

LIMITACIONES Y OBSTÁCULOS PARA EL DESARROLLO DE APROVECHAMIENTOS HIDROELÉCTRICOS CON POTENCIAS INSTALADAS MENORES A 1 MW

Limitations and obstacles for the development of hydroelectric power with installed capacity of less than 1 mw

Leonardo Pérez Álvarez¹ y Sergio Gómez Echeverri²

1. Gerente. Kastalia Energy SAS. Contacto: leonardo.perez@kastalia-energy.com

2. Gerente. Consultora Endémica SAS. Contacto: sergio.gomez@consultoraendemica.com

Resumen

A la hora de abordar los cuestionamientos asociados a las necesidades y desafíos que la Nación debe asumir para afrontar 'un nuevo país rural', las limitaciones de acceso a infraestructura básica en la periferia rural y específicamente aquellas asociadas al suministro de potencia eléctrica, se debaten en función de la definición misma de Generación Distribuida; un concepto que en esencia aborda de forma directa y precisa la problemática rural. Cuando enmarcamos este concepto en lo relacionado con el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos con potencias instaladas menores a 1 MW, algunas consideraciones asociadas al estímulo de la demanda, la competitividad de la tecnología, la disponibilidad del recurso y sus efectos sobre el medio ambiente, así como la legislación que los regula; emergen para configurar, de forma implícita, preguntas asociadas al tipo de país rural que deseamos. El presente artículo pretende delinear dichas consideraciones y cuestionamientos y proponer un marco para una nueva definición de Generación Distribuida y una aproximación más orgánica al proceso de licenciamiento ambiental.

Palabras clave: regulatorias, Generación Distribuida, micro generación hidroeléctrica, licenciamiento ambiental.

Abstract

When addressing questions regarding the needs and challenges our nation must take on when facing 'A new rural country', the limitations on access to basic infrastructure in rural peripheries, and specifically those associated with the supply of electric power, are usually debated according to the definition of Distributed Generation; a concept that essentially deals directly and precisely with rural problems. When we frame this concept in relation to the development of hydroelectric power with installed capacity of less than 1 MW, considerations associated with demand stimulation, technological competitiveness, resource availability and its effects on the environment, as well as legislation to regulate them, emerge to configure, implicitly, questions regarding what type of rural country we actually want. This article aims to delve into these considerations and questions and propose a framework for a new definition of Distributed Generation, and a more organic approach to the process of environmental licensing.

Key words: regulatory barriers, Distributed Generation, Small Hydro, environmental licensing.

El mercado de pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en Colombia ha venido incrementando su valor específico dentro de la matriz de generación de potencia del país. La Ley 1715 de 2014, además de establecer bases suficientes para la participación y competencia en el mercado, en condiciones favorables, de otras fuentes de energía renovable, otorga herramientas a los desarrolladores para continuar fortaleciendo la participación de las PCH en el mercado energético.

Evaluando en detalle la distribución de proyectos de generación a partir del recurso hidroeléctrico, y en función de su capacidad instalada en MW, es importante resaltar la concentración de proyectos en los rangos de potencia de 1 a 10 MW y 10 a 20MW (en

conjunto equivalentes al 74,82% de los proyectos en desarrollo; Ver Ilustración 1) y la considerable ausencia de proyectos con potencias instaladas menores a 1 MW (0,72%).

Desde una perspectiva de las necesidades de un país rural, carente de acceso suficiente a una infraestructura energética que responda a los requerimientos técnicos necesarios para una tecnificación agropecuaria razonable e integral, y más allá del problema de la cobertura y acceso al servicio, es necesario reflexionar sobre las razones y motivaciones que llevan al mercado a marginar los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos en escalas de micro y pico generación, es decir, aquellas con capacidad instalada menores a 1 MW.

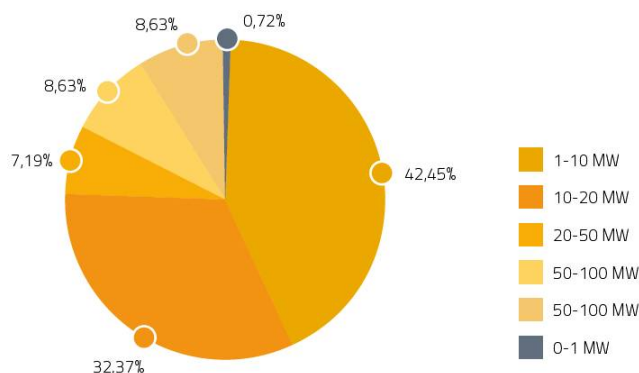


Ilustración 1. Proyectos Hidráulicos en Desarrollo, según su rango de potencia. Fuente UPME-SIEL. Marzo 2019.

