

Revista Peruana de Energía

Número 3

Diciembre 2013

EL LIBRO BLANCO Y LA REFORMA DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA EN EL
PERÚ

MANUEL HOLGUÍN ROJAS, JEAN UNDA VALVERDE.

LA ALTERNATIVA DEL BIODIESEL: CUANDO LA SOLUCIÓN PROVIENE DE LA
SUMA DE LAS PARTES

TOMAS LANARDONNE, ALEX MÁCULUS Y CONSTANZA BOURDIEU

EFICIENCIA ENERGÉTICA Y CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA: PERSPECTIVA
PARA UN DESARROLLO SOSTENIBLE

FREDY BAUTISTA GUEVARA

LA TRANSICIÓN A LA COMPETENCIA EN EL MERCADO ELÉCTRICO EN DI-
VERSOS PAÍSES DE IBEROAMÉRICA: ESTUDIO COMPARATIVO DE ESPAÑA,
PERÚ, VENEZUELA Y ECUADOR

FERNANDO BLANCO SILVA (ED.)

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
Abel M. Venero Carrasco
- Apoyo Editorial : David Vidal Panduro
Karen Flores Alva

Esta revista se terminó de imprimir en diciembre 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
Distribución Eléctrica	
El Libro Blanco y la reforma de la distribución eléctrica en el Perú	
Manuel Holguín Rojas y Jean Unda Valverde	11
Hidrocarburos	
La alternativa del Biodiesel: Cuando la solución proviene de la suma de las partes	
Tomas Lanardonne, Alex Máculus y Constanza Bourdieu	39
Política Energética	
Eficiencia energética y conservación de la energía: Perspectiva para un desarrollo sostenible	
Fredy Bautista Guevara	57
La transición a la competencia en el mercado eléctrico en diversos países de Iberoamérica: Estudio comparativo de España, Perú, Venezuela y Ecuador	
Fernando Blanco Silva, Abel Venero Carrasco, Nelson Ramiro Gutiérrez, Leodardo Chacín, Julio Salvador Jácome, Alfonso López Díaz y Sebastián Utrera Caro	87

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 tercer número de la *Revista Peruana de Energía* presenta una interesante revisión 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

DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

El Libro Blanco y la reforma de la distribución eléctrica en el Perú

Manuel Holguín Rojas¹
Jean Unda Valverde²

1. Introducción

Hace algunas semanas me dieron este sorprendente dato: *“el 50% de la población mundial, nunca ha realizado una llamada telefónica”*. No es que no dispongan de un teléfono celular o de teléfono fijo, sino que nunca han realizado una llamada telefónica; seguramente para quienes estén leyendo este artículo esto resulta extremadamente extraño, pues en nuestro entorno todos tenemos teléfonos “inteligentísimos”, y más de uno, y andamos todo el día conectados a ellos. Este comentario introductorio solo quiere llamar su atención sobre la realidad que se vive en el siglo XXI, y que seamos conscientes que el entorno en el que nos desenvolvemos no es la realidad de todo el planeta. Si el 50% de la población mundial nunca ha hecho una llamada telefónica, ¿cuánta gente aún no tiene acceso a la electricidad?, o poniéndolo en positivo ¿Qué porcentaje de la población mundial tiene acceso al servicio eléctrico? Según estimados del Banco Mundial, al año 2010, en promedio el 77,6% de la población mundial sí tiene acceso a la electricidad, pero en este promedio hay países que solo llegan al 8,5%, como es el caso de Uganda, o al 8,7% en Malawi, mientras que otros bordean o incluso alcanzan el ideal del 100%, como son los casos de Kuwait, Singapur, Emiratos Árabes Unidos, Chile, Costa Rica, entre otros; pero más allá de la exactitud del dato, lo relevante es evidenciar la existencia de una gran brecha aún por cubrir.

A nivel país, y dependiendo de la fuente a la que acudamos, el Perú alcanzó -al año 2012- un índice de cobertura eléctrica de entre 85% y 86%, lo que nos

1 Abogado por la Universidad Católica Santa María de Arequipa y Master en Derecho de la Energía por el Instituto Superior de la Energía - España. Gerente Corporativo Legal y de Regulación del Grupo Distriluz.

2 Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú y asistente legal de la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía”

coloca en el tramo inferior de los países de América Latina, y aún distantes del ansiado 99% o 100% que ya logran países como Costa Rica, Trinidad y Tobago, Chile, Venezuela, Uruguay, Brasil o Argentina. Si bien es cierto que al inicio de la reforma del sector eléctrico (años 1992 y 1993), el coeficiente de electrificación era del orden del 56% y el avance logrado es bastante relevante, la comparación actual con el resto de Latinoamérica nos plantea retos más difíciles de alcanzar, más costosos de afrontar, pero igualmente impostergables.

Hay algo que nos falta hacer y que otros países de la región sí han logrado; es momento de plantear una reforma de segunda generación en el régimen de la distribución eléctrica, lo que ayudará a dar el salto que permita brindar acceso a la electricidad a todo el país.

2. Reforma de segunda generación

La reforma del sector eléctrico que se inició en el año 1992 con la dación de la Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley 25844, ha dado resultados positivos que la mayoría de peruanos hoy gozamos: mayor cobertura, mayor seguridad y calidad del servicio, entre otros; pero como señalamos en la introducción del presente artículo, aún tenemos como principal reto que el 15% de la población que aún no tiene acceso al servicio eléctrico, lo tenga.

Dicho régimen legal ha tenido una reforma importante y fue la que se dio a través de la Ley 28832 – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica (del 23 de julio de 2006), y alcanzó a las actividades de generación y transmisión, pero no introdujo modificaciones al régimen de la distribución. Las razones que motivaron esa reforma son por todos conocidas y su proceso de elaboración también, razón por lo que evitaremos mayor comentario sobre el particular; sin embargo sí cabe destacar que, en su proceso de elaboración, se contó con la participación de todos los agentes involucrados: Ministerio de Energía y Minas, OSINERGMIN, COES, empresas públicas y privadas, etc.

Los cambios que introdujo esta Ley los podemos resumir en 3 grandes aspectos: (i) las subastas de energía, a través de las cuales se busca que el precio de la energía se obtenga de un mecanismo de mercado, limitando la participación del regulador en la fijación administrativa del precio; (ii) la planificación de la transmisión y su promoción a través de mecanismo de “competencia por el mercado”, con la suscripción de contratos *BOOT* que aseguran al inversionista

la recuperación de sus inversiones y el retorno de la infraestructura -al final del contrato- al Estado; y (iii) la reforma de COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), donde se otorga participación a generadores, transmisores, distribuidores y grandes usuarios libres; con un Directorio independiente; y se le encargan, entre otras, la función de elaborar el Plan de Transmisión.

También hay que señalar que en los últimos años se han planteado algunos dispositivos de carácter temporal que han modificado el régimen existente, por ejemplo el Ministerio de Energía y Minas ha lanzado subastas de energía a través de PROINVERSION, en un régimen paralelo al establecido por la Ley 28832; asimismo, se ha convocado la concesión de líneas de transmisión más allá del Plan de Transmisión; y se ha fijado un régimen de costos marginales idealizados, que distorsionan el régimen regular establecido. No es objeto de este artículo analizar la pertinencia o el éxito de estas medidas.

En todo caso, la reforma en generación y transmisión está siendo aplicada y viene dando resultados positivos, pues las inversiones en dichas actividades continúan en aumento, asegurando el suministro oportuno de la demanda de energía que viene requiriendo el país.

Entre tanto, la regulación de la distribución eléctrica no ha sido revisada ni actualizada, a pesar que las inversiones que se requieren para mantener los sistemas eléctricos, mejorarlos, expandirlos y acompañar el crecimiento de la demanda, son de significativa importancia. Creemos que nuestra actual regulación no viene generando las condiciones ni los incentivos que promuevan que dichas inversiones se produzcan. Las empresas de distribución y fundamentalmente las de propiedad estatal, son claves en esta expansión y, para lograrlo, requieren de un marco legal distinto que les permita afrontar las exigencias que el desarrollo de la frontera eléctrica nos presenta.

En vista de esta necesidad de reformar el marco regulatorio de la distribución eléctrica, el organismo regulador encargó al Consorcio conformado por la consultora argentina Mercados Energéticos Consultores y el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad de Comillas, la elaboración del “Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú”³

³ Ver: <http://www2.osinerg.gob.pe/Novedades/proyectoLibroBlanco2009.html> (11/10/2013).

(noviembre de 2009) – en adelante el Libro Blanco. Este trabajo constituye el punto de partida para el análisis y discusión de las propuestas de reforma que podrían incluirse en la regulación de la distribución eléctrica, a pesar que este trabajo estuvo pensado para que los cambios estuvieran vigentes en el proceso regulatorio de la fijación del VAD del periodo 2013 – 2017 (el que a la fecha ya está en su etapa final), han transcurrido 4 años desde su publicación y aún no se vislumbra mayor avance.

Más allá de que la integridad de las propuestas que plantea el Libro Blanco sean acogidas o constituyan las que el sistema efectivamente requiera, lo importante desde nuestro punto de vista es que la discusión sobre la necesidad de la reforma se mantenga en agenda y pueda avanzarse en el proceso de implementación de las modificaciones que resulten pertinentes.

En resumen, los principales cambios que propone el Libro Blanco son los siguientes:

- **Universalización del servicio eléctrico**, teniendo como meta alcanzar al 2020 el total de cobertura eléctrica.
- **Concesiones por áreas geográficas**, en lugar del sistema actual por bandas alrededor de la red eléctrica existente.
- Los **mayores costos** que signifique la expansión del servicio en las nuevas áreas de concesión deben ser reconocidos por el VAD.
- **Mejora de la gestión en las empresas públicas**, implantar gobierno corporativo y gestión más empresarial.
- **Utilizar a las empresas como unidad de eficiencia para la determinación del VAD**; en este sentido, los estudios tarifarios se deberán realizar a nivel de empresa en lugar de por sectores típicos extrapolados para todo el país.
- La **comprobación de la rentabilidad de las empresas se realice por separado** para cada una de ellas.
- Medidas para **incentivar las mejoras en la calidad de servicio** y penalizar su deterioro.

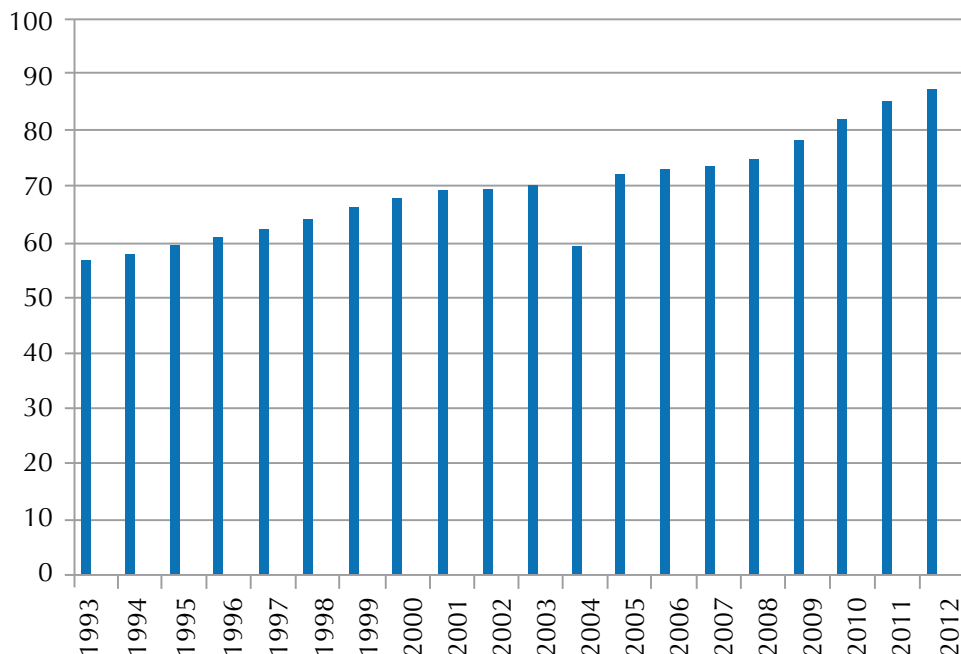
3. Análisis del actual marco regulatorio

Siguiendo la secuencia del Libro Blanco repasaremos el análisis hecho en este y nuestros aportes a lo allí planteado.

3.1. Acceso Universal

En el cuadro siguiente podremos apreciar el nivel de evolución del coeficiente de electrificación nacional, desde el inicio de la reforma hasta la actualidad.

Evolución del coeficiente de electrificación



*Fuente PNER 2012-2021

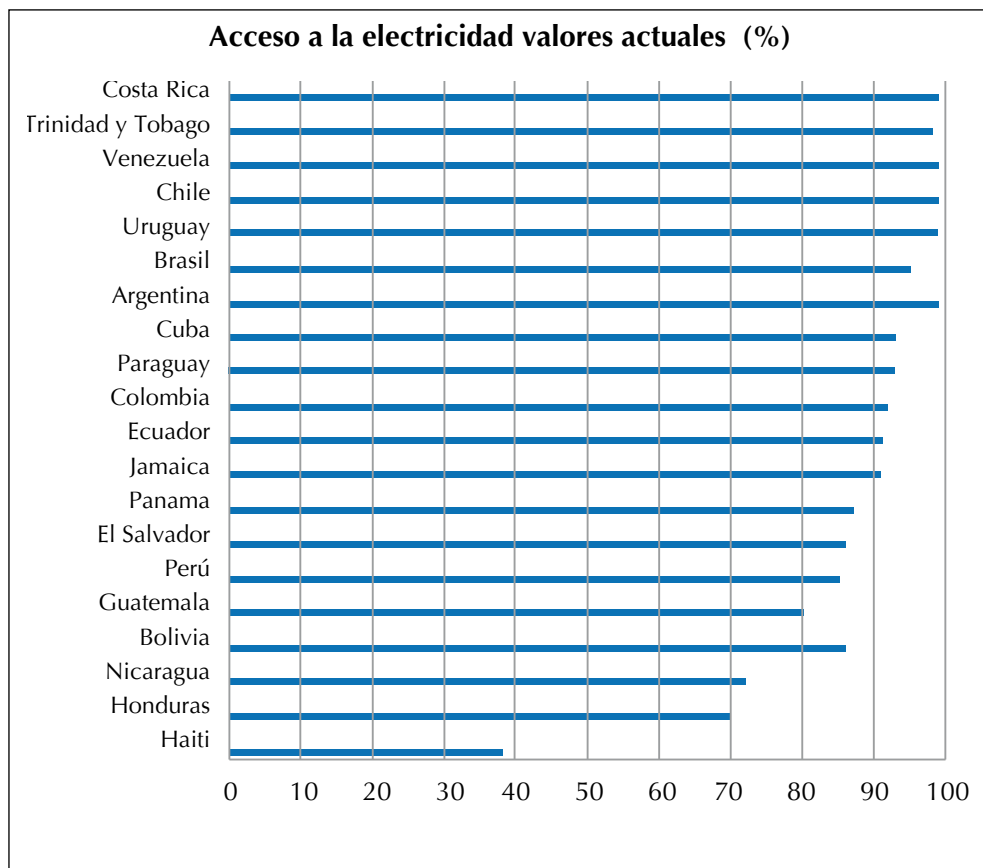
En los cuadros siguientes mostramos un comparativo entre los coeficientes de electrificación urbano y rural.

Año	Mes	Coefficiente Rural
2012	Diciembre	64,17 %
2011	Diciembre	59,07 %
2010	Diciembre	50,86 %
2009	Diciembre	43,82 %
2008	Diciembre	37,40 %
2007	Diciembre	29,51 %

Año	Mes	Coefficiente Urbano
2012	Diciembre	95,26%
2011	Diciembre	93,61%
2010	Diciembre	92,26%
2009	Diciembre	90,55%
2008	Diciembre	89,19 %
2007	Diciembre	89,08 %

*Fuente MINEM

En el cuadro siguiente se muestra el comparativo a nivel de Latinoamérica del coeficiente de electrificación.



De lo indicado se evidencia que luego de casi 20 años de aplicación de la reforma del sector eléctrico en el Perú, el avance en el nivel del coeficiente de electrificación es significativo, pues se ha pasado del 56,8% el año 1993 al 87,73% del año 2012; sin embargo, cuando se revisa el avance en lo que respecta a la electrificación rural, el avance se encuentra mucho más retrasado que el sector urbano, así los departamentos de Ucayali, San Martín, Madre de Dios y Loreto tienen coeficientes de electrificación rural que no exceden el 50%.

Asimismo, como se muestra en el gráfico, existe un atraso respecto del resto de países de la región, por lo que incrementar el coeficiente de electrificación es uno de los objetivos principales que debe atender cualquier reforma que se plantee en torno a la regulación de la distribución eléctrica.

La clave para la expansión está en las empresas de distribución eléctrica. Hay que señalar que en el Perú las empresas de distribución están asignadas en zonas de concesión que son definidas por bandas de 100 metros, medidas desde las instalaciones existentes. Es decir que las empresas de distribución tienen la obligación de prestar el servicio sobre dichas áreas determinadas. Este mecanismo, aplicado en el Perú, es consistente con la regulación internacional, pues acerca la realidad de la empresa de distribución a su capacidad real de proveer el servicio.

Resulta interesante dar una mirada a los esquemas que manejan otros países:

Argentina	Zonas de concesión y extensión de redes a cargo del concesionario y con reembolsos de los usuarios
Bolivia	Zonas de concesión
Brasil	Zonas de concesión, sin obligación de ampliar si no es rentable
Chile	Zona de concesión hasta los 100 metros de la línea eléctrica a quien lo solicite
Colombia	No hay zonas de concesión exclusivas pudiendo existir redes paralelas, y no hay obligación de ampliar si ello no es rentable
Ecuador	Zonas de concesión con obligación de ampliar en algunos casos
Guatemala	Zonas de concesión, que no pueden ser menores a 200 metros de las instalaciones.
Panamá	Zonas de concesión
Gran Bretaña	Áreas de servicio

El Libro Blanco plantea como propuesta al esquema vigente, el establecimiento de concesiones por áreas geográficas, lo que supondría responsabilizar a cada distribuidor de un área determinada, es decir se dividiría al país en áreas geográficas que se asignarían a cada distribuidor. Esta propuesta tiene como condición esencial la existencia de un sistema de reconocimiento de inversiones que permita viabilizar las mayores obligaciones que tendrían las empresas para desplegar infraestructura y proveer el servicio al 100% de la población.

Como habíamos señalado en párrafos anteriores, la electrificación rural, es el espacio con mayor retraso y donde debe apuntalarse el mayor crecimiento, por esto una de las soluciones planteadas desde el Estado para atender la necesaria

expansión de la electrificación rural, ha sido la expedición de la Ley 28749 -Ley General de Electrificación Rural- mediante la cual se viene ejecutando desde el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales y Locales una serie de programas de electrificación, que principalmente están pensados en la construcción de obras de infraestructura que permiten acercar el servicio eléctrico a zonas fuera de la actual frontera eléctrica, las mismas que en su mayoría se encuentran fuera de las zonas de concesión de las empresas de distribución.

Estas obras son posteriormente entregadas en propiedad a la empresa de distribución eléctrica en cuya zona de concesión se han realizado las obras o a la distribuidora más cercana., sin embargo desde el punto de vista de una empresa de distribución este esquema trae consigo el tener que asumir una infraestructura que si bien incrementa su activo fijo y su patrimonio, también produce el tener que asumir gastos asociados a su mantenimiento, los mismos que no resultan rentables porque no son suficientemente cubiertos por la demanda; pero aún más importante es tener en consideración que esta infraestructura adicional hace perder valor a las empresas, pues al subir el activo y no subir las utilidades la rentabilidad medida a través del índice ROA (*Return On Assets*) se ve disminuida.

En consecuencia, el tener que asumir los costos de operación y mantenimiento, y en muchos casos también los costos de las reparaciones necesarias para adecuar dichas redes a los requerimientos de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos Rurales (RD N° 016-2008-EM/DGE), que exige niveles de calidad que no siempre son posibles de cumplir con la infraestructura existente, y del otro lado considerando que el consumo de los usuarios rurales es muy reducido, de manera que los costos de atender el servicio no son suficientemente remunerados por la demanda, tenemos que urge un cambio normativo que permita atender la necesaria expansión de la electrificación rural, sin afectar el reconocimiento de costos y la rentabilidad que deben obtener las empresas de distribución. Un esquema de sinceramiento del subsidio necesario para el desarrollo de la expansión de la electrificación rural podría ser la respuesta a esta problemática.

En ese sentido, el Libro Blanco plantea que *“(...) para el éxito de los planes de electrificación rural es imprescindible que las nuevas instalaciones desarrolladas se lleven a cabo contando con la participación activa de las empresas distribuidoras dentro de las correspondientes zonas de concesión”*.

Consideramos que la participación más activa de las empresas de distribución que recomienda el Libro Blanco no debe ser únicamente entregarles la responsabilidad de brindar el servicio de manera universal, sino asegurar que cualquiera que sea el esquema que finalmente se instaure, los reales costos de atender dicha expansión eléctrica deban ser efectivamente remunerados.

Asimismo, el Libro Blanco propone desarrollar un esquema de incentivos para que las distribuidoras adopten un papel preponderante en la ampliación de la frontera eléctrica; sin embargo, lo que se señala es extender el ámbito de las zonas de concesión para aumentar las obligaciones de las empresas distribuidoras y condiciona esto a que dichas nuevas obligaciones sean suficientemente compensadas en su retribución. En nuestra opinión, si es que no se garantiza suficientemente un esquema de remuneración que reconozca los costos que efectivamente se utilicen en atender dicha expansión, es muy probable que se repitan situaciones que ya han ocurrido anteriormente, es decir que el organismo regulador fije tarifas que no cubran adecuadamente los costos de las empresas y por tanto se afecte no solo la prestación o expansión del servicio, sino también la rentabilidad de las empresas.

Finalmente, se recomienda que los planes de electrificación rural que se implementen consideren programas de incentivos al consumo y la realización de proyectos productivos; y que sean las propias empresas de distribución las que operen las nuevas redes que se construyan.

3.2. Remuneración de la distribución

En lo que concierne a la remuneración de la distribución, el Libro Blanco revisa 3 grandes aspectos. En primer término se ocupa de analizar la gestión de las empresas públicas; luego revisa algunos conceptos utilizados para el cálculo del VAD; y, finalmente, se ocupa de la remuneración de las inversiones en subtransmisión.

3.2.1 Gestión de las empresas públicas

Las empresas de propiedad estatal representan la mayoría de las empresas de distribución eléctrica del país, esta fue la actividad eléctrica en la que más se sintió el impacto del proceso trunco de privatización de las empresas estatales. Es así que más allá de los departamentos de Lima e Ica, la distribución eléctrica del resto del país se encuentra -en líneas generales- en manos de empresas

estatales (hay algunas distribuidoras menores que operan en algunas zonas muy puntuales).

Empresas de distribución eléctrica

Nombre de la Empresa	Área Geográfica (km ²)	Tipo de Área	Propiedad	Nº de Clientes	Energía Suministrada [MWh]
Edelnor	2,441	1/2/3/5	Privada	986,381	4,784,495
Luz del Sur	3,001	1	Privada	781,543	4,992,948
Hidrandina	897	2/3/4/5	Pública	469,967	1,030,827
Electrocentro	6,349	2/3/4/5	Pública	433,576	595,833
Electronoroeste	577	2/3/4/5	Pública	279,266	659,973
Electro Sur Este	6,111	2/3/5	Pública	266,509	329,682
SEAL	n/a	2/3/4/5	Pública	264,815	618,897
Electronorte	140	2/3/4/5	Pública	247,389	447,432
Electro Oriente	420,105	2/3/4/5	Pública	150,688	297,440
Electro Puno	n/a	2/3/4/5	Pública	137,552	175,868
Electro Sur Medio	n/a	2/3/4/5	Pública	130,701	514,897
Electrosur	n/a	2/5	Pública	108,562	227,813
Electro Ucayali	102,411	2/3/4	Pública	48,016	154,643
Edecañete	900	2/4	Privada	27,484	84,207
Electro Tocache	n/a	3	Pública	9,683	10,542
Emsemsa	n/a	3	Pública	6,731	7,061
Emseusa	n/a	4	Pública	6,212	7,066
Sersa	185	3	Privada	4,601	4,527
Coelvisa	n/a	3 Especial	Privada	1,255	80,491
Electro Pangoa	n/a	2	Privada	1,224	1,311

*Referencia Tipo de área (sector típico): 1= Urbano de alta densidad, 2= Urbano de media densidad, 3= Urbano de baja densidad, 4= Urbano rural y 5= Rural.

Este proceso trunco de privatización, que por lo visto no va a ser revertido, por lo menos en el mediano plazo, ha llevado a que las empresas estatales operen con unas reglas diseñadas para el sector público y no para la actividad empresarial, por lo que se ven sujetas a una serie de limitaciones similares a las exigencias que han sido pensadas para el funcionamiento de ministerios y entidades netamente públicas y no acordes a una actividad tan dinámica como la empresarial. En la administración pública (que no es lo mismo que actividad empresarial del Estado) se actúa conforme a lo que la norma legal

expresamente dispone; por el contrario la actividad privada está limitada por lo que la ley expresamente le prohíbe; como puede verse son dos formas opuestas de enfrentar el desarrollo de sus actividades.

A las empresas estatales se les exige niveles de eficiencia que no pueden conseguir en tanto tengan reglas que no están diseñadas para su adecuado funcionamiento; es así que las empresas del Estado están sujetas a normas de endeudamiento del sector público, por lo que no pueden acceder a créditos mayores a 1 año, si no cuentan con autorización del Ministerio de Economía y Finanzas, tendrían por tanto que hacer una larga cola con programas ministeriales, programas sociales, etc., para acceder al financiamiento de cualquier crédito de mediano o largo plazo. Asimismo, tienen que realizar sus contrataciones en base a un procedimiento administrativo diseñado para la contratación estatal, es decir que luego de seguir un riguroso proceso de licitación, cualquiera de los postores no beneficiado con la buena pro, puede recurrir ante el OSCE (Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado) e impugnar el otorgamiento de la buena pro, y con ello paralizar la contratación hasta que esto se resuelva, esto cuando la empresa necesita atender alguna inversión inmediata simplemente bloquea el desarrollo eficiente de su actividad. Adicionalmente, las empresas de distribución del Estado deben someter sus proyectos de inversión a la evaluación previa del Sistema Nacional de Inversión Pública – SNIP, es decir que todas sus inversiones deben contar con la aprobación de funcionarios ajenos a la empresa ¿Cuánto tiempo representa obtener esta autorización previa? Podríamos seguir esta larga lista de restricciones que impiden una gestión más eficiente, no negamos que deban existir reglas que permitan tener el control adecuado en las actividades que realicen las empresas de capital estatal, pero someterlas al régimen público es someterlas a una carrera de obstáculos que no les permiten gestionarse como empresas; hay ejemplos exitosos de regulación de actividad empresarial del Estado en países cercanos que pueden servir de referencia para regular sin obstruir el desenvolvimiento de las empresas del Estado.

La injerencia política en el manejo de estas empresas es otro aspecto que menciona el Libro Blanco como una limitante y que les impide realizar una gestión independiente.

El Libro Blanco comenta los bajos niveles de endeudamiento de las empresas de distribución eléctrica estatales, que son entendibles con las reglas que se les exige para endeudarse, y también comenta la baja rentabilidad que

obtienen respecto de las empresas privadas, las razones son las dichas en párrafos anteriores. Asimismo, recomienda de manera categórica que se realicen las modificaciones estructurales y legales que permitan que las empresas estatales operen en igualdad de condiciones que las empresas de propiedad privada. Valioso aporte, que solo requiere se diseñen esquemas que gestión empresarial.

3.2.2 Aspectos operativos del cálculo del VAD

El Libro Blanco analiza algunos de los aspectos considerados en la fijación del Valor Agregado de la Distribución (VAD), que como ya señalamos son modificaciones que se plantearon para tenerse en consideración en el proceso de fijación tarifaria del VAD para el periodo 2013- 2017; no obstante, a la fecha, el referido proceso se encuentra en su etapa final, habiéndose ya publicado la nueva tarifa del VAD y los nuevos cargos fijos para el indicado periodo. No obstante ello, el análisis contenido en el Libro Blanco es igualmente válido y como ya indicamos, consideramos que la reforma del régimen de la distribución continúa siendo necesaria, si no urgente.

a) Utilización de sectores típicos como unidad de eficiencia

Debe tenerse en consideración que en nuestro país la remuneración de la distribución se realiza respecto de los costos de inversión y de explotación vinculados a sectores típicos pre-definidos. Respecto de los primeros, se calcula la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de la empresa eficiente o adaptada, y en cuanto a los costos de explotación se considera también una empresa eficiente diseñada para cada sector típico.

De acuerdo a la última clasificación aprobada el año 2012, en el Perú existen 7 sectores típicos:

- Sector Típico 1: Urbano de alta densidad (solo en Lima).
- Sector Típico 2: Urbano de media densidad.
- Sector Típico 3: Urbano de baja densidad.
- Sector Típico 4: Urbano rural.
- Sector Típico 5: Rural de media densidad.
- Sector Típico 6: Rural de baja densidad.
- Sector Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER): SER calificados según la Ley General de Electrificación Rural (LGER).

– Sector de Distribución Típico Especial: Coelvisac (Villacurí).

Una vez definidos los sectores típicos, se establece el sistema eléctrico representante de cada uno de ellos. Para ello, se selecciona el sistema que constituye la media del valor de los demás y luego se realiza un estudio detallado de costos de ese representante, que servirá para todos los demás que pertenecen a ese sector.

El cálculo de costos de la empresa eficiente se realiza a partir de un estudio de planificación que no considera instalaciones existentes, sino únicamente características geográficas y consumos existentes. El VNR se basa en estándares de tecnologías e instalaciones. Una vez calculados los costos de la empresa eficiente, se determina el VAD de cada sector típico.

