

“Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia” (Conclusiones)

“Regulation to foster renewable energy and distributed generation in Colombia” – Summary

Recibido 20 de diciembre de 2008, aprobado 13 de enero de 2009, modificado 20 de enero de 2009.

Ángela Inés Cadena

Ph.D. Profesora asociada, Investigadora del Grupo de Potencia y Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Universidad de los Andes. Bogotá D.C., Colombia.

acadena@uniandes.edu.co ✉

Sergio Botero

Ph.D. Profesor asociado, Escuela de Ingeniería de la Organización, Investigador del Grupo de, Universidad Nacional de Colombia., Sede Medellín, Colombia.

sbotero@unal.edu.co ✉

Camilo Táutiva

M.Sc. Estudiante de doctorado, Investigador del Grupo de Potencia y Energía, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica, Facultad de Ingeniería, Universidad de los Andes. Bogotá D.C., Colombia

c-tautiv@uniandes.edu.co ✉

Luis Betancur

Abogado. Consultor independiente. Asesor del proyecto.

i_betancur@yahoo.com ✉

Daniel Vesga

Ingeniero Eléctrico. Consultor independiente. Asesor del proyecto.

dvesga55@gmail.com ✉

PALABRAS CLAVES

Energía, energías renovables, mercado mayorista, regulación.

KEY WORDS

Energy, electricity markets, regulation, renewable energy.

RESUMEN

En este documento se presentan los principales hallazgos del trabajo adelantado por las Universidades de los Andes y Nacional con el apoyo de Colciencias e ISAGEN, los cuales indican que: i) La penetración de las nuevas fuentes y tecnologías más limpias de producción de energía (no sólo de electricidad) en el país, tendrán como motivadores, en su orden, la diversificación de la

ABSTRACT

This paper presents the main findings of the work carried out by Universidad de los Andes and Universidad Nacional de Colombia, with support from Colciencias – the Colombian National Science Development Institution) and ISAGEN, a power generation company. These results are briefed in the following items: i) The main drivers for penetration of new energy sources and clea-



canasta energética, la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles (como es el caso de los biocombustibles), la minimización de los impactos ambientales y el impulso al desarrollo tecnológico e industrial. ii) La regulación del mercado de energía eléctrica no limita el desarrollo de estas fuentes y tecnologías para la generación eléctrica; sin embargo, la arquitectura del mercado y las reglas fueron definidas pensando en las fuentes y tecnologías convencionales y, en consecuencia, hay algunos ajustes que deben adelantarse para “nivelar el terreno de juego” para las renovables en el país, derivados de la consideración de todos los costos y beneficios externos de su instalación y operación, así como la participación de generación distribuida en las redes. iii) Es indispensable contar con esquemas de financiación adecuados a los más largos periodos de recuperación del capital de estas tecnologías; así mismo, que los inversionistas sean conscientes de las complementariedades y beneficios que se pueden lograr en mercados, como los de reducción de emisiones, y que en el país se dé alguna prioridad al desarrollo tecnológico e instalación de algunas de estas fuentes, donde las condiciones sean las más favorables.

ner Technologies (not only for electricity) in the country, will be in its order: energy basket diversification, reduction of dependence on fossil fuels (as it is the case of biofuels), minimization of environmental impact, and support to technology and industrial development. ii) Current regulation of the energy market is not explicitly against the development of these power sources and technologies, however the market architecture and rules were made thinking in conventional sources and technologies, then some adjustments should be carried out to “level de playing field” for renewable in the country, this should aim to include all external cost and benefits from its installation and operation, as well as from the participation of distributed generation in grids. iii) It is indispensable to have appropriate financial schemes for longer pay-back periods with these technologies, investors should be aware of the benefits and complementarities that can be achieved in power markets, such as emission reduction. In addition, governments should give some priority to in-country technology development and to the adoption of some of these sources when conditions are the most favourable.