Al evaluar la regulación vigente, resulta curioso este comportamiento dado que la Ley 1715 de 2014, tal y como se mencionó, introdujo mecanismos de fomento para el desarrollo de proyectos de generación con fuentes renovables de la energía, así como facilidades para la autogeneración y la generación distribuida. Entonces, en principio, esta poca participación en este rango de

proyectos aparentemente está motivada por condiciones intrínsecas al mercado. Las razones son más amplias y abarcan diversos aspectos relacionados con el mercado, la normativa que lo regula, algunos aspectos ambientales y otros que trascienden el ámbito técnico y que se enraízan en las dificultades de acceso a educación, financiación y desarrollo per se del sector rural en Colombia.

Las limitaciones de la potencia

La lectura y análisis del marco regulatorio del mercado energético en Colombia, y en general en el mundo, tiene como constante metodológica generar escalas y categorías en función de la potencia instalada de un proyecto de generación. Hacer esto tiene mucho sentido desde el punto de vista de planeación de la red, puesto que una política pública y un marco regulatorio que se sustenten en este tipo de categorías permite, por una parte, una administración de la matriz energética que diferencie los actores tanto por niveles de tensión como de potencia y, por otro, distribuir de manera equilibrada responsabilidades y beneficios hacia dichos actores. Sin embargo, en ciertos niveles que incluyen las plantas menores (aquellas con potencias instaladas menores a 20MW) esto es insuficiente. Este es el caso de los proyectos menores a 1MW y, particularmente, aquellos cuyo recurso energético es el hidroeléctrico.

Recordemos que la potencia hidráulica es función de la cabeza y el caudal. Mediante una relación directamente proporcional cuando mantenemos la potencia como constante, existe un rango amplio de combinaciones entre cabeza y caudal que configuran múltiples proyectos. Así, los proyectos de alta cabeza aprovechan una cantidad considerablemente menor de caudal del río porque se cuenta con mayor energía potencial, debida a la diferencia de nivel entre láminas de agua, mientras que los proyectos de baja cabeza aprovechan la energía cinética del flujo másico generada por un bajo potencial y un gran caudal.

El potencial hidroeléctrico aprovecha energía potencial debido a la altura, utilizando como vehículo de dicho potencial un flujo másico de agua que transforma la energía potencial en energía cinética. Estas relaciones tienen implicaciones importantes porque proyectos con igual potencia pueden tener un alto impacto ambiental, una mayor ocupación de cauces, obras de infraestructura y configuración de equipos electro-mecánicos sustancialmente diferentes a los que se requiere en potencias mayores, es decir, mientras que en *Medium* o *Large Hydro* estas diferencias no son sensibles, en *Small Hydro* (incluyendo *Micro* y *Pico* Generación) implican grandes diferencias como las siguientes:

1. No podemos suponer que el impacto ambiental de un proyecto de 1MW (o menor) de alta cabeza es

comparable con un proyecto de 1MW (o menor) de baja cabeza. Es necesario diferenciarlos. En este caso suele ser mucho más dominante el caudal de diseño que la potencia misma.

2. No podemos suponer que los costos de inversión son equivalentes para proyectos de Small Hydro de alta cabeza y aquellos de baja cabeza. En este caso, la velocidad específica de rotación de las máquinas y el caudal de diseño son las variables que dominan los costos. Esto sin considerar los costos asociados a vías de acceso (función parcialmente aleatoria) y línea de conexión (función de la potencia y de la disponibilidad de conexión, en cierta forma aleatoria)¹.

