expansión material. Es algo preocupante que los reparos a este efecto son aún a menudo vistos como marginales, y calificados en el debate con epítetos tales como irrealista, utópico o mirando al pasado. Ya que el sentido común y la evidencia científica en los hechos apuntan en la dirección opuesta, nosotros no vacilamos en nada para terminar como partimos. ¡Suficiente es suficiente!” (2006:147)

Adela Cortina ha planteado algo similar en su libro *Por una ética del consumo*, señalando que es necesario que ella deba estar anclada en tres escalones básicos: “la igualdad de consumo, entendida como la creación de estilos de vida incluyentes y universalizables; la moderación de consumo compulsivo, y el diseño de un pacto global sobre el consumo que haga posible promover la capacidad de las personas de consumir de forma autónoma, defender

13 Parte de la entrevista completa de La Segunda a Douglas Tompkins, la cual no fue publicada en su totalidad el Viernes 6 de enero de 2006.

14 Bäckstrand, G. e Ingestam, L., «How much is enough? -another Sweden» en *Development Dialogue* 1975, N° 1/2, Dag Hammarskjöld Foundation, Uppsala.

15 Göran Bäckstrand y Lars Ingestam (2006), «Enough! Global challenges and responsible lifestyles» en *What Next. Setting the context. Volume I. Development Dialogue*, N° 47, june 2006, Dag Hammarskjöld Foundation, Uppsala.

sus intereses mediante el diálogo y desarrollar sus proyectos de vida feliz.” (2002:304)

La propuesta hecha desde el Programa Conosur Sustentable sobre la **línea de dignidad**¹⁶ apunta en la misma perspectiva: construir un horizonte ético político que limite el sobreconsumo de los países y personas ricas y así haga posible reducir el subconsumo de los pobres. Sería algo absolutamente digno de asombro, para un observador extraterrestre, comprobar nuestra insensibilidad moral como sociedades y ciudadanos frente al derroche y despilfarro de los grupos dominantes en las sociedades actuales. Qué decir de las guerras y la violencia desatada sobre poblaciones civiles debido a la disputa por el control del petróleo, como lo es la actual guerra de Irak; o por la hegemonía política del bloque occidental, como ha ocurrido en nuestro continente en el pasado reciente.

Cada día se hace más evidente la señera intuición de Gandhi respecto a que tenemos suficientes recursos para atender las necesidades de todos, pero no para dar cuenta de la codicia de unos pocos. El salto moral que requerimos como especie, como sociedad y como ciudadanos del mundo, es transitar desde la prudencia a la cordura, para tomar conciencia de que estamos enfermos de sobredesarrollo, como lo señala Lovelock:

“El crecimiento económico crea la misma adicción entre los políticos que la heroína en los toxicómanos... economistas y políticos deben conciliar la perentoria necesidad de un cese rápido y controlado de las emisiones producidas por el consumo de combustibles fósiles con las necesidades de la civilización humana.” (2007:216)

Sostiene que para lograr lo anterior debería recurrirse a algún sustituto adecuado, una especie de metadona económica, y señala que internet, los teléfonos móviles y los entretenimientos mediante ordenadores están cumpliendo ese papel. Hay también sugeridos otros caminos en trabajos de Rifkin, Harman y García Roca. De este último recuperamos su **propuesta de abajamiento**, que significa la disposición de todos quienes estamos situados en niveles de consumo no universalizables, y en consecuencia, no democráticos,

16 14 VV.AA. (2003) Línea de Dignidad. Desafíos Sociales para la Sustentabilidad, Conosur Sustentable, Santiago.

para reducir nuestro consumo a fin de hacer viable de ese modo la vida de todos los seres humanos no incluidos, nuestros coetáneos y también -no lo olvidemos-nuestros descendientes.

Mirado entonces el problema debatido en este trabajo, desde la perspectiva sugerida en este último acápite, el rol que puede jugar Chile en las dinámicas de integración subregional es fundamental. Actuar como sociedad, por ejemplo, con generosidad frente a la demanda de acceso al mar de Bolivia, haría posible desatar **sinergias integrativas** inimaginables, y encontrar soluciones realistas e inmediatas a nuestros propios problemas energéticos.

XIV. Bibliografía

Azzopardi, Tom (2005) «Energía Nuclear: ¿Es Viable en Chile?» en Business Chile, N°230, Diciembre 2005, ver en <http://www.businesschile.cl/portada.php?w=old&id=188&lan=es>

Bitar, Sergio (1988) Chile para todos, Editorial Planeta, Santiago.

Campero, Guillermo (1978) Entre la sobrevivencia y la acción política, Editorial ILET, Santiago, págs. 35-36.

Castells, Manuel (2005) Globalización, desarrollo y democracia: Chile en el contexto mundial, FCE, Santiago.

Claude, Marcel (1997) Una vez más la Miseria. ¿Es Chile es un país sustentable?, LOM Ediciones, Santiago.

Cortina, Adela (2002), Por una ética del consumo, Taurus, Madrid.

Díaz, Marcelo (2005) “Desafíos para la política exterior de Chile en el año 2005” en Diplomacia, N° 102, Abril-Junio 2005, Academia Diplomática de Chile, Santiago.

El Mercurio (2006) “¿El nuevo sueldo de Chile? en Revista del Campo, Año XXX, N° 1539, 9 de enero de 2006.

García Roca, Joaquín (1998) Exclusión social y contracultura de la solidaridad. Ediciones HOAC, Madrid.

Harman, Willis (1993) «Doing Business in a Transforming Society» publicado en ICIS FORUM, Volume 23, Number 1, Winter 1993.

Lovelock, James (2007) La Venganza de la Tierra. Por qué la Tierra está rebelándose y cómo podemos todavía salvar a la humanidad. Planeta, Santiago.

Pinto, Aníbal (1959) Chile, un caso de desarrollo frustrado, Editorial Universitaria, Santiago.

Programa Chile Sustentable (2004), Situación de la energía en Chile: desafíos para la sustentabilidad, Santiago.

Quiroga, Rayén (1994) El Tigre sin Selva: consecuencias ambientales de la transformación económica de Chile: 1974-1993, Instituto de Ecología, Santiago.

Quiroga, Rayen y Van Haurwermeiren, Saar (1996) Globalización e Insustentabilidad. Una mirada desde la economía ecológica, Instituto de Ecología Política, Santiago.

Rifkin, Jeremy (1990) Entropía. Hacia el mundo invernadero, Urano, Barcelona

Rodríguez, Isabel (2005) "Apec 2004. Desde la regionalización al regionalismo" en Diplomacia, N° 102, Abril-Junio 2005, Academia Diplomática de Chile, Santiago.

Rodríguez, Isabel y Pressaco, Carlos (2004) "Análisis de la Situación de Chile en los Procesos de Integración Regional: su asociación con el MERCOSUR en Informe sobre el Estado de la integración 2003 Situación de los Procesos de Integración en América Latina: Avances y Desafíos, Instituto Internacional de Integración, Bolivia, 2004.