Las Universidades de los Andes y Nacional, con el financiamiento de Colciencias e ISAGEN, adelantaron el proyecto de investigación: “Regulación para incentivar las energías alternas y la generación distribuida en Colombia”, durante los años 2006 y 2007¹. En este trabajo, se analizó la normatividad y regulación internacional y la nacional, con el fin de elaborar una propuesta para facilitar el desarrollo de las nuevas fuentes de generación de energía eléctrica, como la energía eólica, solar, biomasa, hidrógeno, celdas combustibles, mareomotriz, geotermia y pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH,s) y de los esquemas de cogeneración y generación distribuida.

Aunque se espera que los combustibles fósiles continúen teniendo una participación importante en las canastas energéticas mundiales, es innegable que los compromisos reales de reducción de emisiones de CO₂ asumidos en forma efectiva por algunos países desarrollados y los objetivos de aumentar la seguridad energética, han ido creando las condiciones para acelerar la penetración de las energías renovables a nivel mundial. Adicionalmente factores que se han presentado en el último lustro —como el incremento de los precios del petróleo, el crecimiento económico de los países en desarrollo (con China a la cabeza), el incremento de los conflictos en el medio oriente, y las nuevas evidencias de modificaciones del clima— podrían acelerar la penetración de estas fuentes y de tecnologías más limpias en las canastas energéticas mundiales².

Hay que señalar que algunos desarrollos tecnológicos avanzan en la dirección de lograr una producción cercana a los centros de consumo con respaldo eléctrico de la red. De esta manera, la implementación de sistemas más flexibles, llegando a aquellos totalmente distribuidos, se perfila como una alternativa de alta penetración, con lo cual se esperan modificaciones en la arquitectura y operación de los sistemas de potencia. Algunos países han comenzado a anticipar estos cambios con la realización de estudios prospectivos, como Sustelnet en Europa o proyectos demostrativos en Estados Unidos.

Todos estos avances se dan en el marco de los procesos de liberalización adelantados en los servicios de infraestructura, los cuales han introducido una mayor orientación de negocios y de agentes participantes en la toma de decisiones. Con estas reformas se busca ofrecer mejores opciones a los usuarios; esto es, precios que reflejen costos eficientes, con el cumplimiento de estándares de calidad, así como niveles adecuados de cobertura.

A nivel nacional la penetración de esquemas de suministro de energía a partir de energías renovables ha sido lenta. Hay algunos proyectos de carácter demostrativo como Jepirachi, posibilidades de aprovechamientos identificados por la UPME, y normas y cuotas tendientes a una utilización de biocombustibles en el sector transporte. Con relación a la energía eléctrica, su suministro se realiza en alta proporción con energía hidroeléctrica y la búsqueda de la firmeza

1 Además de los autores, en el desarrollo del proyecto participaron los siguientes investigadores y colaboradores: por la Universidad de los Andes Hernando Durán, Andrea Díaz y Juan Manuel Alzate; por la Universidad Nacional sede Bogotá Leidy Buitrago, Andrés Delgadillo, Horacio Torres y Johan Hernández; y por la Universidad Nacional sede Medellín Laura Naranjo, Lizeth Sepúlveda, Paola Campuzano, William Martínez, Isaac Dyner, Ricardo Quijano, Carlos Zárate y Jovan Alfonso Cano.

2 Ésa era la situación cuando se elaboró el proyecto. Hoy los precios del petróleo han descendido y se presenta una crisis económica. En la primera situación, la seguridad energética es un objetivo de política y motivador de la penetración de estas fuentes en las canastas energéticas. En la nueva situación, la diversificación de la canasta energética puede ser el motivador para la penetración de las energías renovables.

es unos de los objetivos del regulador. Hay una percepción generalizada de que la normatividad vigente para el mercado de energía en Colombia no permite el desarrollo de proyectos de generación con fuentes alternas de energía. Los agentes más conocedores del sistema afirman que, aunque en la normatividad vigente no se establecen restricciones para el desarrollo de proyectos con fuentes alternas, hay vacíos que no favorecen su desarrollo y reconocen que estas tecnologías aún tienen dificultades de lograr precios competitivos frente a las alternativas convencionales imperantes.