El Artículo 11 de la Ley 143 de 1994 define a un autogenerador como "aquel generador que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades". La resolución UPME 281 de 2015 delimitó la categoría "autogenerador a pequeña escala" (AGPE) como aquel cuya capacidad instalada no supera 1 MW. A su vez, la resolución de la CREG 030 de 2018 define al Generador Distribuido (GD) como la "Persona jurídica que genera energía eléctrica cerca de los centros de consumo, y está conectado al Sistema de Distribución Local y con potencia instalada menor o igual a 0,1MW". En este caso, estas categorías y delimitaciones tienen una relación intrínseca con la capacidad de demanda y la relación comercial entre el consumo y el intercambio comercial del excedente de generación. Implícitamente la combinación de las dos categorías implica que no es posible ser un autogenerador distribuido si la demanda supera los 0.1MW. Condición que genera inquietudes sustanciales frente a la presunción por parte del Estado, y manifiesta en la regulación misma, sobre las posibilidades de tecnificación del campo y el nivel de desarrollo tecnológico plausible asociado a otorgar valor agregado al producto agropecuario fuera de las grandes urbes.

Cuando esto se analiza en el marco del desarrollo de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos con potencias instaladas menores a 1MW y mayores a 0.1MW, se puede concluir que la regulación genera una barrera en dicho desarrollo en tanto supone que estos proyectos solo se pueden constituir como generadores puros, exportadores de energía a la red y sin acceso a los beneficios derivados de la Ley 1715, para las categorías de autogeneración y generación distribuida,

¹ Son funciones aleatorias en tanto la disponibilidad de conexión y el acceso a vías dependen de factores independientes que no están motivados por el potencial hidroeléctrico per se.



Según el Censo de población de 2005, los índices de pobreza superan el 85% de la población en ruralidad dispersa y el 62% en las cabeceras municipales rurales. Entre los factores asociados a esta pobreza multidimensional se encuentra el acceso a la energía.

Foto: Ministerio de Minas y Energía.
Fotógrafo: Cesar Nigrinis.

es decir, sin posibilidad de venta de excedentes de generación a la red y acceso a procesos simplificados para conexión, términos de medición bidireccional y contrato de respaldo.

La resolución de la CREG 030 de 2018 otorga beneficios a los AGPE y los GD de diferente índole. Entre estos vale la pena resaltar el acceso a procesos de conexión simplificados y facilidad para la venta de la energía. El primero permite reducir los tiempos y costos de desarrollo y reduce el riesgo asociado a esta fase; la segunda elimina la necesidad de gestionar contratos PPA (Power Purchase Agreement) o venta en bolsa por parte de los operadores, lo que reduce la carga administrativa y los requerimientos de gestión en un mercado de energía de alta especialización profesional.

En ese sentido la resolución acierta debido a que tanto el objeto social del AGPE como del GD no es la venta de la energía per se. Esta ventaja derivada de esta regulación no es extensible para un generador rural con acceso a un recurso energético de una dimensión que supere los 0.1MW. Además, estos límites de potencia de carácter regulatorio motivan en muchos casos la subutilización del recurso natural. Igualmente, la definición de Planta

Menor/Planta Mayor y el consecuente despacho (o no) central, motiva que proyectos hidroeléctricos con acceso a recursos energéticos mayores a 20MW y menores a 40MW generalmente se autolimiten a los 19.9MW, tema de análisis e inquietud. Desde la perspectiva del país, siempre será mejor fomentar un proyecto de 30MW que uno de 19.9MW y otro de 9.9MW. Apelar a categorías cuantitativas, en este caso limitadas a la potencia, incitará a la escisión de proyectos de 0.3MW en tres proyectos de 0.1MW con eufemismos técnicos de características similares.

En contraste, vale la pena enunciar los siete elementos que son comunes en las diferentes definiciones de GD (Bayod Rujula, et al)².