El Libro Blanco señala que la utilización de sectores típicos para calcular el VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) aplicando la empresa modelo, solo se utiliza en el Perú. Y en Chile, donde esta metodología se utilizó hasta el año 2000, ahora ha sido sustituida por el concepto “área típica”, donde cada empresa está calificada como perteneciente a un área típica específica; es decir que cada empresa es analizada por separado.

Al parecer habría consenso en torno a que el modelo de sector típico resulta ser demasiado simplificado para regular en base a ello lo que ocurre en la realidad de cada empresa, existe una multiplicidad de diferencias a nivel geográfico, topográfico y climático que distinguen las instalaciones de unas empresas respecto de las de otras; por ello al extrapolar el estudio de costos de VAD hecho por sector típico para una empresa determinada, no va a representar la realidad de las condiciones de las instalaciones de dicho sector típico en otra empresa.

Por lo dicho, el cambio iría en el sentido de efectuar los procesos regulatorios y los estudios de VAD por cada empresa, así se permitiría que estos reflejen la realidad de cada una de ellas y por tanto los resultados del proceso regulatorio serían más ajustados a lo que efectivamente va a remunerar.

No obstante ello, el Libro Blanco no propone eliminar el concepto de Sector Típico, si no que señala que este podría seguir siendo utilizado para

la estandarización de tecnologías y de costos unitarios, así como para los estándares de calidad de servicio.

b) Comprobación de la rentabilidad de las empresas

La Ley de Concesiones Eléctricas dispone que antes de fijar el VAD, se debe comprobar que la rentabilidad de las empresas esté entre 8% y 16% (+/- 4% respecto de la Tasa de Actualización de 12% fijada en la referida Ley); esta rentabilidad se calcula utilizando el VNR existente de la empresa (que no es el valor real de la empresa, sino el de la empresa eficiente).

Esta comprobación de rentabilidad se realiza para conjuntos de concesionarias y no por cada empresa, y basta que una de ellas supere o esté por debajo de los porcentajes establecidos para que se ajuste el VAD de todas las empresas del grupo.

La propuesta del Libro Blanco señala que el ajuste debe realizarse por cada empresa, es decir que solo aquellas que salgan del margen de +/- 4% en torno a la tasa de retorno de referencia que marca la ley, deberán ser ajustadas. Así, las que superen el límite superior de rentabilidad se ajustarán a dicho límite, traspasando parte de las ganancias obtenidas a los consumidores finales; mientras que a aquellas que no alcancen el límite inferior se les incrementará la tarifa para alcanzarlo, sujeto a unos objetivos de inversión y de reducción de costos operativos impuestos y supervisados por el regulador.

c) Calidad del servicio

Actualmente, la regulación utilizada para garantizar la calidad del servicio es la penalización a las empresas por el incumplimiento de los índices individuales mínimos y por el incumplimiento a los indicadores SAIDI (que mide la duración de las interrupciones) y SAIFI (que mide la frecuencia de las interrupciones).

La propuesta de Libro Blanco señala que en vista que la aplicación de este mecanismo de penalidades no ha significado un incremento importante en la calidad del servicio, correspondería migrar a un esquema de incentivos positivos, referidos directamente a la remuneración de las empresas por

las mejoras en la calidad de servicio que se obtengan; en otras palabras que todo aumento de calidad implique un beneficio económico.

d) Utilización de la misma regulación para todas las distribuidoras

Un tema que resalta en el Libro Blanco es que la regulación vigente se aplica por igual a todas las empresas distribuidoras, sin considerar que existen diferencias bastante marcadas entre unas y otras, señala particularmente el tamaño y el origen de su propiedad (pública o privada); nosotros añadimos temas como densidad poblacional, geografía diversa, tipo de consumidores, etc.

Se menciona que es habitual que las regulaciones establezcan regímenes diferenciados tanto para las grandes como para las pequeñas distribuidoras, las que no pueden obtener los beneficios de las economías de escala; no obstante en el Perú no existe este régimen diferenciado.

Al respecto, la propuesta del Libro Blanco consiste en agrupar a las empresas pequeñas o que estas se integren a empresas más grandes para que puedan aprovechar las economías de escala en sus inversiones y así mejorar su eficiencia. Asimismo, se propone que los cálculos del VAD se realicen de forma independiente por empresa y para el caso de las distribuidoras de menos de 100 000 clientes, se les agrupe en un único estudio de costos que las considere a todas ellas.

e) Utilización del VNR para remunerar las inversiones

El Libro Blanco considera que la utilización del esquema de remuneración de la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR), a pesar de no ser perfecto, ha demostrado un nivel de funcionamiento adecuado, por lo que vale la pena continuar con este.

Mudarse al esquema de remuneración de los activos contables, que es el otro modelo que se utiliza en la regulación comparada, no representaría un mayor beneficio respecto del actual régimen, por lo que no recomienda su variación.

f) Utilización de un esquema de precios máximos (*Price Cap*)

Del mismo modo, el esquema de precio tope o “*pricicap*”, que es el que se utiliza en el país, tiene como alternativa el esquema de ingresos máximos o “*revenuecap*”; en el primero de ellos la regulación es a través de la limitación de los precios a remunerar a la empresa, por lo que esta buscará maximizar sus ventas y beneficiarse de las eficiencias que logre en sus propios procesos; mientras que en el segundo son los ingresos de la empresa los que se limitan, lo cual incentiva la reducción de costos y el incremento de la rentabilidad. Con ventajas y desventajas, ambos esquemas se aplican en la regulación comparada; no obstante del análisis efectuado, se considera que el esquema que se viene utilizando otorga predictibilidad y se han obtenido buenos resultados.

g) Tasa de retorno

La tasa de retorno se encuentra fijada en la Ley de Concesiones Eléctricas y es del 12%, el Libro Blanco señala que a pesar de existir otras metodologías para calcular la rentabilidad que podrían dar resultados más precisos, como es el *WACC* (*Weighted Average Cost of Capital*) o *CMPC* (Costo Medio Ponderado de Capital), esto también podría generar incertidumbres que resultarían innecesarias frente a la estabilidad que proporciona el actual esquema.

h) Subsidios

El análisis realizado en el Libro Blanco sobre este punto consistió en evaluar la fijación de una tarifa única nacional que genere un subsidio cruzado entre todas las zonas de distribución, no obstante concluyó que este esquema podría generar la disminución de las tarifas de los usuarios de las zonas más desarrolladas, lo que llevaría a un contrasentido.

i) Opciones tarifarias

En este punto se recomienda realizar una revisión de todas las opciones tarifarias existentes (a la fecha hay opciones que casi ni se utilizan), con el fin de elaborar un esquema de facturación más sencillo.

Queremos cerrar este capítulo con un comparativo entre los métodos de regulación utilizados en diversos países, de donde se puede apreciar que hay sistemas mixtos o que se opta indistintamente por alguno de ellos.

País	Reconocimiento de activos		Remuneración del costo de capital	
	Empresa eficiente	Contabilidad regulatoria (inventario de instalaciones)	Tasa de retorno + Deprec.	Anualidad del VNR
Argentina	Sí, en algunas provincias	Sí, en algunas provincias	Sí, en algunas provincias	Sí, en algunas provincias
Bolivia	Para BT y MT: proyecciones econométricas con variables explicativas y costes medios internacionales	Para AT	Sí	
Brasil		Sí, a partir de 2007 utilizando costos medios del sector	Sí	
Chile	Sí, utilizando sectores típicos			Sí
Colombia		Sí		Sí
El Salvador	Sí			
Ecuador	Antes de julio de 2008, utilizando coste por unidad de potencia	Sí	Sí	Sí
Guatemala	Sí, utilizando un VNR medio del período, calculado teniendo en cuenta las inversiones necesarias			Sí
Panamá		Sí, utilizando comparación internacional para costes de inversión unitarios		
España	Utilización de un Modelo de Red de Referencia para cada empresa	Sí, para MT y AT se compara con el costo proporcionado por el Modelo de Red de Referencia	Sí	
Gran Bretaña		Sí	Sí	

3.3. Instalaciones de subtransmisión

Sobre las instalaciones de subtransmisión, es decir aquellas que tiene un voltaje alrededor de los 30 kV, y que vinculan el Sistema Principal de Transmisión a las redes del distribuidor o del usuario final, el Libro Blanco critica el hecho que estas se regulen de una forma distinta al del resto de activos de la distribuidora, recordemos que la subtransmisión se remunera a través del reconocimiento costos incurridos, mientras que la distribución se remunera a través de regulación por incentivos. Este doble esquema puede generar incentivos inadecuados, que podrían llevar a la distribuidora a priorizar inversiones en transmisión y relegar las inversiones en distribución.

4. Propuesta de reforma del Libro Blanco

4.1. Concesiones utilizando áreas geográficas

El Libro Blanco propone cambiar del esquema de zona de concesión por banda al de zona de concesión por área geográfica; en ese sentido, las empresas distribuidoras estarían a cargo de la ampliación de la frontera eléctrica en todo el país.

Como contrapartida necesaria para esta modificación estructural del sistema, la propuesta de Libro Blanco señala que deberá seguirse un esquema de retribución que haga posible las expansiones de la frontera eléctrica, y deberá seguirse con el mecanismo de compensación del Fondo Social de Compensación Eléctrica (FOSE).

4.2. Remuneración de la distribución

4.2.1 Gobierno corporativo de las empresas públicas

La propuesta de Libro Blanco apunta a cambiar el esquema de las empresas públicas y permitir que sus decisiones estén siempre orientadas a incrementar la eficiencia, y permitir que las decisiones sean tomadas de manera independiente, tratando de asimilar el comportamiento de las empresas del sector privado.

En ese sentido, propone la creación de corporaciones que agrupen a las empresas de distribución, con autonomía para tomar decisiones empresariales, altos niveles de profesionalismo, acceso a financiamiento, etc.

4.2.2 Aspectos operativos del cálculo del VAD

a) Utilización de empresas como unidad de eficiencia

El Libro Blanco propone utilizar a cada empresa como unidad de eficiencia para el cálculo del VAD, en lugar de los sectores típicos; sin embargo, el concepto de sectores típicos se mantendría a efectos de definir las instalaciones tipo, costos estándares, costos unitarios de operación y mantenimiento, y estándares de calidad.

En ese sentido, los estudios de costos se realizarían por empresa, de manera que se pueda acercar la regulación a la realidad geográfica y a las necesidades de cada empresa.

b) Comprobación de la rentabilidad de las empresas

La propuesta de modificación consiste en analizar la rentabilidad por cada empresa distribuidora, de modo que la situación particular de alguna empresa no termine afectando la rentabilidad de las demás. En ese sentido, los posibles ajustes a la rentabilidad de cada empresa estarán relacionados a cada una en particular.

c) Actualización de la remuneración de acuerdo a la evolución de los indicadores de calidad de servicio

La propuesta del Libro Blanco consiste en la remuneración por incentivos a los incrementos de calidad del servicio obtenidos en el año anterior. Estos incentivos estarían divididos en dos: calidad del servicio técnico y calidad de atención comercial, se medirían a través de índices establecidos por el regulador (SAIDI, SAIFI, etc.).

4.3 Regulación de instalaciones de subtransmisión con funciones de distribución

La propuesta de Libro Blanco consiste en aplicar un tratamiento igualitario entre las instalaciones de distribución y las instalaciones de transmisión secundaria (subtransmisión), de manera que no exista un doble esquema de regulación sobre una misma empresa, lo que implica ineficiencias en la toma de decisiones de inversión que afectan consecuentemente el desarrollo óptimo de la red de media y baja tensión.

5. La tercera revolución industrial

El análisis hecho por el Libro Blanco revisa la situación local, la problemática de la distribución en el país y plantea soluciones en ese contexto, por ello es valioso y creemos se debe continuar con la discusión sobre la necesidad de reforma de la regulación de la distribución eléctrica en el Perú; pero también creemos conveniente salir por un momento del contexto local y ver hacia dónde va el sector eléctrico a nivel mundial, ¿Cuál es el futuro del sector eléctrico? ¿Hacia dónde está enfocado su desarrollo? ¿Vamos a tener una revolución similar a la ocurrida en las telecomunicaciones? Todos los que estamos leyendo estas líneas somos testigos de la revolución de las telecomunicaciones: hoy estamos todo el tiempo “conectados”, la internet, las tecnologías inalámbricas, las *laptops*, las *tablets*, los teléfonos inteligentes, las redes sociales, han permitido que nuestra forma de relacionarnos cambie radicalmente. Hasta hace unos años los canales de comunicación eran unidireccionales; la prensa escrita, la radio o la televisión informaban y los usuarios éramos solo receptores, hoy eso cambió; ahora todos podemos generar noticia, podemos difundir información, podemos discutir opiniones, podemos generar “virales”.

Asimismo, el acceso a internet ha permitido una capacidad de difusión de información impensable hace unos pocos años, el acceso al conocimiento se ha “distribuido” de una forma gigantesca, ¿Quién no ha recurrido a *Google* en la búsqueda de cualquier tipo de información?, ¿no nos resulta absolutamente habitual hacerlo? *Google* solo tiene 15 años.

Finalmente, la concepción es la que cambió, hemos pasado de un sistema centralizado a uno distribuido. ¿Podrá ocurrir lo mismo con la electricidad?, ¿el camino nos llevará a dar el salto de un sistema de provisión de energía centralizado a un sistema distribuido?, ¿los usuarios pasarán a tener un papel más activo y podrán “colgar” su energía a la red y “descargar” la que necesiten?

Eso es lo que Jeremy Rifkin denomina la tercera revolución industrial, y en su artículo *“Liderando la Tercera Revolución Industrial: La Nueva Agenda Energética de la Unión Europea para el Siglo XXI”*, señala que las grandes revoluciones económicas se produjeron de la convergencia de la aparición de un nuevo régimen energético con un nuevo régimen de comunicaciones (la tecnología del vapor generado con carbón y la imprenta, dieron lugar a la primera revolución industrial; la primera generación de medios de telecomunicación eléctricos –el telégrafo, el teléfono, la radio, el televisor,

etc.- con la introducción del petróleo y la aparición del motor de combustión, desencadenaron la segunda revolución industrial); plantea que hoy nos encontramos en los albores de la tercera revolución industrial, pues ya se ha producido el gran cambio en las comunicaciones y ahora va a desencadenarse el gran cambio energético. Señala que dicha revolución industrial descansa en 3 pilares fundamentales: las energías renovables, la tecnología de almacenamiento y las redes eléctricas inteligentes.

– Las energías renovables

El primer pilar descansa en el desarrollo de las energías renovables (biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz e hidráulica), donde la mayoría de países han dictado dispositivos que incentivan su desarrollo, lo que ha generado un importante avance en las tecnologías necesarias para su explotación y un abaratamiento de sus costos.

De ellas, la energía hidráulica (hablamos de mini hidráulicas) es la de mayor madurez tecnológica y la más económica, siendo la única que puede competir a nivel de precios con las energías convencionales.

Los incentivos otorgados por las diversas regulaciones han permitido que tecnologías como la eólica se desarrolle de manera importante y se reduzcan sus costos a niveles bastante aceptables, pero aún no se encuentran a nivel de competir con las tecnologías convencionales sin contar con una regulación especial que la favorezca.

Las otras tecnologías aún se encuentran en proceso de desarrollo y solo es posible que continúen este, si se mantienen bajo un régimen de incentivos.

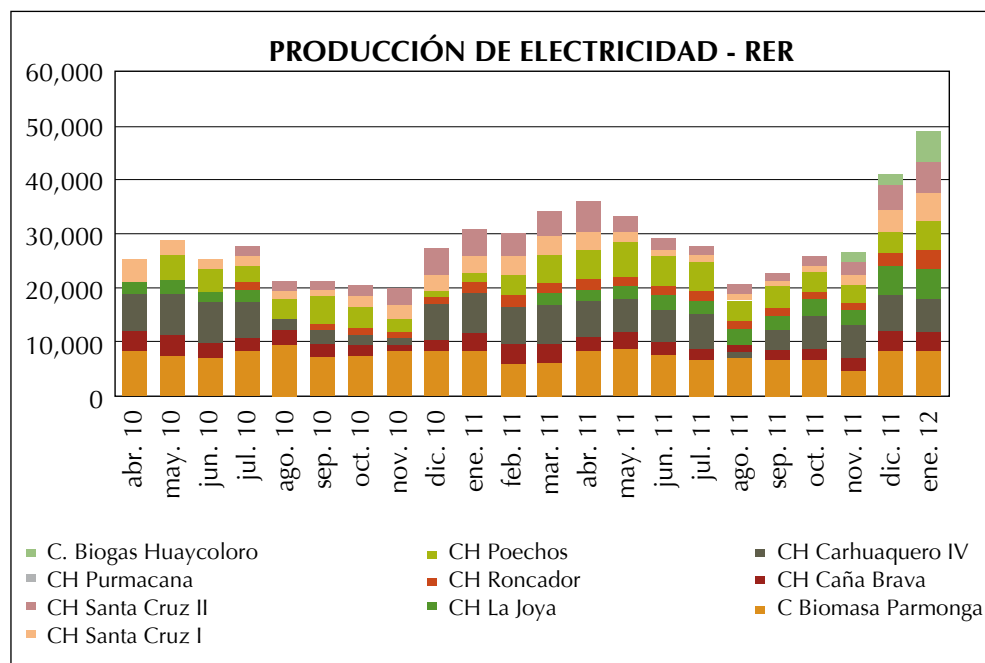
La Unión Europea se ha puesto a la cabeza del desarrollo de estas energías, pues ha establecido que para el año 2020, el 20% del total de la energía generada en la Unión Europea sea de fuentes renovables; complementando esta ambiciosa meta, con el compromiso de reducir el 20% los gases efecto invernadero que produce y aumentar el 20% en su eficiencia energética.

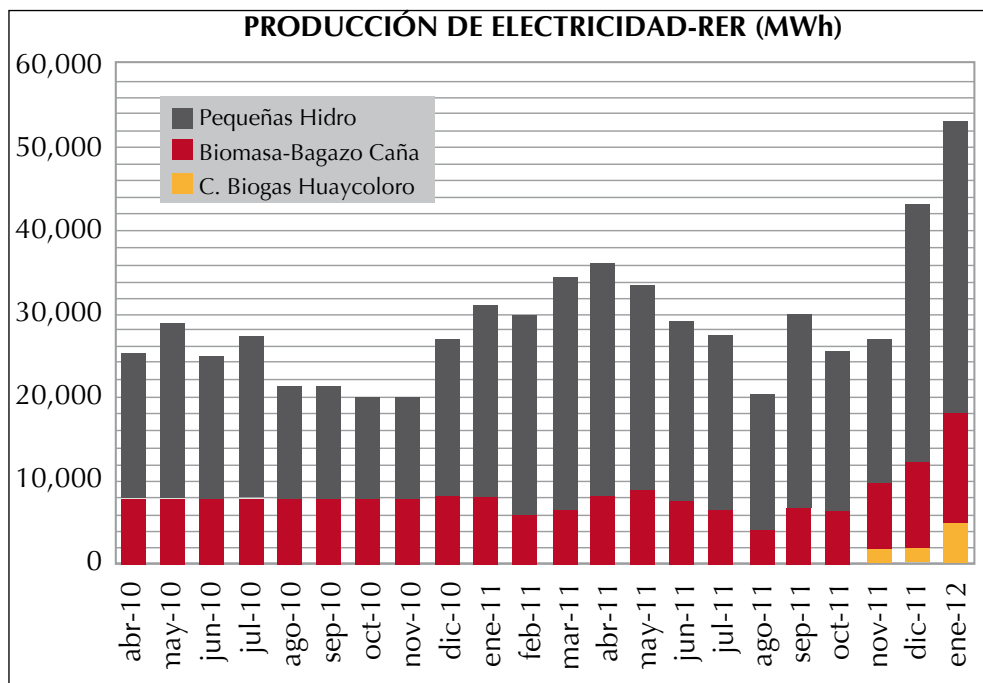
En lo que respecta al Perú, el régimen de promoción de las energías renovables se encuentra regulado por el Decreto Legislativo 1002 – Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, dictado en mayo de 2008; y a través del cual se fijaron una

serie de incentivos a este tipo de tecnologías y se encomendó al Ministerio de Energía y Minas determinar cada 5 años el porcentaje objetivo de consumo de electricidad a nivel nacional producido con energías renovables. Señalamos que dicha norma también estableció que para los primeros 5 años de vigencia de la ley, el consumo nacional de electricidad generada a partir de energías renovables debía ser el 5%, sin considerar en ese cómputo a las centrales hidroeléctricas.

En el marco de dicha norma, a la fecha, se han realizado 2 subastas y actualmente se encuentra en trámite una tercera. En la primera subasta se logró adjudicar 430 MW, de los cuales 204 MW se encuentran ya operando (19 proyectos) y 221 MW aún se encuentran en construcción (7 proyectos), esperando que se culminen entre el 2014 y el 2016. Las fuentes de energía renovable que están en operación son las que corresponden a generación hidráulica, biogás y biomasa. En la segunda subasta se adjudicaron 210 MW (10 proyectos), los cuales aún no han sido ejecutados.

A continuación unos cuadros con la producción actual de las RER entre el 2010 y 2012.





Como podemos apreciar, en mayor o menor medida, las energías renovables se encuentran en pleno proceso de desarrollo, el mismo que viene siendo incentivado por la regulación de la mayoría de países; por lo que es previsible esperar que su evolución continúe sostenida en el tiempo, quizá a un paso más lento -producto de la crisis mundial- pero continuará en el mismo sentido; y podremos tener -en un mediano plazo- una participación mayor de este tipo de energías en la conformación de la matriz energética, con la contrapartida de ver reducida la dependencia de los combustibles fósiles.

– Tecnología de almacenamiento

El segundo gran pilar está enfocado en el desarrollo de tecnologías que permitan el almacenamiento de energía, y que este se realice en las escalas adecuadas y a costos razonables.

“La energía no se almacena, por lo tanto lo que se genera se debe consumir de inmediato”, esta fue una de las primeras frases que escuché cuando empecé a estudiar el sector eléctrico; luego ya me explicaron que ello en realidad significa que no es almacenable a gran escala o que los costos que ello

representarían, lo hacen económicamente inviable. Así entendí que la energía sí puede ser almacenada, que las baterías son el ejemplo más cotidiano de ello, que nos sirven para que funcionen nuestras linternas, para la radio, para el sistema eléctrico de los autos, y un poco más; pero que no puedo encontrar en el mercado, una batería que me sirva para hacer funcionar una fábrica o alumbrar a una ciudad. Pero la tecnología avanza y hoy ya es posible almacenar energía a escalas mayores, sigue siendo costoso, pero su progresivo desarrollo y abaratamiento, contribuirán a su expansión.

Una de las críticas más frecuentes a las energías renovables es que estas no son muy fiables: no existe luz solar las 24 horas del día, el viento no sopla ininterrumpidamente, las olas no siempre tienen la intensidad requerida, etc.; por ello el desarrollo de estas tienen un “socio estratégico” y este es la tecnología de almacenamiento de energía.

El hidrógeno que constituye un medio para almacenar y transportar energía, y no una fuente de generación de ésta como comúnmente se cree, constituye el “vehículo” que -con tecnología actual- permitirá el almacenamiento de energía a escalas adecuadas y servirá de complemento para optimizar la producción de energía con fuentes renovables.

Como plantea Jeremy Rifkin, en los momentos en los que la producción de energía renovable sea abundante, esta se puede utilizar para extraer hidrógeno del agua y así almacenarla para su uso posterior, lo que representaría tener un suministro ininterrumpido de energía. Este es en resumen la sinergia que se produce entre la energía renovable y la tecnología de almacenamiento.

En el Perú aún no tenemos desarrollo de este tipo de tecnología, seguramente cuando esta alcance una mayor expansión a nivel mundial y sus costos se reduzcan, podrá empezar a utilizarse en el país.

– Red Eléctrica Inteligente

De acuerdo a lo señalado por Jeremy Rifkin, el tercer pilar de la revolución industrial son las redes inteligentes o “*Smart Grid*”, cuya finalidad radica en integrar a los agentes del sector eléctrico mediante el uso de tecnología digital avanzada, para el control y comunicación del suministro de energía. El uso de esta tecnología permitirá aumentar el nivel de fiabilidad en el suministro de energía eléctrica, facilitará a los clientes instrumentos que les permitan

optimizar su propio consumo eléctrico y mejorará la eficacia en la distribución de los flujos de energía.

Estas redes inteligentes están provistas de un software que permite conocer la cantidad de energía que la red está utilizando en cualquier momento, y con ello permite a los productores vender mejor su energía, así como también a los usuarios conocer mejor la energía que demandan todos los aparatos eléctricos (comunicación bidireccional); esta tecnología permitirá, por ejemplo, que cada consumidor decida en cada momento si carga al sistema la energía que está produciendo en su propio sistema fotovoltaico o, por el contrario, la compra del sistema porque este la ofrece más barata en determinado momento del día; podría inclusive conectar todos los electrodomésticos y encargar a un software decidir en qué momento se desconecta o reduce la potencia del aire acondicionado de la casa, porque el sistema está demandando demasiada energía. Esto nos puede sonar a ciencia ficción, el tiempo determinará si eso se hará realidad en el mediano o largo plazo, o quizá quedará solo como la idea de un futuro que no se llegue concretar.

Rifkin señala que una red interconectada inteligente está compuesta por tres elementos fundamentales:

- Las mini-redes que permiten a los consumidores, grandes o pequeños, generar localmente energía renovable y utilizarla para cubrir sus necesidades energéticas cuando no estén conectados al sistema.
- La tecnología de medición inteligente, que permitirá a los productores locales comprar y vender energía al sistema, en un flujo bidireccional.
- Incorporar sensores a lo largo de la red, conectando todos los aparatos eléctricos, lo que permitirá optimizar su uso.

Intentando acercar el futuro, en la Unión Europea las redes eléctricas inteligentes forman parte de su Plan Energético y se vienen estructurando políticas y ensayos para que se convierta en una realidad práctica, y en una herramienta que permita la eficiencia en el uso de la energía por parte de todos los agentes.

Jeremy Rifkin señala que en el año 2007, el Parlamento Europeo formalizó su declaración de transición a las energías renovables, a una economía del hidrógeno y a las redes eléctricas inteligentes, convirtiéndose en el primer órgano legislativo que asume los 3 pilares de la Tercera Revolución Industrial.

6. Comentarios Finales

El principal mensaje que buscamos transmitir es que el objetivo de alcanzar el 100% de coeficiente de electrificación a nivel nacional o acercarse a ese porcentaje, se consigue estructurando un esquema regulatorio que soporte los costos de dicha expansión y permita a las empresas distribuidoras tener los incentivos suficientes para la ampliación de la frontera eléctrica, sin verse perjudicadas en ese camino, haciendo sostenibles las inversiones en el mediano y largo plazo.

De la revisión de la situación y de la perspectiva de crecimiento de la mayoría de las empresas de distribución (gran parte de ellas estatales), de las necesidades de expansión que urgen y de la regulación de dicha actividad, podemos concluir que se requiere una reforma que actualice los criterios actualmente contemplados, que permita acercar la regulación a las actuales necesidades del mercado eléctrico. Pareciera que la clave va por pasar de un régimen que regula a la empresas por comparación a un esquema que regule particularmente a cada una de ellas, así se podría otorgar los incentivos adecuados para apuntalar el crecimiento de todo el sistema.

De otro lado, el constante avance de la ciencia en los últimos tiempos, nos permite servirnos de tecnología ahora disponible y que en los 90 era impensable (renovables accesibles, redes inteligentes y almacenamiento de energía), para vislumbrar un cambio en la concepción del sistema eléctrico, el que podría estar a puertas de dar el salto de un sistema centralizado a un sistema distribuido, donde el usuario tendría un papel más interactivo tanto en la provisión como en el consumo de energía. Veremos si ello ocurre.

HIDROCARBUROS

La alternativa del Biodiesel: Cuando la solución proviene de la suma de las partes

Tomas Lanardonne¹
Alex Máculus²
Constanza Bourdieu³

1. El biodiesel como “una parte del todo”

Si hay algo en lo que todos estamos de acuerdo a la hora de discutir sobre seguridad energética y/o cambio climático y/o energías renovables⁴ es que no hay una “única solución”. Ninguna fuente energética por sí sola solucionará los problemas de seguridad energética de un país o región, o combatirá el cambio climático reduciendo las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) a los niveles sugeridos por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés), ni será capaz de sustituir completamente los combustibles fósiles de la matriz energética global.

La solución depende de una combinación de alternativas, de la “suma de las partes”, de un *mix* de muchas y diferentes fuentes de energía.

Si analizamos la actividad de transporte, el desafío que se nos presenta es más demandante que en el campo de la electricidad. Por un lado, la cantidad

¹ Abogado (Diploma de Honor) por la Universidad de Buenos Aires, Argentina. Master en Derecho de la Energía por la Universidad de Dundee, Escocia. *Foreign Attorney* en King & Spalding, Houston, Estados Unidos. Correo electrónico: tlanardonne@kslaw.com

² Abogado (Diploma de Honor) por la Universidad Austral, Buenos Aires, Argentina. Profesor de las materias Contratos y Arbitraje en la Universidad Austral, Buenos Aires, Argentina. Asociado en Pérez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martínez de Hoz (h), Buenos Aires, Argentina. Correo electrónico: amaculus@ius.austral.edu.ar

³ Abogada (Diploma de Honor) por la Universidad Austral, Buenos Aires, Argentina. Asociada en Pérez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martínez de Hoz (h), Buenos Aires, Argentina. Correo electrónico: mcb@pagbam.com.ar.

⁴ El uso de “y/o” es un intento por demostrar la interrelación de estos conceptos.

de alternativas es menor, desde que la mayoría de las fuentes energéticas se convierten más eficientemente a electricidad que a combustible para transporte⁵. Por otro lado, la actividad de transporte es responsable del 22% de las emisiones de GEI⁶.