De la revisión de las innumerables políticas e instrumentos utilizados a nivel internacional, en el campo de las energías renovables y del análisis de su utilización en algunos países con resultados de penetración importantes³, el grupo seleccionó tres medidas que podrían ser utilizadas en el país: portafolio estándar, tarifas garantizadas y mecanismos licitatorios para favorecer la participación de las energías renovables en la canasta energética. Los sistemas de tarifas garantizadas, o políticas basadas en precio, han sido los que más han contribuido a la instalación de energía y capacidad de renovables, mientras que se disminuyen los costos por economías de escala y desarrollo tecnológico, a la vez que se desarrolla la industria doméstica. Los sistemas por cuotas, como el portafolio estándar, han tenido menores resultados que los sistemas por precios. En muchos casos, esto se ha reflejado en la creación de “mercados de ocasión” (con épocas de altos y bajos), los cuales no son muy estables. Sin embargo, cuando se asocian los sistemas de certificación como parte del mecanismo de cuotas, se crea un nuevo esquema de mercado que puede resultar de gran utilidad para aquellos países en los cuales se tiene preferencia por los mecanismos orientados al mercado.

Como parte del trabajo, además de identificar las ventajas y desventajas, se realizó un diseño de estos instrumentos, atendiendo las consideraciones tecnológicas y de mercado nacional y se adelantó una evaluación de su viabilidad económica y jurídica que se resume a continuación. Es importante anotar que el cambio tecnológico va a llevar a mejorar la competitividad de estas opciones, en mayor medida en unos casos que en otros, y, en la medida en que la demanda nacional se dinamice y los costos de inversión continúen bajando, estas fuentes y tecnologías van a participar en la oferta eléctrica en un futuro sin necesidad de mayores intervenciones al mercado. El análisis legal de estos tres mecanismos indica que cualquier propuesta que favorezca a unas formas de generar electricidad frente a otras es contraria el espíritu de la Ley que exige neutralidad tecnológica y la búsqueda de menor precio obtenible para proteger a los usuarios. Para estas tecnologías existe siempre la posibilidad de utilizar los mecanismos que ha creado la Ley para facilitar la financiación de las inversiones o apoyar con exenciones la contribución en la producción de reducciones certificadas de emisiones de gases de efecto invernadero (RECs) que puedan ser comercializados.

Las evaluaciones técnicas realizadas utilizando el modelo MARKAL⁴, muestran que en el caso del portafolio estándar para una meta de generación entre el 0.5% en 2010 y el 6% de la demanda de energía eléctrica en 2030, la reducción de una tonelada de CO₂ con un portafolio eólico tendría un costo de más de 100 USD, de 50 USD con un portafolio geotérmico y de 25 USD, con un portafolio de diferentes tecnologías: cogeneración con bagazo (10%), geotérmicas (65%) y plantas eólicas (25%). Estos portafolios se modelaron como obligaciones de entrega de energía firme entre el generador-comercializador y el usuario no regulado.

3 En la publicación del informe final de proyecto, actualmente en preparación, figuran todas las referencias analizadas.

4 MARKAL es el acrónimo de MARKet ALlocation, un modelo de programación lineal utilizado por países miembros del grupo ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme) para estudiar decisiones energéticas y ambientales.

En el caso de tarifas garantizadas, para una cantidad de generación equivalente a las metas del portafolio, se obtuvieron costos de reducción de 25 USD por tonelada de CO₂ para una generación eólica, de 15 USD para la generación con geotermia y de 28 USD para la generación mixta como la planteada en el portafolio estándar. La diferencia de resultados con los escenarios modelados para el portafolio estándar ocurre pues en éste último mecanismo se modeló un mercado físico.

Después de estos análisis, el grupo estudió en detalle las perspectivas de las energías renovables en el mercado de energía, en tres diferentes escenarios:

1. Mantener la política energética actual en cuanto a las fuentes alternas.
2. Desarrollar una política gradual para promover las fuentes alternas a mediano plazo (5-10 años).
3. Desarrollar una política agresiva para promover las fuentes alternas a mediano plazo (5-10 años).