1. *GD es, en general, independiente a la potencia y a la tensión.*
2. *Las tecnologías de GD pueden ser categorizadas como renovables y no-renovables. GD no es sinónimo de fuentes renovables.*
3. *La localización geográfica no es un parámetro relevante para diferenciar la GD de la Generación Concentrada.*
4. *La GD puede ser conectada a la red como en red aislada.*

2. A.A. Bayod Rujula, et al. Department of Electrical Engineering, Centro Politécnico Superior, University of Zaragoza. RE&PQJ, Vol. 1, No.3. 2005. Definitions for Distributed Generation: a revision

5. La GD se conecta a la red de forma directa o mediante transformadores o electrónica de potencia. Esto incluye sistemas de protección, así como elementos de medida.
6. En la mayoría de los países, la GD se conecta directamente a redes de distribución. Sin embargo, en el futuro, grandes plantas eólicas offshore con potencias mayores a 110MW podrían conectarse a redes de transmisión.
7. Los beneficios de la GD son la protección ambiental, calidad de la potencia, reducción de pérdidas de transmisión y distribución e inversión, uso de combustibles domésticos y recursos diversificados, respaldo y mejora de perfil de carga pico, aplicaciones CHP, refuerzos de red y suministro de energía a áreas remotas, e incremento de tasas de empleo locales³.

El efecto sobre las pequeñas centrales hidroeléctricas

A diferencia de otras alternativas de generación de potencia a partir de fuentes renovables, el efecto de economía de escala es particularmente sensible en la generación hidroeléctrica. Ciertos costos,

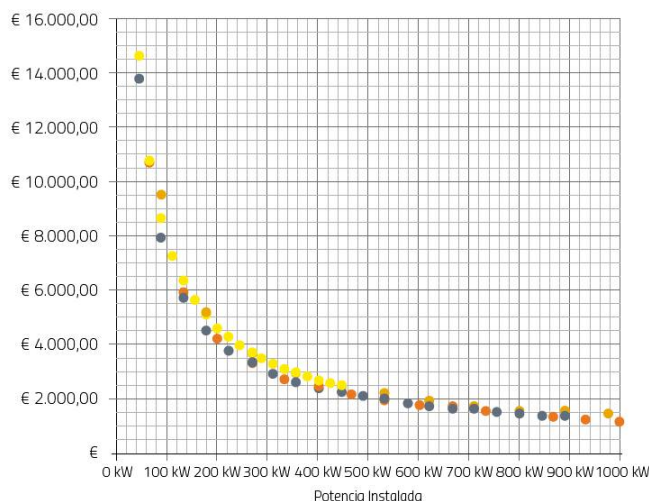
y particularmente aquellos relacionados con las obras civiles, no tienen una relación lineal con la potencia instalada. En la Ilustración 2 se puede observar el costo de inversión de un proyecto (Capex) hidroeléctrico, en función de la potencia instalada. Para efectos de facilitar la comparación entre los costos de los proyectos se han eliminado los costos relacionados con vías de acceso, líneas de conexión y valor de la tierra, de forma tal que podamos observar la relación directa con la potencia instalada que, a su vez, es función del caudal y la cabeza. Esta Ilustración supone tres escenarios de cabeza bruta en que los costos de las obras civiles y la potencia son dependientes del caudal de diseño, es decir, la capacidad instalada aumenta de forma directamente proporcional al caudal. Se observa claramente el efecto de escala sobre el costo de inversión cuyo comportamiento es logarítmico. Limitar los beneficios de la Generación Distribuida (GD) a centrales con potencias menores a 0.1MW margina indirectamente a los proyectos hidroeléctricos de dicho concepto, en tanto hace menos competitiva esta alternativa frente a otras.

El escenario previamente planteado que sugiere la realización de proyectos de 0.3MW con un modelo de tres proyectos de 0.1MW no es factible porque

Ilustración 2. Costos de inversión en PCHs como función de la potencia.
Elaboración propia.
Fuente: Cost base for small hydropower plants <10MW.
NVE. 2012.

Costo de inversión - CAPEX - por kW Instalado para PCHs <1MW
Costos a cabeza bruta constante
*Sin considerar
- Vías de acceso
- Línea de conexión
- Servidumbres
- Costo de tierras

● Hg: 200
● Hg: 150



3. Ídem. Traducción del inglés.

implicaría un costo de inversión sustancialmente mayor al de realizar un único proyecto de 0.3MW, lo que a su vez genera un mayor detrimento desde el punto de vista ambiental.