Solís de Ovando, Lino y Larraín, Sara (2005) Anillo Energético Sudamericano. Desafíos para la integración energética del Cono Sur. Programa Chile Sustentable, Heinrich Boell Foundation y Conosur Sustentable, Santiago.

Tironi, Eugenio (1990) “Crisis, Desintegración y Modernización” en Proposiciones N° 18, Chile, Sociedad y Transición, Ediciones SUR, Santiago.

VV.AA. Línea de Dignidad. Desafíos Sociales para la Sustentabilidad (2003), Conosur Sustentable, Santiago

INFORME (2007), Grupo de Trabajo en Núcleo-Electricidad. La opción Núcleo-Eléctrica en Chile, Septiembre 2007. Versión PDF en <http://www.cne.cl/noticias/otros/Informe.pdf>

Sara Larraín y Rosa Montero (2007) La Energía Nuclear no tiene Futuro, Fundamentos de la oposición del movimiento ambientalista a la opción núcleo-eléctrica, Chile Sustentable, Fundación Heinrich Boell. Editorial LOM, Santiago. Versión en PDF disponible en: http://www.chilesustentable.net/sitio/pics/publicaciones/718/libro_nuclear.pdf

Apuntes respecto a las modificaciones de los contratos de concesión en el sector energía otorgados por el TUO de Concesiones

Mery Chamorro Vilca (*)

Motivación

A propósito de la sustentación de tesis para el grado de Magíster en Finanzas & Derecho Corporativo en ESAN, realicé en colaboración de Muriel Menchola, Roxana Azaña y Lorena León un análisis respecto a las renegociaciones en los contratos de concesión de infraestructura de transporte bajo el título denominado “Renegociación de Contratos de Concesión en Infraestructura de Transportes: Diagnóstico, Análisis y Propuestas de Mejoras”, el cual será próximamente publicado a través de la editorial de la Universidad ESAN.

Como parte de este trabajo, se observa un número importante de adendas a los contratos de concesión de infraestructura de transporte. En este contexto, resultaba interesante realizar un trabajo similar en el sector energía, que nos permita ver qué sucede en este sector y cuáles son las diferencias entre ambos sectores.

Introducción

¿Para qué analizar las modificaciones a los contratos de concesión en el sector energía otorgados bajo el TUO de Concesiones, aprobado por el Decreto Supremo N° 059-96-PCM? ¿Qué relevancia podemos encontrar en estas modificaciones? ¿Las modificaciones a los contratos nos permiten visualizar problemas en la ejecución del Contrato o en el diseño del mismo?

Han transcurrido alrededor de 20 años desde la suscripción del primer contrato de concesión del sector energía al amparo de lo establecido en el TUO de Concesiones, aprobado por Decreto Supremo N° 059-96-PCM. Este primer contrato fue el Contrato de Concesión de la Línea de Transmisión Tintaya

* Abogada por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Magíster en Finanzas y Derecho Corporativo por la Universidad ESAN. Asociada de Santiváñez Abogados.

– Socabaya suscrito en el año 1998. A partir de dicha fecha se han suscrito veinticuatro (24) contratos de concesión en el sector electricidad y cinco (05) en el sector hidrocarburos¹. El Comité de Inversión del Ministerio de Energía y Minas ha efectuado la entrega en concesión de dos líneas de transmisión. Es decir, a la fecha se cuenta con un número importante de contratos de concesión en el sector energía suscritos al amparo de lo establecido en el TUO de Concesiones.

MARCO TEÓRICO

Doctrinariamente, existen teorías que establecen diferencias entre un contrato público y un contrato privado. Evidentemente, los contratos públicos revisten formalidades particulares. Igualmente, sucederá con las modificaciones a dichos contratos. Siendo el contrato de concesión un contrato de carácter público es importante tener en consideración este factor como punto de análisis de las modificaciones contractuales en los contratos de concesión celebrados al amparo del TUO de Concesiones.

No sólo los criterios formales revisten a los contratos públicos, asimismo, estos contemplan disposiciones que buscan resguardar a los inversionistas frente a modificaciones que puedan prevenir de un “oportunismo gubernamental”. Muchos de los riesgos en los contratos públicos se asocian al sujeto con quien se realiza la transacción, en estos casos, al Estado. Esta particularidad de los contratos públicos genera un riesgo para el inversionista, dado que el privado se encuentra sujeto a modificaciones o interpretaciones del Estado que puedan alterar la estructura de negocio.

Ahora bien, el “oportunismo gubernamental” que indica SPILLER (2008, 1: 9) no es el único elemento de análisis. También se encuentra la “regulación contractual excesiva” como un elemento a considerar en las modificaciones contractuales. En este caso, el sector público, representado por los funcionarios, tendrá como objetivo tener un mayor número de supuestos regulados en el contrato a fin de contemplar las menores posibilidades de interpretaciones

1 Este número no incluye al Contrato de Concesión del Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al Sur del País por cuanto no fue otorgada al amparo de lo establecido en el TUO de Concesiones.

oportunistas del contrato por parte de los privados. Sin embargo, ello podría ocasionar un contrato inflexible para asumir las vicisitudes acontecidas durante la etapa contractual, más aún, frente a plazos de contrato de alrededor de 30 años, como son comúnmente los plazos de los contratos de concesión. Es decir, las características más importantes de estos contratos son la información asimétrica y una alta probabilidad de oportunismo de terceros. Según SPILLER (2008, 1: 23), resulta evidente que ante un largo período de vigencia del contrato, la posibilidad que este atravesase un shock externo puede ser alto, en consecuencia esto podría impactar en la viabilidad económica de la concesión.

Por otro lado, las modificaciones contractuales también pueden ser sujetas a oportunismo privado, tal como menciona GUASCH (2005:26) *“Los gobiernos no son los únicos que pueden llegar a comportarse de manera oportunista. Una vez que una empresa privada ha recibido una concesión en el sector de infraestructura, puede que decida actuar para «presionar» al gobierno – por ejemplo, insistiendo en una renegociación del contrato para obtener condiciones más favorables o utilizando captura regulatoria–. Las fuertes ventajas de información de la empresa comparada con el gobierno (y, en muchos casos, en relación con otros operadores potenciales) y las influencias percibidas en la negociación pueden convertirse en fuertes incentivos para procurar la renegociación de un contrato y asegurarse un acuerdo mejor que el original.”*

Es decir, estos contratos permanentemente se encuentran ante un dilema por ambas partes - privado y público- el balance entre ambos intereses sería la clave para diseñar contratos que se puedan adaptar a shock externos o situaciones gravitantes; empero, ello debe realizarse ante un marco regulatorio idóneo que permita la ejecución contractual y el cumplimiento de las estipulaciones contractuales previamente establecidas.