El escenario 1 representa el “status quo”, mientras que los otros dos son hipotéticos. Los últimos se podrían dar siempre y cuando el gobierno tome la decisión de establecer algunas medidas de fomento a estas energías mediante la creación de fondos y que, por ende, el regulador valide criterios diferentes a los de mínimo costo para calificar las compras de electricidad. La diferencia entre el escenario 2 y 3 radicaría básicamente en el grado de intensidad de aplicación de las nuevas políticas, lo cual también puede ser medido con las intervenciones que se puedan hacer al sistema actual. A continuación se describen en detalle las medidas y ajustes regulatorios que podrían considerarse bajo estos diferentes escenarios.

1. Escenario 1

Si el país continúa con la tendencia actual, siguiendo lo indicado en el análisis hecho en el trabajo, la participación de las energías renovables en el mercado eléctrico sería baja, pues los incentivos se reducirían a los ya existentes y, como se pudo observar en los

modelos corridos, existe la probabilidad de que con los pronósticos de precios relativamente altos para las toneladas de CO₂, se pudieran desarrollar nuevos proyectos con energía renovable.

Con estas consideraciones, bajo este escenario se prevé un desarrollo lento de proyectos con nuevas fuentes en el mercado interconectado. Sin embargo, estas energías tendrían gran campo de acción en las Zonas no Interconectadas y en Zonas apartadas de la Zona Interconectada, donde estas opciones de generación de energía eléctrica pueden ser competitivas, con ópticas de planeamiento y evaluación de proyectos de más largo plazo. Para lograr estos desarrollos se pueden implementar los mecanismos licitatorios.

Además, en diciembre de 2006 se modificó el régimen de subsidios para las ZNI en el sentido de que, a partir de 2007 no habrá un techo porcentual determinado (para el estrato 1, hasta el 50% y luego hasta el 70% de los costos de inversión; para el estrato 2, hasta el 40% y para el estrato 3, hasta el 15%). Ahora el Gobierno Nacional fijará el porcentaje y las condiciones, teniendo en cuenta la capacidad de pago de la población. También, el Documento CONPES 3453 del 6 de diciembre de 2007, dice de manera explícita que las nuevas directrices incluyen: “reemplazar la generación que utiliza combustibles fósiles por tecnologías basadas en energías renovables, donde sea posible”; y, en adelante, el servicio estará a cargo de “gestores calificados” con estímulos para que la cobertura y la calidad aumenten, en este caso, de manera específica haciendo referencia al número de horas de servicio, con el fin de que se disminuyan los costos y se haga un uso racional de la energía.

Para poner en marcha este esquema, el CONPES recomienda a la CREG diseñar un esquema tarifario simple que tome en cuenta costos reales de generación “con los diferentes tipos de tecnología que el IPSE recomiende utilizar en cada localidad o zona”. El mismo IPSE desarrollará proyectos piloto con energías no convencionales y, evaluando los resultados, los replicará en otras áreas.

Incorporando estos dos elementos (la nueva Ley sobre subsidios y los lineamientos de política contenidos en el Documento CONPES) las propuestas para incorporar energías renovables vía mecanismos licitatorios se hace más viable. Para ello, será muy importante que el IPSE mantenga una amplia gama de posibilidades de generación e información confiable actualizada de sus costos, que le permita definir en qué casos será conveniente utilizar energías renovables. El Ministerio o la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios contratarían los Operadores. La Superintendencia tiene una atribución excepcional para ser la entidad contratante, si en un determinado Municipio el servicio no se presta o se presta de manera ineficiente o con calidad deficiente, y el Alcalde no ha tomado las medidas para solucionar esa situación.

2. Escenario 2

Ahora bien, si el país decide implementar una política gradual de fomento a las energías renovables, se podrían contemplar dos opciones en forma separada o conjunta. La primera, la de establecer una metas de generación con energías renovables o portafolio estándar. En este caso, desde el punto de vista regulatorio, aunque la CREG no podría obligar a los comercializadores a comprar una parte de la energía que requieren a plantas renovables, en la Resolución CREG 20/96 se dejó abierta la posibilidad de “de emplear otros criterios de calificación de ofertas de electricidad y las condiciones objetivas para ponderarlos”. Para contrarrestar los mayores costos en que incurrirían los comercializadores al seleccionar una tecnología más costosa con respecto a la convencional, se podría pensar en constituir un fondo cuyos recursos podrían provenir de un impuesto a los combustibles fósiles o utilizarse recursos del presupuesto nacional para que el mayor costo de dichas compras no se traslade tarifariamente a los usuarios.