Desde el espectro regulatorio del mercado energético aplicable a los proyectos hidroeléctricos de más de 0.1MW encontramos que este cubre un rango muy amplio que se limita, por la definición de central menor y obligatoriedad del despacho central, en 20MW de potencia instalada. Siempre que los costos de desarrollo de un proyecto, y específicamente aquellos con mayor riesgo, es decir, cuyas fases iniciales sean equiparables entre proyectos indistintamente a su potencia instalada, el inversionista optará por invertir el capital de riesgo en aquel que pueda generar una mejor expectativa de retorno de la inversión. En términos coloquiales, si es posible elegir entre un proyecto de 500 kW y uno de 20 MW, y la fase de riesgo tiene un costo equiparable, siempre se elegirá invertir en el de mayor potencia.

Mientras sostengamos criterios de diferenciación regulatoria asociada a la potencia instalada y con límites discretos, propiciaremos desarrollos de proyectos que no se ajustan, necesariamente, a criterios de optimización y utilización eficiente del recurso natural. Esto, a su vez, puede ir en detrimento de la democratización misma del mercado de la energía.

El efecto en el desarrollo rural

Colombia tiene 950 municipios con poblaciones inferiores a los 25.000 habitantes. De estos, 371 presentan densidades poblacionales intermedias entre 10 y 100 hab/km² (municipios rurales) y 302 presentan densidades poblacionales menores a 10 hab/km² (ruralidad dispersa)³. En estos, y según cifras del Censo de población de 2005, los índices de pobreza superan el 85% de la población en ruralidad dispersa y el 62% en las cabeceras municipales rurales. Entre los factores de análisis y razones asociados a esta pobreza multidimensional se encuentra el acceso a la energía. *La misión para la transformación del campo*, adelantada por el Gobierno nacional en el año 2014, definía en su marco conceptual, y como un principio básico que debe regir las políticas de desarrollo rural, “La necesidad de promover un desarrollo rural competitivo

y ambientalmente sostenible basado, ante todo, en la provisión adecuada de bienes públicos que faciliten el desarrollo tanto de actividades agropecuarias como no agropecuarias”. Una definición de GD, limitada a una potencia máxima de 0.1 MW, plantea inquietudes asociadas a la “provisión adecuada de bienes públicos”:

- **¿Qué beneficio genera el limitar la GD en su potencia instalada?** En principio consideramos que no hay beneficio alguno, más allá de aquellos relacionados con la planeación de la red. Sin embargo, la realidad rural del país establece que las capacidades de despacho de las redes de distribución existentes ya son en sí, una limitación de potencia. En tal sentido limitar la definición de GD a una potencia instalada es generar un doble obstáculo. Los proyectos deben cumplir el criterio de 0.1MW y además limitarse a la capacidad de despacho de la red.
- **¿Limitamos en consecuencia el desarrollo rural?** Consideramos que sí se limita el desarrollo rural, en tanto creemos que es la demanda y las políticas de estímulo de la demanda energética en la ruralidad, seguramente asociadas al desarrollo de proyectos productivos, las que definirán el límite técnico de la GD.
- **¿La definición de GD soportada en una potencia máxima apunta únicamente a incrementar la cobertura del servicio?** Ya mencionamos que, en la práctica, el limitar la GD a una potencia de 0.1 MW implica un doble obstáculo para el desarrollo rural suficiente, en tanto las redes ya son una limitación de potencia per sé. En este sentido, pareciera que esta definición apuntara a una inquietud o política inmersa asociada a mejorar los indicadores de cobertura más allá de desarrollar el campo como motor económico de impacto nacional. Una definición de GD más amplia y enfocada en el concepto de llevar la generación al pie de la demanda, sin límites adicionales, permite ampliar el enfoque de desarrollo rural y consentir que sea el mercado (la demanda) quien regule su implementación.
- **¿Cómo la calidad de la potencia debería estar involucrada en esta definición de GD?** Consideramos que la necesidad de un marco más amplio para la GD también debe implicar la calidad de la potencia en un sentido más integral que solamente pensar en términos de la cobertura.
- **¿Establecer un límite en la GD puede limitar el estímulo de la demanda?** Sí. Un límite en la definición de GD limita el estímulo de la demanda; en términos

3. Fuente: DANE. Proyecciones de Población 2014.



Proyecto PCH
Palmor, Magdalena.
Foto: IPSE.

prácticos es más natural que sea la demanda la que determine la necesidad de potencia eléctrica y en consecuencia las inversiones y desarrollos en dicho sentido. Al limitar la GD en términos de potencia, el mercado en cuestión (el rural) deberá esperar a que sea el SIN, con sus limitaciones políticas, estratégicas y técnicas, el que se fortalezca para que pueda generar desarrollo económico significativo. Debemos evitar el establecimiento de un techo en potencia que frene el desarrollo de la demanda de energía en la ruralidad, que es el interés ulterior de toda esta discusión.