Finalmente, considerando el marco normativo que a continuación desarrollaremos es preciso sostener que la teoría imperante en materia de modificaciones contractuales es la llamada teoría de los contratos incompletos. Dicha teoría alega que la construcción de contratos completos es prácticamente imposible dado los altos costos de transacción y la falta de información entre las partes. Precisamente, sobre este aspecto, GUASCH (2005: 102) sostiene que esta teoría puede haber aumentado las expectativas de renegociación de los operadores e influido en sus ofertas; ello, aunado al rezago de la regulación en los países de América Latina, el cual aumenta la

incertidumbre y debilita la ejecución de los contratos, permitiendo un gran espacio para las renegociaciones a los contratos.

MARCO NORMATIVO EN MATERIA DE MODIFICACIONES A LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN

El TUO de Concesiones y su Reglamento contienen disposiciones que regulan la renegociación de los contratos. En primer lugar, encontramos la disposición del literal d) del Artículo 32° del Decreto Supremo N° 059-96-PCM, que aprobó el Texto Único Ordenado de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al sector privado las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos (referido en el presente artículo como TUO de Concesiones) que faculta al Estado modificar la concesión cuando ello resulte conveniente de acuerdo al Artículo 33° del TUO de Concesiones², el cual a su vez establece lo siguiente:

“Cuando resultare conveniente modificar la concesión, las partes procurarán respetar, en lo posible, lo siguiente:

- a) La naturaleza de la concesión;*
- b) Las condiciones económicas y técnicas contractualmente convenidas;*
- y*
- c) El equilibrio financiero para ambas partes.”*

Del mismo modo, el Reglamento del TUO de Concesiones, aprobado por Decreto Supremo N° 060-96-PCM, que establece en el literal f) del Artículo 30° lo siguiente:

“Son atribuciones de los sectores y/u organismos del Estado las siguientes:

2 El Artículo 32 del TUO de Concesiones establece lo siguiente:

Artículo 32.- El Estado podrá:

- a) hacer efectivas las penalidades por incumplimiento previstas en el contrato;
- b) declarar temporalmente suspendida la concesión, cuando concurra alguna de las causales establecidas en el Artículo 38 del presente Texto Único Ordenado;
- c) declarar la caducidad de la concesión, cuando concurra alguna de las causales previstas en el Artículo 39 del presente Texto Único Ordenado; y
- d) modificar la concesión cuando ello resulte conveniente de acuerdo al artículo siguiente.

(...)

f) modificar el contrato de concesión cuando ello resulte necesario, previo acuerdo con el concesionario, respetando en lo posible su naturaleza, las condiciones económicas y técnicas contractualmente convenidas y el equilibrio financiero de las prestaciones a cargo de las partes;"

Como vemos, si bien los artículos indicados regulan las modificaciones a los contratos de concesión, podemos encontrar diferencias entre lo dispuesto por el TUO de Concesiones y su reglamento. Por un lado, el TUO de Concesiones establece el criterio de lo "conveniente" para efectos de proceder a la modificación del contrato de concesión; mientras que, en el caso del Reglamento, se establece el criterio de la "necesidad". Nótese que ambos criterios son sustancialmente distintos, ya que en el caso del criterio de la conveniencia, si nos remitimos a la definición de "conveniente" en el Diccionario de la Real Academia Española, se define por todo aquello "útil, oportuno, provechoso"; mientras que lo "necesario" significa "forzosa o inevitablemente ha de ser o suceder".

Como se aprecia, el TUO de Concesiones y su Reglamento contiene criterios ambivalentes; así en el caso del criterio establecido en el TUO de Concesiones, *lo conveniente*³ es aquello que tiene un provecho para ambas partes; mientras que *lo necesario*⁴ es aquello que debe suceder porque resulta inevitable. Sin perjuicio de ello, ambos coinciden en señalar que la modificación del contrato se realizará respetando en lo posible: (i) la naturaleza de la concesión, (ii)

3 Respecto a la conveniencia, es interesante resaltar el análisis realizado en el Informe N°09-07-GRE-GS-GAL-Ositran, respecto a la quinta solicitud de modificación al Contrato de Concesión del Aeropuerto Internacional Jorge Chávez, que luego de describir los artículos correspondientes al TUO de Concesiones indica: "*De lo anteriormente señalado, se desprende que el Estado puede modificar el contrato de concesión, siempre que exista una conveniencia, que de acuerdo a la norma reglamentarias del TUO, está definida en términos de una necesidad de modificar el contrato de concesión. Dicha debe estar necesariamente asociadas a los supuestos de modificación contractual que establece el contrato de concesión o algunas otras que no hayan sido previsibles para las partes al momento de celebrar el contrato de concesión." (Subrayado del autor) (Numeral 28)*

4 Nuevamente, en el Informe indicado en la cita anterior, respecto al criterio de lo necesario se indica lo siguiente: "*En consecuencia, si LAP no sustenta técnicamente la existencia de una necesidad con el fin de modificar el contrato de concesión en alguno de los supuestos a que se refiere el numeral 24.7 del contrato de concesión, la solicitud de modificación contractual en cuestión se declarará improcedente, de conformidad con el marco legal y contractual al que se ha hecho referencia*" (Numeral 46) .

las condiciones económicas y técnicas contractualmente convenidas y, (iii) el equilibrio financiero de las prestaciones de las partes. En este punto, analizaremos cada uno de los parámetros mencionados, a fin de comprender su real alcance:

- (i) Naturaleza de la concesión: Comprende el objeto, modalidad y características principales como, por ejemplo, el derecho del concesionario para realizar la construcción, operación y mantenimiento de obras públicas de infraestructura y de servicios públicos (Huamaní y Vargas: 2011, 101). Por consiguiente, respetar la naturaleza de la concesión implica, dentro del alcance del análisis, verificar si la modificación del contrato de concesión implica que la modalidad cambie su carácter de autosostenible a cofinanciada o viceversa.
- (ii) Condiciones económicas y técnicas contractualmente convenidas: Son aquellas condiciones referidas a los términos de ingeniería y económicos presupuestales, en las cuales se ha centrado el PPIP y la subsiguiente suscripción del contrato de concesión. (Huamani y Vargas: 2011, 101) En suma, son aquellas condiciones que permitirán la viabilidad de la concesión. En el caso de condiciones económicas tenemos, por ejemplo, el mecanismo de retribución de la concesión u otras relativas a las garantías otorgadas; mientras que las condiciones técnicas variarán en cada contrato, según el tipo de infraestructura concesionada.
- (iii) Equilibrio financiero de las prestaciones de las partes: Cada contrato de concesión regula su propio equilibrio económico. En dicha línea, a la fecha de suscripción del contrato de concesión, las partes declaran expresamente que todas y cada una de las prestaciones y obligaciones a cargo de ellas, se encuentran en equilibrio, el cual se mantendrá durante toda la vigencia del contrato.

Estos requisitos permitirán revisar la pertinencia y viabilidad para la suscripción de una adenda, por lo que su análisis permitirá revisar las modificaciones que se presenten al contrato de concesión y dar inicio a cualquier proceso de renegociación.