Los biocombustibles en general (y el biodiesel en particular) son “una parte” de aquella solución global que incluye, entre otras cosas, la electrificación de los vehículos, la mejora de su eficiencia, el gas natural comprimido (GNC), el transporte público y el desarrollo del hidrógeno. Desde su aparición a finales de los años setenta, estos temas han estado en el centro del debate energético⁷.

La reciente decisión de la Unión Europea (UE)⁸ de limitar a 5% la cuota de biocombustibles de “primera generación” computable dentro de aquél 10% establecido por la Directiva de Energía Renovable como objetivo mínimo de energía procedente de fuentes renovables dentro del consumo final de energía en el transporte⁹, se presenta como una buena ocasión para replantearse el progreso tecnológico (Ver Capítulo 2), el fundamento (Ver Capítulo 3), la potencialidad dentro de la matriz energética global (Ver Capítulo 4), las políticas públicas (Ver Capítulo 5), las preocupaciones socio-ambientales (Ver Capítulo 6), y la viabilidad económica de esta fuente energética (Ver Capítulo 7). Por razones de extensión y por las ventajas comparativas de la Argentina al respecto, el presente trabajo se enfocará en el biodiesel como especie dentro del género de los biocombustibles.

Finalmente, dado que los biocombustibles no pueden ser generalizados por ser cada especie diferente a la otra, hemos preparado un “estudio de caso” sobre la situación del biodiesel en Argentina (el tercer país productor después de Alemania y Estados Unidos)¹⁰ (Ver Capítulo 8).

⁵ Ver GODFREY BOYLE, *Renewable Energy*, Oxford, Oxford University Press, 1996, p. 7.

⁶ Ver INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), “CO₂ Emissions From Fuel Combustion – Highlights”, 2012 Edition, disponible en www.iea.org

⁷ Ver DANIEL YERGIN, *The Quest* (New York, The Penguin Press, 2011), p. 614.

⁸ Ver “EU Launches Clean Fuel Strategy” del 24 de enero de 2013, disponible en www.ec.europa.eu

⁹ Ver Artículo 3.4 de la Directiva 2009/28/EC, de fecha 23 de abril de 2009.

¹⁰ Ver US Department of Agriculture – Foreign Agricultural Service, *Argentina – Biofuels Annual 2012*, Junio 2012, disponible en www.gain.fas.usda.gov.

2. ¿Qué es el “éster metílico de ácidos grasos”?

Se trata del término técnico apropiado para referirse al biodiesel, que responde a su creación. En la elaboración de biodiesel a partir de aceites vegetales o grasas animales, la glicerina es separada del aceite o grasas a través de un proceso llamado “trans-esterificación”. Los aceites y grasas separados reaccionan químicamente, ya sea con hidróxido de sodio o con una forma del alcohol (típicamente metanol), resultando en un “éster metílico de ácidos grasos” y su producto derivado el “glicerol”¹¹.

Sin embargo, no hay materia prima o tecnología única para producir biodiesel. De hecho, una famosa clasificación lo divide en biodiesel de “primera”, “segunda”, y “tercera” generación, dependiendo de la materia prima y tecnología empleada. Las dos últimas categorías (los biodiesels “avanzados”) no derivan de una fuente alimenticia¹².

El biodiesel de “primera generación” es producido, como se dijo, a través de la trans-esterificación (una tecnología convencional) de grasas animales y aceites vegetales utilizando las materias primas más comunes como son el aceite de colza, de soja, girasol, palma y jatropha. Dentro de este grupo, los estándares de fabricación y producción de biodiesel están alineados con el aceite vegetal predominante de la región en la que se lleva a cabo dicha fabricación (por ejemplo, el aceite de soja es la materia prima predominante en el continente americano, mientras que la colza y la palma son las materias primas predominantes en la UE y Asia, respectivamente). Después del procesamiento inicial, que varía dependiendo del tipo de materia prima, los “ésteres metílicos de ácidos grasos” derivados se mezclan con el diesel convencional en diferentes proporciones (por ejemplo, B5 equivale a 5% de biodiesel y 95% de diesel).

El biodiesel de “segunda generación” puede producirse a partir de diversas fuentes no alimentarias como la biomasa, los tallos de trigo, la madera y los cultivos energéticos y de biomasa, utilizando la tecnología de “biomasa a

¹¹ Ver JOHN HERBIG, Technical and Legal Considerations for Bio-fuel, 2 *Envtl. & Energy L. & Pol’y J.* 343 2007-2008.

¹² La siguiente explicación está basada en el informe de Naciones Unidas “*Towards sustainable production and use of resources: Assessing Biofuels*”, 2009, disponible en www.unep.org/PDF/Assessing_Biofuels.pdf.

líquido" (conocida como BTL) por conversión termoquímica. Los biodiesels de "segunda generación" tales como el bio-hidrógeno y el bio-metanol están todavía subdesarrollados y no comercialmente maduros, en su mayoría.

El biodiesel de "tercera generación" incluye principalmente al combustible de algas (también llamado "aceite-gae"). Las algas son materias primas procedentes de los cultivos acuáticos para la producción de triglicéridos (a partir del aceite de algas) que luego se utiliza para producir biodiesel. La tecnología de procesamiento es básicamente la misma que la utilizada para el biodiesel producido con materias primas de "segunda generación".

Cada vez más, se entiende que el biodiesel de "primera generación" es limitado en su capacidad de alcanzar los objetivos de sustitución del diesel y mitigación del cambio climático, lo que llama a una mayor investigación y desarrollo y a su vez refuerza los incentivos para la "segunda" y "tercera" generación. Sin embargo, incluso a altos precios del petróleo, el biodiesel "avanzado" probablemente no sea plenamente comercial durante las próximas décadas sin un significativo apoyo gubernamental adicional¹³.

3. ¿Por qué tanto esfuerzo si hoy contamos con gasoil producido a partir de combustibles fósiles?

En primer lugar, el incentivo para la producción de biocombustibles depende de las riquezas naturales de cada país en términos de materia prima. En un segundo plano aparece la cuestión del cambio climático.

Los factores que impulsan la producción de biocombustibles son múltiples y complejos. Yendo de la razón más importante a la de menor importancia, la producción y uso de biodiesel contribuye¹⁴:

- a reducir la dependencia del petróleo en el sector del transporte (posible, por lo general, con mínimos cambios en las existencias de vehículos, en

¹³ Ver IEA, *From 1st to 2nd Generation Biofuel Technologies*, 2008, disponible en www.iea.org/publications/freepublications/publication/2nd_Biofuel_Gen_Exec_Sum.pdf

¹⁴ Ver AYHAN DEMIRBAS, *Biofuels – Securing the Planet's Future Energy Needs* (London, Springer, 2009), y DAVID PIMENTEL, *Biofuels, Solar, and Wind as Renewable Energy Systems* (London, Springer, 2008).

la distribución y la infraestructura de refinación), lo que permite reducir las importaciones de combustibles fósiles u obtener divisas mediante la exportación, dependiendo de si el país es un importador o exportador neto de energía;

- a crear una nueva fuente de ingresos en las zonas rurales así como más puestos de trabajo, a fomentar el aumento de la producción derivada de materia prima y agregar valor a la cadena agrícola;
- a garantizar la seguridad energética mediante el suministro de un combustible alternativo, renovable y autóctono, permitiendo así que el país sea marginalmente independiente del gasoil extranjero;
- a reducir las emisiones de GEI en la actividad de transporte, siendo la UE el mayor defensor de los biocombustibles en este sentido.

4. La importancia de mirar el problema en su conjunto

El análisis de algunos datos numéricos resulta útil para entender el impacto que el biodiesel podría tener en la matriz energética global. A los efectos de facilitar la comprensión, usaremos cifras aproximadas.

Tomemos primero el ejemplo de Estados Unidos, que consume el 21% de producción mundial de diesel. 70% del consumo de petróleo de Estados Unidos se utiliza en el sector del transporte. De esta cantidad, 140 mil millones de litros de diesel se utilizan en la carretera cada año. En el 2012, el biodiesel representó un 2% del consumo de diesel, por un total de 3,3 mil millones de litros, cuando Estados Unidos produce 3,6 millones de litros, por lo que es un exportador neto de biodiesel¹⁵. Sin embargo, las exportaciones han comenzado recientemente a disminuir a partir de que mayores cantidades de biodiesel comenzaron a utilizarse en el mercado doméstico y las nuevas normas de la UE desalientan las importaciones del biodiesel que haya recibido beneficios impositivos de parte de los Estados Unidos¹⁶.

A nivel mundial, se estima que el consumo de biodiesel para el año 2012 fue de 14,9 mil millones de litros en la UE, 3,3 millones de litros en Estados

¹⁵ Ver JOHN HERBIG, *supra*.

¹⁶ Ver U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), *Biofuels Issues and Trends*, Octubre 2012, disponible en www.eia.gov/biofuels/issuestrends/pdf/bit.pdf.

Unidos y 5,2 mil millones en el resto del mundo. Como veremos, el principal instrumento de política para fomentar el consumo de biodiesel es la adopción de mezclas (*blendings*) obligatorios de biodiesel y diesel-oil. Hipotéticamente, si hubiera una obligación mundial de mezcla de biodiesel de 10%, el consumo del mismo llegaría a 136 mil millones de litros por año (casi lo mismo que todo el consumo de gasoil en los Estados Unidos). Sin embargo, habría una brecha entre la demanda potencial generada por los objetivos de mezcla y la capacidad de producción mundial¹⁷.

Por otro lado, estas cifras no tienen en cuenta la posibilidad de generación de electricidad a partir de biodiesel, lo que algunos autores han calificado como un método prometedor para el futuro próximo¹⁸. Renovable, de combustión limpia y ambientalmente degradable, el biodiesel tiene el potencial para alimentar tanto a generadores de reserva que operan de forma independiente a la red eléctrica¹⁹, como a las grandes centrales térmicas ya interconectadas a la red²⁰.

En pocas palabras, el sector eléctrico podría proporcionar una “demanda adicional” para el biodiesel. Sin embargo, como hemos visto antes, la producción se encuentra limitada por la disponibilidad de la materia prima y la capacidad de producción instalada.

5. Una industria impulsada por políticas públicas

Las políticas públicas adoptadas por la UE frente al cambio climático tuvieron una influencia fundamental en la consolidación de un mercado mundial de biocombustibles, dado que la producción de la UE es insuficiente y por lo tanto requiere de importaciones de países con ventajas comparativas para la producción de biocombustibles.

¹⁷ Ver NACIONES UNIDAS, *The Biofuels Market: Current Situation and Alternative Scenarios*, 2009, disponible en www.unctad.org/en/Docs/ditcbcc20091_en.pdf.

¹⁸ Ver KARL R. RABAGO, *A Strategy for Developing Stationary Biodiesel Generation*, 36 *Cumb. L. Rev.* 461 2005-2006.

¹⁹ En Estados Unidos, los generadores de diesel ocupan un importante rol en el sistema eléctrico, como generadores eléctricos de reserva. La base instalada total de generadores de diesel (incluyendo los equipos de reserva) es superior a 100,000 MW. Ver KARL R. RABAGO, *supra*.

²⁰ En Argentina, desde 2010, alrededor de 370 MWh por día se generan a partir del consumo de 65,000 litros de biodiesel (un total de 5,400,000 litros por año). Ver AES: *First Plant to Generate Electricity from Biodiesel*, disponible en www.aesargentina.com.ar/noticias_e.htm.

Hacia el año 2003, la UE, signataria del Protocolo de Kyoto (PK), comenzaba a implementar una serie de políticas dirigidas a la reducción de las emisiones de GEI de sus países miembros. Este paquete incluía la implementación de una mezcla obligatoria de biocombustibles en la gasolina y el diesel (bioetanol y biodiesel, respectivamente) de 5,75% para finales del 2010²¹. Diez años más tarde, 50 países ya han adoptado mandatos u objetivos de mezcla similares²².

Por “mezcla obligatoria” nos referimos al porcentaje de biocombustibles que debe tener un combustible para su venta a los consumidores. Con esto se busca “garantizar la demanda” de biocombustibles.

La imposición de una mezcla obligatoria incrementa la demanda y mejora el precio del biodiesel, lo que favorece el crecimiento de la industria de los biocombustibles.

En general, como ocurre con casi todas las fuentes renovables de energía, son los consumidores quienes soportan los costos de la mezcla obligatoria.

La cantidad de biodiesel presente en la mezcla final del diesel generalmente se expresa como un porcentaje (B5, B10, B20, etc.).

Estados Unidos implementó una política similar en el año 2007²³, estableciendo un nivel total de biocombustibles que debía ser utilizado para el transporte en su conjunto. Es decir, que el objetivo se expresó como un volumen específico de biodiesel que debe ser alcanzado (e.g.: 136.000 millones de litros en 2022). Se trata de un enfoque “volumétrico”, lo que supone un objetivo menos flexible dado que no depende del consumo de combustibles.

Como hemos visto, en la UE el objetivo consiste en un porcentaje de la demanda de combustibles para transporte (e.g.: 5,75% para el año 2010, 10% para el año 2020). Siendo un objetivo porcentual, el consumo total de biodiesel disminuirá si la demanda de combustibles disminuye (que, de hecho, es otro de los objetivos de la UE).

²¹ Ver Directiva 2003/30/EC de fecha 8 de mayo de 2003 sobre la promoción del uso de biocombustibles u otros combustibles renovables para el transporte.

²² Ver IEA, *Technology Roadmap – Biofuels for Transport*, 2011, p. 39, disponible en www.iea.org/publications/freepublications/publication/biofuels_roadmap.pdf

²³ Ver U.S. “Energy Independence and Security Act” (EISA) de fecha 19 de diciembre de 2007.

Los objetivos de mezcla obligatoria son “la manera más efectiva de introducir un biocombustible en la matriz energética de un país o de aumentar su participación en ella”²⁴. Sin embargo, los objetivos deben fijarse en niveles razonables, acordes con la capacidad actual y futura de producir esa cantidad de biocombustibles a precios razonables y de una manera sustentable para el medio ambiente. De lo contrario, se puede generar demasiada presión en los precios de los *commodities* agrícolas y, al mismo tiempo, diluir el impacto de los biocombustibles como factor de mitigación del cambio climático.

Las políticas públicas de la UE y Estados Unidos fueron determinantes en países en desarrollo (como la Argentina, Indonesia y Malasia), ya que favorecieron la creación de una nueva industria local destinada principalmente a la exportación.

Adicionalmente, algunos de estos países no sólo desarrollaron una industria destinada a la exportación sino que además establecieron sus propios objetivos de mezcla obligatoria, que funcionan como una “red de contención” para su industria en caso de que las exportaciones disminuyan.

6. Cuestiones socio-ambientales

Los biocombustibles son generalmente criticados con el eslogan “alimentos *versus* combustibles”, lo que sugiere que existe una relación directa entre el incremento de la producción de biocombustibles y el aumento de los precios de los alimentos. Sin embargo, el debate “alimentos *versus* combustibles” no está zanjado. Los biocombustibles estimulan las economías rurales, lo que a la vez incrementa la producción agrícola. Esto es obviamente positivo. De todas formas, si la sociedad piensa que los biocombustibles les están quitando el alimento o incrementando su precio, el debate se hace difícil.

Desafortunadamente, existen confusiones al respecto. Por ejemplo, pocos saben que el 80% de la gente más pobre del mundo accede a los alimentos a través de actividades vinculadas, directa o indirectamente, a la producción agrícola, con lo cual podría argumentarse que el desarrollo de los biocombustibles

²⁴ NACIONES UNIDAS, *The Biofuels Market: Current Situation and Alternative Scenarios*, 2009, disponible en www.unctad.org/en/Docs/ditcbcc20091_en.pdf (la traducción al castellano de la cita nos pertenece).

mejoraría la retribución que estas personas obtienen por su trabajo²⁵. Además, el aumento del precio de los alimentos provocado por los biocombustibles es marginal.²⁶ Asimismo, no debe perderse de vista que los alimentos más utilizados para la producción de biocombustibles (*i.e.*: maíz y soja) son principalmente utilizados para alimentar animales, con lo cual el verdadero debate parece ser “alimentos de animales *versus* combustibles”.²⁷

El análisis de la cuestión socio-ambiental debe efectuarse caso por caso. No es lo mismo el bioetanol producido a partir del maíz que el bioetanol obtenido de la caña de azúcar. Tampoco es lo mismo el biodiesel producido a partir de semillas de colza que el biodiesel obtenido de *jatropha*.²⁸

Los biocombustibles también son criticados por su baja o nula “tasa de retorno de energético” (TRE)²⁹ y su escasa o nula contribución a la reducción de la emisión de GEI³⁰.

²⁵ Ver PAUL B. THOMPSON, *The Agricultural Ethics of Biofuels: The Food vs. Fuel Debate*, Agriculture 2012, 2, pp. 339-358, disponible en www.mdpi.com/2077-0472/2/4/339.

²⁶ Actualmente, la demanda de materia prima para la producción de biocombustibles no supera el 3% del territorio cultivado en el mundo. Las causas de la volatilidad del precio los *commodities* agrícolas van más allá de la producción de biocombustibles, y responden a los siguientes factores: (i) la variabilidad de la cosecha, acentuada por el efecto del cambio climático; (ii) el creciente desbalance entre la oferta y la demanda de *commodities* agrícolas provocado por el aumento de la demanda de países como China o India (por ejemplo, el consumo de carne en China aumentó un 1000% desde 1995 a la fecha, siendo necesarios 16 Kg. de granos para obtener 1 Kg. de carne); y (iii) la especulación financiera, que encontró en los *commodities* una oportunidad de negocio, en especial frente al debilitamiento del dólar (Ver CÁMARA ARGENTINA DE BIOCMBUSTIBLES (“CARBIO”), *Biocarburantes y Desarrollo Sostenible: Mitos y Realidades*, disponible en www.carbio.com.ar).

²⁷ Ver DANIEL YERGIN, *supra*, p. 656.

²⁸ Ver JENNIFER A. HARRISON *et al*, *Mechanisms for Driving Sustainability of Biofuels in Developing Countries*, 2010 Renewable Energy L. & Policy Review. 197 2010.

²⁹ Se necesita energía para generar energía. Esta idea está detrás del concepto de TRE, que en este caso sería la relación entre la energía total generada por la combustión de los biocombustibles y la energía consumida para su producción. Una TRE mayor a 1 significa que el proyecto productor de biocombustibles representa un aporte neto de energía.

³⁰ Las evaluaciones de ciclo de vida (ECV) analizan la cuestión de inicio a fin. Las ECV del biodiesel incluyen una variedad de etapas distintas que van desde la producción de la materia prima (esencialmente una actividad agrícola) hasta el transporte de la materia prima, su procesamiento, la producción de biodiesel, su distribución, almacenamiento y combustión (ver US Department of Energy and US Department of Agriculture, *An Overview of Biodiesel and Petroleum Diesel Life Cycles*, May 1998, disponible en www.nrel.gov/docs/legosti/fy98/24772.pdf).

Nuevamente, estos factores varían según el caso. Algunos dicen que la TRE para el biodiesel producido con soja en los Estados Unidos está apenas encima de 1.0, lo que impediría calificarlo como renovable. Por el contrario, diversas evaluaciones de ciclo de vida (ECV) muestran que el biodiesel producido en Brasil y Argentina a partir de la soja tiene uno de los TRE más altos del mundo³¹.

En cuanto a los GEI, excepto por la emisión de óxidos de nitrógeno, los biocombustibles ayudan a reducir las emisiones³². Sin embargo, esto depende de la materia prima y de la tecnología utilizada para realizar la conversión. Para el etanol, la reducción más alta de GEI la tiene la caña de azúcar (entre 70% y más de 100%), mientras que el maíz puede reducir hasta el 60% de las emisiones, pero también puede aumentarlas hasta un 5%³³.

Para medir con precisión la TRE y las emisiones de GEI de cada tipo de biodiesel, una solución posible puede provenir de mecanismos públicos o privados de certificación, vinculados con beneficios impositivos, o como requisito para que la producción de biocombustibles sea computada dentro de los objetivos de reducción de emisiones de GEI del país, tal como ocurrió recientemente en la UE³⁴.

7. Viabilidad económica

Independientemente de los esquemas de mezcla obligatoria que existen y su impacto en la expansión de la demanda, supongamos que la viabilidad económica significa que los proyectos de biodiesel son capaces de competir con el diesel-oil y ser rentables sin depender de incentivos fiscales ni subsidios gubernamentales.

³¹ Ver JOHN A. MATTHEWS y HUGO GOLDZTEIN, *Capturing Latecomer Advantages in the Adoption of Biofuels: The case of Argentina*, Energy Policy (2008), Volume 37, Issue 1, January 2009, Pages 326–337, disponible en www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421508003674.

³² Cuando se queman biocombustibles se producen emisiones de CO₂. Sin embargo, cuando los vegetales vuelven a crecer sustraen el CO₂ de la atmósfera. Se genera entonces un ciclo de crecimiento, cosecha, y vuelta a crecer que puede tener un resultado neutro en términos de emisiones de CO₂.

³³ Ver US Department of Energy and US Department of Agriculture, *supra*.

³⁴ Ver S. ZARRILLI, *Making Certification Work for Sustainable Development: The Case of Bio-fuels*, OGEL Vol. 7 – issue 4, December 2009.

La viabilidad económica de la producción de biodiesel es principalmente sensible a (i) los precios de la materia prima (por ejemplo, el aceite de soja); (ii) los precios del petróleo crudo y sus derivados (como por ejemplo, el gasoil); y (iii) los precios de producción del biodiesel y sus productos derivados (por ejemplo, la glicerina)³⁵.

Los factores más importantes que deben considerarse a la hora de seleccionar la materia prima para una planta de biodiesel son, entre otros, (a) los costos de las materias primas (que representan entre el 45% y el 80% de los costos totales de producción); (b) los costos de transporte a la planta (por ejemplo, tuberías, camiones, barcos); (c) la disponibilidad de la materia prima y la flexibilidad para satisfacer las demandas repentinas; (d) la consistencia de la calidad; y (d) los costos del pre-tratamiento o la refinación previa a la reacción para producir biodiesel³⁶.

El almacenamiento también es un factor en la economía del proyecto. Una planta de biodiesel en general tiene capacidad de almacenamiento de materia prima y producto terminado en el mismo sitio de la planta, dentro de una distancia relativamente corta de un lugar de carga adecuado. La entrega de materia prima y del producto terminado puede ser semanal o mensual, dependiendo de la decisión de reducir o no la inversión en instalaciones de almacenamiento. Esta decisión también condicionará el nivel de flexibilidad que en la gestión de inventarios y el costo de oportunidad del dinero invertido en el producto almacenado³⁷.

En cuanto a la variable del precio del petróleo crudo, algunos informes sugieren que con un precio del crudo de 120 USD/Bbl y a un costo de producción de la gasolina y el diesel de aproximadamente USD 0,90, el biodiesel de “primera generación” producido a partir de cualquiera de las materias primas disponibles es competitivo³⁸.

El biodiesel puede ser vendido bajo contratos a largo plazo o bien a través de ventas *spot*. En el primer caso podrá optarse por un precio fijo, por un método

³⁵ Ver IEA, *Technology Roadmap – Biofuels for Transport*, 2011, *supra*, p. 31.

³⁶ Ver IEA, *Technology Roadmap – Biofuels for Transport*, 2011, *supra*, p. 31.

³⁷ Ver MORGAN DOWNEY, *Oil 101* (Wooden Table Press LLC, 2009), p. 273.

³⁸ Ver NACIONES UNIDAS, *The Biofuels Market: Current Situation and Alternative Scenarios*, *supra*.

que vincule el precio del contrato al precio *spot* (o de contado), o bien por un sistema de “coste incrementado” (básicamente, el precio ajustado al precio de materias primas). En esta decisión, es fundamental la existencia o no de empresas verticalmente integradas que operen tanto en la agricultura como en los negocios de producción de biodiesel (como por ejemplo, Cargill, Louis Dreyfus, etc.).

Por último, la posibilidad de utilizar el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del PK para proporcionar una segunda corriente de ingreso, podría contribuir a la viabilidad de un proyecto de biodiesel semejante³⁹. En general, con las salvedades hechas antes, el biodiesel es considerado un combustible de baja emisión de carbono. Así, un proyecto de producción de biodiesel es potencialmente elegible para gozar de los beneficios del MDL (es decir, la expedición de Certificados de Reducción de Emisiones). Hasta el momento, ninguno de los proyectos de biodiesel existentes en los países en desarrollo ha sido aprobado bajo las normas de MDL, si bien hay algunos proyectos en China, Indonesia y Tailandia que se encuentran en la fase de validación⁴⁰. La introducción que han hecho varios países de esquemas de certificación de sostenibilidad para proyectos de producción de biodiesel podría contribuir a fortalecer la hermandad entre MDL y biodiesel.

8. El caso argentino

Mientras que Brasil demostró superioridad en la producción de etanol a base de caña de azúcar, Argentina viene demostrando supremacía en la producción de biodiesel a base de soja.

En Argentina, la industria del biodiesel creció en la última década fruto de la implementación, por parte de la UE y Estados Unidos, de políticas públicas favorables en materia de energías renovables, lo que implicó la apertura de dichos mercados. A ello se sumó, a partir del año 2007, la puesta en marcha por parte del gobierno argentino de políticas públicas de “corte obligatorio”, que exigen hoy en día una mezcla del 7% de biodiesel en el diesel, como

³⁹ Ver FRANCESCO SINDICO, “*Post-2012 compliance and carbon markets*”, p. 240, publicado en *Promoting Compliance in an Evolving Climate Regime*, editado por JUTTA BRUNNEE ET AL, Cambridge University Press, 2012.

⁴⁰ Ver más información en www.cdm.unfccc.int.

requisito para su comercialización. Pensado como una “red de contención” para la industria local del biodiesel, el porcentaje de corte obligatorio se incrementa cuando las exportaciones a la UE y EEUU disminuyen.

La industria argentina del biodiesel, que comenzó prácticamente desde cero en el año 2006, tuvo una producción de 3.000 millones de litros en 2012. Se estima que el consumo local de biodiesel para el año 2013 llegará al record de los 1.300 millones de litros, mientras que el resto de la producción será exportada a Estados Unidos y la UE⁴¹.

El aceite de soja surgió como potencial materia prima para el biodiesel en la Argentina a partir de la combinación de la enorme producción local de soja y la fuerte industria aceitera, que dio como resultado el mayor volumen de exportación de aceite de soja del mundo⁴².

Argentina es el octavo país más grande del mundo. Gracias a sus casi 250.000 km² de tierra cultivable (lo que equivale al territorio del Reino Unido) y las excelentes condiciones climáticas para la agricultura, la Argentina ha tenido éxito en diversos sectores de la industria agrícola⁴³. La producción agrícola aumentó un 105% en el período 1990-2003. Las principales cosechas incluyen soja, trigo, girasol, y maíz. La superficie cultivable sólo aumentó un 52% durante el mismo período de tiempo, lo que implica un aumento extraordinario de la cosecha⁴⁴.

La agricultura argentina es considerada un modelo a seguir en el mundo y su *know-how* está siendo exportado a diversos países (e.g.: los sistemas de siembra directa, las técnicas agronómicas, las máquinas y equipamiento agrícola, etc.). Por ejemplo, mientras que en la Argentina el 70% de la labranza se efectúa con métodos de siembra directa, en el resto del mundo la utilización de esta técnica, que reduce la erosión del suelo en un 96%, no supera el 6%. El sistema

⁴¹ Ver US Department of Agriculture – Foreign Agricultural Service, Argentina – Biofuels Annual 2012, *supra*.

⁴² Ver US Department of Agriculture – Foreign Agricultural Service, Argentina – Biofuels Annual 2012, *supra*.

⁴³ Ver JOHN A. MATTHEWS y HUGO GOLDZTEIN, *supra*.

⁴⁴ Ver INSTITUTO NACIONAL DE TECNOLOGÍA AGRÍCOLA (“INTA”), *Biodiesel Production from Soybean in Argentina*, Noviembre 2008, disponible en www.inta.gov.ar/documentos/biodiesel-production-from-soybean-in-argentina.

de siembra directa (por contraposición al arado) incluye aspectos como la rotación de la cosecha, el uso racional de fertilizantes y otras prácticas de desarrollo sustentable. El sistema de siembra directa requiere un 66% menos de combustible que los métodos tradicionales generalmente utilizados en otros países, disminuye la emisiones de dióxido de carbono y favorece la captura del CO₂ (debido al aumento del material orgánico) ayudando a mitigar el cambio climático⁴⁵.

En cuanto al debate “alimento *versus* combustible”, en el caso de la soja, el 80% de cada poroto es utilizado para consumo humano y animal en forma de harina o *pellets*. Sólo el 20% es utilizado para la producción de biodiesel. Por cada unidad adicional de biodiesel que requiere el mercado, se generan ocho unidades adicionales de comida para consumo humano y animal. Consecuentemente, mayor producción de soja para biodiesel significa mayor producción de alimentos⁴⁶.

Adicionalmente, cuando se analiza la TRE del biodiesel a base de soja, 80% de la energía consumida para la producción de la soja debe ser atribuida a la industria agrícola. Consecuentemente, la TRE del biodiesel producido en la Argentina a base de soja es de 6,48 a 1. Asimismo, la industria argentina del biodiesel contribuye a mitigar el cambio climático, reduciendo las emisiones de GEI en un 74,9% en comparación con el diesel-oil⁴⁷.

Debido a la importancia de los costos de la materia prima en la industria del biodiesel, Argentina tiene ventajas frente a sus competidores. El hecho de que los productores argentinos de biodiesel sean a la vez productores de soja les da mayor flexibilidad frente a las variaciones de precios. Si el precio de la soja disminuye, entonces empresas como Cargill o Louis Dreyfus pueden destinar más soja a la producción de biodiesel. Si el precio de la soja sube, pueden exportar más aceite de soja y menos biodiesel⁴⁸.