La cuestión ambiental

A continuación abordaremos los factores ambientales y de tipo regulatorio que dificultan la promoción de proyectos de GD, teniendo presente la diversidad de impactos ambientales que dependen de la dimensión del proyecto y de sus características independientes a la

potencia, tales como caudal, cabeza, área de influencia, entre otras.

De acuerdo con el Decreto 1076 de 2015, decreto único reglamentario para el sector ambiental, que consolida los decretos ambientales que se encuentran vigentes en Colombia, todo proyecto que considere la generación de energía a partir del recurso hídrico y que pretenda entregar su energía al Sistema Interconectado Nacional, debe surtir un proceso de licenciamiento ambiental, independientemente de su capacidad instalada y la generación de impactos.

El proceso de licenciamiento ambiental de un proyecto de generación de energía involucra dos fases. La primera comprende la solicitud, ante la autoridad competente, de un pronunciamiento sobre la necesidad de presentación de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA). De considerarlo necesario, la autoridad ambiental puede solicitar la elaboración del DAA, en el que, en conjunto entre la autoridad y el solicitante, se realizará una

elección de la mejor alternativa para el desarrollo del proyecto. La segunda fase comprende la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA).

Es importante aclarar que, dependiendo de la capacidad instalada del proyecto, le corresponderá la autoridad ambiental con jurisdicción para el otorgamiento de la licencia ambiental. En proyectos de generación de energía hidráulica con capacidad instalada mayor a 100 MW, será la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) la encargada de evaluar la solicitud, mientras que, en proyectos menores a 100 MW, será la Corporación Autónoma Regional (CAR).

Respecto a la primera fase, no existe en la legislación colombiana una metodología de evaluación objetiva que permita a la autoridad ambiental determinar si un proyecto requiere o no la necesidad de presentación de DAA. Por lo anterior, en la práctica, el concepto será otorgado con base en los criterios y consideraciones del evaluador por parte de la autoridad y dependerá de su experiencia en dichos proyectos. Esta subjetividad genera que, en algunas ocasiones, un proyecto que pueda llegar a presentar un impacto alto al ambiente no requiera DAA o que, por el contrario, un proyecto de impactos relativamente poco significativos, si lo requiera.

Ahora bien, una vez cumplida la primera fase del licenciamiento ambiental correspondiente al DAA, se debe completar la segunda fase que corresponde a la realización del estudio de impacto ambiental, siendo este, en términos generales, el estudio de mayor detalle que debe ser presentado para la solicitud de la licencia. Normalmente se deberá, antes de iniciar el EIA, solicitar a la autoridad ambiental competente los términos de referencia para su elaboración. En teoría, la autoridad ambiental deberá elaborar unos términos de referencia específicos que se ajusten a las características del proyecto, así como a su magnitud, debido a que, como se mencionó anteriormente, existen diferentes modelos de generación de energía a partir del recurso hidráulico y no todos producen los mismos impactos al ambiente y, por consiguiente, deben ser tratados de manera diferenciada.

Por su parte, la ANLA ha generado términos de referencia específicos para los proyectos de generación de energía cuya evaluación es de su competencia, es decir, aquellos

con capacidad instalada mayor a 100 MW. No obstante, pocas CARs en Colombia han generado términos de referencia específicos para aquellos proyectos que hacen parte de su competencia. Por lo anterior, en la práctica, al solicitar los términos de referencia para la elaboración del EIA de un proyecto menor a 100 MW, la CAR responderá que se deberán seguir los términos de la ANLA. Lo anterior indica que, en Colombia, un proyecto a filo de agua, con una capacidad instalada de 1 MW, que genera impactos localizados y de un manejo con menor complejidad, frecuentemente deberá desarrollar los mismos estudios ambientales que un proyecto con represamiento de agua y cuyo impacto sea de importancia nacional. Esto porque no existe una regulación que esté respaldada por la proporcionalidad del impacto, es decir, volvemos al error del criterio de potencia.