Ahora bien, el Reglamento del Decreto Legislativo N°1012, que aprobó la Ley Marco de Asociaciones Público-Privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de

la inversión privada, incluyó una nueva regla a las disposiciones contenidas en el TUO de Concesiones y su reglamento. Esta nueva regla establece una restricción para la suscripción de adendas dentro de los primeros tres años de la suscripción del respectivo contrato, salvo determinados supuestos. Dado que el Decreto Legislativo N° 1012 no reguló ningún aspecto relativo a la suscripción de adendas a los contratos de concesión, el reglamento excedió los alcances de la norma reglamentada.

Esta disposición, contenida en el Artículo 9° del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012, ha sido modificada hasta en tres oportunidades. Estas modificaciones han tenido como objetivo ampliar los supuestos que permiten la suscripción de adendas dentro de estos primeros tres años, explicitando los problemas que esta norma ha tenido en su implementación.

Los supuestos que permiten la suscripción de adendas dentro de estos primeros tres años son los siguientes: (i) cuando se trate de la corrección de errores materiales; (ii) de requerimientos de los acreedores permitidos vinculados a la etapa de cierre financiero del contrato; y (iii) la precisión de los aspectos operativos para la mejor ejecución del contrato de concesión; o, se sustente la necesidad de adelantar el programa de inversiones con cargo a la retribución prevista en el contrato a favor del Estado y dicha modificación no implique un cambio del contrato, de autosostenible a cofinanciado, ni se aumenten los pagos a cargo del Estado previstos en el contrato.

La finalidad de la norma ha sido, evidentemente, limitar la suscripción de adendas a los contratos, por cuanto, para el legislador no resulta beneficioso la suscripción de adendas dentro de este período.

Desde nuestra perspectiva, podemos encontrar varios supuestos en los cuales resulte necesaria la suscripción de adendas. Así por ejemplo, podemos indicar ¿qué sucede en los supuestos de fuerza mayor? Los contratos de concesión establecen plazos para el cumplimiento de la puesta en operación comercial. Es posible que en muchos casos requiera aplicarse el supuesto de fuerza mayor durante este período y que como consecuencia de ello se solicite una modificación de los plazos, es decir, la suscripción de una adenda. Es evidente que esta regla que límite la suscripción de las adendas, no puede ser aplicada, más aún cuando el contrato contempla la suspensión de plazo ante eventos de fuerza mayor o la debida ampliación de plazos por esta causal, pero ¿sería posible que el Estado niegue la suscripción de una adenda por esta razón? Del mismo

modo, ¿el contrato de concesión puede contemplar la posibilidad de modificar el contrato ex ante? ¿Creemos – realmente - que el contrato no será afectado por ninguna circunstancia dentro de los primeros tres años de la concesión?

Como hemos advertido, es posible enumerar un amplio número de supuestos que no se encuentran contemplados en el artículo 9° en cuestión. Esto nos permite afirmar las series dificultades que puede generar esta disposición para la ejecución de las actuales concesiones, más aún cuando las mismas empiezan a enfrentar nuevas circunstancias, tales como: elevados costos de servidumbre, la ejecución de consulta previa, entre otros. Frente a estas consideraciones, recomendamos una evaluación de esta disposición normativa.

MARCO NORMATIVO A NIVEL SECTORIAL

En el marco normativo peruano no existe unidad respecto al tratamiento de las modificaciones a los Contratos de Concesión. En verdad, el TUO de Concesiones y su reglamento deberían ser las normas que regulen el marco normativo respecto a las modificaciones a los contratos de concesión, sin embargo, es posible encontrar distintas disposiciones particulares e incluso sectoriales que regulen las modificaciones a los contratos.

En el sub sector electricidad no se encuentra ninguna disposición relativa a las modificaciones a los contratos de concesión. Sin embargo, en el sub sector hidrocarburos podemos apreciar que existe una disposición en el Reglamento de Distribución por Red de Ductos establece en su artículo 41° que *“Las modificaciones al Contrato incluyendo la prórroga del plazo, así como la cesión de posición contractual, serán autorizados por Resolución Suprema y elevadas a Escritura Pública. Las modificaciones deberán encontrarse sustentadas en el respectivo informe técnico-legal emitido por la DGH, que justifique la necesidad de efectuar dichos cambios”*.

Es decir para las modificaciones a los contratos de concesión del sector hidrocarburos se requiere mayores formalidades, toda vez que se debe cumplir con la expedición de una resolución suprema que apruebe la modificación, y así también la elaboración de un informe técnico-legal por la Dirección General de Hidrocarburos.

Precisamente en el sub sector hidrocarburos a diferencia del sector electricidad se requiere de un informe técnico-legal. Asimismo, para la elaboración de las

adendas respectivas se han establecidos comisiones especiales. Este es el caso de la suscripción de la adenda N°3 al Contrato de Concesión de Distribución por Red de Ductos del Departamento Ica y ha sido conformada una nueva comisión especial para la elaboración de la cuarta adenda al Contrato. Esta particularidad solo se ha visto en el caso de las modificaciones a los contratos del subsector de hidrocarburos.

PARTICIPACIÓN DEL ÓRGANO REGULADOR EN LAS MODIFICACIONES A LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN

En los casos de las modificaciones a los contratos de concesión en el sector infraestructura la participación del Órgano Regulador ha sido permanente. Tal como podemos apreciar en las cláusulas contractuales de algunos de los más importantes contratos de concesión de este sector, la opinión de regulador debía emitirse con anterioridad a la celebración de cualquier adenda al Contrato de Concesión.

A continuación se describen las cláusulas de los contratos de concesión de infraestructura de transporte:

Contrato de Concesión Aeropuerto Internacional Jorge Chávez	Contrato de Concesión Red Vial N°6	Contrato de Concesión Terminal Portuario del Callao – Zona Sur
<p>Toda solicitud de enmienda, adición o modificación del presente Contrato deberá ser presentada a OSITRAN, con copia al Concedente, con el debido sustento técnico. El Concedente resolverá la solicitud contando con la opinión técnica de OSITRAN y de los Acreedores Permitidos en tanto se mantenga cualquier Endeudamiento Garantizado Permitido aprobado íntegramente por el Concedente. El acuerdo de modificación será obligatorio para las Partes solamente si consta por escrito y es firmada por los representantes debidamente autorizados de las Partes. (...)</p>	<p>Toda solicitud de enmienda deberá ser presentada al Regulador, con copia para el otro contratante, con el debido sustento técnico. El Concedente o la Sociedad Concesionaria resolverá la solicitud contando con la opinión técnica del Regulador. El acuerdo de modificación será obligatorio para las Partes solamente si consta por escrito y es firmado por los representantes debidamente autorizados por las Partes. (...)</p>	<p>Toda solicitud de enmienda, adición o modificación del presente Contrato deberá ser presentada al REGULADOR, con copia para la otra Parte, con el debido sustento. El CONCEDENTE o el CONCESIONARIO resolverán la solicitud contando con la opinión del REGULADOR. El acuerdo de modificación será obligatorio para las Partes solamente si consta por escrito y es firmado por los representantes debidamente autorizados de las Partes. (...)</p>

Las cláusulas relativas a los contratos de concesión detallados en el cuadro anterior corresponden a contratos de concesión suscritos con anterioridad a la vigencia del artículo 9° del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012. Como se aprecia en el marco de estas cláusulas de los contratos de concesión, el Órgano Regulador debía opinar previo a cualquier solicitud de modificación de contrato de concesión.