⁴⁵ Ver INTA, *Producción de biodiesel a partir del aceite de soja*, 2012, disponible en www.inta.gob.ar.

⁴⁶ Ver CARBIO, *supra*.

⁴⁷ Ver INTA, *Energy balance of soybean-based biodiesel production in Argentina*, Noviembre 2008, disponible en www.inta.gob.ar/documentos/energy-balance-of-soybean-based-biodiesel-production-in-argentina.

⁴⁸ Ver JOHN A. MATTHEWS y HUGO GOLDZTEIN, *supra*.

9. Conclusiones

Los biocombustibles en general y el biodiesel en particular son sólo “una parte” de la solución. Su contribución al abastecimiento energético y la mitigación del cambio climático es limitada.

Las políticas públicas que buscan estimular la producción de biocombustibles están inspiradas tanto en propósitos económicos como climáticos.

Últimamente se ha instalado la idea de que los biocombustibles de “primera generación” tienen poco impacto en la mitigación del cambio climático. Es por ello que se está cambiando el foco hacia los biocombustibles de “segunda” y “tercera” generación. En esa dirección se dirigen las últimas medidas de la UE.

Sin embargo, hemos visto que algunos países, como Argentina, tienen ventajas comparativas en el sector agrícola que les permiten producir biocombustibles de “primera generación” de manera rentable y ambientalmente sustentable.

POLÍTICA ENERGÉTICA

Eficiencia energética y conservación de la energía: Perspectiva para un desarrollo sostenible

Fredy Bautista Guevara¹

La eficiencia energética y la conservación de la energía son las mejores opciones para aminorar los riesgos energéticos de un país e inigualables respecto a sus beneficios ambientales. El ordenamiento del consumo energético mediante políticas adecuadas de eficiencia y conservación de la energía permite conseguir un escenario propicio para el desarrollo constante y sostenible, evitando incrementar la oferta en los mercados energéticos por simples desperdicios en la producción y por malos hábitos de la demanda.

1. Introducción

La eficiencia energética y la conservación de la energía nos invitan a asumir dos hechos irrefutables: las fuentes energéticas son finitas y su uso tiene impactos negativos en la naturaleza. Precisamente, abordar el tema de la eficiencia y conservación no tiene otro propósito que tener una mejor visión al momento de estructurar nuestras políticas energéticas, centrados primordialmente en la demanda, cuyo crecimiento y satisfacción depende la forma como se afronta los dos hechos antes mencionados.

Desde las reformas en sector energético emprendidas a partir de los años noventa, el Estado dirigió toda su atención a incrementar la oferta en los mercados de energía, especialmente en el mercado eléctrico, dada la necesidad de poner en marcha una cadena de inversiones de altos costos hundidos y de una recuperación prolongada en el tiempo. No es de extrañar, por tanto, que al revisarse las principales actuaciones políticas y normativas de los últimos 20 años, nos encontremos recurrentemente con *mensajes* de promoción de la inversión.

Lamentablemente, para un país que carece de petróleo suficiente y donde el uso de gas no se encuentra masificado -con reservas que solo son

¹ Abogado por la Pontificia Universidad Católica del Perú. Asociado de Santiváñez Abogados.

considerables para un mercado tan pequeño como el peruano-, tratar de incentivar únicamente el crecimiento de la oferta, no es la mejor solución en el largo plazo. Aquéllos que ven una respuesta en el potencial hidrológico del Perú², olvidan por completo que la mayoría de ese potencial se encuentra en la selva y que la forma de explotación supondría retener el agua por segmentos a lo largo de los ríos (colocando barreras), con consecuencias ambientales severas para especies que dependen de la migración para su reproducción y supervivencia.

No se puede pretender un crecimiento sostenible solo porque el país tiene la idea de un potencial energético -principalmente eléctrico- capaz de cubrir nuestras futuras necesidades. Olvidamos que hace mucho ya no se construyen centrales hidroeléctricas importantes, que probablemente tenemos un récord en exploraciones fallidas de pozos petroleros y que la oferta de nuevas fuentes energéticas como los renovables no convencionales es ínfima, por no decir inexistente.

La razón de la falta de inversión en infraestructura o proyectos energéticos de gran envergadura, se ubica principalmente en el hecho de que los consumidores no estamos dispuestos a pagar el costo *real*³ de esas inversiones, y el regulador y el Ministerio -la parte política en general- no están dispuestos a asumir el discurso de que la energía es en realidad más costosa de lo que se viene pagando.

A consecuencia de lo anterior, el Estado ha emprendido una carrera de compensaciones *sutilmente* disfrazadas como recargos tarifarios, para tratar de sopesar el costo de la energía. En algunos casos ha sido más osado al crear

² Según el documento de trabajo del Banco Mundial de 2010, titulado "*Peru: Overcoming the Barrier to Hydropower*", el potencial hidroeléctrico del Perú se resume en la siguiente tabla:

Hydropower's Theoretical and Technical Potential		
Hydrological Region	Theoretical (MW)	Technical (MW)
Western/Pacific Basins	29,256	13,063
Eastern/Amazon Basins	176,287	45,341
Titicaca Basin	564	
TOTAL	206,107	58,404

³ La expresión de costo real se refiere a asumir todos los costos que harían atractivas grandes inversiones, de ingeniería o arquitectura compleja, y cuya recuperación se proyecta en largo plazo.

fondos como el de Estabilización de Precios de Combustibles derivados del Petróleo⁴, buscando así limitar el incremento del costo de los mencionados combustibles⁵.

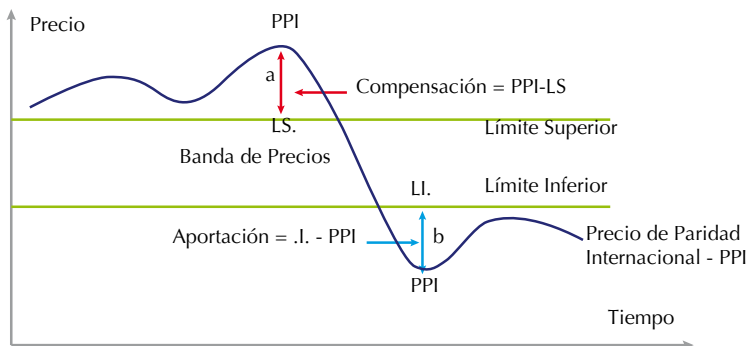
En un país pobre como el Perú, resultaría políticamente incorrecto que se sostenga el encarecimiento de los combustibles y la electricidad, pues la mera especulación haría que ese discurso se *traslade* inmediatamente a los precios de los productos comercializados en el país, que pueden ser aquellos considerados de primera necesidad. Se presenta, en consecuencia, un campo sensible y complejo de intereses contrapuestos.

De las breves descripciones antes hechas, podríamos resumir el problema que describe este artículo en tres afirmaciones: (i) no se planifica integralmente; (ii) no se paga lo que cuesta; (iii) se consume lo que no se tiene.

La necesidad de tomar conciencia de esta situación nos ubica en la coyuntura de mantener el crecimiento económico y social, sin tener que inflar la *burbuja* de un potencial energético que es más ilusión que realidad. Quizás en este punto resulte conveniente recordar que las posibilidades de crecimiento de un país dependen directamente de sus opciones energéticas y del consumo adecuado y ordenado de las mismas.

⁴ Creado por el Decreto de Urgencia N° 10-2004 y modificado y reglamentado por el Decreto de Urgencia N° 27-2010, Decreto Supremo N° 133-2010-EF y Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 196-2010-OS/CD.

⁵ Teóricamente, el esquema de compensaciones debería haber funcionado como se muestra en la gráfica siguiente, pero sabemos que durante todo este tiempo nunca se pasó de la parte "a" de compensación a la parte "b" de aportación del modelo.



Por tanto, conviene abrir la evaluación del problema a otros campos, especialmente enfocados en la demanda⁶, ya que los beneficios de ahorro esperables justificarían ordenar su crecimiento y llevarla a campos de uso adecuados y eficientes de la energía. No se debe olvidar que la única experiencia sería de eficiencia energética en el país permitió contrarrestar los potenciales efectos de la falta de oferta eléctrica en los años noventa, siendo una idea premiada y cuyo propósito principal, aunque sea difícil de creer dado los beneficios obtenidos, fue simplemente promover el uso de focos ahorradores.

2. Eficiencia Energética y Conservación de la Energía

Naturalmente hablar de eficiencia energética parte de la noción de aprovechar mejor aquello que se utiliza. Sin embargo, a esta noción se le debe agregar lo siguiente: la quema de combustibles, especialmente para la obtención de electricidad, es de por sí una acción de desperdicio energético.

Para poder entender lo anterior es necesario indicar que las unidades físicas de energía utilizadas (toneladas de carbón, galones de gasolina, metros cúbicos de gas, o kWh de electricidad) tienen un equivalente energético en medidas estándar como *joules* o *Btu (British thermal unit)* y que gracias a ello, podemos indicar cuanta energía se puede obtener de cada una de ellas—por cierto no se debe confundir “obtener” con “aprovechar”. Según la EIA (*Energy International Agency*), un galón de gasolina tiene aproximadamente 124 238 Btus. De manera similar, para el caso de la electricidad, Laitner y otros⁷, afirman que para obtener un kWh son necesarios aproximadamente 3 412 Btus. Si a esta cifra le agregamos, continúa Laitner, la energía empleada en la generación, transmisión y distribución de electricidad, la producción de electricidad demanda aproximadamente 10 697 Btus por kWh. En resumen, el kWh consumido finalmente solo representa el 31.9% de toda la energía utilizada para llevar ese kW hasta el consumidor.

⁶ Entiéndase por demanda a todos aquellos que emplean una fuente energética para realizar sus actividades.

⁷ Laitner, McDonnell y Keller. “Shifting Demand: From the Economic Imperative of Energy Efficiency to Business Models that Engage and Empower Consumers”. En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013. Pag.447.

Ahora visto a nivel macro, si tomamos a Estados Unidos como ejemplo, este país consumió en el 2010, según la EIA, unos 98 000 billones⁸ de Btus. Laitner sugiere que solo 17 000 billones de Btus habrían sido empleados efectivamente por los usuarios y para la producción de bienes y servicios⁹. En un sentido similar, la generación eléctrica de Estados Unidos y su transmisión tienen un 32% de eficiencia, situación que no ha variado desde 1960. Laitner afirma que Estados Unidos desperdicia más energía en la producción de electricidad que la energía utilizada por Japón para movilizar toda su producción¹⁰.

De todo esto podemos extraer que la importancia de la eficiencia energética radica en la disminución del desperdicio energético sobre la base de la matriz energética actualmente empleada, lo que en otras palabras significa que no hay que encontrar nuevas fuentes milagrosas y abundantes que sopesen nuestros requerimientos energéticos. Adicionalmente, la eficiencia promueve la mutación del *mix* energético hacia tecnologías menos contaminantes y de recursos renovables.

Por otro lado, en cuanto a la conservación de la energía, si bien se relaciona estrechamente con la eficiencia, no se confunde con ella, dado que la eficiencia parte de la noción de uso adecuado, en cambio la conservación implica no usar o usarlo limitadamente. Conservar no es otra cosa que tomar conciencia de que las fuentes energéticas son finitas, no importa cuán abundantes sean éstas, llega un punto de decaimiento y escasez. Aquí aplica perfectamente como concepto la curva de Hubbert¹¹, donde la producción de las fuentes energéticas alcanzará un pico, para luego decaer constantemente.

⁸ Equivalencia de *Quadrillion* o *quad* utilizado en los Estados Unidos de Norteamérica.

⁹ *Ibid.*, Pag. 449.

¹⁰ *Ibid.*, Pag. 453.

¹¹ Marion King Hubbert creó el modelo matemático que predice el nivel de extracción del petróleo a lo largo del tiempo. Según explica Hubbert en su teoría, la extracción de un pozo cualquiera produce una curva, cuyo punto máximo ha sido denominado como el Pico de Hubbert o del Petróleo. Económicamente, la teoría de Hubbert explica que una vez alcanzado el pico, la extracción se hace más costosa.

La existencia de un pico no ha sido tema de discusión, sino la fecha en la cual se alcanzará dicho pico. Si bien el modelo está pensado para la extracción de petróleo, se puede hacer un símil para las otras fuentes energéticas, que también alcanzarán un pico que condicionará su extracción y costo. Alcanzado el pico empieza un declive irreversible en la obtención económica del combustible.

Podemos concluir, entonces, que la eficiencia energética se relaciona principalmente al uso de la energía, de modo que se obtengan los mejores beneficios posibles contrarrestando el desperdicio energético intrínseco a dicho uso. En cambio la conservación de la energía implica regular el desperdicio de la energía como un elemento extrínseco, al propiciarse mejores conductas del consumidor para que este use cuando es necesario y en la medida que es necesario.

3. ¿Qué se puede lograr con la eficiencia y conservación de la energía?

3.1. Desde el punto de vista del riesgo energético

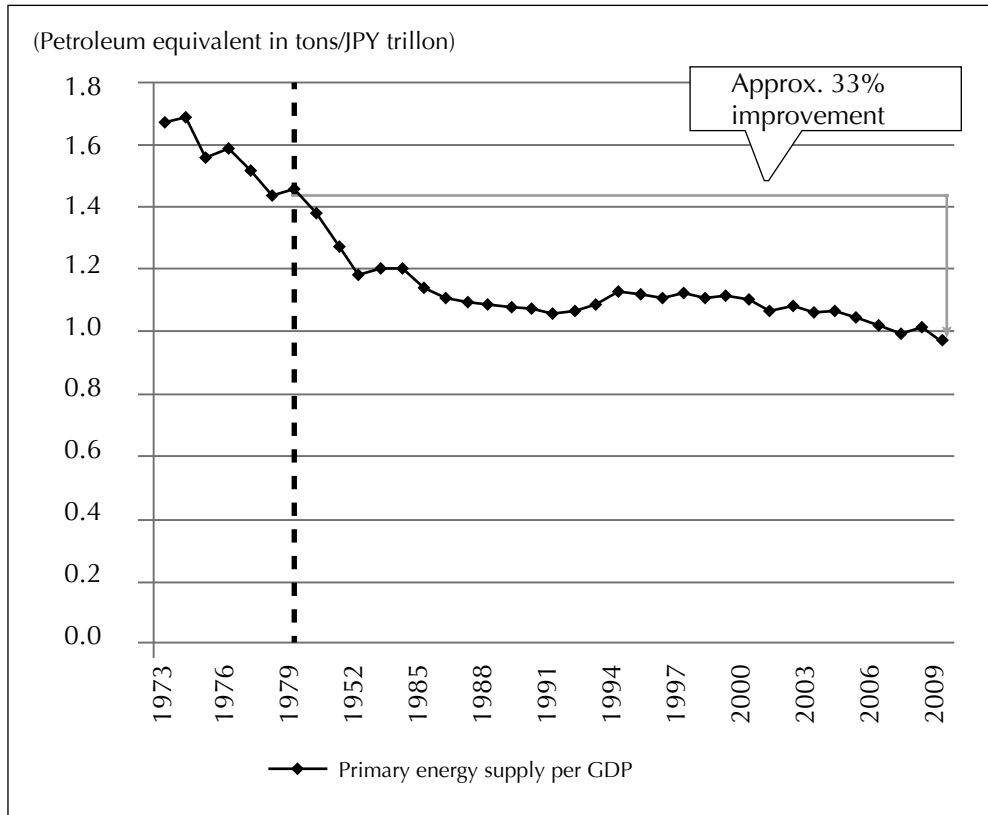
Uno de los principales logros que se puede perseguir con la eficiencia y conservación de la energía es cambiar el paradigma de “desarrollo igual a mayor consumo de las fuentes primarias de energía”. Para ello, es necesario seguir el *benchmark* que coloca a la eficiencia y conservación de la energía como ítems complementarios y fundamentales de desarrollo, tal como lo hizo Japón, siendo actualmente el único país que tiene proyecciones de reducción del consumo de energía primarias sin que eso ponga en riesgo su desarrollo económico.

En efecto, la intensidad energética en Japón -consumo y requerimientos de energía- es menor que la de Alemania y Francia, y sustancialmente inferior a Estados Unidos. Como ejemplo, el consumo energético del sector industrial japonés se ha mantenido constante en los últimos 30 años, a pesar de que en ese mismo periodo se duplicó el PBI¹² y se ha logrado que las emisiones de CO₂ por unidad de PBI sean las más bajas del mundo.

En las siguientes gráficas podremos ver, en primer lugar, el mejoramiento del consumo energético de Japón respecto a su PBI real y, en segundo lugar, la comparación de dichos consumos con a otros países:

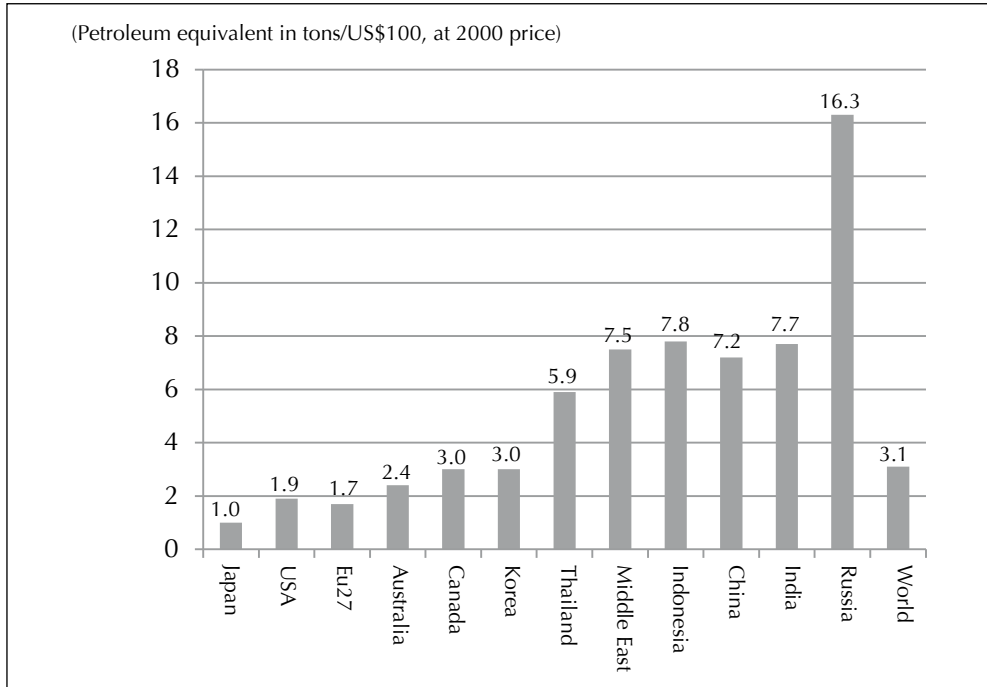
¹² Según la Agencia de Recursos Naturales y Energía de Japón, de 1973 a 2009, el Producto Bruto Interno de Japón se ha multiplicado por 2.3 veces.

Gráfico 1: “Consumo de energía primaria por PBI real de Japón”



Fuente: Agency of Natural Resources and Energy, Japan.

Gráfico 2: “Comparación del suministro de energía requerido por unidad de PBI de Japón en relación a otros países en el año 2009”



Fuente: Agency of Natural Resources and Energy, Japan.

Las acciones emprendidas por el gobierno japonés fueron una respuesta a la toma de conciencia de su riesgo energético, que no es otra cosa asumir la limitación y escasez de sus fuentes energéticas primarias. La adopción normativa y política de la eficiencia energética y la conservación de la energía se produce ante las crisis de petróleo de 1973 y 1979¹³, que *revela* la debilidad de la matriz energética japonesa, debiendo tomarse medidas que hagan sostenible el desarrollo del país en el largo plazo. Eso significa reducir

¹³ La Crisis del petróleo de 1973 y 1979 elevó sustancialmente el precio de petróleo. Entre 1973-1974 se multiplicó por cinco veces. En 1979, los efectos conjugados de la revolución iraní y de la Guerra Irán-Irak produjeron que el precio del petróleo se multiplicara por 2,7 hasta el año 1981.

Según el HandBook 2011 del Centro de Conservación de la Energía de Japón, desde la primera crisis de petróleo, Japón ha realizado grandes esfuerzos para disminuir su alta dependencia al petróleo, que en 1973 conformaba el 80% de sus requerimientos primarios de energía.

su riesgo energético, al hacerse menos dependiente de fuentes energéticas escasas para el país, y que la demanda tome conciencia de dicha situación. Por ello, desde 1979, Japón tiene una Ley relativa al Uso Racional de la Energía (Ley de Conservación Energética)¹⁴, cuyo objetivo es ayudar a las empresas a implementar y promover el uso racional de la energía y de los recursos naturales.

Las posteriores reformas introducidas a la Ley de Conservación Energética buscaron concatenar a todos los actores involucrados en el consumo de energías: empresas, pobladores y Estado. Todo esto en un claro intento de disminuir la alta dependencia del petróleo y del carbón.

Dichas políticas han tenido mucho éxito y probablemente, seguirán tendiéndolo en el futuro. Tal como expresa Komiyama, desde 1990 y en proyección al 2050, Japón ha ido reduciendo y lograría reducir más su consumo y dependencia del petróleo. De 57% de su matriz energética en 1990, a 46% en el 2005 y con una proyección de 34% para el 2050. Se espera también que en el periodo hacia 2050, el consumo global de energías primarias se contraiga entre 0.3 %y 0.5% y que el consumo de energía no fósiles (nuclear, hidráulica, geotérmica y otras fuentes renovables) se incremente de 18% a 32%. En líneas generales, mientras otros países han proyectado el crecimiento de sus matrices energéticas para mantener su desarrollo o mejorarlo, Japón es el único país que mantiene una proyección negativa, sin que se encuentre dispuesto a reducir o evitar su crecimiento¹⁵.

¹⁴ Ley relativa al Uso Racional de la Energía fue adoptada el 1 de octubre de 1979 y ha sido revisada seis veces. La estructura de la mencionada ley es la siguiente:

- Objetivos-Definición.
- Política elemental o básica.
- Medidas aplicables a las empresas.
- Medidas aplicables al transporte.
- Medidas aplicables a las construcciones.
- Medidas aplicables al equipamiento.
- Miscelánea.
- Disposiciones penales o sancionatorias.

¹⁵ Entre el año 2005-2050 el crecimiento esperable de la economía japonesa será constante pero reducido. El crecimiento reducido no debe entenderse como una consecuencia de sus políticas energéticas. Para un país altamente tecnificado, con una madurez muy alta de sus instituciones, población, sistemas gubernamentales y ámbito territorial reducido, no es necesario mostrar crecimientos exponenciales, sino que el grado de desarrollo alcanzado es económica y socialmente sostenible en el tiempo.

Ciertamente, las ambiciones japonesas solo pueden comprenderse por su alto desarrollo tecnológico que; sin embargo, solo han tomado lugar gracias a la conciencia de la eficiencia energética y de la conservación de la energía, logrando así que su industria y pobladores mantengan consumos similares a lo largo de los últimos años y con una tendencia a disminuir. Se espera que el sector industrial mantenga su consumo energético para el año 2030 y que lo reduzca en 0.2% para el año 2050. En un sentido similar se espera que el sector residencial disminuya su consumo en 0.9% para el año 2030.

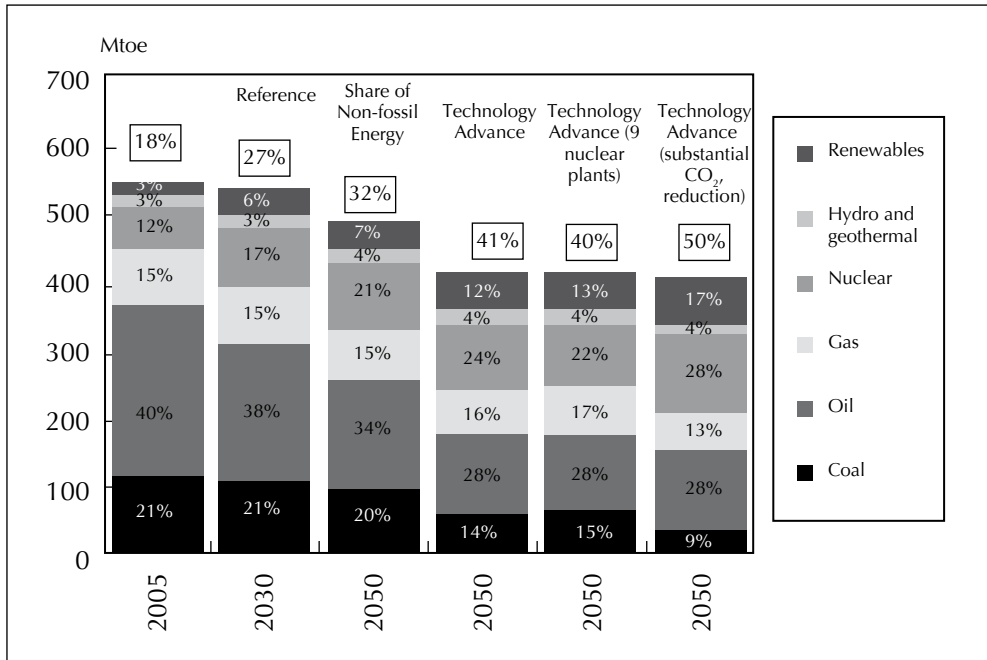
A pesar de lo bueno de estas cifras, que se basan en las políticas económicas actuales y tecnologías efectivamente utilizadas, Japón analiza escenarios más ambiciosos, que se diferencian por un mayor desarrollo tecnológico y el incremento de su matriz energética nuclear. Como describe Komiyama¹⁶, el escenario más ambicioso sería el de Avance Tecnológico con una reducción sustancial de CO₂. Este escenario estaría compuesto por la expansión de la energía nuclear, el desarrollo de la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ y otras mejoras tecnológicas.

En este último escenario, el consumo proyectado de carbón y petróleo, pasará a ser de 9% y 28% en el año 2050, respectivamente. Se produce, por consiguiente, una diferencia sustancial con relación a un escenario referencial (que solo considera las políticas y tecnologías actuales), dado que en este escenario el carbón y petróleo constituyen el 20% y 34% del *mix* energético para el año 2050, respectivamente. En el mismo sentido, la utilización de energía de fuentes no fósiles sería de aproximadamente 50% de la matriz energética, mientras que en un escenario referencial sería de 32%.

Podemos observar entonces, que la superación del riesgo energético se fundamenta en otorgar o propiciar las condiciones de desarrollo sostenible en base a un mejor aprovechamiento de la energía, pero que sobre todo reduce el riesgo de tener que incrementar la oferta energética de manera constante. Naturalmente, nada de esto es posible si no se direcciona el crecimiento de la demanda de manera continua hacia un consumo racional y eficiente.

¹⁶ Ryoichi Komiyama. "Japan's Long-term Energy Outlook to 2050: Estimation for the Potential of Massive CO₂ Mitigation" [Consulta 20 de setiembre de 2013]. Disponible en la Web: www.worldenergy.org/documents/congresspapers/188.pdf.

Gráfico 3: “Suministro de energía primaria para Japón por escenarios”



Fuente: Japan’s Long-term Energy Outlook to 2050

Un punto adicional sobre la matriz energética de Japón es que gran parte la misma tiene de origen nuclear. El accidente de Fukushima ha llamado la atención sobre el uso de generación eléctrica nuclear y ha condicionado seriamente la generación de electricidad en Japón. Después del accidente, solo dos plantas nucleares de las cincuenta unidades se mantuvieron operativas¹⁷.

Esta situación es muy severa, si tomamos en cuenta que de las diez empresas que realizan la actividad de generación eléctrica en Japón, nueve utilizan generación nuclear¹⁸. La paralización de las unidades antes mencionadas se debió a que el gobierno japonés inició un procedimiento de revisión de

¹⁷ Consúltense Asano Hiroshi y Goyo Mika. “After Fukushima: The evolution of Japanese electricity market”. En: *Evolution of Global Electricity Markets*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

¹⁸ Las diez empresas eléctricas de Japón son Hokkaido Electric Power Co.; Hokuriku Electric Power Co.; Tohoku Electric Power Co.; Chubu Electric Power Co.; The Chugoku Electric Power Co.; The Okinawa Electric Power Co.; Kyushu Electric Power Co.; Shikoku Electric Power Co.; The Kansai Electric Power Co.; y The Tokyo Electric Power Co.

estándares para este tipo de tecnología, especialmente referido a eventos naturales y de seguridad. A pesar de que Japón ha ampliado el *mix* de su matriz energética, es difícil sostener que la energía nuclear dejará de jugar un papel importante en sus objetivos de desarrollo.

Si bien la inclusión de tecnologías como el *smartgrid*, pueden ayudar a mejorar los índices de eficiencia, sería incorrecto afirmar que Japón renunciará a la utilización de la energía nuclear, pues la no utilización prolongada de la generación eléctrica nuclear tendría serias consecuencias para su economía¹⁹.

3.2. Desde el punto de vista de reducción de emisiones de CO₂

Actualmente, el mundo viene afrontando los problemas del cambio climático y sus impactos ambientales, dada las altas emisiones de CO₂ de origen antrópico. El efecto invernadero ha puesto a prueba a la mayoría de países industrializados, cuyas prácticas de desarrollo y consumo energético han colocado al mundo en un punto crítico de estabilidad ambiental, debiendo hacerse correcciones inmediatas para aminorar los cambios ambientales en el mediano y largo plazo.

Algunas naciones han tratado de migrar a fuentes energéticas no fósiles, especialmente aquellas denominadas no convencionales (eólicas, fotovoltaicas, solares, geotérmicas, marea-motoras). Lamentablemente, estas fuentes son aún muy costosas y limitadas, dada su poca estabilidad y alta dependencia a sus fuentes naturales asociadas: las centrales eólicas solo producirán electricidad si hay viento, las fotovoltaicas y solares no servirán en la noche, etc.