Por lo anterior, desde la reglamentación para los proyectos de generación de energía a partir del recurso hídrico, no existe una economía de escala en la que, a menor capacidad instalada del proyecto, se requiera una menor complejidad en cuanto a los estudios y al trámite de licenciamiento, que reduciría la inversión necesaria en estudios y diseños. Lo anterior desincentiva a los promotores de proyectos de este tipo y, en su lugar, fomenta la búsqueda y desarrollo de proyectos de generación con una mayor capacidad instalada. Una prueba de lo anterior corresponde a las centrales hidroeléctricas que se encuentran registradas ante la UPME, cuyos proyectos se encuentran en el rango entre 1 y 20 MW (Ver Ilustración 1).

Si se desea fomentar la construcción de proyectos de pico, micro y minicentrales, es necesario flexibilizar el trámite de licenciamiento ambiental para este tipo de proyectos y desarrollar términos de referencia que permitan estudios de acuerdo con la magnitud de sus impactos.

Respecto a la flexibilización del trámite de licenciamiento, es importante determinar si se va a solicitar o no la presentación del DAA, sin que esto dependa del concepto de un evaluador. Teniendo en cuenta que este tipo de proyectos no presenta, generalmente, múltiples alternativas para su desarrollo, una recomendación razonable sería eliminar dicho proceso en proyectos de este tipo.

Ahora bien, respecto al EIA, es importante determinar los impactos comúnmente generados por este tipo de proyectos. Si bien las metodologías para la identificación y evaluación de impactos requieren de una evaluación previa del ambiente o línea base, normalmente los impactos más significativos corresponden a: 1) alteración de la cantidad del recurso hídrico y afectación de los ecosistemas acuáticos en el tramo semiseco, 2) alteración de procesos erosivos debido a la construcción de obras civiles y, 3) generación de conflictos o expectativas con la comunidad.

El primer impacto mencionado ocurre con la desviación del cauce del río a través de las obras de conducción para su posterior generación. Para prevenir o mitigar este impacto se deben tener en cuenta dos aspectos fundamentales. El primero corresponde al caudal de garantía ambiental que debe permanecer en el tramo semiseco, es decir, el caudal no aprovechable. El segundo, al tipo de captación que se construya, la cual debe contar con estructuras que permitan la migración de las poblaciones de fauna para, de esta manera, garantizar la conectividad ecológica de las poblaciones asociadas al cauce principal.

Es posible, para proyectos de 1 MW o menores, realizar diseños estándar para la captación de agua, los cuales contemplen, de antemano, las medidas idóneas para prevenir o mitigar los impactos mencionados, incluyendo, por ejemplo, estructuras tipo escaleras de peces para, como se mencionó anteriormente, garantizar la conectividad ecológica. Asimismo, podrían diseñarse estructuras hidráulicas que permitan regular que el caudal para generación sea captado posterior a la superación de un límite hidráulico, lo cual permitirá garantizar la estricta permanencia del caudal ambiental.

Las Corporaciones Autónomas Regionales, principales responsables del cuidado de las cuencas que se encuentren en su jurisdicción y, a su vez, siendo las instituciones que mayor conocimiento deben tener sobre las mismas, podrían invertir dicho conocimiento en generar medidas como las anteriormente mencionadas, para los impactos más significativos, generando para ello documentos o formatos estándar. Igualmente, sería posible para proyectos de pico, micro

y minicentrales, garantizar un manejo adecuado de los impactos, así como generar cierta flexibilización en el trámite de licenciamiento ambiental. Asimismo, es posible identificar que la opción de implementar medidas de manejo estándar permite una comunicación más concreta y fluida entre el promotor del proyecto y la autoridad ambiental competente, debido a que, entre otros aspectos, el promotor deberá dar cumplimiento a las medidas impuestas por la Corporación y, por ende, se reducirá la inversión en tiempo y dinero en estudios ambientales, así como en el diseño de programas de manejo que pueden resultar insuficientes para el manejo del impacto. Consecuentemente, se disminuyen los tiempos y complejidad en el proceso de evaluación del trámite en la CAR evitando, a su vez, la solicitud de información adicional, generación de requerimientos, devolución del trámite e, incluso, negación de la licencia ambiental, lo cual se traduce en optimización de los recursos públicos.