Debe indicarse que la opinión del regulador no se encuentra contemplada en la Ley de Organismos Reguladores. Tampoco es posible determinar su alcance dentro de alguna de las funciones de supervisión, regulación, normativa, fiscalización o sancionadora otorgadas mediante esta ley. Por lo que, la facultad para emitir opinión ante modificaciones a los contratos, ha sido otorgada mediante contrato. Sin perjuicio de ello, en el caso particular del Organismo Regulador para la Inversión en Infraestructura de Transporte, las modificaciones a dichos contratos se encuentra regulada a través de los Lineamientos para la interpretación y emisión de opiniones sobre propuestas de modificación y reconversión de contratos de concesión fueron aprobados mediante Acuerdo N° 557-154-04-CD-OSITRAN de fecha 17 de noviembre de 2004⁵.

Por el contrario, en el caso de los contratos de concesión del sector electricidad, precisamente respecto a los contratos de concesión de las líneas de transmisión,

5 El inciso f) del numeral 7.1 del Artículo 7° de la Ley de Ositran y, específicamente, el Artículo 37° del Decreto Supremo N° 044-2006-PCM (en adelante, el Reglamento de Ositran), otorga al Regulador la función específica de emitir opinión previa sobre la renegociación de los contratos de concesión, cuyo texto citamos:

Artículo 37.- Opinión Previa y Supervisión de los contratos. A fin de guardar concordancia entre las funciones sujetas a su competencia y la de supervisar los contratos de concesión correspondientes, el Ositran, a través del Consejo Directivo, deberá emitir opinión previa a la celebración de cualquier contrato de concesión referido a la INFRAESTRUCTURA. El referido pronunciamiento incluirá materias referidas al régimen tarifario del contrato, condiciones de competencia y de acceso a la INFRAESTRUCTURA, aspectos técnicos, económicos y jurídicos relativos a la calidad y oportuna prestación de los servicios, y a los mecanismos de solución de controversias derivadas de la interpretación y ejecución de los contratos de concesión, así como a las demás materias de competencia del Ositran. En ese mismo sentido el Ositran deberá emitir opinión previa respecto a la renegociación y renovación del plazo de vigencia de los contratos de concesión, la misma que deberá pronunciarse sobre su procedencia y deberá contener un análisis de los efectos de tal medida, sugiriendo los términos de la misma. Para tal efecto el Ositran deberá analizar el cumplimiento de las obligaciones de la ENTIDAD PRESTADORA ().

la cláusula de modificaciones a los contratos no incluye la solicitud de la opinión del Órgano Regulador para realizar modificaciones a los contratos de concesión.

Tal como podemos apreciar del siguiente cuadro, en el cual se detalla los principales contratos y las distintas modificaciones que la cláusula ha sido objeto en estos años, de acuerdo a lo siguiente:

Primera Etapa Contrato de Concesión Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya / Contrato de Concesión del Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur/Línea de Transmisión	Segunda Etapa Contrato de Concesión de la Línea de Transmisión Machupicchu-Cotaruse	Tercera Etapa Contratos de Concesión Línea de Transmisión Cláusula de Contrato de la Línea de Transmisión SGT “Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV
22.6 (...) <p><i>Las modificaciones y aclaraciones al presente Contrato, incluyendo aquellas que la Sociedad Concesionaria puede proponer a sugerencia de las entidades financieras, únicamente serán válidas cuando sean acordadas por escrito y suscritas por representantes con poder suficiente de las Partes y cumplan con los requisitos pertinentes de las Leyes Aplicables.</i></p>	14.3 <i>Las modificaciones y aclaraciones al Contrato, serán únicamente válidas cuando sean acordadas por escrito y suscritos por representantes con poder suficiente de las Partes y cumplan con los requisitos pertinentes de las Leyes Aplicables.</i>	15.3 <i>Las modificaciones y aclaraciones al Contrato, serán únicamente válidas cuando sean acordadas por escrito y suscritas por representantes con poder suficiente de las Partes y cumplan con los requisitos pertinentes de las Leyes Aplicables.</i> <p><i>Es de aplicación al presente Contrato lo dispuesto en el Artículo 9° del Decreto Supremo N° 146-2008-EF, Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012 que aprueba la Ley Marco de Asociaciones Público-Privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión privada, en tanto dicha disposición se encuentre vigente.</i></p>

Tal como podemos apreciar, la cláusula de modificaciones a los contratos de concesión ha sufrido modificaciones importantes. Ahora bien, debemos indicar que los contratos de concesión detallados son importantes en cuanto a partir de estos contratos se introdujo una modificación a la cláusula; por lo que, para efectos de este análisis, hemos procedido a dividir cada cláusula por etapas. Así, encontramos la primera etapa en la cual se estipulaba que las modificaciones se realizaban a sugerencia de las entidades financieras; en una

segunda etapa, la cláusula permitía a las partes toda modificación conforme a las Leyes aplicables – entiéndase al TUO de Concesiones y su Reglamento; finalmente, la tercera etapa que incluyó la disposición del artículo 9° del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012 indicándose de manera expresa su aplicación para la disposición de modificaciones a los contratos de concesión. De tal manera, en la tercera etapa al haberse incluido el artículo 9° del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012 se incluyó con ello la opinión del regulador para las modificaciones al contrato; sin embargo, en estos casos también debemos considerar que los alcances de esta opinión se encuentra comprendida a los puntos: facilidades esenciales, tarifas y calidad de servicio. Cabe agregar que las disposiciones contenidas en el artículo 9° del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012, solo resulta aplicable para aquellos contratos que se haya dispuesto el cumplimiento de esta norma en la redacción de la cláusula de modificaciones al contrato. No será posible en este supuesto la aplicación del artículo 9° de dicho reglamento para contratos suscritos con anterioridad a dicha fecha.

Ahora bien, en el caso del sector hidrocarburos aplica la disposición del artículo 9° del Reglamento. Empero, por disposición sectorial contemplada en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos también se solicita la opinión de la Dirección General de Hidrocarburos. Sin perjuicio de ello, con ocasión de la constitución del comité especial encargado de la elaboración de la tercera adenda al Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del Departamento de Ica se ha incluido a un funcionario del Osinergmin.