No se trata, por tanto, de modular o implementar únicamente nuevos suministros, sino migrar también nuestro consumo a situaciones de ahorro y uso eficiente. No se puede lograr los objetivos de la Convención de Kioto²⁰ si no se implementa y practica políticas de eficiencia y conservación de la energía. En

¹⁹ Consúltese AsanoHiroshi y Goyo Mika. *Op. cit.*

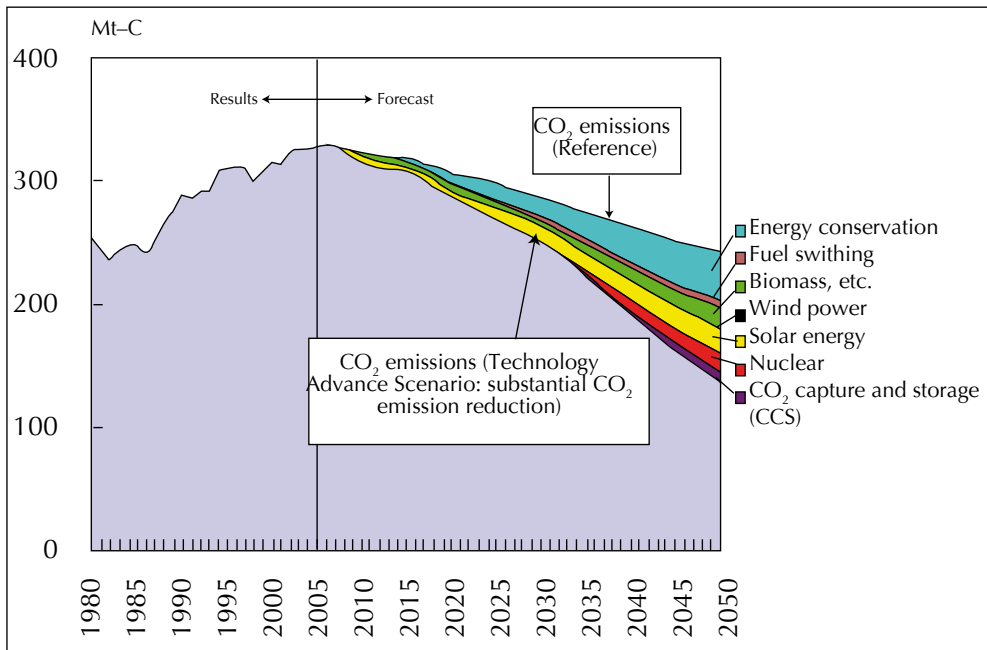
²⁰ Los principios de la Convención han sido desarrollados en el Protocolo de Kioto, en donde los países industrializados se comprometen a estabilizar las emisiones de gases de efecto invernadero. De esa forma se establece metas vinculantes de reducción de las emisiones para 37 países industrializados y la Unión Europea, reconociendo que son los principales responsables de los elevados niveles de emisiones de gases de efecto invernadero que hay actualmente en la atmósfera, y que son el resultado de quemar fósiles combustibles durante más de 150 años.

buena cuenta los beneficios que se pueden obtener del ahorro de la energía, en comparación con el simple uso de tecnologías menos contaminantes, son sustancialmente mayores.

Regresando al caso de Japón, se proyecta que sus emisiones de CO₂ para el año 2030 sean similares a los de 1990. Estos resultados serían posibles gracias a los beneficios obtenidos de aplicar combinadamente la conservación de la energía, migración a combustibles fósiles menos contaminantes, uso de recursos renovables no convencionales, tecnología nuclear y captura y almacenamiento de CO₂.

En un escenario de Avance Tecnológico con reducción sustancial de CO₂, la reducción de CO₂ provendría en 37% del ahorro y uso eficiente de la energía²¹ hacia el año 2050.

Gráfico 4: “Reducción de Emisiones de CO₂ en Japón por tecnología hacia el año 2050”



Fuente: Japan’s Long-term Energy Outlook to 2050.

²¹ RyoichiKomiyama. *Op. Cit.*

Desde los años setenta, el gobierno japonés ha sancionado a las empresas que no cumplen con los estándares gubernamentales. En 1998, mediante revisión de la Ley de Conservación Energética, se implementó el sistema de estándares *Top Runner*. Este sistema buscó establecer estándares de eficiencia para 18 productos de uso intensivo de energía²². Solo como ejemplo, se pretendía que los aires acondicionados para oficinas y hogares fueran rediseñados para consumir 63% menos energía.

A pesar de la existencia de los estándares gubernamentales y sus políticas de control y supervisión, lo que llama la atención de la experiencia japonesa es que una gran parte de los acuerdos de eficiencia y de resultados en la menor emisión de CO₂, provienen de acuerdos voluntarios del sector empresarial. Precisamente, de manera adicional a los estándares gubernamentales, el Estado ha fomentado este tipo de prácticas, permitiendo que las mismas empresas adopten políticas energéticas y ambientales. Los resultados de los planes voluntarios son muy satisfactorios, como si fueran obligatorios. Un buen ejemplo de esta experiencia está dado por la Federación de Empresas Japonesas (*Keidanren*), cuyo record de cumplimiento de metas es alto, traducándose en la disminución constante de CO₂ desde el año 1997.

4. La experiencia peruana

4.1. Consideraciones Previas

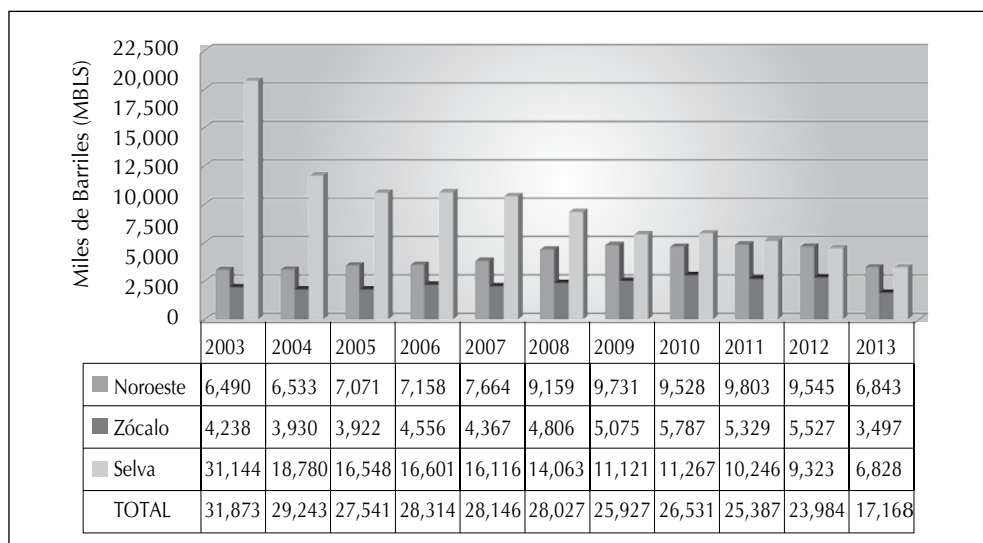
4.1.1. Sobre la producción y consumo de hidrocarburos

Una de las afirmaciones sobre el problema, realizadas al inicio de este artículo, se refiere al consumo de fuentes energéticas escasas dentro del *mix* energético del Perú. El Perú se viene consumiendo petróleo de manera constante e importante desde hace muchos años, a pesar de que se trata de un bien escaso y dependiente de la volatilidad de los mercados de medio oriente.

²² Vehículos, aires acondicionados, luces fluorescentes, televisiones, videos, fotocopiadoras, computadoras, discos magnéticos, vehículos de carga refrigeradores eléctricos, calentadores, estufas de gas, calentadores de agua a gas, asientos sanitarios eléctricos, máquinas vendedoras y transformadores.

Según los datos estadísticos publicados por Perupetro, a finales del año 2012, la producción de petróleo crudo en el Perú fue algo más de 23 millones de barriles de petróleo. A setiembre del año 2013, la producción anual se encuentra en 17 millones de barriles.

Gráfico 5: “Producción anual de petróleo en el Perú entre 2003 y setiembre de 2013”



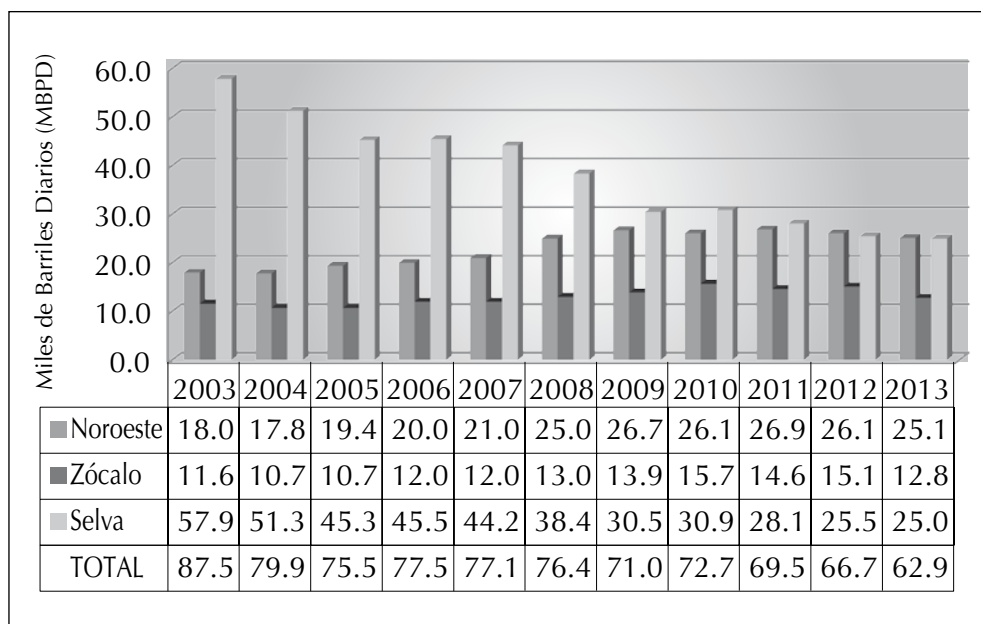
Fuente: PERUPETRO

Esta situación no resulta inesperada, tomando en cuenta el decaimiento continuo de la producción de crudo de petróleo. En efecto, desde el año 1980 la producción ha disminuido irremediable y constantemente. Es decir, hace 33 años la producción de petróleo tocó pico e incluso en ese momento la producción era poco relevante para mercados energéticos desarrollados. A pesar de esa situación, la clase dirigente y política del país se ha visto reticente a emprender un proceso serio y estructurado que permita disminuir significativamente el uso de petróleo.

Tal como se podrá ver en la siguiente figura, en el periodo de 2003 al setiembre 2013, la producción nacional de petróleo se ha reducido en aproximadamente, 25 mil barriles diarios. A pesar del pequeño incremento de los años 2007 y 2008, la producción ha retomado una reducción progresiva. Si tomáramos en cuenta la teoría de Hubbert, una vez alcanzado el pico de producción en

el año 1980, la producción de crudo de petróleo emprende una carrera de decaimiento constante, con la consecuencia directa del encarecimiento del sistema de producción y su inevitable inviabilidad económica.

Gráfico 6: “Producción diaria de petróleo en el Perú entre 2003 y setiembre de 2013”



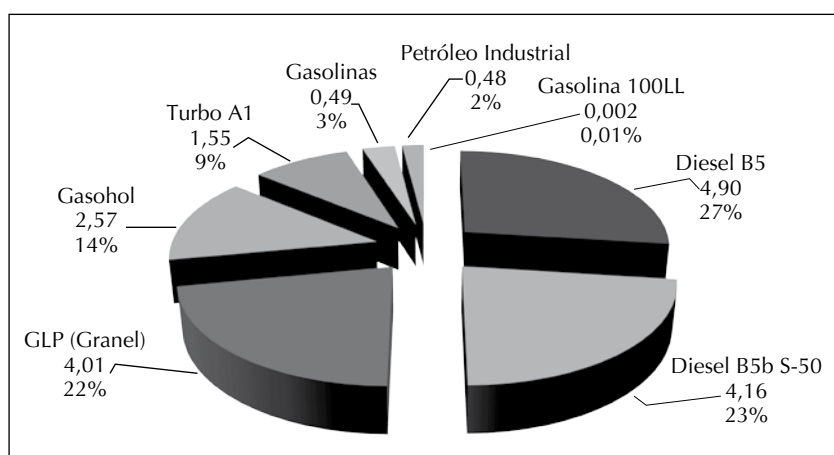
Fuente: PERUPETRO

La reducción progresiva de la producción de petróleo convencional ha generado que los últimos años, la producción nacional sea menor en aproximadamente 8 millones de barriles anuales. Esta situación permite denotar que el Perú se desliza hacia una dependencia de un recurso que cada vez es más escaso en el país. A ello se suma que las exploraciones y perforaciones no han dado los resultados esperados, haciendo cada vez más difícil que se iguale las cifras de producción de años pasados.

Desde el punto de vista del consumo, el Perú ha incrementado su dependencia hacia fuentes energéticas fósiles. De los hidrocarburos consumidos en el país, el diesel representa el 50% de la demanda. Solamente en el tercer trimestre del año 2012, el consumo de combustibles líquidos y GLP ascendió a 18.30 millones de barriles. Esa situación comparada con la producción nacional de

crudo equivalente a 23 millones de barriles en el 2012, muestra con facilidad la fragilidad energética en este campo. Dado el incremento del consumo de hidrocarburos, principalmente alentado por presencia de más automóviles, se puede sostener que el suministro y el consumo de hidrocarburos han tomado caminos opuestos, colocando al país en una situación delicada de dependencia del petróleo.

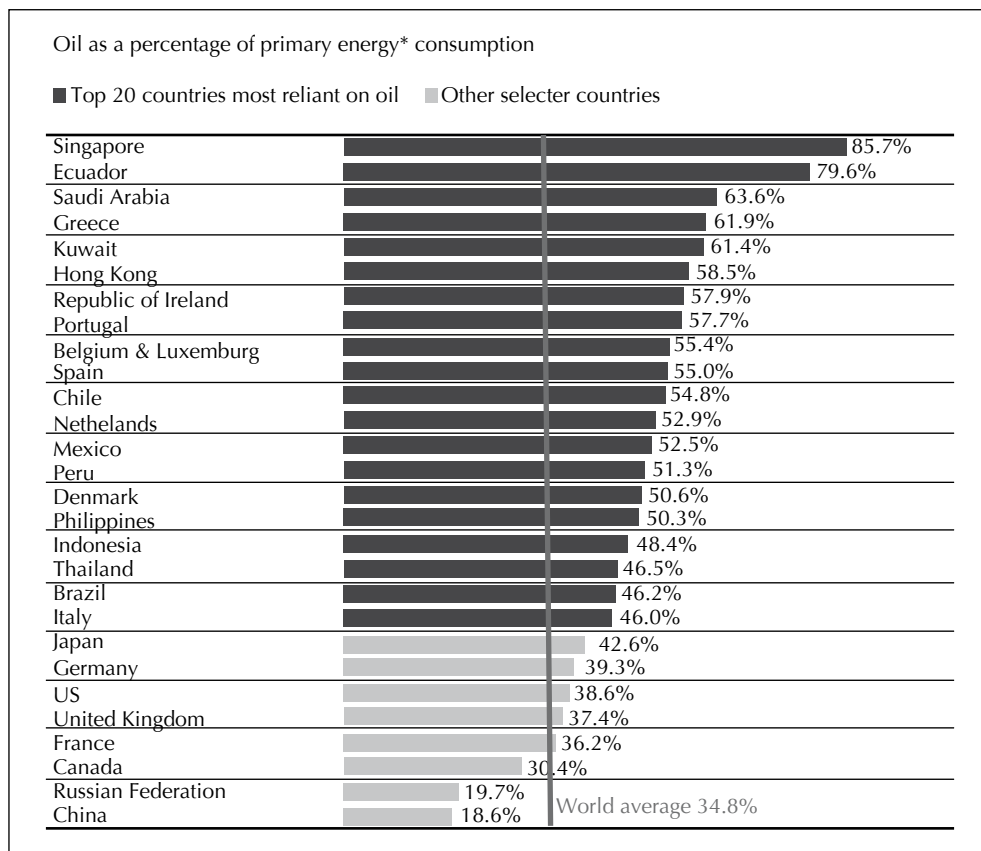
Gráfico 7: “Demanda de Combustibles Líquidos y GLP a Nivel Nacional del Tercer Trimestre del 2012 (Millones de Barriles)”



Fuente: OSINERGMIN

La dependencia externa del petróleo y la alta demanda de dicho combustible, ha colocado al Perú en el puesto catorce de los países más dependientes de este hidrocarburo en el año 2010, que en muy pronto tiempo, dada la completa inacción política, nos colocará entre los primeros lugares. Del gráfico que se muestra a continuación resulta acucioso señalar que países con serios problemas energéticos se encuentren en los primeros lugares de la lista (Grecia, Portugal, España entre otros).

Gráfico 7: “Ránking de los 20 primeros países con mayor dependencia al petróleo, 2010”

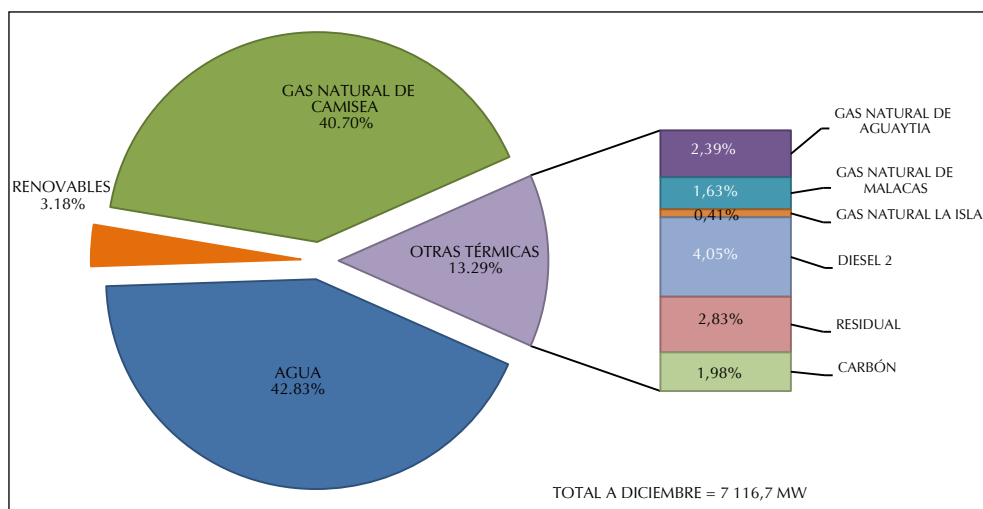


Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2010

4.1.2. Sobre la producción de electricidad

Desde el punto de vista eléctrico, la matriz energética ha variado proporcionalmente a lo largo de estos últimos años, dando lugar a que el 54% de la matriz este compuesta por generadoras térmicas que funcionan con combustibles fósiles. La reciente inclusión del gas natural a nuestra matriz energética, revela también la debilidad del sistema de abastecimiento de dicho combustible, dado que no se cuenta con sistemas de redundancia que aseguren el transporte continuo. Es decir, en el caso específico del gas natural, las fallas en el transporte del gas de Camisea afectarían el desarrollo normal de 40% de la potencia eléctrica efectiva.

Gráfico 8: “Potencia efectiva por tipo de recurso energético”



Fuente: Anuario COES 2012

Por su parte, las tecnologías utilizadas en la generación térmica enfrentan el desperdicio energético inherente a la quema de combustibles fósiles que se había descrito con anterioridad. Al respecto, debemos tomar en cuenta que la mayoría de motores de generación o turbinas empleadas en la generación de electricidad, tienen un aprovechamiento de la energía primaria de los combustibles entre 25% y 35%. El resto de la energía se pierde a manera de calor. La captura del calor liberado por la combustión y utilizado nuevamente en la generación de electricidad se conoce como ciclo combinado, lo que permite el aprovechamiento de la energía primaria del combustible entre 70% y 85%.

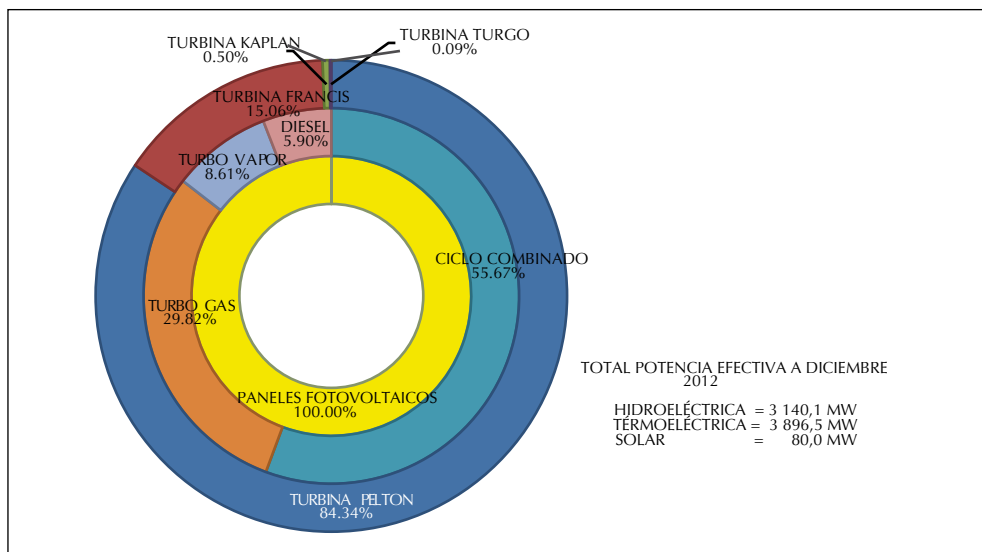
Como se podrá ver en el cuadro y gráfico a continuación, de toda la generación térmica en el país, solo 55% es ciclo combinado, lo que supone que aproximadamente el 25% de nuestra matriz eléctrica desperdicia entre un 65% y 75% por la energía obtenida en la combustión de hidrocarburos.

Cuadro 1: "Potencia Efectiva de Generación Eléctrica por Tipo de Tecnología (MW) para el año 2012"

TIPO	HIDRO-ELÉCTRICA	(%)	TERMO-ELÉCTRICA	(%)	SOLAR	(%)
TURBINA PELTON	2 648.5	84.34				
TURBINA FRANCIS	473.0	15.06				
TURBINA KAPLAN	15.7	0.50				
TURBINA TURGO	3.0	0.09				
CICLO COMBINADO			2 169.3	55.67		
TURBO GAS			1 161.8	29.82		
DIESEL			335.4	8.61		
PANELES FOTOVOLTAICOS					80.0	100.0
TOTAL	3 140.1	100.0	3 896.5	100.0	80.0	100.0

Fuente: Anuario COES 2012

Gráfico 9: "Potencia Efectiva por Tipo de Generación Eléctrica y Tecnología 2012"



Fuente: Anuario COES 2012

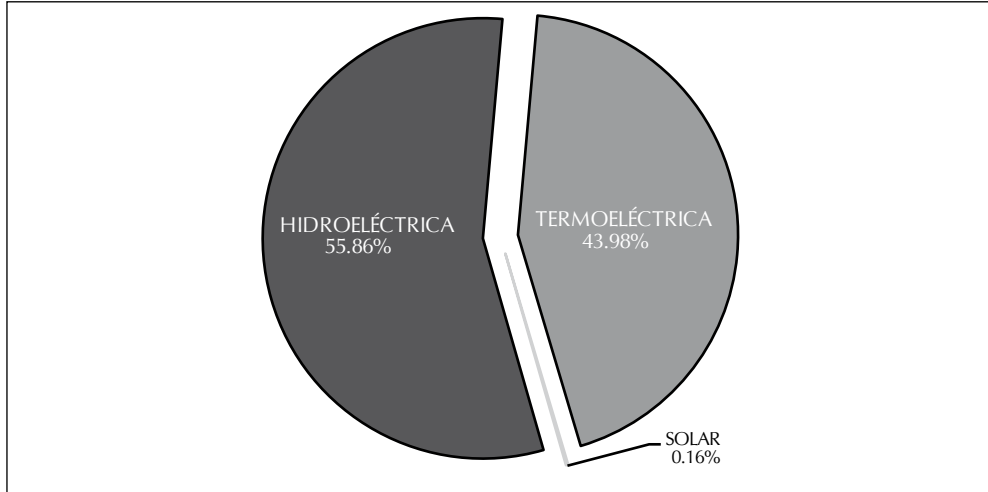
En relación a la electricidad producida en el país, el 43% provino de centrales térmicas. La producción hidroeléctrica sigue siendo la principal fuente de

generación eléctrica, no obstante como cualquier otra fuente primaria que depende de su fuente natural asociada, debe afrontar las restricciones de generación en tiempo de estiaje. En efecto, las centrales hidroeléctricas ven afectado su factor de carga o factor de planta en épocas de pocas lluvias. La última sequía del año 2004 fue tan severa que se debieron adoptar una serie de medidas legislativas que permitirán sopesar los efectos de dicho evento en el sistema, primordialmente porque el costo marginal de la electricidad se incrementó exponencialmente al tener que emplearse tecnologías caras como centrales de generación térmica a diesel.

La generación eléctrica debe afrontar una serie de dificultades que se van agravando por la limitación y falta de seguridad de suministro de las fuentes energéticas primarias, como por los efectos propios de la naturaleza. De ese modo, pretender una carrera solitaria en pro de mejorar únicamente la oferta parece un despropósito en el largo plazo. El Estado debe procurar que el actual *mix* energético de generación eléctrica se avoque a cubrir las necesidades empresariales y residenciales eficientes, incluyendo el transporte (uso de vehículos eléctricos), para que el crecimiento de la demanda de energía se condiga necesariamente con las necesidades de consumo y no con el desperdicio energético.

En otras palabras, tanto la generación hidroeléctrica como la generación termoeléctrica debe afrontar los riesgos antes mencionados, sin que se pueda sostener que el mero crecimiento de la oferta podrá garantizar el suministro constante de electricidad, a pesar de los esfuerzos de lograr un margen de reserva en el sistema. No olvidemos que mucha oferta repercute directamente en el costo de la energía pues se debe pagar toda la infraestructura existente y la disponibilidad de la misma para operar cuando se necesite, por lo que un margen amplio de reserva es también contraproducente dentro del sistema eléctrico.

Gráfico 10: “Potencia efectiva por tipo de generación eléctrica y tecnología 2012”



Fuente: Anuario COES 2012

4.2. Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía

Como se había adelantado, el Perú solo cuenta con una experiencia encomiable y exitosa de eficiencia energética, a pesar de que se pueden datar varios intentos, desde 1973. Precisamente, en ese año se realizó una campaña de ahorro de combustibles restringiendo la circulación de vehículos a los cuales se les había asignado calcomanías de colores. Incluso se había creado la organización sin fines de lucro, dedicada a la conservación de la energía y el ambiente (CENERGIA), que no tuvo mayor participación en el sector energético dada la política de subsidios que el gobierno había establecido a los precios de energía, primordialmente hasta antes de las reformas en los años noventa.

En 1994, se creó una dependencia del Ministerio de Energía y Minas, denominada Proyecto para Ahorro de Energía (PAE) para poder contrarrestar los efectos del déficit potencial de 100 MW, al no tenerse las reservas suficientes en el SICN (Sistema Interconectado Centro Norte). La experiencia resultó satisfactoria y se replicó en el SIS (Sistema Interconectado Sur) por la salida de la Central Hidroeléctrica Machupicchu (100 MW). La adopción de estas propuestas permitió superar con creces la falta de oferta eléctrica y reserva adecuada de la misma; sin embargo, solo tuvieron dicho éxito por la

continuidad e intensidad de las campañas emprendidas y la implementación efectiva de las políticas de eficiencia energética.

Ahora, si bien el PAE pasó a ser un programa con naturaleza permanente y ha sido reconocido por los logros obtenidos en el quinquenio de 1995-2000, a partir del año 2002 se decidió reducir el desarrollo del programa. En el año 2005, se pretendió dar nuevos bríos al tema de la eficiencia a través de la Ley 27345, Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía.

La promoción del uso eficiente contenida en la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía se sustenta en cuatro ejes: (i) seguridad de suministro; (ii) mejoramiento de la competitividad industrial y empresarial; (iii) creación de una cultura de uso eficiente; (iv) reducción del impacto ambiental.

Las actividades han sido variadas y a pesar de los intentos no se ha logrado una experiencia remarcable a lo largo de estos años. No obstante, se ha procurado coordinaciones para lograr ciertos estándares, ya sea a nivel técnico como el desarrollo de Normas Técnicas a través de INDECOPI o coordinaciones multisectoriales, como el MINEM con el Ministerio de Vivienda, Construcción y Saneamiento.

En cumplimiento de las disposiciones transitorias del reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, la comisión encargada elaboró el Plan Referencial del Uso Eficiente de la Energía, que fuera aprobado por Resolución Ministerial N° 469-2009-MEM/DM.

El Plan al que se refiere el párrafo anterior se focaliza en cuatro sectores en donde se debe lograr mejores eficiencias, que son precisamente aquéllos sectores que señala el Reglamento de la Ley de Uso Eficiente de la Energía: residencial, productivo y de servicios, público y transportes. El ahorro global sería del orden de 15% hacia el año 2018.

El Plan Referencial en comentario establece que las políticas de eficiencia podrían implementarse con una inversión de 673 millones de dólares; es decir, casi un octavo del ahorro que se espera obtener (5 291 millones de dólares). En cuanto a las emisiones de CO₂, se evitarían unos 35 millones de toneladas.

