

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.

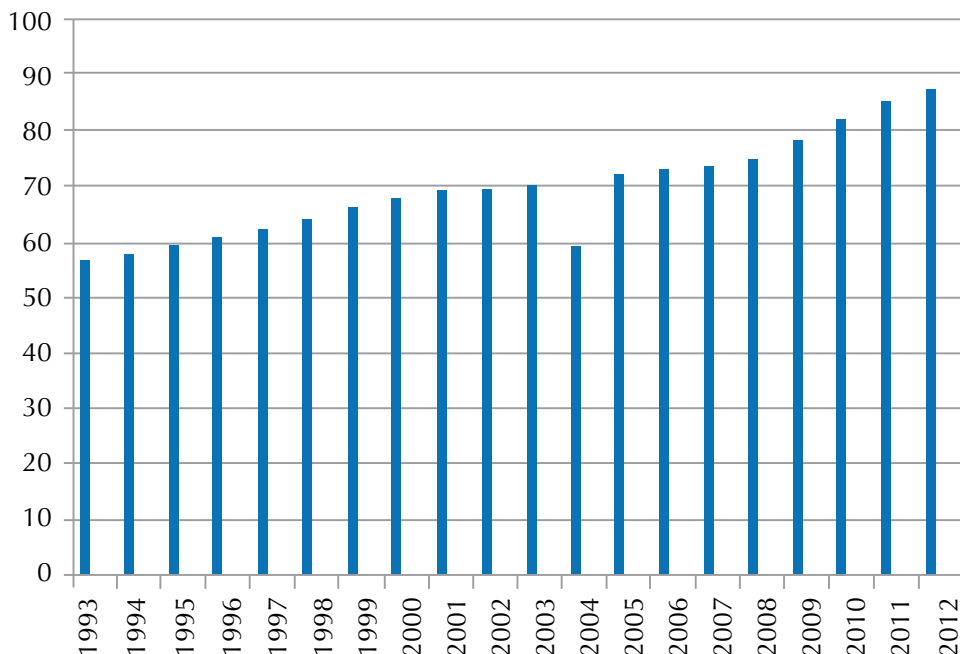
3. Análisis del actual marco regulatorio

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

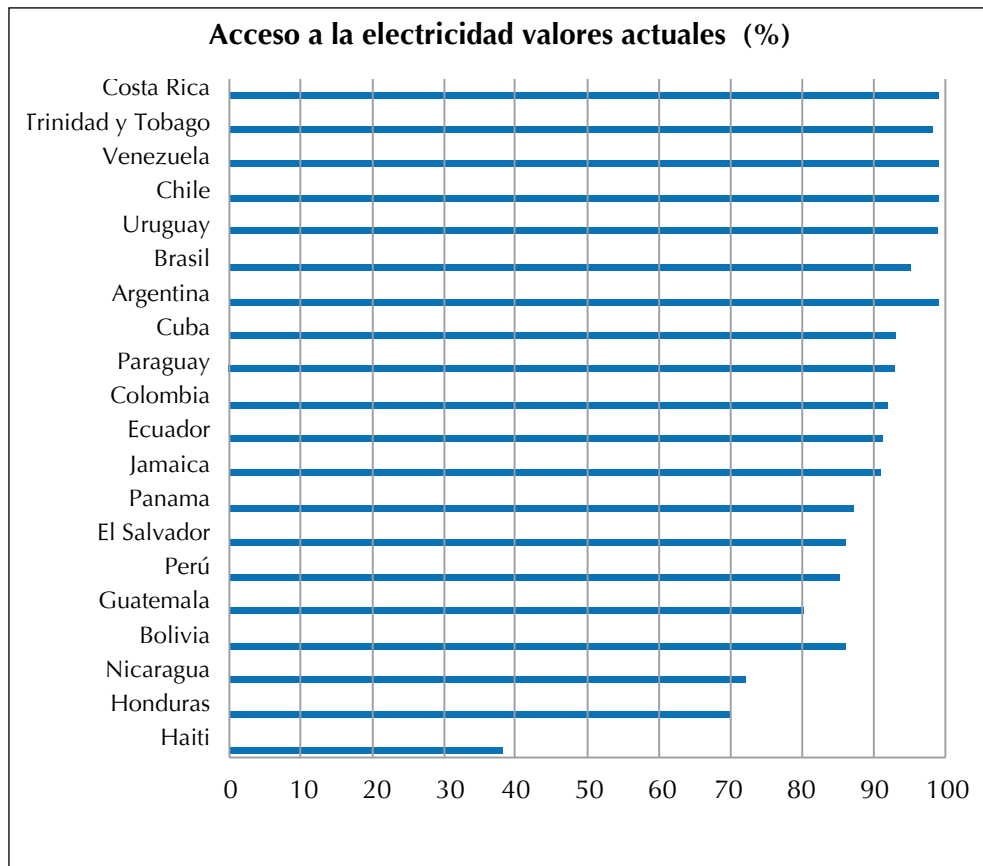
En los cuadros siguientes mostramos un comparativo entre los coeficientes de electrificación urbano y rural.