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO

A inicios de los años 90's, el Perú cambio su modelo económico a fin de reducir la participación del Estado en la economía peruana. A partir de ello, se inició un programa de privatización y otorgamiento de concesiones a través del cual se transfirió la administración de los servicios públicos al sector privado. El programa de privatización y concesiones fue ejecutado para cada uno de los sectores importantes de la economía: telecomunicaciones, energía, sistema financiero, minería, entre otros; siendo, el sector más atractivo, el sector energía. Energía fue el sector más dinámico, a través de la modalidad de venta de activos, se transfirieron al sector privado las empresas tales como: Edelnor y Edelsur, Empresa de Generación Termoeléctrica de Ventanilla - Etevensa,

Empresa de Generación Eléctrica Norperú – Egenor, Empresa Eléctrica de Piura - EEPSA, incluso las empresas que conforman el día de hoy el grupo Distriluz, Electro Norte, Electro Norte Medio, Electro Centro, Electro Nor Oeste. En este último caso, el esquema de privatización no funcionó por lo que dichas empresas retornaron a titularidad estatal.

Posteriormente, en el año 1998 se inició el programa de concesiones. Este programa se inició con un contrato de concesión del sector energía, el Contrato de Concesión de la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya.

A diferencia del sector energía, el sector infraestructura de transporte no experimentó una dinámica similar, puesto que se promovió un proceso de privatización con anterioridad al proceso de concesiones. Las empresas de este sector, Corpac y Enapu no fueron privatizadas. El programa de concesiones de este sector se inició con mayor intensidad a partir del año 2005, con la suscripción del Contrato de Concesión de Ancón- Huacho-Pativilca. Actualmente, en este sector se han suscrito veintiocho (28) de contratos de concesión los cuales comprenden puertos, aeropuertos y carreteras. De este grupo de contratos, el promedio de número de adendas en promedio fue tres (03) adendas por cada contrato de concesión suscrito.

En el sector infraestructura de transporte se han realizado dos estudios respecto a las renegociaciones de los contratos de concesión en infraestructura de transporte. En su mayoría, los autores han sido colaboradores del ente regulador: HUAMANÍ y VARGAS (2011); MONTESINOS y SAAVEDRA (2011). Asimismo, es muy conocido el trabajo realizado por GUASCH (2005) en su libro titulado “Concesiones en Infraestructura. *Cómo hacerlo bien*”.

Las conclusiones de MONTESINOS y SAAVEDRA (2011,64) indicaron que la alta incidencia de renegociaciones en los contratos de concesión se encontraban vinculados a condiciones de diseño del contrato y de la licitación, así como a los mecanismos institucionales. En esta misma línea argumentativa, para HUAMANÍ y VARGAS (2011, 111) las renegociaciones ineficientes pueden ser evitadas desde el diseño del Contrato, el diseño de la subasta y el marco legal, basados fundamentalmente en la teoría económica y la evidencia empírica.

Como vemos, ambos artículos concluyen que el factor determinante de la alta tasa de renegociaciones de contratos de concesión en el sector infraestructura de transporte se encuentra en el diseño de los contratos de concesión.

En el análisis realizado por GUASCH (2005, 107) expone que *“Las renegociaciones fueron mucho menos frecuentes en los sectores de telecomunicaciones y energía, en cierta medida como consecuencia de la naturaleza más competitiva de esos sectores. Esa naturaleza competitiva reduce significativamente la influencia de los concesionarios y su poder de negociación para las renegociaciones. En la mayoría de los casos de los concesionarios de los servicios de telecomunicaciones y energía no son los únicos proveedores del servicio. (...)”*

GUASCH destaca las diferencias del sector energía con relación a otros sectores, distinguiendo que en este sector, el mercado se encuentra más diversificado, existe un mayor número de operadores y un alto nivel de competitividad, permitiendo un mercado desarrollado y maduro. Estos elementos desincentivan un alto número de adendas a los contratos de concesión.

Precisamente, a diferencia del sector infraestructura, el sector energía ostenta un esquema regulatorio más claro que permite asegurar la realización de inversiones, el mismo que ha permitido la suscripción de un gran número de contratos de concesión de líneas de transmisión.

Ahora bien a diferencia de lo ocurrido en las líneas de transmisión, recientemente, en el año 2010 se han suscrito contratos de concesión denominados “Reserva Fría de Generación”, que hasta la fecha no han sido materia de modificación contractual mediante adenda, debido a la restricción de suscripción de los primeros tres años regulado por el marco legal vigente. En este caso, a pesar que el esquema remunerativo no se encontraba completamente reglamentado, el contrato estableció claramente los lineamientos y principios que las entidades deben seguir para finalizar su esquema regulatorio. Precisamente, con fecha reciente se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-42 “Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación” mediante Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 141-2013-OS/CD, publicado con fecha 03 de julio de 2013 que complementa la regulación y aplicación del régimen aplicable a las centrales de generación en condición de Reserva Fría.

MODIFICACIONES A LOS CONTRATOS DE CONCESIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

A diferencia de otros sectores, el mercado eléctrico fue objeto de un proceso de reforma, con anterioridad al proceso de privatización que explicamos

anteriormente, que dinamizó dicho sector. Esta reforma consistió en la segmentación del mercado por generación, transmisión y distribución, ello produjo la segregación de las únicas empresas eléctricas del Perú que desarrollaban generación, transmisión y distribución a través de empresas regionales y dedicadas a cada una de estas áreas del mercado. El proceso de privatización del mercado eléctrico fue intenso pero no fue totalmente exitoso. Hasta la fecha, Proinversión tiene en proceso de promoción de la inversión privada muchas empresas estatales del sector distribución y generación que no fueron licitadas.

Sin embargo, el caso de las líneas de transmisión fue totalmente opuesto. Las empresas que luego del proceso de reforma tuvieron los derechos eléctricos para suministrar el servicio de transmisión fueron ETECEN y ETESUR. A diferencia de otros procesos de privatización este no se realizó a través de la modalidad de venta de activos o acciones, sino a través de un contrato de concesión al amparo del TUO de Concesiones.

Mediante el Contrato de Concesión ETECEN – ETESUR se transfirió al sector privado las líneas de transmisión que hasta esa fecha se encontraban instaladas en el país. Posteriormente, se realizaría la concesión de la Línea de Transmisión Tintaya – Socabaya, entre otras. Estos contratos establecieron un marco regulatorio que permitía asegurar la remuneración de los costos de inversión y de operación y mantenimiento, aplicando con ello la llamada *regulación por contrato*. Esta figura permitió las inversiones en este sector que fueron realizados mediante contratos de concesión.

Luego de la suscripción de tres contratos de concesión de líneas de transmisión se publicó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica que modificó el esquema tarifario a fin que se pague la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento. El modelo tarifario para el pago del Costo de Inversión y los Costos de Operación y Mantenimiento de las líneas, objeto de licitación son claros y adecuados para la ejecución del servicio.

A diferencia de los sectores de transporte o saneamiento, el sector energía tiene una mayor ventaja. La ventaja de este mercado respecto a otros es su mayor desarrollo, tanto el ámbito normativo como regulatorio. En definitiva diseñar contratos de concesión en mercados regulatorios más completos permite diseños de contratos más eficientes y menos regulados. Al contrario, en

mercados regulatorios menos desarrollados incentiva a contratos que regulen y que busquen regular el mayor número de supuestos posibles.