A continuación podemos observar las cifras que contiene el Plan Referencial en los siguientes cuadros:

Cuadro 2: “Resumen de reducción de demanda de energía con programas de eficiencia energética”

SECTORES	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	TOTAL
1. Reducciones con programas de eficiencia (TJx1000)											
Sector Residencial	2.76	4.84	8.57	13.96	18.92	18.92	18.92	18.92	18.92	18.92	143.63
Sector Productivo y Servicios	3.77	7.67	11.56	16.46	17.95	17.95	17.95	17.95	17.95	17.95	147.14
Sector Público	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.91
Sector Transporte	1.15	2.39	3.76	5.23	6.80	8.48	10.24	12.20	14.27	16.43	80.95
Total	7.73	15.00	23.99	35.74	43.76	45.44	47.20	49.16	51.23	53.39	372.64
2. Reducción emisiones (x1000 TM CO ₂ USA/año)	779	1499	2362	3468	4262	4381	4506	4645	4791	4945	35638
3. Ahorros económicos anuales (x 10 ⁶ USA \$)	121	231	347	490	571	612	655	703	754	807	5291
4. Ingresos por certificados carbono (x10 ⁶ USA \$)	8	14	20	27	30	30	30	30	30	30	251
5. Inversiones requeridas (x10 ⁶ USA \$)	97	100	124	185	98	14	14	14	14	14	673

Fuente: Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía

Cuadro 3: “Ahorro anual de energéticos en el año 2018 (TJx1000)”

SECTOR	Residencial		Productivo y Servicios				Público	Transporte	TOTAL	%
	Cocina Iluminación	Termas	Hábitos de Consumo	Motores	Calderas Iluminación	Cogeneración Iluminación				
Ahorro de biomasa	16.53								16.53	30.9
Ahorro de hidro-carburos			8.75						16.43	58.3
Ahorros energía eléctrica	0.80	1.16	0.41	1.40	1.84			0.10		10.7

Fuente: Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía

Cuadro 4: “Resumen de reducción de la demanda eléctrica por sectores (MW)”

SECTORES	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1. RESIDENCIAL										
Iluminación Eficiente	109	113	116	121	121	121	121	121	121	121
Termas eléctricas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mejora de hábitos de consumo	20	40	60	80	80	80	80	80	80	80
2. PRODUCTIVO Y SERVICIOS										
Sustitución motores	20	40	60	80	103	103	103	103	103	103
Cogeneración	20	40	80	160	196	196	196	196	196	196
Iluminación eficiente	27	70	95	95	95	95	95	95	95	95
3. PÚBLICO										
Iluminación eficiente	3	6	6	6	6	6	6	6	6	6
TOTAL	200	309	417	543	602	602	602	602	602	602

Fuente: Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía

Los planes específicos para cada sector considerado en el Plan Referencial se resumen en lo siguiente:

Sector Residencial:

- Formar una cultura de uso eficiente de la energía.
- Desarrollar hábitos adecuados de consumo.
- Desarrollar proyectos: sustitución de 1 millón de cocinas tradicionales, modernización de la iluminación, sustitución de 100 000 calentadores eléctricos por solares.

Sector Productivo y de Servicios:

- Optimizar del consumo de energía.
- Sustituir 30 000 motores eléctricos.
- Mejorar la operación en 60% de las calderas del país.
- Dinamizar de la utilización de la cogeneración, con la expectativa de ingresar 196 MW al sistema.
- Reemplazar fluorescentes T12 por T8, balastos electromagnéticos por electrónicos, y focos incandescentes por ahorradores.
- Desarrollar mecanismos financieros para lograr los objetivos antes mencionados.

Sector Público:

- Modernizar la infraestructura del Estado.
- Estandarizar el logro de eficiencia tratando que el consumo energético sea similar por superficie, trabajador y usuario para climas similares.
- Reemplazar fluorescentes T12 por T8, balastos electromagnéticos por electrónicos, y focos incandescentes por ahorradores.
- Ser un ejemplo de eficiencia.

Sector Transportes:

- Reducir el consumo de combustible, mediante reorganización e información sobre el tráfico vehicular.
- Considerar la restricción de un día a la semana para reducir los costos de las congestiones que estarían en un orden de 500 millones de dólares al año por costos operativos y horas-persona.

El Plan Referencial contiene políticas poco agresivas que, sin embargo, representarían un ahorro atendible para un mercado como el peruano. No obstante, resulta cuestionable que se consigan beneficios a largo plazo sino

se presenta la voluntad política necesaria, sobre todo constante en tiempo e intensidad. Coincidiendo con Nadel²³, no hay solución a largo plazo con una intención que dure pocos años y con programas tangenciales. Se debe enfocar y realizar una campaña y actuaciones gubernamentales permanentes. La inversión en la eficiencia energética es ínfima frente a los beneficios que pueden obtenerse²⁴. Eso sí, llamamos la atención sobre el Plan Referencial en tanto el mantenimiento y sostenibilidad del mismo depende de lograr una mejora tecnológica, que no es un simple reemplazo sino una constante evaluación de las tecnologías utilizadas. La implementación progresiva y constante, así como la concientización y generación de hábitos adecuados con la eficiencia y conservación de la energía, permitirá que los costos cada vez sean menores, siendo a la larga más beneficioso para los sectores que van implementando estas políticas²⁵.

5. Conclusiones

La eficiencia energética y conservación de la energía son las mejores alternativas para permitir el desarrollo sostenible de un país. No solo reportan grandes ventajas competitivas a nivel macroeconómico, sino que reducen el riesgo de crecimientos exponenciales de la demanda difíciles de cubrir en corto plazo. Adicionalmente, son la mejor alternativa para aminorar los impactos ambientales, principalmente al reducirse las emisiones de CO₂.

La eficiencia energética y conservación de la energía también sugiere en un segundo momento que los países migren progresivamente a mejores tecnologías de aprovechamiento de la energía y que resulten menos contaminantes que las energías primarias comunes.

²³ Nadel, Steven. "Utility Energy Efficiency Programs: Lessons from the Past, Opportunities for the Future". En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013. Pag. 66

²⁴ Consúltase para mayor información el artículo resumen de Sioshansi. "Will Energy Efficiency make a Difference?". En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

²⁵ Puede consultarse el trabajo de Nillesen, Haffner y Ozbugday. "A Global Perspective on the Long-term Impact of Increased Energy Efficiency". En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

Es necesario que la planificación de los mercados energéticos ponga mayor atención en el comportamiento de la demanda y que se tome medidas para direccionarlas a usos eficientes y de ahorro, de modo que los requerimientos adicionales de energía tengan sustento en incremento real de energía y no en el desperdicio energético intrínseco a la producción de la misma, ni en las conductas o hábitos inadecuados de la demanda.

En el caso peruano, el país se ha convertido en altamente dependiente del petróleo, a pesar de que su producción no cubre sus requerimientos internos y que la misma ha ido decayendo desde 1980. Además, en el campo eléctrico, el Perú debe afrontar la debilidad de su seguridad de suministro del 40% de su producción eléctrica, dada las condiciones de transporte del gas Camisea. Adicionalmente, y de manera periódica, el Perú debe enfrentar los riesgos hidrológicos, que no solo limitan la producción de electricidad sino que también la encarecen.

El actual Plan Referencial de Uso Eficiente de la Energía, a pesar de ser muy conservador en cuanto a sus metas, reporta grandes beneficios para la poca inversión que necesita, por lo que es tarea del Estado reevaluar el tema de la eficiencia y conservación de la energía con miras a mantener el desarrollo económico del país en el largo plazo, colocando a nuestra industria y producción nacional en campos altamente competitivos, solo por el hecho de consumir racional y eficientemente nuestros recursos energéticos.

6. Bibliografía

THE WORLD BANK - ENERGY UNIT. "Peru: Overcoming the Barriers to Hydropower". May 2010.

John LAITNER, Matthew McDONNELL and Heidi Keller. "Shifting Demand: From the Economic Imperative of Energy Efficiency to Business Models that Engage and Empower Consumers". En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

THE ENERGY CONSERVATION CENTER, JAPAN. "Japan Energy Conservation Hand Book 2011".

KOMIYAMA, Ryoichi. "Japan's Long-term Energy Outlook to 2050: Estimation for the Potential of Massive CO₂ Mitigation" [Consulta 20 de setiembre de 2013]. Disponible en la Web: <http://www.worldenergy.org/documents/congresspapers/188.pdf>.

ASANO Hiroshi y Goyo MIKA. "After Fukushima: The evolution of japanese electricity market". En: *Evolution of Global Electricity Markets*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

STEVEN Nadel. "Utility Energy Efficiency Programs: Lessons from the Past, Opportunities for the Future". En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

FEREIDOON Sioshansi. "Will Energy Efficiency make a Difference?" En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

Paul NILLESEN, Robert HAFFNER y Cemil OZBUGDAY. "A Global Perspective on the Long-term Impact of Increased Energy Efficiency". En: *Energy Efficiency. Towards the End of Demand Growth*. Academic Press: Massachusetts, 2013.

La transición a la competencia en el mercado eléctrico en diversos países de Iberoamérica: Estudio comparativo de España, Perú, Venezuela y Ecuador

Fernando Blanco Silva¹

Abel Venero Carrasco²

Nelson Ramiro Gutiérrez³

Leodardo Chacín⁴

Julio Salvador Jácome⁵

Alfonso López Díaz⁶

Sebastián Utrera Caro⁷

Resumen

La gestión de la energía es uno de los aspectos más importantes a la hora de caracterizar el desarrollo económico de un país; históricamente este sector ha estado fuertemente intervenido desde la administración al igual que otros

¹ Ingeniero industrial Doctor por el Departamento de Desarrollo Sostenible de la Universidad Católica de Ávila. Responsable de la Unidad de Energía y Sostenibilidad de la Universidad de Santiago de Compostela (España). fernando.blanco.silva@usc.es

² Licenciado en Derecho y LLM in Energy Law and Policy por el Centre for Energy, Petroleum and Mining Law and Policy (Universidad de Dundee). Abogado en Santiváñez Abogados (Perú). abel.venero@santivanez.com.pe

³ Tecnólogo en electrónica y telecomunicaciones y Máster Universitario en Energías Renovables por la Universidad de Santiago de Compostela, Asesor técnico del Departamento de Ingeniería en Enkador (Ecuador). nelsonramiro.gutierrez@rai.usc.es

⁴ Licenciado en Contaduría Pública. Dr. en Ciencias Mención Gerencia, Consultor SAP-FI en COROPELEC, profesor de la Universidad D. Rafael Bellosó Chacín (Venezuela), Ichconsultor@cantv.net

⁵ Ingeniero mecánico electricista. Gerente General del Organismo Supervisor de las Inversiones en Energía y Minería, OSINERGMIN (Perú). jsalvador@osinerg.gob.pe

⁶ Coordinador del Grado en Ingeniería Mecánica de la Universidad Católica de Ávila (España). alfonso.lopez@ucavila.es

⁷ Coordinador del Grado en Ingeniería Mecánica de la Universidad Católica de Ávila (España). alfonso.lopez@ucavila.es

sectores estratégicos como las comunicaciones, la vivienda o el acceso al agua potable por su carácter de esenciales.

Debido a que la falta de competencia sectorial provoca demasiadas ineficiencias, las administraciones han optado por la liberalización de todos los sectores y facilitar la entrada al inversor privado, incluyendo aquellos más sensibles, aunque con ciertas particularidades. En el presente artículo realizamos una comparación de la evolución del sector eléctrico durante los últimos años para cuatro países como son España, Perú, Venezuela y Ecuador, haciendo especial hincapié en la organización del mercado y la evolución de la liberalización eléctrica a lo largo de los últimos años.

Palabras clave: *Análisis comparativo, energía eléctrica, liberalización, tarifas eléctricas, comercialización.*

1. Introducción

La energía es un factor muy importante en la economía de un país, todos los procesos productivos tienen un componente energético importante y el acceso de la población a la energía es uno de los parámetros de medida del bienestar social; además el consumo de energía por habitante y la intensidad energética país nos permite caracterizar perfectamente el grado de desarrollo socioeconómico del mismo. Debido a la importancia del acceso a la energía los estados han considerado a este sector como estratégico, y ha estado muy intervenido; incluso en muchos casos no estaban claras las diferencias entre Estado y empresas eléctricas. La intervención estatal en la energía tiene dos fines principales: por un lado garantizar que la población tiene la posibilidad de consumir un mínimo de energía a un coste lo más bajo posible (es un aspecto social) y por otro se busca evitar abusos indiscriminados por parte de las compañías, ya que históricamente éstas realizaban sus actividades en régimen de monopolio. La energía tiene dos usos fundamentales: los térmicos y eléctricos; el intervencionismo existe en ambos, siendo materia de análisis del artículo la parte eléctrica.

En el presente artículo se hace un análisis de cuatro países distintos, que se pueden discriminar en tres grupos; en un primer grupo se incluye a Venezuela, un país con extraordinarios recursos energéticos, es el país con más reservas energéticas (petróleo y gas) del Mundo y que es también uno de los países con

mayores recursos per cápita [1]; en un segundo grupo estaría Ecuador, que tiene unas reservas mucho más moderadas de productos petrolíferos pero con una buena combinación entre las distintas fuentes de energía renovables y convencionales. Ecuador ha pasado de ser ligeramente deficitario a plantearse ser excedentaria en esta misma década mediante la implantación de nuevas centrales de origen renovable, en especial la central hidroeléctrica Coca Codo Sinclair con una potencia de 1500 MW; esta central permitirá reducir el uso de combustibles fósiles e incluso facilitará la exportación de energía eléctrica a países vecinos [2]. Finalmente España y Perú son países con escasos recursos en energías fósiles; en ambos casos la importación de energía (petróleo y gas) desde el exterior supera el 60% de la energía primaria y las reservas probadas en hidrocarburos son bastante menores en comparación con los dos grupos anteriores, por lo que sus expectativas y potencial se deberían centrar en las renovables y eficiencia energética.

Tabla 1: Reservas probadas de petróleo

País	Reservas probadas (millones de toneladas)	Población (millones de personas)
Venezuela	300.000	30 millones
Ecuador	7.000	16,8 millones
Perú	930	30 millones
España	150	47 millones

Fuente: Organización de Países Exportadores de Petróleo [1]

Evidentemente esta distinta configuración de los recursos propios incide en las políticas energéticas que desarrolla cada país, en el caso de España y Perú se debe apostar masivamente por fuentes de energía autóctonas que eviten la dependencia del exterior; en Ecuador se opta por una solución de consenso entre la explotación de energías convencionales y renovables (en especial la gran hidroeléctrica) mientras que para Venezuela el consumo y la explotación de la energía no se trata de un tema especialmente prioritario, sino que la gran preocupación es garantizar el acceso de los ciudadanos al servicio en condiciones idóneas; así las líneas generales de las políticas energéticas de Perú y España son bastante similares, y totalmente distintas que las políticas de Venezuela mientras que Ecuador estaría en una situación intermedia. Las líneas generales de estos países vendrían a ser:

- Perú y España buscan evitar la dependencia del petróleo. En el caso de España es prácticamente todo de importación, mientras que en Perú las importaciones representan casi el 75% del total del crudo consumido. El gas natural es el primer combustible sustitutivo del petróleo, aunque éste presenta algunos de los problemas del primero como su carácter no renovable o las fluctuaciones en el precio. Perú viene realizando esfuerzos importantes a efectos de utilizar con mayor énfasis el gas natural que dispone y sustituirlo por el petróleo.
- Explotar los recursos nacionales: En el caso de Perú y España estos recursos son las fuentes renovables, que además les valdría para evitar la dependencia energética del exterior. En España el carbón es de mala calidad y este subsector minero ha desaparecido a lo largo de los últimos veinte años (la extracción del carbón en las minas nacionales) y no existen reservas importantes de petróleo o gas natural. En Perú hay unas reservas de petróleo aunque son insuficientes, si dispone de importantes reservas de gas natural que se viene promoviendo su uso, sin embargo también deben apostar por las renovables. Ecuador apuesta por una solución de compromiso entre renovables y fósiles mientras que Venezuela no debe realizar una apuesta tan clara por las renovables al tener recursos petrolíferos suficientes.
- Promover proyectos que reduzcan las emisiones de CO₂: Aquí existen dos tendencias muy distintas, España por un lado y los países sudamericanos por otro. Con objeto de luchar contra el Cambio Climático se deben reducir las emisiones de CO₂, producidas principalmente por la combustión de hidrocarburos; este objetivo surge en 1997 con la firma del Protocolo de Kyoto por la mayoría de los países del mundo (los cuatro citados son firmantes de dicho Protocolo). Los países más industrializados del mundo (EE.UU, Rusia, Australia, los componentes de la Unión Europea, España...) se marcan objetivos cuantitativos en la reducción de emisiones de G.E.I. en el periodo 2008-2012, que como norma general se han cumplido. Aunque a nivel mundial los nuevos objetivos en reducción de G.E.I. se han diluido, a partir de 2012, los Estados Miembros de la UE se han comprometido a un 20% de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero en el horizonte 2020, lo que significaría un importantísimo esfuerzo en esta línea España; esta reducción se lograría centrándose en la eficiencia energética y fomento de las fuentes menos contaminantes como gas natural o energías renovables. Perú, Venezuela y Ecuador son también firmantes del Protocolo de Kyoto, aunque no tienen un objetivo cuantificable en reducción conjunta (un porcentaje de las emisiones emitidas) sino que el

éste se concibe como una oportunidad de aprovechar los mecanismos de Desarrollo Limpio (M.D.L.). Un Mecanismo de Desarrollo Limpio supone la inversión de tecnología de un País del Anexo I (los que tienen que recortar sus emisiones en un porcentaje previamente fijado) en un País no incluido en dicho Anexo, mediante proyectos de reducción de emisiones o fijación de carbono; el país inversor tiene derecho a descontar los bonos de emisión evitados, mientras que el país donde se produce la inversión sale beneficiado porque aumentan los niveles de inversión extranjera a la vez que se contribuye con la mejora de las condiciones ambientales.

- Las centrales nucleares despiertan un rechazo social, y después de la catástrofe de Fukushima parece poco probable la apuesta por esta tecnología. En España se han instalado en los años setenta varias centrales nucleares y actualmente el Ministerio de Industria no tiene una intención pública de implantar ninguna más; en el caso de Perú, Venezuela y Ecuador no existen centrales en operación comercial; durante las décadas pasadas se realizaron amagos de desarrollar dicha tecnología, pero hasta día de hoy no han fructificado.

En todos los países estudiados, la administración gubernamental interviene en el sector de la energía en diversas formas, tanto para usos térmicos (hidrocarburos, gas natural, gases licuados de petróleo, etc.) como eléctricos, presentando características en cuanto a la normativa de la competencia muy análogas [3]. En los cuatro países el mercado eléctrico se encuentra intervenido, en el caso de España la liberalización es parcial y se inicia en 1997 con la aprobación de la *Ley del Sector Eléctrico* [4], mientras que en Perú se liberalizó el mercado eléctrico desde 1992 con la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas; en Ecuador esta liberalización se inicia en 1996 con la Ley de Régimen el Sector Eléctrico, mientras que en Venezuela la reorganización del mercado es más reciente, ya que en 2007 se aprueba la reorganización del sector eléctrico nacional mediante la creación de CORPOELEC [5].

2. La Liberalización Eléctrica en España

2.1. La ley No. 54/1997 del Sector Eléctrico: Objetivos Generales

En el año 1986, España se hace miembro de la Comunidad Económica Europea (hoy Unión Europea) y como tal se le obliga al fomento de la competencia

en todos los sectores; esta liberalización se fue implantando paulatinamente aunque en aquellos considerados *estratégicos* es más lenta, y no es hasta 1997 cuando se aprueba la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* [4]. Poco después de la aprobación de ésta también se aprobó otra similar para los hidrocarburos, que es la *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos* [6].

La principal característica de la *Ley del Sector Eléctrico* es que se inicia la liberalización sectorial; hasta este momento las empresas tenían la exclusividad de venta de energía en la zona en la que operaban; para realizar esta venta de energía realizaban el proceso completo en su zona de influencia (generación, transporte, distribución y suministro). Únicamente existía la colaboración entre empresas para equilibrar la estructura eléctrica nacional (igualar la generación a la potencia demandada en cada momento) y la coexistencia en el transporte (algunas líneas de transporte eran titularidad de empresas eléctricas y otras de Red Eléctrica de España), en general cada empresa gestionaba el suministro en su zona de influencia intercambiando excedentes para ajustarse a la demanda; este intercambio se realizaba mediante las líneas de transporte, que eran propiedad de Red Eléctrica de España (R.E.E.), esta empresa que gestionaba también el sistema. La coexistencia de empresas era pacífica; siendo calificada como *monopolio natural* [7], cada empresa gestionaba la zona en la que tenía las concesiones; no existía apenas competencia porque eran empresas muy asentadas a las que no le interesaba invadir zonas ajenas y la implantación de nuevas compañías era inexistente porque los costes de implantación eran una barrera de entrada muy difícil de superar. Hasta 1997 las empresas colaboraban también con la administración, y se consideraba a la energía como un servicio público.

Todo esto cambia con la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico. En su exposición de motivos se declara que el fin principal es establecer la regulación del sector eléctrico, y que los tres objetivos fundamentales son:

- i. Garantizar el suministro eléctrico a la población
- ii. Garantizar que éste tiene la calidad suficiente
- iii. Garantizar que se realice al menor coste posible

En esta exposición de motivos se hace referencia a preservar en la medida de lo posible el medioambiente de las agresiones, así como a limitar la intervención

del Estado, aunque esto ya lo detallaremos más adelante. Pasamos a citar los contenidos fundamentales de dicha *Ley*.

2.2. Sujetos y Actividades Participantes en el Mercado Eléctrico

La *Ley* identifica los siguientes sujetos participantes en el mercado: productores, autoproductores, Operador del Mercado, Operador del Sistema, empresas transportistas, empresas distribuidoras, comercializadores y consumidores. La *Ley* del Sector Eléctrico cita también un total de seis actividades: transporte, distribución, Operador del Mercado (O.M.E.L.), Operador del Sistema, producción eléctrica y comercialización; las cuatro primeras reciben el nombre de actividades reguladas y se caracterizan por permanecer en el régimen de monopolio regulado, mientras que las dos últimas se ejercen en régimen de competencia; las empresas que realizan las actividades reguladas tendrán éste como fin exclusivo, en el caso de las actividades no reguladas (producción y venta de energía eléctrica), las empresas que las ejercen pueden realizar otras tareas pero en el sector eléctrico ésta sería la única; una vez desarrollada toda la jurisprudencia eléctrica debemos resaltar que las empresas comercializadoras pasan a realizar la venta de energía eléctrica y gas natural [8].

El Operador de Mercado es la empresa que realiza la gestión económica de la compra-venta de energía eléctrica; en 1997 era la empresa O.M.EL. (Operador de Mercado Eléctrico) y en 2007 pasó a ser O.M.I.E (Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad). El Operador del Sistema es Red Eléctrica de España (R.E.E.); esta empresa que realiza la gestión técnica de los flujos de energía eléctrica en la red, también gestiona el transporte en exclusividad (aunque en el momento de la aprobación de la *Ley* había otras empresas transportistas que también lo hacían pero R.E.E. ha ido comprando paulatinamente todas las líneas de transporte). Las líneas de transporte serían aquellas de tensión igual o superior a 220 kV, instalaciones asociadas (subestaciones, auxiliares, etc.) y las líneas estratégicas (líneas internacionales, conexiones interinsulares entre las Islas Canarias y Baleares, conexiones extrapeninsulares con Ceuta y Melilla, etc.). Las líneas de distribución son las que tienen una tensión inferior a los 220 kV y no estratégicas (todas las líneas estratégicas son de transporte, independientemente de la tensión de trabajo); la actividad de distribución se sigue realizando en condiciones de monopolio local por cada empresa en sus zonas de influencia. Otro tipo de líneas son las líneas directas; aquellas que conectan las centrales eléctricas con los grandes centros de consumo (fábricas básicamente) y pertenecen a la red de distribución (independientemente de

la tensión). Red Eléctrica de España es una compañía privada, aunque tiene una regulación singular porque tiene carácter de interés general y se debe garantizar su neutralidad respecto al resto del sector; esta situación se repite en el caso de las redes de gas natural y los oleoductos con las empresas ENAGAS y Compañía Logística de Hidrocarburos [9].

En el momento de la aprobación de la Ley del Sector Eléctrico las empresas eléctricas estaban realizando todas las actividades; con la aprobación de la Ley tuvieron que dividirse en varias empresas independientes, aunque podían seguir en el paraguas de una misma corporación empresarial. Por este motivo, el Gobierno de España debió indemnizarles con los llamados “Costes de Transición a la Competencia”, por obligarles a “partirse” en varias compañías independientes [10], [11].

La distribución eléctrica se realiza en condiciones de monopolio local, aunque pueden ser usadas por otras las empresas, y no sólo por sus propietarios. Con la aprobación de la Ley es posible que otras empresas vendan electricidad a consumidores que no son de su zona de influencia, por lo que deben de pagar por el uso de éstas una tasas denominadas peajes. También existe la posibilidad de competencia en distribución con las líneas directas, ya que cualquier empresa podría instalar una línea para servir a una empresa fuera de su zona de influencia.

Una vez aprobada la Ley del Sector Eléctrico también aparece una variación en el precio de la energía. En España la tarifa eléctrica es binómica; básicamente tiene dos componentes: los derechos por potencia contratada (marcada en €/kW) y la energía consumida (€/kWh). Hasta su aprobación, los precios de los dos componentes eran fijados por el Ministerio de Industria, con una actualización anual; con la liberalización de la venta el consumidor puede optar libremente por cualquier comercializadora. En 1997 existían dos mercados: el liberalizado (con libre competencia) y el mercado intervenido (a tarifa). En el liberalizado el cliente y comercializador pueden pactar el precio del suministro mientras que en el mercado a tarifa el precio es el marcado por el Ministerio de Industria; la Ley 17/2007 [12] suprime definitivamente el mercado a tarifa y todos los consumidores, a partir de 2009, compran energía en el liberalizado. Esta liberalización es sólo en cuanto al consumo de energía porque los derechos de potencia siguen siendo impuestos por el Ministerio de Industria [12].

El precio de la energía se obtiene a partir de la casación de precios entre ofertas (producción) y demanda (previsión de consumo). El proceso es muy complejo, aunque lo describiremos básicamente a continuación. Las grandes centrales eléctricas (termonucleares, térmicas, grandes hidráulicas, etc.) están obligadas a participar en una subasta diaria organizada por O.M.I.E.; en esta subasta las empresas ofertan energía eléctrica a un precio por MWh para cada tramo de 1 hora. Estas ofertas se van aceptando hasta igualarse a la demanda de energía prevista, las que ofertan a precio más barato (las nucleares) funcionan continuamente y la demanda se va a ir completando con los combustibles (gas natural, carbón, etc.) y finalmente las más caras (gran hidroeléctrica y derivados petrolíferos), que funcionan menos horas. Realizada la casación de oferta y demanda se obtiene un precio final de generación eléctrica; las comercializadoras compran la energía para posterior venta a sus clientes; en el caso del resto de centrales que no entran en casación (las de menos de 50 MW, las renovables, etc.) la asignación de precios se realiza en función de estos precios de casación resultantes.

2.3. La discriminación entre el Régimen Especial y el Régimen Ordinario

La Ley del Sector Eléctrico incluye también la preservación del medio ambiente como uno de sus aspectos fundamentales, esta preservación se materializa en el fomento de las tecnologías alternativas para la producción eléctrica, distinguiendo entre el Régimen Ordinario y el Régimen Especial. El Régimen Ordinario incluía las centrales convencionales (combustibles, termonucleares, gran hidroeléctrica, etc.) y el Régimen Especial incluye las renovables y tecnologías de alta intensidad energética (tratamiento de R.S.U., cogeneración, residuos agrícolas, etc.), caracterizadas básicamente porque su contribución al Calentamiento Global es mucho menor (emiten menos CO₂ por cada kWh consumido); además la Ley impone una potencia máxima de 50 MW para las centrales incluidas en él. Con el objetivo de promover el Régimen Especial se aprueban las siguientes herramientas:

- La electricidad producida no debe someterse a un procedimiento de casación oferta-demanda para determinar el precio sino que pueden acogerse a un precio fijo de venta por cada kWh. Esto significa que toda la energía eléctrica producida en el Régimen Especial se vierte a la red, independientemente si existe demanda o no.

- El precio de venta fijo de cada kWh se calcula a partir del precio intermedio del Régimen Ordinario incrementado en una cantidad variable denominada prima. Esta prima se abona por cada kWh por encima del precio ordinario y depende de la fuente; por ejemplo en el caso de la energía eólica era de unos 3 céntimos por cada kWh, mientras que para la solar fotovoltaica era del orden de los 38 céntimos por cada kWh.

En España el crecimiento de las renovables ha sido espectacular a lo largo de los últimos años, siendo uno de los primeros países en el mundo en eólica y solar fotovoltaica. Este crecimiento se debió a una política de primas que premiaba la producción de electricidad verde; debido a que existía liberalización, los promotores aprovecharon la existencia de un régimen de primas muy favorable a medida que los costes de implantación iban bajando (se trataba de tecnologías más maduras) y se superaban las expectativas de los Planes Energéticos Nacionales; con el fin de detener el coste de las primas, el Gobierno de España aprobó el *Real Decreto Ley 1/2012* [13] que decide la suspensión temporal de las primas.

2.4. El Papel de la Administración

Hasta 1997 la administración (central y autonómica) era el principal interlocutor en el sector, no estando en algunos casos muy claros los límites entre ésta y empresas ya que ambos pactaban la definición de la red eléctrica (nuevas líneas) y la construcción de centrales ante la previsión de aumento de la demanda, ampliación de las líneas de distribución ante nuevas industrias, incremento de población, etc., además la administración fijaba los precios, realizaba una planificación vinculante y regulaba el régimen de seguridad y mantenimiento de líneas y centrales (inspecciones, revisiones, etc.). Con posterioridad a la Ley del Sector Eléctrico la administración pierde su importancia, y éste se limita a la regulación de la seguridad y mantenimiento de centrales y redes eléctricas; la planificación vinculante se ciñe a las redes de transporte, mientras que el resto de infraestructuras son decididas y ejecutadas por empresas, en estos casos la administración se limita a autorizarlas; finalmente en casos de emergencia está previsto que la Administración pueda regular todo el sistema eléctrico, aunque no ha sucedido hasta ahora.