En el caso del fondo, tendría la restricción constitucional de tenerse que utilizar como “inversión social” porque sería un impuesto de destinación específica

que solamente pueden crearse para ese propósito. Definir la inversión en energías renovables como social al proteger mejor el ambiente, es un argumento que podría ser cuestionado, poniéndose en riesgo su viabilidad jurídica frente a una demanda de inconstitucionalidad. La creación de este fondo, tendría que decretarse por Ley a iniciativa del Ministro de Hacienda y, por ser inversión (en este caso “social”), con el visto bueno del DNP. En el caso de conseguir su aprobación, este fondo no tendría que ser temporal. Los fondos para subsidios recientemente creados (FAZNI, FAER y FOES) tienen vigencias transitorias por razones de política fiscal y presupuestal, pero no porque constitucional o legalmente tenga que ser así. Es importante anotar que siempre queda la duda en cuanto a la conveniencia de la creación de más fondos a los ya existentes, ya que estos últimos no parecen haber sido muy efectivos.

Si se opta por la opción de hacer uso de recursos de presupuesto nacional, éste constituiría un subsidio y constitucionalmente sólo podrían beneficiarse los usuarios de estratos 1, 2 y 3, que según las Leyes 142 y 143 son los usuarios de “menores recursos” y es únicamente a éstos a quienes la Constitución permite subsidiar. Hoy en día existe el Fondo de Energía Social, FOES, que se financia con las rentas de congestión en las exportaciones de energía, con una vigencia de ocho años, para subsidiar el costo de generación que subsidia hasta \$44,25 por cada kilovatio hora del valor de las compras de energía, como subvención adicional para los usuarios de las denominadas Áreas Especiales (barrios subnormales y zonas rurales de menor desarrollo) previstas en la misma Ley.

Si a nivel de la política se decide garantizar unas tarifas a los proyectos con renovables, desde el punto de vista regulatorio, la CREG debería, en primer lugar, definir en el cargo por confiabilidad, las garantías que se exigirían a los sistemas que ofrezcan firmeza al sistema, como podrían ser los proyectos geotérmicos y los de biomasa. En el caso de la generación con energía eólica, los relativamente altos costos de inversión frente a otras opciones de energía intermitente, como

las hidroeléctricas filo de agua, no hace evidente su instalación, a menos que se logren ventas de RCE a mayores valores o se disponga de un fondo para financiar su inversión. Una vez instaladas, esta opción participaría de manera competitiva en el mercado de corto plazo. Y si además exhiben complementariedad con plantas hidráulicas, podrían participar en el mercado secundario del cargo por confiabilidad. Con relación a energía solar, es necesario trabajar en la implantación del mecanismo de medición neta y revisar la definición de autogenerador que trae la Ley colombiana.

Una opción interesante para impulsar una participación más temprana de las energías renovables en el mercado eléctrico colombiano, sería que la CREG declarase que las plantas de energía renovable de cualquier tamaño tuvieran un tratamiento igual al de las plantas menores para efectos de su elegibilidad en el despacho, pero tendrían que competir por precio. Esta opción le permitiría a estos proyectos obtener el cargo por confiabilidad, al cual no podrían optar fácilmente excepto en algunos casos de generación con geotermia y biomasa.

Esta modificación podría complementarse con una modificación que permita que los Productores Marginales con fuentes renovables vendan excedentes de energía al Mercado Mayorista y a todo tipo de usuarios, y no, como está vigente, exclusivamente a usuarios que sean socios del Productor Marginal o que tengan alguna vinculación económica con éste.