A continuación se detalla en el siguiente cuadro las principales modificaciones de los contratos de concesión del sector electricidad. En primer lugar, veremos un cuadro con las modificaciones de los Contratos de las Líneas de Transmisión pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión.

ELECTRICIDAD					
Contratos Líneas de Transmisión - Sistema Principal de Transmisión					
N°	Proyectos	Concesionario	Fecha de suscripción del Contrato	Adendas	Materia de Modificación
1	S.T. Mantaro-Socabaya	Consorcio Transmataro S.A. (CTM)	27/02/1998	Adenda N° 1 (10.05.2000)	Modificaciones: (i) Régimen Tarifario, (ii) Caducidad de la Concesión, (iii) Solución de Controversias
				Adenda N° 2 (28.09.2000)	Adecuación por unificación de sistemas interconectados Norte y Sur al SINAC. Introducción Período Experimental
				Adenda N° 3 (09.03.2004)	Modificación del capital mínimo social
				Adenda N° 4 (01.10.2004)	Precisión de los Costos de OYM
				Adenda N° 5 (20.05.2005)	Incorporación al Contrato de las modificaciones derivadas de la Decisión del Experto (Ajuste de VNR)
				Adenda N° 6 (25.04.2006)	Modificaciones Operador Estratégico Calificado
				Adenda N° 7 (02.02.2007)	Sustitución del Operador Estratégico Calificado
				Adenda N° 8 (12.06.2009)	Ampliación en el Sistema de Transmisión
2	Reforzamiento de los Sistemas Eléctricos de Transmisión del Sur y la Prestación del servicio de Transmisión de Electricidad (L.T. Socabaya-Moquegua y L.T. Puno-Moquegua-Tacna)	Red Eléctrica del Sur S.A. (REDESUR)	19/03/1999	Adenda N° 9 (13.01.2011)	Introducción del mecanismo para la contratación de la inspección para la Ampliación acordada mediante Adenda N° 8
				Adenda N° 1 (14.09.2000)	Modificación de Plazo de POC
				Adenda N° 2 (21.03.2002)	Modificación a (i) Caducidad de la Concesión y (ii) financiamiento
				Adenda N° 3 (06.09.2005)	Modificación a la forma de pago del capital social
				Adenda N° 4 (15.06.2006)	Ajustes a los Costos de Operación y Mantenimiento (Trato Directo)
3	L.T. Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Derivación Antamina y Aguaytía-Pucallpa	Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA)	26/04/01	Adenda N° 5 (10.04.2008)	Modificación de la Cláusula de Régimen Tarifario
				Adenda N° 1 (05.01.2007)	Modificación de Baja de Bienes de Concesión
4	Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR	Red de Energía del Perú S.A. (REP)	05/09/2002	Adenda N° 2 (15.05.2012)	Acuerdo Marco de Ampliaciones
				Modificación 1(31.03.2006)	Acuerdo Marco de Ampliaciones
				Modificación 2 al Contrato (18.09.2007)	Modificaciones a anexo relativo a Telecomunicaciones
				Minuta Aclaratoria Definitiva (28.05.2007)	Aclaratoria respecto a la remuneración por ampliaciones

El siguiente cuadro realiza un detalle de las principales modificaciones a los Contratos de Concesión de las Líneas de Transmisión pertenecientes al Sistema Garantizado de Transmisión, de acuerdo al siguiente detalle:

Electricidad					
Contratos Líneas de Transmisión - Sistema Garantizado de Transmisión					
Nº	Proyectos	Concesionario	Fecha de suscripción del contrato	Adendas	Materia de Modificación
1	L.T. 220 kV Carhuamayo-Paragsha- Conococha-Huallanca- Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero	Abengoa Transmisión Norte S.A.	22/05/2008	Adenda Nº 1 (03.03.2009)	Modificación del Monto de Inversión, a consecuencia de modificación del trazo referencial de la línea.
				Adenda Nº 2 (28.05.2010)	Modificación de Plazo de la Puesta en Operación Comercial
				Adenda Nº 3 (05.11.2010)	Puesta en Operación Comercial parcial
2	L.T. Machupicchu- Cotaruse	Caravelí Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C.	22/08/2008	Adenda Nº 1 (25.02.2010)	Modificación de Plazo de la Puesta en Operación Comercial
3	L.T. Mantaro-Caravelí- Montalvo	Caravelí Cotaruse Transmisora de Energía S.A.C.	22/08/200/	Adenda Nº 1 (25.02.2010)	Modificación de Plazo de la Puesta en Operación Comercial
4	L.T. Chilca-La Planicie-Zapallal	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	08/09/2008	Adenda Nº 1 (29.04.2011)	Modificación de Plazo de la Puesta en Operación Comercial.
5	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro- Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal- Trujillo)	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	18/02/2010	N.A.	
6	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	26/08/2010	N.A.	
7	L.T. Tintaya- Socabaya 220 kV y Subestaciones Asociadas	Transmisora Eléctrica del Sur S.A.	30/09/2010	N.A.	

8	L.T. Pomacocha-Carhuamayo 220 kV y Subestaciones Asociadas	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	27/09/2010	N.A.	
9	L.T. Machupicchu-Abancay-Cotaruse en 220 kV	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	22/12/2010	N.A.	
10	L.T. SGT 500 kV Chilca-Marcona-Montalvo	Abengoa Transmisión Sur S.A	22/07/2010	N.A.	
11	L.T. Trujillo-Chiclayo en 500 kV	Consortio Transmantaro S.A. (CTM)	26/05/2011	N.A.	
12	LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic - Moyobamba en 220 kV	Concesionario Línea de Transmisión CCCM S.A	16/03/2013	N.A.	
13	Lt Machupicchu-Quencoro-Onocora - Tintaya	ATN 3 S.A	13/06/2013	N.A.	

Como se puede apreciar los contratos de concesión de las líneas de transmisión correspondiente al sistema principal de transmisión, es decir con anterioridad a la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, tienen un número de adendas mayor que los contratos de concesión suscritos con posterioridad a dicha norma y que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

Esta diferencia corresponde a que en una primera etapa, el contrato de concesión al amparo del TUO de Concesiones estructuró un mecanismo tarifario que permitiera a los concesionarios asegurar la remuneración del costo de la inversión total durante el plazo de la concesión, esto es, lo que se ha llamado *regulación por contrato*.

En este sentido, SANTIVANÉZ Y SUMAR (2012) en su artículo denominado *Cuarenta años de evolución del marco legal peruano de la transmisión eléctrica*, expresaron “En efecto, la regulación contractual incluida en los Contratos BOOT del SPT otorgó la estabilidad y predictibilidad requeridas por los inversionistas privados para efectuar sus inversiones, por lo que el marco normativo del SPT de alguna forma cedió ante las reglas previstas en los contratos. Tal como se indicó precedentemente, los contratos antes referidos, se suscribieron teniendo como marco legal el TUO de Concesiones, norma que

declaró de interés nacional la promoción de la inversión privada en el ámbito de las obras públicas de infraestructura y servicios públicos, estableciendo que la modalidad a emplearse para tales efectos a la concesión”.