En la planificación no vinculante (líneas de distribución, nuevas centrales eléctricas, subestaciones e infraestructuras auxiliares, etc.) el Estado hace una

planificación orientativa y las empresas van a ajustarse o no en función de los beneficios económicos previstos. Por ejemplo cuando ha habido cambios en la legislación, la evolución ha diferido mucho de las estimaciones (al desaparecer las primas en 2012 y 2013 el crecimiento de las renovables ha sido mucho menor al esperado).

2.5. La actualización de la Ley del Sector Eléctrico (Ley No. 17/2007)

Diez años después de su publicación la Ley del Sector Eléctrico ha sufrido una primera modificación puntual, se trata de *la Ley 17/2007, de 4 de julio, de modificación de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico [12]*. Esta modificación se centra en la liberalización de la comercialización, suprimiendo definitivamente la venta a tarifa, por lo que a partir de 2009 todos los consumidores pertenecen al mercado liberalizado. No obstante el Ministerio de Industria aprobó la Tarifa de Último Recurso (T.U.R.), la cual se dirige a los consumidores que no quieren entrar en negociaciones con las comercializadoras, evitando abusos de éstas. Como resultado de la *Ley 17/2007* toda la electricidad es vendida por las comercializadoras, distinguiéndose entre las comercializadoras clásicas (que negocian precios con el consumidor) y las que trabajan sólo con clientes de último recurso y que cobran a unos precios máximos impuestos por el Estado; la *Ley 17/2007* permite una pequeña excepción, las distribuidoras de pequeño tamaño no podrían asumir su división en una comercializadora para la T.U.R. y la distribuidora (sería excesivamente costosa y no asumible) por lo que se permite ambas actividades para las empresas con menos de 100.000 abonados.

Aparte de la *Ley 12/2007*, con posterioridad a la *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico* se ha aprobado normativa complementaria que la desarrolla, aunque no podemos centrarnos en ella por la limitación de este artículo.

3. La Liberalización Eléctrica en Perú

3.1. La reforma eléctrica de Perú. Ley de Concesiones Eléctricas

Al inicio de la década de los noventa, la situación económica y social del Perú era caótica. En el aspecto económico, el modelo anterior había llevado a una grave crisis asociada con la intervención excesiva del Estado. En este marco,

diversos organismos internacionales, incluido el Banco Mundial, recomendaron ejecutar reformas de liberalización en diversos sectores productivos.

La industria eléctrica del país, al inicio de la década del noventa, se organizaba bajo un modelo de monopolio estatal. En dicha organización, la empresa estatal Electro Perú era el actor primordial del sector, controlando la totalidad del sistema a través de diferentes compañías subsidiarias [14]. El capital privado participaba minoritariamente, principalmente en la forma de productores independientes que únicamente podían comercializar su producción con Electro Perú; esta introducción de la figura de productores independientes se produce a partir de 1991 con la modificación de la Ley General de la Electricidad [15]. Como un reflejo de la difícil situación nacional, “la actividad eléctrica en el Perú mostraba un importante deterioro como consecuencia de la escasa inversión en infraestructura debido a los problemas fiscales, a que las tarifas no cubrían los costos de producción, las limitadas inversiones en mantenimiento y la destrucción sistemática de infraestructura por parte del terrorismo” [16]. Dada esta situación, el sector fue incluido dentro del proceso de reformas. De hecho, el diseño de la reforma fue realizado por un grupo de profesionales de las empresas estatales en reestructuración y el Ministerio de Energía y Minas con el apoyo de especialistas del Banco Mundial. [17].

La reforma inicia con la *Ley de Concesiones Eléctricas*, promulgada el 20 de noviembre de 1992. Especificar los objetivos de dicha norma es una tarea difícil en tanto existe un amplio número de estudios y revisiones del caso sin que exista una fuente primaria oficial que señale estas metas. Los objetivos de la norma que se suelen citar más a menudo son aquellos que predominaron el contexto de reforma del sector eléctrico en Latinoamérica. En ese sentido, los objetivos de la Ley de Concesiones Eléctricas serían:

- i. Fortalecer los escasos incentivos para la eficiencia;
- ii. Facilitar la movilización de recursos financieros;
- iii. Liberar al Estado de una pesada carga para su fisco sin dejar de atender las necesidades de los más pobres [18].

A diferencia de España, la protección al medio ambiente no aparece ni como una de las motivaciones para la reforma ni tampoco como uno de los objetivos de la misma. A continuación se detallan algunos aspectos específicos de la Ley de Concesiones Eléctricas.

La transición del modelo de monopolio estatal a empresas separadas se realizó de manera paulatina, iniciando un proceso de desintegración de las empresas estatales Electro Perú (la cual contaba con 10 compañías subsidiarias a nivel regional) y Electro Lima, la cual se dividió en 5 empresas. Para lograr la transición se otorgó un plazo de tres años desde la entrada en vigencia de la Ley de Concesiones Eléctricas de 1992 para que estas empresas desintegradas pudieran obtener sus correspondientes concesiones y autorizaciones.

3.2. Actividades del Mercado Eléctrico

La Ley de Concesiones Eléctricas implementa la separación del mercado eléctrico en tres actividades productivas: generación, transmisión y distribución. Esta Ley señala que existen actividades de electricidad concebidas como servicio público como son el suministro de energía eléctrica para pequeños consumidores (mercado regulado), la transmisión y la distribución de electricidad que se realizan en régimen de monopolio. La actividad de comercialización de electricidad como actividad independiente no existe, pero sí crea un mercado para los grandes clientes. Así, la venta de electricidad puede ser en el mercado regulado o de servicio público (el usuario debe comprar obligatoriamente a la compañía distribuidora) o en el libre (el usuario puede elegir su proveedor, ya sea distribuidora o generador). Actualmente, cuando la potencia contratada es igual o menor a 200 kW el usuario pertenece al mercado regulado; entre 200 kW y 2.500 kW, el usuario puede elegir entre ser libre o regulado, mientras que a partir de 2.500 kW, el usuario tiene necesariamente la condición de libre consumidor y elegir a su proveedor.

La industria eléctrica peruana consta de un solo sistema eléctrico interconectado –el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)– el cual es gestionado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). El COES es integrado por todas las empresas concesionarias de electricidad, así como los Grandes Usuarios Libres (aquellos consumidores con potencia contratada mayor a 10 MW) y, tiene las funciones de desarrollar los programas de operación el SEIN, coordinar la operación en tiempo real, determinar y valorizar las transferencias de potencia y energía entre los agentes que lo componen y asignar responsabilidades en caso de trasgresiones a las normas de calidad [19].

Por su parte, la regulación y fiscalización de las actividades le corresponde al regulador, OSINERGMIN, que también fija los precios con diferentes

mecanismos basados inicialmente en la aplicación de criterios marginalistas para la generación y regulación por costos eficientes para la transmisión y distribución.

En el caso de la generación, se establecía que los precios regulados reflejen los costos marginales de suministrar electricidad. Con ello se buscó promover la eficiencia en la provisión de electricidad. El precio regulado, denominado tarifa en barra, es binómico e incluye la remuneración por potencia disponible y por la energía consumida. El COES se encargaba de realizar los cálculos necesarios para el cálculo de la tarifa; una vez realizados se los transmite al OSINERG (Hoy OSINERGMIN), que finalmente determina las nuevas tarifas. Para el cálculo de las tarifas, se parte de una proyección de demanda de 24 meses y un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo. Posteriormente, se determina un programa de operación que minimice tanto los costos de operación como de racionamiento. Este programa debe servir para determinar los costos marginales horarios a fin de construir las tarifas punta y fuera de punta.

En el caso de la transmisión, la LCE establecía que solo se remunerarían los costos eficientes adaptados a la demanda mediante la distinción entre el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (SST). El primero correspondía aquellas instalaciones de alta o muy alta tensión que permitían el intercambio bidireccional del flujo de energía según las necesidades del sistema y el segundo a los sistemas donde el flujo predominantemente era unidireccional, correspondiente tanto para llevar energía hacia los centros de consumo (demanda) o para que centrales de generación pudiesen inyectar su energía al sistema interconectado (generación). Cada cuatro años el MINEM establecía qué sistemas era de cada tipo y luego OSINERG asignaba la responsabilidad de pago. La clasificación en el SPT hacía que automáticamente su pago lo realicen todos los usuarios finales a través del peaje.

La regulación de la distribución se basa en el esquema de “empresa modelo eficiente”. Los sistemas eléctricos son clasificados en sectores típicos de acuerdo a indicadores de densidad de carga y luego de ser optimizados se fijan los Valores Agregados de Distribución (VADs). El esquema contempla una verificación de la rentabilidad por grupos de concesionarios.

3.3. La Reforma de la Reforma. Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica en el Perú

El año 2004 fue particularmente seco, lo que condujo a un episodio de crisis energética debido al súbito incremento en los costos marginales de generación y la carencia de contratos de compra de energía para la distribución eléctrica a los precios vigentes. Esta crisis obligó a realizar diversos ajustes al esquema de reforma de manera tal que se asegure el crecimiento adecuado de la capacidad instalada de generación. Los principales ajustes incluyen:

- i) La implementación de un régimen de licitaciones convocadas por las empresas distribuidoras para contratar con anticipación y a largo plazo la energía necesaria para cubrir la demanda de sus clientes regulados;
- ii) La creación de un esquema de planificación centralizada de la infraestructura de transmisión eléctrica; y
- iii) La reforma del COES creando comités de agentes.

En estas licitaciones, las empresas generadoras pueden ofertar precios por energía aunque el precio de potencia se toma como dado. Este nuevo esquema reducía el riesgo regulatorio del procedimiento anterior y buscaba cerrar los contratos de las empresas distribuidoras con las generadoras. Hubo una primera etapa de contratos de corto plazo para iniciarse luego las licitaciones de larga duración que se pueden convocar con al menos tres años de anticipación, existiendo incentivos si estas convocatorias se realizan antes, y pueden tener un plazo de hasta 20 años. El precio de generación que se transfiere en los contratos de distribución viene a ser un promedio ponderado de los precios surgidos en las licitaciones y los contratos que se mantienen a tarifa en barra, que en la actualidad representan sólo un 20% del total.

En el caso de la transmisión, lo que se hizo fue básicamente tratar de implementar un nuevo esquema de remuneración que tenga las ventajas de los contratos BOOT, pero que se articule mejor con todo el marco regulatorio, por lo que actualmente la remuneración de la transmisión se basa principalmente en el esquema de ingresos garantizados y costos obtenidos vía la adjudicación de los contratos BOOT.

Se estableció la elaboración del Plan de Transmisión por el COES cada dos años y será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, previa opinión del OSINERGMIN. El Plan de Transmisión tiene carácter vinculante

para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia. En el nuevo esquema se distingue entre el “sistema garantizado”, constituido por las instalaciones incluidas en el plan y sujetas a licitaciones y el “sistema complementario” que incluye las instalaciones construidas por iniciativa de los agentes y cuyas remuneraciones son fijadas en base a costos eficientes por OSINERGMIN.

Respecto a la institucionalidad del COES y las tareas que este debe cumplir, la Ley 28832 modificó su constitución, basada ahora en comités que incluyen a las distribuidoras y los grandes clientes, y le ha dado la función de planeamiento de las inversiones en transmisión, teniendo que realizar un informe anual a OSINERGMIN de las necesidades identificadas en el sistema interconectado. Esta nueva estructura fue aprobada mediante el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Decreto Supremo N° 027-2008-EM), donde se estableció además el mecanismo de aprobación de sus procedimientos técnicos de corto plazo por parte de OSINERGMIN.

Un aspecto que no fue tratado en la segunda reforma fue el vinculado a la problemática de la distribución de electricidad, debido a que existen algunos problemas en el marco regulatorio e institucional, las empresas distribuidoras si bien entraron en el proceso de privatización solo se privatizaron dos de ellas, quedando las demás en gestión estatal, que, a diferencia de su pares privatizados, tienen restricciones administrativas y financieras, para fomentar inversiones en expansión de la capacidad.

4. La liberalización del sistema eléctrico ecuatoriano

4.1. Aspectos Generales del Sistema Eléctrico

Durante el periodo de 1961 a 1999, el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) ejercía el sector eléctrico en régimen de monopolio; este fue el ente estatal encargado de la regulación, planificación, construcción y operación del sistema eléctrico en el Ecuador durante todas estas décadas, teniendo además entre sus funciones el establecimiento de tarifas, es decir que el punto de partida era de monopolio y se concebía la energía eléctrica como un servicio enteramente público.

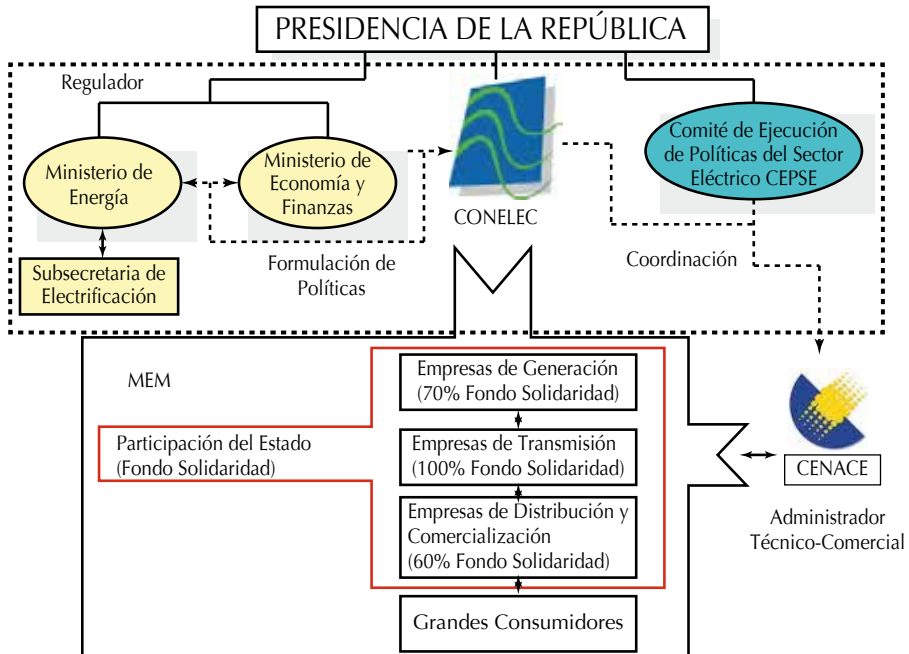
En el año 1996 se promulga la *Ley del Régimen del Sector Eléctrico (LRSE)*, esta supone una profunda transformación del sector, estableciendo como objetivo el de crear un modelo de mercado basado en la implantación de un Mercado Eléctrico Mayorista, esto como paso necesario para modernizar el sector y poder mejorar la calidad de los servicios brindados por el sector eléctrico a través de la optimización del funcionamiento de las empresas eléctricas y la reducción de la participación del Estado en este ámbito para poder incentivar la inversión privada. Esta inversión es algo fundamental ya que la oferta de generación históricamente iba por detrás del aumento de la demanda lo cual provocaba que el índice de cobertura especialmente bajo, que a nivel rural es de los más bajos de Sudamérica por lo que es especialmente importante la participación del sector privado en la generación. De acuerdo a la LRSE que entro en vigencia a partir del año 1999, el Mercado Eléctrico Mayorista quedo configurado de la siguiente forma:

- Gestión: Corporación Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).
- Regulación: Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Esta regulación incluye la fijación de precios a los consumidores.
- Generación: Empresas de Generación del Estado que pasan a formar parte del Fondo de Solidaridad.
- Transporte: Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica (Transelectric).
- Distribución y comercialización: Empresas con cobertura a nivel provincial (también formando parte del Fondo de Solidaridad).
- Grandes Consumidores: empresas que cumplen con determinados requisitos de demanda máxima y consumo, que les permite solicitar una calificación como tal y pueden negociar sus contratos libremente dentro del MEM.
- Consumidor regulado: persona natural o jurídica que recibe el servicio de la empresa distribuidora correspondiente al lugar de residencia.

Aunque el espíritu de la ley tenía como uno de sus objetivos principales el de liberalizar la generación de energía eléctrica en el Ecuador para de esta manera incentivar la libre competencia, prácticamente la totalidad de Generadores y la única empresa de transporte de energía eléctrica permanecieron bajo el control del Fondo de Solidaridad que fue diseñada como una corporación de carácter estatal.

Dentro del marco de la LRSE se crea el Mercado Eléctrico Mayorista el cual queda configurado de la siguiente manera:

Estructura del MEM (Fuente CONELEC)



Debido a que el esquema del MEM no cumplió con las expectativas y los objetivos previstos en su creación, el Gobierno decidió hacer reformas en la normativa vigente del sector en el año 2008 a través del *Mandato Constituyente No. 15* y posteriormente con la nueva *Constitución de la República*, en los cuales se devuelve al Estado su función de principal impulsador y regulador del Sector Eléctrico tratando de dejar espacio también para la inversión privada. Entre las nuevas instituciones que surgen bajo este esquema están el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) que tiene como función la de formular políticas y gestionar los proyectos del sector eléctrico, también la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador (CELECEP) que es una institución que agrupa la generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica.

La Asamblea Nacional Constituyente pone en vigencia en el año 2008 el Mandato Constituyente No. 15, que dispone eliminar el concepto de costos marginales en el cálculo de los costos del componente de generación y la no consideración del componente de inversión para la expansión en los costos

de transmisión y distribución. Con estas disposiciones se configura un nuevo esquema de mercado, basado en la suscripción de contratos regulados entre toda la generación y la demanda regulada. Bajo esta estructura de mercado únicamente existe libre competencia (entendiendo como tales los mecanismos ordinarios de ajuste oferta-demanda) en la generación eléctrica y gran demanda, ya que el resto de actividades (regulación, transporte, distribución y pequeño consumo) son reguladas; los generadores pueden vender energía a las distribuidoras y a los grandes consumidores aunque la oferta es muy limitada, y por lo tanto el mercado es imperfecto.

En este mismo año se publica la Nueva Constitución de la República del Ecuador en el registro oficial No. 449, en la cual se considera al sector eléctrico como estratégico y se define al servicio eléctrico como un servicio público. La nueva Constitución dispone que el Estado asuma el control total de los sectores estratégicos, es decir, su administración, regulación, control y su gestión, además de la responsabilidad que tiene de prestar los servicios públicos a través de sus empresas.

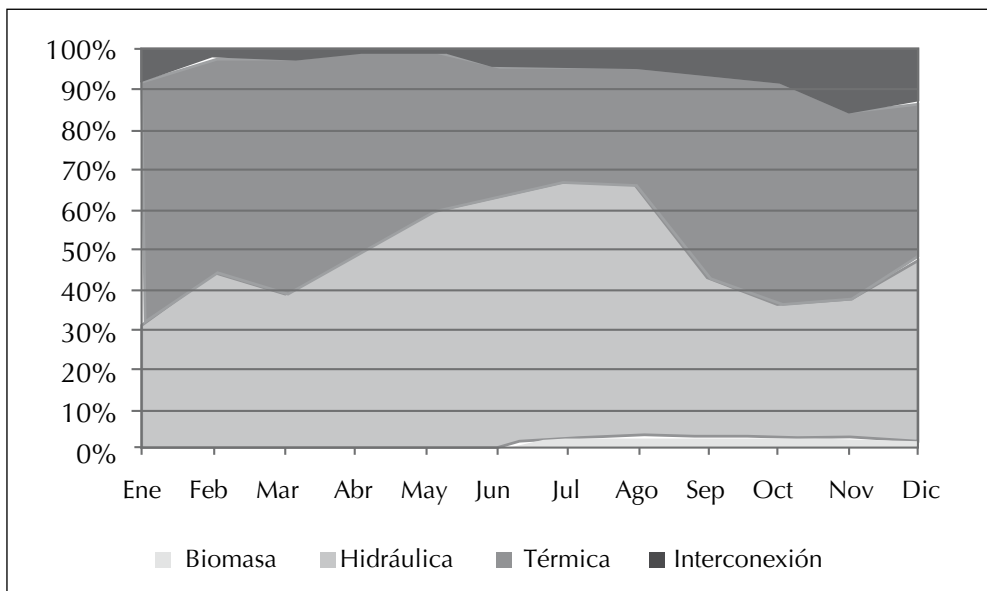
Como resultado de la implantación de la nueva Constitución se instrumenta un nuevo marco normativo del país en diversos sectores, de esta manera a través del Código de la Producción, Comercio e Inversiones del año 2010, se incorpora al artículo 2 de la LRSE las condiciones para la participación del sector privado en el servicio de energía eléctrica que son :

- a) Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general.
- b) Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas. [20]

Para la definición de parámetros que aplican a la participación privada, entran en vigencia en el año 2011, tres regulaciones del CONELEC:

- 1) Regulación No. 002/11, donde se definen los casos de excepción.
- 2) Regulación 003/11, que establece la metodología para el cálculo de precios y plazos de los proyectos relacionados con el sector eléctrico (recordemos que CONELEC es el organismo que fija los precios al consumidor).
- 3) Regulación 004/11, donde se establece un trato preferencial en el caso en el que se utilicen recursos renovables.

Debemos citar que la energía eléctrica tiene problemas de generación en Ecuador, por lo que se incentiva la participación del sector privado así como la libre competencia entre empresas en esta actividad. En el siguiente gráfico se aprecia claramente como el aporte de energía hidráulica se reduce en los meses de octubre a marzo, esto se debe a que el mayor aporte a este tipo de generación lo realiza la Central de Paute, que representa aproximadamente el 23% de la capacidad instalada y cuya cuenca hidrográfica tiene una reducción en estos meses, lo cual obliga a completar la demanda de energía con la compra en el exterior. Es curioso cómo, a pesar de que se ha abierto las puertas para la inversión privada, no se ha podido cubrir este hueco en la generación en los periodos de estiaje. En los últimos años, se ha trabajado en la construcción del embalse Mazar para potenciar el funcionamiento de la Central Hidroeléctrica de Paute, lo cual ha ayudado a mejorar la situación.



4.2. Proceso de Fijación de los Precios de Generación

El sistema de regulación de precios de la energía eléctrica para el productor está regido por un sistema en el que los generadores pueden vender energía a los compradores (distribuidores y grandes consumidores) básicamente en dos tipos de mercado, a corto y a largo plazo.

El mercado a corto plazo es la tasación de precios en el mercado diario en función de la relación oferta-demanda de energía eléctrica; los generadores hacen una previsión de la generación y los grandes consumidores compran energía en ésta; este mercado se creó con la finalidad de aprovechar los momentos de exceso de energía (con la demanda mínima) para incentivar que los grandes consumidores adaptasen sus procesos productivos a estos momentos y aprovecharan un precio de compra más bajo (el ejemplo más claro sería aquellas empresas que pudieran realizar en horario nocturno los procesos que más consumo tengan). Los precios están determinados por un despacho económico, en este no son tomados en cuenta los sobrecostos operativos debidos a congestiones en la red de transmisión ni las inflexibilidades operativas de las unidades de generación. El precio a corto plazo viene dado por el costo variable de la más cara de las unidades despachadas.

El mercado a largo plazo son contratos entre generadores y clientes (las empresas distribuidoras o los grandes consumidores) con una duración de un año y están previstos para la demanda ordinaria. Los generadores autorizados por el sistema deben firmar contratos regulados con las empresas de distribución y grandes consumidores según las previsiones de demanda de estas, este es un requisito obligatorio impuesto por el Mandato Constituyente No.15 del año 2008.

4.3. Estructura de Precios para el Consumidor Regulado

El precio de la energía es fijado por CONELEC en los contratos regulados, que son todos aquellos que no se consideran Grandes Consumidores. El consumidor regulado paga únicamente por los kWh que consume (no se hace un contrato por disponibilidad de potencia); el coste de cada kWh se calcula según el precio de generación a largo plazo, cargo fijo y cargo variable. El cargo fijo será liquidado siempre que el generador se mantenga disponible y considera los costos de recuperación de la inversión, así como los de administración, operación y mantenimiento del sistema; el cargo variable, se determina de acuerdo a la normativa específica para cada caso y será liquidado de acuerdo con la producción de energía medida.

En la regulación vigente se creó la figura de Grandes Consumidores (GM). Para ser calificados como tales deben cumplir con especificaciones de demanda máxima mensual (mayor o igual a 650 kW) por un tiempo mínimo de 6 meses antes de la calificación y consumo mínimo anual (4500 MWh) por un periodo

mínimo de un año antes de la calificación. Al obtener la calificación de GM, estos agentes pueden negociar contratos por su cuenta con Generadores o importación de energía, pero esto en la práctica no se ha dado debido a la limitada oferta de generación, ya que la prioridad en la contratación la tienen las empresas distribuidoras, además de que la gran mayoría del parque generador pertenece al Estado.

Es importante citar la importancia de los intercambios internacionales en el balance eléctrico de Ecuador, la compra de energía eléctrica a Colombia empezó en el año 2003, de acuerdo a los lineamientos de la Decisión 536 de la Comisión de la Comunidad Andina y de acuerdo a la normativa vigente en cada país. La importación ha llegado a representar valores muy importantes de hasta el 12% de la demanda nacional pero se ha visto reducida a partir del año 2010 debido al potenciamiento de Paute y la puesta en marcha de nuevas centrales, llegándose a situar en el año 2012 en el 1.3%. En la Decisión 536 se establecen dos mecanismos para transacciones internacionales de energía eléctrica:

- 1) Mercado de corto plazo.
- 2) Contratos intracomunitarios de electricidad, hasta la fecha no se ha establecido una normativa sobre los acuerdos intracomunitarios, por lo que únicamente se vienen realizando transacciones a corto plazo.

4.4. Sistema de Transmisión

El sistema de transmisión es administrado por una sola entidad denominada CELEC, esta surgió como resultado de la fusión de todas las empresas de generación del estado y la empresa de transmisión TRANSELECTRIC. Los voltajes de transmisión empleados son:

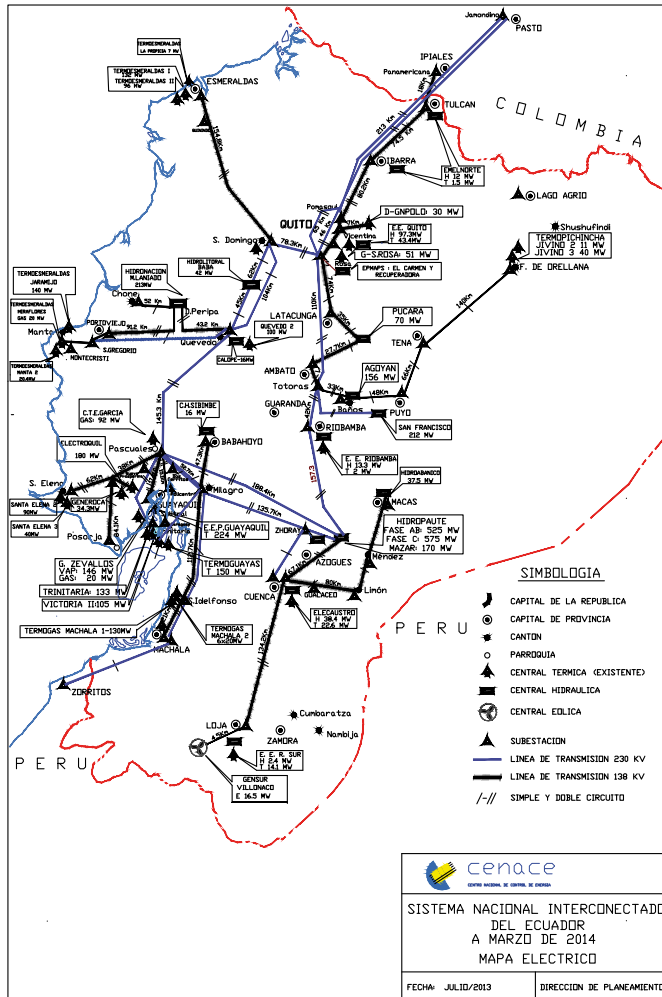
- a) 230 kV en el anillo principal.
- b) 138 kV en los ramales.
- c) 69 kV en los sistemas radiales.

La CELEC tiene la responsabilidad sobre las obras de ampliación del sistema de transporte. Esas obras se realizan luego de recibir la aprobación por parte del CONELEC, siguiendo un plan que se da en planeación con periodos de 10 años con revisiones anuales de este.

Diagrama geográfico Sistema Nacional Interconectado [21]

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO DEL ECUADOR
 MAPA ELECTRICO-CONFIGURACION MARZO DE 2014

Gráfico No. 1



5. Liberalización del Sistema Eléctrico Nacional de la República Bolivariana de Venezuela

5.1. Introducción

En la República Bolivariana de Venezuela, al igual que en muchos países del mundo, el servicio eléctrico es sinónimo de bienestar social, calidad de vida

y desarrollo económico, ya que este un servicio que es utilizado para el uso industrial y doméstico. Hoy día existe el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), órgano del Ejecutivo Nacional encargado de la formulación, adopción, seguimiento y evaluación de las políticas y planes dirigidos a garantizar la optimización de la prestación del servicio eléctrico, constituyéndose en soporte estratégico para el impulso del desarrollo endógeno de Venezuela y a la construcción de una sociedad socialista.

Su visión se fundamenta en ser el órgano del Estado venezolano, que dirija y regule estratégicamente la transformación del servicio eléctrico para convertirlo en motor del desarrollo endógeno, sustentable, soberano y en resguardo del ambiente; apoyados en una organización caracterizada por elevados niveles de eficiencia, eficacia y efectividad en sus procesos, e integrada por personal de alto rendimiento, proactivos, diligentes y con total orientación hacia la construcción de la sociedad socialista.