Año	Mes	Coficiente 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	Coficiente 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.

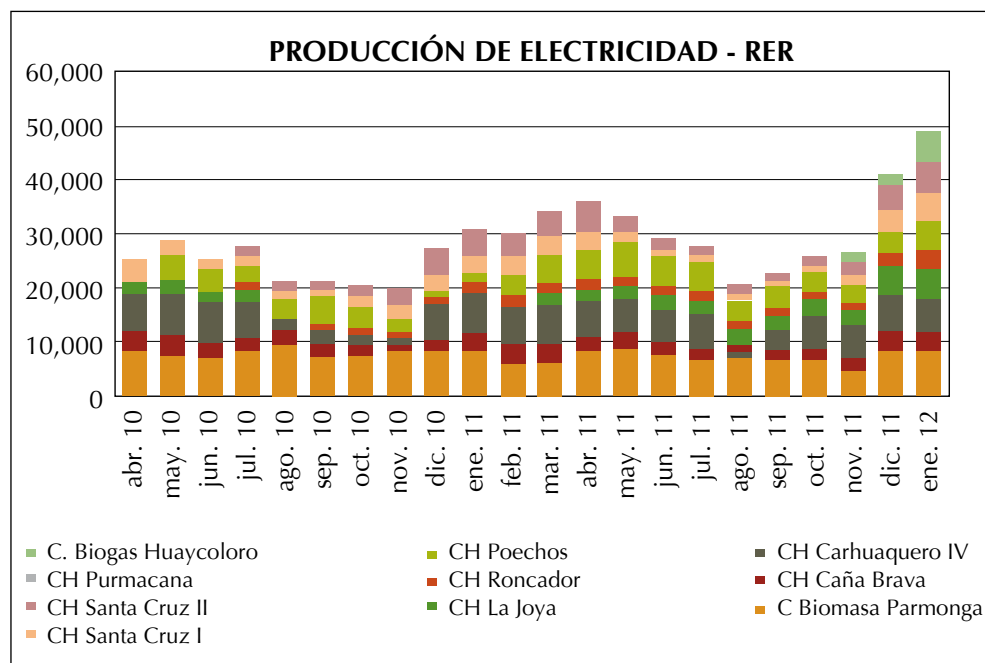
La Unión Europea se ha puesto a la cabeza del desarrollo de estas energías, pues ha establecido que para el año 2020, el 20% del total de la energía generada en la Unión Europea sea de fuentes renovables; complementando esta ambiciosa meta, con el compromiso de reducir el 20% los gases efecto invernadero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

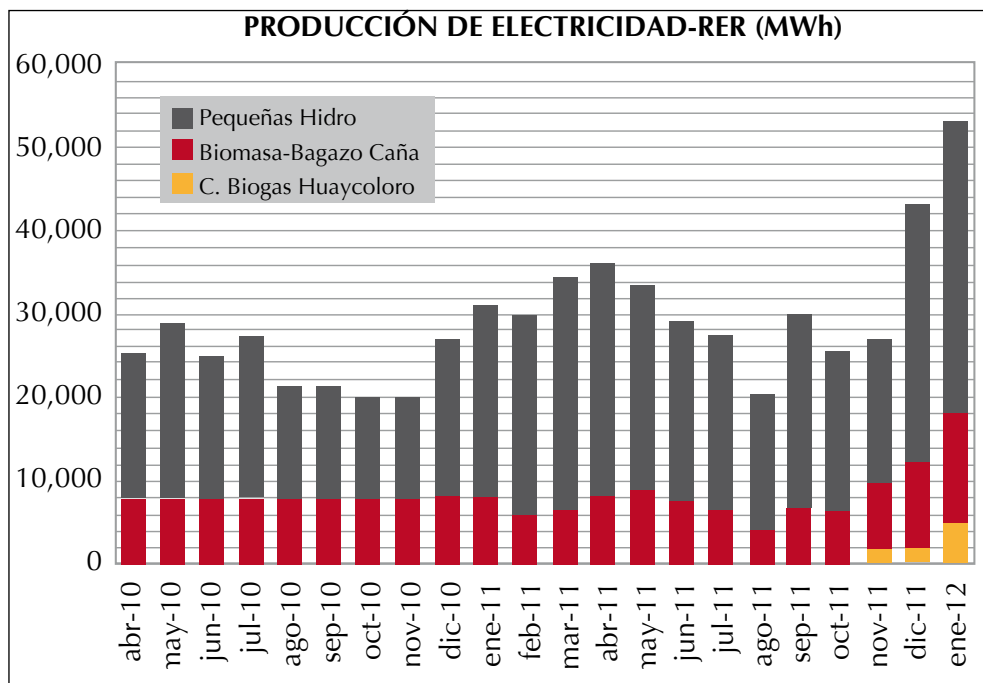
En lo que respecta al Perú, el régimen de promoción de las energías renovables se encuentra regulado por el Decreto Legislativo 1002 – Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, dictado en mayo de 2008; y a través del cual se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