Dado que en esta primera etapa primó la regulación por contrato, para las ampliaciones a la línea de transmisión se requirió a su vez establecer un mecanismo claro y eficiente de remuneración de estas inversiones. Más aún cuando el marco normativo de la Ley de Concesiones Eléctricas no creaba un marco adecuado que permitiese la realización de ampliaciones.

(i) Plazo de la Puesta en Operación Comercial

Ahora bien, a diferencia de la primera etapa de los contratos de concesión de las líneas de transmisión del sistema principal, en el caso de los contratos de concesión de las líneas de transmisión que forman parte del sistema garantizado de transmisión la mayor incidencia en modificaciones contractuales se ha originado en el plazo para la puesta en operación comercial (POC).

Como se puede apreciar de las cinco adendas suscritas a la fecha, cuatro de ellas han sido suscritas como consecuencia de una modificación al plazo de la POC. Actualmente, los concesionarios de transmisión alegan serios problemas con relación a la imposición de servidumbres, elevados precios de los terrenos, conflictos sociales, aprobaciones de estudios impacto ambiental, entre otros que originan la modificación de los plazos de la POC.

Un claro ejemplo de ello ocurrió en la construcción de la Línea de Transmisión Carhuaquero-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero en el cual debido a las dificultades para construir la línea en el tramo Cerro Corona - Carhuaquero producido por el ambiente hostil de la población de algunos sectores de la población de Cajamarca. En este caso, la línea de transmisión fue modificada y el trazo de la misma no abarcó el tramo correspondiente a Cerro Corona – Carhuaquero.

Podemos apreciar que estos problemas pueden agravarse con la implementación de la Consulta Previa. Las ampliaciones de plazo generan incrementos en los costos financieros y de inversión que los concesionarios no pueden recuperar dado que el valor asignado en la licitación. Ello, conlleva a que los concesionarios calculen en sus ofertas estos posibles retrasos teniendo un efecto directo en el monto de inversión de las líneas de transmisión.

Desde hace un corto período, se escuchan algunos planteamientos que solicitan un cambios en el modelo de licitación de estas líneas que asignen menores riesgos en los inversionistas respecto a estos retrasos o problemas en los permisos sociales para la construcción de las líneas.

Probablemente, este modelo – que a la fecha ha permitido un gran número de suscripción de contratos – reciba su más importante desafío con la implementación de la consulta previa. Estaremos atentos.

(ii) El caso de la Concesión de la Línea de Transmisión Machupichu – Cotaruse, el caso ISONOR.

En el 2008, Isonor Transmisión SAC se adjudicó dos proyectos: Línea de Transmisión Machupicchu – Cotaruse y la Línea de Transmisión Caravelí – Cotaruse, el cual fue licitado por Proinversión en conjunto. Durante esta coyuntura se desataba la crisis europea, la cual fue sustentada por la empresa - de capitales españoles - como causal para solicitar modificaciones al contrato con el objetivo de incrementar la cláusula tarifaria.

El Estado Peruano no accedió a dicha solicitud de modificación. En tal circunstancia, Isonor Transmisión SAC fue objeto de controversia ante el CIADI alegando la aplicación de la excesiva onerosidad de la prestación, que a su vez permitiría la modificación de la cláusula tarifaria del Contrato de Concesión. Recientemente, CIADI resolvió el proceso a favor del Estado Peruano.

Esta es uno de las primeras controversias ganadas por el Estado Peruano, a su vez representa un importante caso en el cual una modificación no puede ser aceptada si esta implica evidentemente una modificación a las reglas de juego, por el cual se llevó a cabo los procesos de selección. Asimismo, representa un desincentivo para la presentación de ofertas económicas agresivas que luego requiera modificaciones contractuales.

CONCLUSIONES

A diferencia del sector infraestructura, el sector energía es un sector más dinamizado y con un marco regulatorio más claro y desarrollado. Ello ha permitido que los concesionarios tengan menores incentivos para la suscripción de adendas.

En el caso de los contratos de líneas de transmisión, el mayor número de adendas se realizaron a los contratos suscritos con anterioridad a la Ley N° 28832, la cual estableció un marco remunerativo adecuado para la construcción de las líneas de transmisión. Del mismo modo, estableció claramente el esquema de remuneración para los casos de inversiones adicionales a los contratos de concesión no previstos en el esquema del contrato. Por ello, los contratos de concesión suscritos con anterioridad a dicha fecha requirieron la suscripción de adendas para la realización de las ampliaciones a las líneas de transmisión, a fin de asegurar un esquema remunerativo que garantice la recuperación de la inversión. Es decir, dado que el esquema inicial requirió la aplicación de la “regulación por contrato” entonces las adendas respondieron a esta misma necesidad y requirieron de la “regulación por contrato” para asegurar su remuneración.

Como vimos, las principales modificaciones a los contratos de concesión de las líneas de transmisión se realizan a los plazos de la puesta en operación comercial debido a los recientes problemas que tienen los operadores de transmisión para la construcción de las líneas de transmisión. El gran reto para el diseño actual de concesión de las líneas de transmisión será con la ejecución de la consulta previa y cómo el Estado, en su calidad de Concedente, va a enfrentar este reto.

BIBLIOGRAFÍA

Guasch, J. L. (2005). *Concesiones en infraestructura. Cómo hacerlo bien*. Madrid, España: The World Bank.

Huamaní, S. & Vargas, T. (2011) *Renegociaciones no eficientes a partir del diseño del contrato y la licitación en las concesiones en transporte*. Revista de Regulación en Infraestructura de Transporte, 7, 89-120.

Montesinos, Jorge y Saavedra, Eduardo (2011) *Algunos alcances acerca de la institucionalidad y renegociación de concesiones en la infraestructura de transporte de uso público*. Revista de Regulación en Infraestructura de Transporte, 7, 44 - 67.

Moszoro, Marian y Spiller, Pablo (2012) *Third –Party Opportunism and the nature of public contracts*. National Bureau of Economic Research.

Spiller, Pablo (2008) *An Institutional Theory of Public Contracts: Regulatory Implications*. National Bureau of Economic Research.

Santivañez, Roberto y Sumar, Paul (2012) *Cuarenta años de evolución del Marco Legal Peruano de la Transmisión Eléctrica*. *Revista Peruana de Energía*, 1, 83-116.

SE TERMINÓ DE IMPRIMIR EN LOS TALLERES GRÁFICOS DE

TAREA ASOCIACIÓN GRÁFICA EDUCATIVA

PASAJE MARÍA AUXILIADORA 156 - BREÑA

CORREO E.: tareagrafica@tareagrafica.com

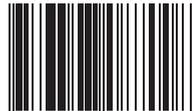
PÁGINA WEB: www.tareagrafica.com

TELÉF. 332-3229 FAX: 424-1582

JULIO 2013 LIMA - PERÚ



ISSN 2307-0870



9 772307 087008