El servicio eléctrico en Venezuela se rige por la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE), la cual tiene como objeto establecer las disposiciones que regularán el sistema eléctrico y la prestación del servicio eléctrico en territorio nacional, así como los intercambios internacionales de energía, a través de las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización, en concordancia con el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación. Hasta la aprobación de la LOSSE, la regulación eléctrica se legislaba a través de decretos presidenciales bajo la figura de Gaceta Oficial, en la cual se especificaba la regulación de la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. La empresa era de carácter privado, público y de capital mixto.

Esta misma Ley reseña que el Estado Venezolano, de acuerdo a la competencia que le establece la Constitución de la República, por razones de seguridad, defensa, estrategia y soberanía nacional, se reserva las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, a través del operador y prestador de servicios; así como la actividad de despacho del sistema eléctrico, a través del Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica. El despacho consiste en la coordinación, supervisión y control de la operación integrada de la generación, la transmisión y la distribución dentro del Sistema Eléctrico Nacional, con el fin de garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad, así como la utilización óptima de la energía primaria en la producción de electricidad.

En cuanto a la generación de electricidad, el Estado Venezolano es autosustentable en esta actividad ya que por ser un país productor de petróleo por muchas generaciones y con reservas probadas para más de 80 años, la energía eléctrica se genera a través de plantas térmicas que funcionan con combustible fósil (hidrocarburos líquidos y gaseosos) y con plantas hidroeléctricas, siendo la más importante la del Guri, ubicada en el estado Bolívar al sur del país. Es importante resaltar que Venezuela produce el 100% de su consumo eléctrico, dándole un carácter de soberanía e independencia energética.

Desde el punto de vista de la geopolítica internacional, el Estado Venezolano por razones de estrategia y conveniencia nacional, atendiendo a los principios de integración y complementariedad energética, fomenta los convenios internacionales que tiendan a incrementar, entre otros, los intercambios internacionales de electricidad, la integración de los sistemas eléctricos de la región, la transferencia tecnológica, la optimización global de los recursos y la armonización de los marcos normativos e institucionales.

En este orden de ideas, Venezuela mantiene convenios de intercambio de energía eléctrica con Brasil y Colombia por ser países que colindan con sus fronteras. Con ambos países, Venezuela exporta energía eléctrica para satisfacer la demanda de poblaciones aledañas a las fronteras y que estos no pueden autosustentarse en esta categoría energética, sin embargo, no representa una renta significativa para Venezuela, ya que son convenios que se activan por mecanismos de emergencia establecidos en los acuerdos de intercambio.

En cuanto a la política de preservación del medio ambiente y contribuir a no seguir deteriorando el ecosistema, Venezuela a través del MPPEE como órgano rector en energía eléctrica, propicia el uso racional de energía, a los fines de reducir el consumo de combustibles fósiles y así contribuir a la preservación del ambiente. Para ello propicia campañas de ahorro energético tanto a las comunidades como empresas, con la finalidad de crear conciencia en uso racional e indiscriminado de la electricidad.

Respecto a la implantación de centrales nucleares, [22] Venezuela desarrollará Programa de Tecnología Nuclear con fines pacíficos, reseña que firmó convenios de asesoría y asistencia técnica con Rusia para la instalación de una planta nuclear eléctrica y el establecimiento de un reactor nuclear para generar Isótopos Radiactivos para fines médicos, proyecto que lleva a cabo el Instituto Venezolano de Investigaciones Científicas (IVIC), el cual forma parte

de la Comisión Interministerial de Alto Nivel presidida por el Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica. Además, este ente científico trabaja de manera conjunta con otros ministerios como: Agricultura y Tierra, Salud, Relaciones Exteriores, Energía y Petróleo, Industrias Básicas y Minería, quienes tienen asignados expertos para que cada área sea impactada en beneficio del proyecto país y la población venezolana. La finalidad de este proyecto tiene que ver la generación de energía limpia y no contaminante, ya que el reactor nuclear no produce CO₂; de esta forma se estaría en línea directa con lo suscrito en el Protocolo de Kyoto, del cual Venezuela es país firmante desde el 2005, contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático [23]. Sin embargo, luego de observar los dramáticos acontecimientos producidos en Japón ocurridos en el 2011, a raíz del terremoto y el tsunami que afectaron parte de la estructura de sus plantas de energía nucleares, el gobierno venezolano decidió detener el proyecto de instalación de centrales nucleares, y de esta manera analizar y evaluar otras alternativas de generación de energía limpias a través de tecnologías verdes.

La generación de electricidad en Venezuela data de 1888 y se dio origen en la ciudad de Maracaibo, ubicada en el occidente del país; a partir de esta iniciativa, paulatinamente se fue llevando la electricidad a través del todo el territorio nacional. Este servicio se prestaba de forma privada en algunas ciudades y bajo la administración pública en otras regiones; y no fue sino hasta el año 2007 cuando se crea la Corporación Eléctrica Nacional S.A. (CORPOELEC), la cual pasa a regir la administración de la actividad de la energía eléctrica del país como empresa del Estado, fusionando a todas las empresas públicas y privadas que prestaban el servicio eléctrico en Venezuela.

5.2. Estatización del Servicio Eléctrico en Venezuela

Como se indicó anteriormente, en la República Bolivariana de Venezuela, el servicio eléctrico estaba en competencia tanto del sector público como privado. Para entonces no existía una regulación legal que estableciera el alcance de la oferta y contraprestación del servicio eléctrico. Sin embargo, el Estado, a través de la administración gubernamental, creó mecanismos regulatorios para establecer subsidios a las empresas privadas en cuanto al sistema tarifario, el cual se fundamenta de acuerdo al tipo de usuario, cliente o suscriptor del servicio doméstico, comercial, industrial o empresas, instituciones del mismo estado.

No es sino hasta julio de 2007 cuando se crea **CORPOELEC** [24], mediante decreto presidencial N° 5.330, el cual establece la reorganización del sector eléctrico nacional con el fin de mejorar el servicio en todo el país. En el Artículo 2° del documento se define a **CORPOELEC** como una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de potencia y energía eléctrica. Con ello, se procedió a fusionar todas las empresas que prestaban el servicio eléctrico a nivel nacional, y así convertirse en una sola operadora de este servicio.

Ante la creciente demanda y las exigencias del Sistema Eléctrico Nacional, SEN, el Ejecutivo Nacional crea al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE) [25], anunció que se realizó el 21 de octubre de 2009. La información fue publicada en la Gaceta Oficial número 39.294, Decreto 6.991, del miércoles 28 de octubre. En ella se informa que el titular de esta cartera tendrá entre sus funciones ser la máxima autoridad de **CORPOELEC**.

En el decreto 5.330 el ente rector de la política eléctrica era el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, MENPET. Ahora **CORPOELEC** está bajo la tutela del MPPEE. El 12 de julio del 2010, en la Gaceta Oficial 39.463, se aprueban las modificaciones a este decreto que enfatiza la necesidad de dar un mayor impulso a la fusión de las filiales de **CORPOELEC** en una persona jurídica única. Allí se establece el 30 de diciembre de 2011 como la fecha tope para la integración definitiva, es decir, la fusión de todas las operadoras tanto públicas como privadas que prestan el servicio eléctrico. Más tarde, la Asamblea Nacional, y bajo el liderazgo de la Comisión Permanente de Energía y Minas, aprobó, en primera discusión, el Proyecto de Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE) [25], instrumento legal que refuerza las líneas del Plan Estratégico del **MPPEE**.

5.3. Estructura del Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) venezolano está estructurado tal como lo establece la LOSSE en cuatro procesos medulares, la cuales son gestionadas a lo largo del territorio nacional tal como se puede observar en el mapa de la estructura nacional, estos procesos medulares son: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica.

Figura 1. Estructura del SEN
Estructura Nacional



5.3.1. Generación [25]

El parque de generación del **SEN**, asciende a unos 24.000 megavatios de capacidad instalada y está conformado por un significativo número de infraestructuras, localizadas en su mayoría, en la región de Guayana, donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes del país. Éstos ofrecen más del 62% del potencial eléctrico que llega a hogares e industrias de toda la Nación. Otro 35% de la generación de electricidad proviene de plantas termoeléctricas, y casi un 3% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por grupos electrógenos.

Figura 2: Parque de generación del SEN.



5.3.2. Transmisión

Más del 70% de la electricidad que se consume en Venezuela se produce en la cuenca del río Caroní, al sur del país. Allí están las principales fuentes hidroeléctricas venezolanas. Esto ha exigido el desarrollo de sistemas capaces de transmitir grandes bloques de energía, a largas distancias y en niveles de voltaje muy elevados. CORPOELEC posee la más extendida red eléctrica del país, con un total de 18 mil kilómetros de líneas en 400, 230 y 115 kilovoltios; 180 Subestaciones y una capacidad de transformación que supera los 24 mil MVA.

Este enorme entramado energético demanda, por sus características, requerimientos especiales para su planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento. Actualmente CORPOELEC planea reforzar al Sistema Interconectado Nacional, con la construcción y puesta en servicio de infraestructuras de transmisión que se contemplan entre los Proyectos Estructurantes de la organización. También se desarrolla un parque industrial de fabricación y reparación de transformadores de distribución y potencia, medidores, condensadores y sistemas de comprensión para mejorar sustancialmente las redes de transmisión.

Para incrementar la capacidad de transmisión y de transformación eléctrica se ejecutan proyectos por un monto cercano a los mil millones de dólares. Estos proyectos mejorarán notablemente la calidad del servicio.

5.3.3. Distribución

La red de distribución en Venezuela se caracteriza por poseer diferentes niveles de voltaje de operación. Esta diversidad técnica permite minimizar las pérdidas de energía. El proceso de Distribución de la energía eléctrica generada y transmitida por CORPOELEC, es posible gracias a 572 subestaciones, con una

capacidad de transformación de 9.200 megavoltamperios, MVA, y una red de distribución conformada por 88 mil kilómetros de longitud.

5.3.4. Comercialización

CORPOLEC, desde su gestión, viene impulsando un proceso de comercialización eficiente con la finalidad de ofrecer a sus usuarios diversas ventanas de atención: Oficinas Comerciales, Atención telefónica y Oficinas Virtuales, esto con el fin de velar por la comodidad y bienestar de los usuarios del servicio.

Es importante destacar que la comercialización de la electricidad en Venezuela se lleva a cabo a través de un contrato de servicio, en el cual se aplica un sistema tarifario en función del consumo de Kilovatios por una tarifa estipulada, de acuerdo a la naturaleza del usuario: doméstico, comercial, industrial, instituciones del Estado y el precio es impuesto por el Gobierno, que a su vez subsidia las tarifas. Dicho subsidio alivia la economía del venezolano común, sin embargo, afecta a la economía nacional, dada la alta inversión que se requiere para adquirir nuevos equipos y crear y mantener las obras ya existentes sin dejar a un lado la nomina del personal que conforma a la empresa.

En este sentido, Venezuela es uno de los países con mayor grado de electrificación en todo el continente, llegando hasta un 98% de cobertura nacional [26]. Cuenta aún, además, con grandes potenciales energéticos de las diversas fuentes primarias de energía. Se la ha caracterizado también, como el país con el mayor consumo de energía per cápita de la región, por encima de países de mayor grado de industrialización como ocurre con Brasil, Argentina y Chile, factor que ha incidido en los altos niveles de incremento de la demanda, hecho en el cual incide el bajo precio de la energía eléctrica. El incremento sostenido superior al 4% del Producto Interno Bruto (PIB) registrado en los últimos años ha sido factor sustantivo en el incremento de la demanda, a lo cual se suma la aplicación de un esquema de distribución del ingreso que ha mejorado significativamente el poder adquisitivo de la población y, en consecuencia, el consumo. Adicionalmente, el cambio climático es otro factor que, en el caso de los países tropicales, como es el de Venezuela, se ha traducido en altas temperaturas, fenómeno éste que ya se hace recurrente cada año, igualmente incide en el consumo de energía.

5.4. Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico (LOSSE)

5.4.1. Disposiciones fundamentales [27]

Esta ley tiene como objeto establecer las disposiciones que regularán el sistema eléctrico y la prestación del servicio eléctrico en el territorio nacional, así como los intercambios internacionales de energía, a través de las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización, en concordancia con el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación. La Ley se aplica a los siguientes sujetos: El órgano rector del sistema y servicio eléctrico nacional; el operador y prestador del servicio; los usuarios; los municipios; las organizaciones del Poder Popular; los trabajadores y trabajadoras del operador y prestador del servicio; y las demás personas que intervienen en la prestación del servicio eléctrico.

El ámbito de aplicación de Ley es todo el territorio nacional y está reservado para el dominio del Estado, se reconoce como servicio público las actividades de generación, transmisión, despacho del sistema eléctrico, distribución y comercialización.

El operador y prestador de servicios será competencia de la Corporación Eléctrica Nacional S.A., o el ente creado para tal fin, adscrito al Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica, quien estará encargado de la realización en exclusiva de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización en todo el territorio nacional. En la generación, se da prioridad al empleo de fuentes alternativas de energía y de bajo impacto al ambiente.

El usuario es la persona natural o jurídica que hace uso del servicio eléctrico como titular de un contrato de servicio o como receptor directo del mismo, sujeto a los derechos, obligaciones y sanciones que establece esta Ley y demás normas que la desarrollen.

La actividad de despacho del sistema eléctrico es competencia del Ejecutivo Nacional por órgano del Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica, conforme a los términos establecidos en esta Ley y las normas que la desarrollen.

El Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica deberá revisar anualmente los costos asociados a las actividades del Sistema Eléctrico Nacional para la prestación del servicio, a fin de mantener actualizado su valor real y determinar la pertinencia a de la aplicación de mecanismos de ajustes del esquema de tarifas.

El Ministerio del Poder Popular con competencia en materia de energía eléctrica, en concordancia con las políticas de desarrollo del Estado, podrá establecer dentro del esquema de tarifas, un esquema de subsidios focalizados y explícitos con indicación de su origen, monto y vigencia, tomando en consideración los costos asociados a las actividades del Sistema Eléctrico Nacional para la prestación del servicio, los requerimientos de los usuarios más necesitados y los sectores productivos a incentivar; sin menoscabo de la sustentabilidad financiera del operador y prestador del servicio.

Esta Ley es mucho más amplia en su aplicación, sin embargo en este artículo sólo se reseñan aspectos fundamentales considerados de mayor relevancia. A pesar de que es una Ley de muy reciente data, el ejercicio de prestación de servicio eléctrico en Venezuela, ha evolucionado con el tiempo el hecho de establecer un control por parte del Estado; esto con la finalidad de regular la actuación de las empresas eléctricas existentes antes de la estatización del sector eléctrico. Estas regulaciones tenían que ver con: el sistema tarifario, servidumbre, responsabilidades, y delimitaciones geográficas.

El MPPE a través de su rector [28], dio a conocer un nuevo esquema tarifario del servicio eléctrico que se aplicará a partir de 2014. Este nuevo esquema tarifario se implementará en dos etapas. La primera etapa se llevará a cabo en transcurso del último cuatrimestre de 2013, y prevé uniformizar el sistema y las tarifas que se aplican a los sectores residencial, industrial y comercial. La segunda etapa, se desarrollará a comienzo de 2014, para gestar un nuevo modelo de uso racional y eficiente de la energía eléctrica que definirá la línea de consumo para aplicar el mecanismo de subsidio. Cabe destacar, que el servicio eléctrico en Venezuela es totalmente subsidiado. El precio promedio de la tarifa eléctrica en el país es de 3,1 centavos de dólar el kilovatio por hora (cent.US\$/Kwh), lo que la convierte en la más baja de América Latina y el mundo. El promedio internacional es de 9,2 centavos, mientras que en otras naciones refleja el siguiente monto: Argentina (5,3 centavos), Colombia (9,8 centavos), Brasil (11,1 centavos), Chile (15,0 centavos) y en las naciones europeas (17,5 centavos).

5.5. Cálculo de la Tarifa Eléctrica

Aún cuando la LOSSE no establece específicamente el cálculo de la tarifa eléctrica, ésta se tipifica a través de gacetas oficiales que determina cómo se calcula y cuáles son las categorías de aplicación, entendiéndose esto como la aplicación de tarifas por sectores organizativos: industria, doméstico, agro e instituciones del Estado.

En este orden de ideas, la tarifa es una estructura de precios [29] que sirve de base para el cobro del servicio de electricidad. Las tarifas del Sector Eléctrico son reguladas por el Estado, a través del MPPEE. Las tarifas vigentes están publicadas en la Gaceta Oficial Nro. 37.415 del 03 de Abril de 2002.

Las tarifas se calculan sobre la base de 30 días; aún cuando el período facturado sea mayor o menor, el cálculo igualmente se hace sobre esa cantidad de días. Además de las tarifas, hay dos factores que se ajustan periódicamente, previa autorización del MPPEE que son: FAP (Factor de Ajuste de Precios) y CACE (Cargo por Ajuste de Combustible y Energía). Los montos están expresados en Bolívars antiguos ya que por reconversión monetaria el redondeo se aplica sólo a los totales en cada caso.

En general, los precios de las tarifas eléctricas se calculan por un sistema de cupos, donde los precios del kWh crecen a medida que el consumidor tiene más consumo, es decir que los primeros kWh son más baratos, pero alcanzados unos valores de consigna éstos empiezan a crecer. Cuando un consumidor supera los límites establecidos deben pagar un precio más elevado por el kWh creciente; cuando el consumidor excede la cuota durante dos meses seguidos debe pasar a la tarifa siguiente.

5.5.1. Usuarios residenciales

Esta tarifa se dedica exclusivamente para el servicio permanente, destinado a usos domésticos en residencias o viviendas particulares. El suministro se realizará en corriente alterna de 60 Hz (baja tensión) en las tensiones y número de fases disponibles en la zona. Existen tres tipos de tarifas:

- Residencial Social (T-01): Se aplicará individualmente a cada residencia, apartamento o vivienda cuando se trate de casa de vecindad, edificios de apartamentos o casa con dos o más viviendas en los que el consumo

es menor a 200 Kwh/Mes. Los primeros 200 Kwh tienen un costo de Bs. 1.770,00 y el resto del consumo por 71,24 Bs/Kwh.

- Residencial General (T-02): Consumo menor a 500 Kwh/Mes. Los primeros 100 Kwh tienen un costo de Bs. 2.622,00; los siguientes 200 Kwh cuestan 79,78 Bs/Kwh; años siguientes 200 Kwh tienen un costo de 89,52 Bs/Kwh y el resto del consumo 97,95 Bs/Kwh.
- Residencial Alto Consumo (T-03): Consumo mayor a 500 Kwh/Mes. Con derecho a 500 Kwh/Mes con un costo de Bs. 41.202,00. El resto del consumo por 111,16 Bs/Kwh.

5.5.2. Servicio general para industrias, comercios y áreas comunes de inmuebles

Este servicio es para cualquier uso permanente de la energía eléctrica que no quede comprendido en las tarifas de servicio residencial, el mismo comprende las siguientes tarifas por tipo de servicio. Existen un total de seis servicios generales (T-04 a T-09) que aumentan en función de la potencia contratada. En el caso del T04 es el que permite la potencia aparente contratada hasta 10 kVA y esta potencia va aumentando hasta el T-09 (con una potencia contratada mayor a los 1000 kVA). En todos los casos existe un cargo por demanda (medido en Bs/kVA) y un cargo por energía consumida (BS/kWh); los precios por potencia son variables en cuanto a la potencia disponible (por ejemplo el más caro es el T-06 en cuanto al precio por cada kVA y el más barato es el T-09), mientras que los cargos por energía son decrecientes (el cargo más caro por kWh se produce para el servicio T-04, mientras que el más barato es para el T-09). Los consumos T-04 y T-05 son en baja tensión mientras que a partir de éste (T-06 y sucesivos) son en alta tensión.

5.5.3. Servicios especiales: Bombeo, riego agrícola y usos agropecuarios

Este rubro es exclusivamente para el servicio de cualquier usuario que utilice la energía eléctrica en los equipos para riego en las actividades primarias de producción agrícola o pecuaria, con una capacidad instalada no menor de 10 KVA (Capacidad del Banco de Transformación). Existen dos modalidades, el Servicio para Bombeo y Riego Agrícola (T-11) y el Agropecuario (T-12).

5.6. Resumen del Sistema Eléctrico Venezolano y Competencia

Venezuela se destaca por ser un país soberano e independiente desde el punto de vista energético. Esto se suma al hecho de que el servicio eléctrico es un servicio que a pesar de la aplicación de una tarifa para el cálculo del cobro de la energía eléctrica, el Estado mantiene un sistema de subsidio que subestima el costo real de la producción del mencionado servicio. Esto trae beneficios de índole social, pero también conduce a un estrangulamiento de la economía, por cuanto los costos de producción no se corresponden con la realidad.

También esta situación de control absoluto de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización del servicio eléctrico por parte del Estado, no permite la posibilidad de que independientes generen estos procesos para establecer un sistema de competencia que permita desarrollar zonas donde el servicio que presta el Estado se encuentran desasistidos, bien por falta de infraestructura o bien por la prestación de un servicio óptimo que garantice el flujo continuo del servicio en ciertas zonas geográficas del país, ocasionando esto un atraso en el desarrollo de la nación.

Sin embargo, el Estado venezolano, a través de sus gobiernos, ha incrementado su capacidad instalada para la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica con la finalidad de impulsar el desarrollo industrial, mejor calidad de vida de los ciudadanos; considerando también la explotación de nueva fuentes de generación de energía eléctrica limpia, es decir utilizando tecnología verde con la finalidad de contribuir con la protección del medio ambiente, cumpliendo así con los compromisos suscritos en los convenios internacionales.

6. Conclusiones

En el presente artículo hemos descrito muy brevemente la configuración general de sistemas eléctricos de cuatro países iberoamericanos, como son España, Ecuador, Perú y Venezuela, con características muy dispares entre sí.

Históricamente en los cuatro países se partía de una organización muy variada, en la que coexistían servicio público y privado, sin una diferencia clara entre las actividades del sistema. En los cuatro países analizados se han desarrollado leyes del sector eléctrico en la década de los noventa que han dividido la actividad en diferentes sectores:

- i) Generación;
- ii) Transmisión, transporte y distribución;
- iii) Comercialización; y
- iv) Regulación y organización del mercado.

En el caso de España (Ley del Sector Eléctrico de 1997), Ecuador (Ley del Régimen del Sector Eléctrico de 1996) y Perú (Ley de Concesiones Eléctricas de 1992), estas leyes, además de ordenar el sistema, promovían la liberalización y participación del sector privado en la misma; en el caso de Venezuela no se incentivaba la competencia entre empresas, pero sí que el sector privado participe en el mercado.

España y Perú son los dos países en los que más se ha producido la liberalización, principalmente en el sector de la generación y de la venta al cliente final (comercialización), aunque existe la necesidad de mejorar y profundizar las regulaciones a fin de asegurar condiciones de mercados de competencia. Un hecho destacable en este sentido en el Perú, es la implementación de mecanismos de subasta de energía eléctrica, cuyos resultados tienen garantizados contratos de suministro en el mediano y largo plazo a los generadores a precios muy competitivos, tanto en energías convencionales, renovables. En España, todos los consumidores participan en el mercado liberalizado, mientras que en Perú la libre competencia sólo se produce en el caso de los grandes consumidores.

En el caso de Ecuador, la situación ha tenido una evolución interesante. La Ley de 1996 promovía la competencia entre empresas pero los cambios políticos acontecidos desde ese año y el escaso éxito de la misma supuso un cambio de sistema, de forma que la nueva Constitución de 2010 vuelve a considerar la electricidad como un servicio público, recuperándose el control por parte del Estado, aunque permite la posibilidad de que el sector privado participe en el mercado. En cuanto a la libre competencia, ésta sólo se produce en la generación, que puede vender energía a las diferentes distribuidoras como a los grandes consumidores; en el caso de la comercialización a grandes consumidores se exige un consumo mínimo anual de 4.500 MWh y estos grandes consumidores pueden negociar contratos con generadores o importadores de energía, aunque esta negociación es escasa porque la oferta de generación es muy moderada.

En Venezuela, la situación es propia con altos recursos energéticos, ya que el Estado concibe el servicio eléctrico como un derecho de la población y

subsidia su precio para hacerlo accesible; en esta línea el suministro eléctrico es realizado exclusivamente por el estado (generación, transmisión, distribución, comercialización) a través del operador y prestador de servicios (Corporación Eléctrica Nacional S.A), y la organización del mismo (despacho) es a cargo del Ministerio con competencias en energía.

Bibliografía

[1] Organización de Países Exportadores de Petróleo (2012), Annual Statistical Bulletin" [En línea]. Disponible en http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2010_2011.pdf

[2] La Vanguardia (14 de enero de 2013). <http://www.vanguardia.com.mx/ecuadoravanzadepaisdependienteaexportadordeenergia-1460702.html>

[3] Álvarez Pelegrý, Eloy. "La interrelación del gas y la generación eléctrica ante la Ley de Hidrocarburos". Economía Industrial, número 321, 1998, pp. 123-133

[4] Jefatura del Estado Español. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico*, publicado en Boletín Oficial del Estado número 285, de 28 de noviembre de 1997.

[5] Corporación Eléctrica Nacional, S.A. Disponible en <http://www.corpoelec.gob.ve>. [Consultado el 14/08/2013]

[6] Jefatura del Estado Español. *Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos*, publicado en Boletín Oficial del Estado número 231, de 8 de octubre de 1998.

[7] Lasheras Merino, Miguel Ángel. "El largo camino hacia el mercado de energía eléctrica". Economistas, número 91, 2002, pp. 118-125.

[8] Blanco Silva, Fernando; López Díaz, Alfonso. "Energía Solar fotovoltaica", Servicio de Publicaciones de la Universidad Católica de Ávila, Ávila 2010.

[9] Caballero Sánchez, Rafael. "Las sociedades de infraestructuras energéticas: el nacimiento de un modelo de compañía regulada al servicio del mercado". Revista de administración pública, número 181, 2010, pp. 135-178.

[10] López Milla, Julián. "1998-2002, avances y obstáculos en la expansión de la competencia en el mercado eléctrico español". *Información Comercial Española: Revista de economía*, número 808, 2003, pp. 13-34.

[11] Mielgo Álvarez, Pedro. "El transporte y la operación del sistema eléctrico en España". *Economía industrial*, número 316, 1997, pp. 129-139.

[12] Jefatura del Estado Español. *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad*, publicado en el Boletín Oficial del Estado número 160, de 5 de julio de 2007

[13] Jefatura del Estado Español. *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*, publicado en el Boletín Oficial del Estado número 24 de 28 de enero de 2012.

[14] Abusada, Roberto, Fritz Du Bois, Morón, Eduardo: *La Reforma Incompleta: Rescatando Los Noventa*, (Lima: Universidad del Pacífico. IPE, 2000), p. 17.

[15] Ley 23406, "Ley General de Electricidad", 29 de mayo de 1982.

[16] Dammert, Alfredo; Gallardo, Jose y García, Raúl: *Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano* (Lima: OSINERG, 2005), p. 62.

[17] Quintanilla, Edwin: *Tesis Doctoral: "Autonomía del Organismo Regulador de Energía de Perú: Un Estudio de Caso"*, Universitá Ramón Llull, 2006), p. 89.

[18] Esta ausencia puede ser producto del contexto de golpe de estado y transición a democracia, en el cual se dictó la Ley.

[18] Millán, Jaime. *Entre el Mercado y el Estado : Tres décadas de reformas en el Sector Eléctrico de América Latina*, (Washington, DC, USA: Inter-American Development Bank, 2006), p. 35.

[19] Congreso de la República. Ley 28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica”. Arts.12-19.

[21] Cuarta disposición transitoria de la Ley de Concesiones Eléctricas

[20] Mandato Constituyente No.15, Gobierno del Ecuador año 2008.

[21] Plano Geográfico SNI, Corporación CENACE 2013.

[22] Ministerio del Poder Popular de Venezuela para Ciencia, Tecnología e Innovación: Venezuela desarrollará Programa de Tecnología Nuclear con fines pacíficos. Disponible en: <http://www.mcti.gob.ve/Noticias/6495> [Consultado el 15/08/2013]

[23] El universal Congelan Plan Nuclear de Venezuela. Disponible en <http://www.eluniversal.com/2011/03/15/congelan-plan-nuclear-de-venezuela,2011>. [Consultado el 15/08/2013]

[24] Ministerio del Poder Popular para la Energía. Disponible en: www.mppee.gob.ve [Consultado el 14/08/2013]

[25] Corporación Eléctrica Nacional, S.A. Disponible en <http://www.corpoelec.gob.ve>. [Consultado el 14/08/2013]

[26] Ministerio del Poder Popular para la Energía. Memoria y Cuenta 2011. Tomo I. Disponible en: www.mppee.gob.ve. [Consultado el 16/08/2013]

[27] Ley Orgánica del Sistema y Servicio eléctrico. Disponible en: www.mppee.gob.ve. [Consultado el 16/08/2013]

[28] Noticias24 (02 de Julio 2013). Nuevo esquema tarifario del servicio eléctrico. Disponible en: <http://www.noticias24.com/venezuela/noticia/178213/chacon-plan-a-corto-plazo-ha-incorporado-mas-de-628-mw-en-generacion/>. [Consultado el 23/08/2013]

[29] Costo del KWH en Venezuela (2011). Disponible en <http://www.vdinstalaciones.com/noticias.php?id=4>. [Consultado el 28/07/2013]

SE TERMINÓ DE IMPRIMIR EN LOS TALLERES GRÁFICOS DE

TAREA ASOCIACIÓN GRÁFICA EDUCATIVA

PASAJE MARÍA AUXILIADORA 156 - 164, BREÑA

CORREO E.: tareagrafica@tareagrafica.com

PÁGINA WEB: www.tareagrafica.com

TÉLEFONO: 332-3229 FAX: 424-1582

DICIEMBRE 2013, LIMA – PERÚ



ISSN 2307-0870



9 772307 087008