Este instrumento es el que ha mostrado en el mundo los mayores impactos en cuanto al crecimiento de las energías renovables, como es el caso de Alemania y España. Entonces, además de incrementar el límite para una planta menor, debería garantizarse un subsidio directo a los generadores favorecidos por la política de fomento a las tecnologías de energías renovables. Es claro que una política como ésta sería considerada como la de mayor intervención por las características del mercado eléctrico nacional en el cual los precios se forman en procesos competitivos.

Las medidas anteriores pueden complementarse con la implantación de un sistema de certificados de emisión, que hagan que el costo de las opciones renovables sea más competitivo. De las encuestas realizadas, se encontró que los generadores son muy proclives a aceptar un sistema como el de certificados de emisión, este sistema supone el desarrollo de mecanismos de mercado para asignar una cuota determinada de proyectos de energía alterna. Para contrarrestar el mayor costo podría pensarse adicionalmente en levantar la justificación de “inversión social” como única condición para permitir tratos especiales, esta exclusividad se podría ampliar incluyendo la “inversión ambiental” o de “sostenibilidad”, y podría ser justificable si se consideran los beneficios para la sociedad.

3. Escenario 3

Una estrategia más agresiva para el fomento a las renovables podría requerir, además de la implementación de los instrumentos considerados en el escenario anterior, una política de internalización de externalidades o de consideración de los costos y beneficios externos en la evaluación de los proyectos. Esta medida de política va a favorecer sin duda la penetración de las fuentes renovables, sin intervenir directamente el diseño ni el funcionamiento del mercado eléctrico. Esto hace importante identificar y valorar los impactos ambientales y sociales de la utilización de las diferentes fuentes y tecnologías en el bienestar de la sociedad. Hay que prestar especial atención sobre los impactos de la reducción en el consumo de carbón. En el caso del mercado eléctrico hay que analizar con cuidado los efectos para evitar que lleve a un encarecimiento de los precios de oferta de las plantas sin lograr una penetración real de energías renovables.

Las energías renovables también podrían ver aumentada su participación si se da una penetración de sistemas de generación distribuida o de las redes inteligentes. Aunque estos sistemas pueden hacer uso tanto de fuentes renovables como no renovables, es de esperar que las presiones derivadas de los acuerdos internacionales en materia de cambio climático favorezcan

el desarrollo de sistemas distribuidos y tecnologías flexibles, que empleen fuentes renovables.

En este campo, el grupo considera importante que el país inicie un trabajo para reglamentar la instalación y operación de sistemas de generación distribuida y, con ello, anticipar y facilitar su penetración. Los análisis de esta alternativa tecnológica muestran los beneficios tanto técnicos como económicos que obtendría el sistema eléctrico nacional en el caso de su instalación y, en particular, los distribuidores de energía eléctrica.

Existen zonas que por sus características de ubicación geográfica, cargabilidad, recursos de generación, entre otras, son atractivas para la ubicación de recursos de generación distribuida. Tal es el caso de las zonas Boyacá – Nordeste y Cauca – Nariño en donde, con la ubicación de generación distribuida con capacidades relativamente bajas (0.1-0.5% de la generación total), se obtienen beneficios significativos para los sistemas de transmisión y sub-transmisión. Para las demás zonas del país en donde se simuló la instalación de estos sistemas también se evidenciaron sus beneficios pero, en comparación con los casos anteriores, la capacidad instalada fue significativamente mayor, lo cual las hace menos atractivas.

A nivel del sistema de transmisión la implementación de este tipo de sistemas traería beneficios en el uso de la red al descongestionarla. Se debe considerar que en el corto plazo la remuneración de la red de transmisión se incrementaría para los usuarios que permanezcan haciendo uso de ella. No obstante en el largo plazo se retrasarían inversiones.

Cabe subrayar que no se puede asumir de manera genérica que cualquier sistema de generación distribuida proveerá beneficios al sistema; es necesario conocer dónde se instalará, cómo operará y qué tecnología se utilizará. Por lo tanto, la integración de cualquier sistema con la red deberá tener en cuenta: las condiciones de conexión, las especificaciones de diseño, la compensación reactiva y control de tensión, la calidad

de energía y el cumplimiento de requisitos técnicos mínimos de las redes.

Los análisis de ubicación óptima de tecnologías de generación distribuida en los sistemas de distribución, se llevaron cabo desde una óptica integrada entre las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica y no se tuvieron en cuenta algunos elementos de costo como la confiabilidad y los voltajes de nodo. La metodología propuesta y desarrollada en este proyecto permite determinar los mejores sitios de ubicación y la capacidad de la generación distribuida a instalar en el sistema de distribución dado.

Desde el punto de vista normativo, sería deseable que el regulador, invocando el principio de “Adaptabilidad”, logre que la generación distribuida tenga una definición propia, como actividad diferente a la de “Generación” y de “Distribución”. Una propuesta de definición realizada por el grupo es “La Generación Distribuida es la generación conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL), que no tiene acceso directo a la red de transmisión y cumple con los requerimientos de conexión”.

En este punto vale la pena anotar que la Ley chilena facilitó la entrada de la generación distribuida, al exonerar parcialmente a plantas menores de los cargos “troncales” (equivalentes a los de transmisión en Colombia) para la energía que se entregue al sistema. Lo más relevante es que alude expresamente a cómo, desde cuando en ese país se legisló sobre el servicio de electricidad (1982), la concepción sobre generación ha cambiado. Los cambios en Chile se hicieron por Ley, afortunadamente, la forma de regular la electricidad en Colombia, confiere a la CREG unas atribuciones mayores a pesar de su carácter de Autoridad Administrativa y que, de manera específica, le permite “interpretar” las definiciones contenidas en la Ley.

De esta manera, quedaría abierta la posibilidad de que, tratándose de una actividad diferente, las distribuidoras conformadas después de julio de 1994 pudieran instalar pequeñas centrales de generación en sus redes. Si no, esta opción tecnológica podría ser apro-

vechada únicamente por aquellas empresas que en julio 12 de 1994 estaban integradas verticalmente. No ocurriría lo mismo para las que se hayan constituido desde entonces o se constituyan en el futuro, porque la Ley 143/94 exige que sean o Generadoras-Comercializadoras o Distribuidoras-Comercializadoras.

La CREG debería entonces fijar reglas de precios y tarifas distintas para estos sistemas, siempre que los principios fundamentales de eficiencia, suficiencia financiera y neutralidad se mantengan. Uno de los mecanismos que puede emplearse para favorecer la instalación de estos sistemas es la medición neta, para que los usuarios que instalen estos sistemas de generación puedan entregar energía a la red, con un reconocimiento económico por la energía suministrada. Algunos usuarios finales considerarían la implementación de proyectos de generación de energía por las siguientes razones: la falta de calidad de potencia ocasionada por los cortes, las posibilidades de obtener una reducción en la tarifa de energía y la baja calidad de potencia, pero esta vez causada por fluctuaciones.

Con relación a la interconexión se deben establecer el Código de Conexión para Generación Distribuida, como parte del Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica. Para que esta generación pueda interconectarse debidamente al sistema sin comprometer

su adecuada operación y sin degradar la calidad de la potencia, así como para que pueda proporcionar beneficios a la red, debe dársele el mismo tratamiento que cualquier otro elemento de un sistema de distribución, con sus respectivos estudios de planeación e integración con la red, incluyendo permisos y demás trámites que se requieren para una generación convencional.

Sería aconsejable que el país tome un enfoque anticipativo y que, mediante la adopción de una visión de futuro sobre la red de distribución, vaya definiendo las reglas, normas, estándares y prácticas. Y no que decida o resulte en un enfoque adaptativo tradicional, modificando en forma paulatina las reglas y los estándares para la conexión de generación distribuida a baja escala, según vayan apareciendo estos sistemas. Tal visión debe ser desarrollada en forma coordinada entre todos los agentes involucrados, lo cual requiere un esfuerzo colectivo que puede exigir cierto grado de esfuerzo para movilizarlo en su fase inicial. Una red eléctrica con un alto porcentaje de generación distribuida representa un cambio radical en la estructura del negocio, lo cual genera resistencias en los agentes, que pueden ver amenazada su posición y aún su permanencia en el mismo.