En la misma línea, resultaría indispensable el diseño de los ya mencionados términos de referencia específicos, que tengan en consideración la magnitud de los posibles impactos para cada proyecto y que, por ende, la exigencia del estudio sea, en consecuencia, proporcional. Para citar un ejemplo, en Escocia la autoridad ambiental encargada de otorgar licencias ambientales (SEPA; Scottish Environment Protection Agency; SEPA, 2005), solicita niveles diferentes de detalle para cada uno de los modelos de aprovechamiento energético a partir del recurso hídrico. Inicialmente, existen términos de referencia específicos para diferentes tipos de proyecto, entre ellos, para las centrales a filo de agua. Más aun, solicita información diferenciada para la caracterización de proyectos con alcances distintos. Por ejemplo, la cantidad de información que deberá ser presentada aumenta dependiendo de la longitud del tramo semiseco, la capacidad instalada, la sobre posición con áreas protegidas o reconocidas por su importancia ecológica, entre otras variables.

Asimismo, resulta necesario garantizar los derechos y deberes del solicitante de la licencia ambiental. De acuerdo con el Decreto 1076 de 2015, existen tiempos específicos que deben ser acatados por la autoridad ambiental para proceder a aceptar la solicitud y dar inicio

del trámite, hacer la evaluación, emitir requerimientos en caso de ser necesarios y, finalmente, pronunciarse frente a la decisión de la licencia ambiental. No obstante, en escasas oportunidades estos tiempos son cumplidos por las autoridades ambientales. Si bien es cierto que cada corporación es autónoma para tomar las decisiones en su territorio, es importante que dicha autonomía no sea confundida con abuso de poder, ya que esto representaría unos altos costos para el promotor de un proyecto y una alta inversión en tiempo a la espera de una respuesta de la autoridad frente a su solicitud. Se debe garantizar un cumplimiento de los tiempos que han sido reglamentados mediante la normativa ambiental vigente a nivel nacional y resulta entonces pertinente que pueda existir una entidad superior a la cual acudir en caso tal de que los requerimientos de información sean desproporcionados, se sobrepasen los tiempos o existan inconsistencias en el trámite.

En caso de lograr generar incentivos de este tipo, es posible que pequeños promotores en áreas rurales se atrevan a buscar el desarrollo de proyectos de generación de energía a partir de pico, micro y minicentrales. Sin duda, si bien existen impactos acumulativos, la resiliencia de los ecosistemas permite que exista una mayor capacidad de adaptación a un mayor número de pequeños proyectos, versus un proyecto muy grande con una mayor probabilidad de generación de impactos.

Conclusiones

Un concepto más amplio e incluyente de Generación Distribuida (GD) permite una competencia activa entre diferentes fuentes de generación de potencia. Limitar el concepto de GD a un variable de potencia no responde a las características prácticas del desarrollo de pequeñas centrales hidroeléctricas y margina esta fuente de energía de participar en un escenario que aporte de manera efectiva y competitiva al desarrollo de la ruralidad colombiana.

Las amplias categorías aplicadas tanto en la regulación energética como en la regulación ambiental son obstáculos de desarrollo a la hora de interpretarlas en función de los pequeños aprovechamientos energéticos con amplia disponibilidad en la ruralidad colombiana.

Criterios diferenciados, tanto en la regulación ambiental como en la regulación energética, aplicables a proyectos de pequeña escala y de impacto directo en la agroindustria, son necesarios y convenientes en función de un nuevo país rural.

La discusión constante e inclusiva entre los diferentes actores con interés y participación en la generación de potencia y en la explotación del campo, es necesaria y pertinente. ●

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Ley 1715 de 2014. República de Colombia.

Ley 143 de 1994 República de Colombia.

Resolución CREG 030 de 2018.

Resolución CREG 031 de 2001.

Resolución CREG 086 de 1996.

Resolución CREG 055 de 1994.

Resolución UPME 281 de 2015.

Decreto 1623 de 2015 de Ministerio de Minas y Energía.

Decreto 2469 de 2014 de Ministerio de Minas y Energía.

Decreto 1076 de 2015.

Scottish Environment Protection Agency SEPA. 2005. Guidance for applicants on supporting information requirements for hydropower applications.

Interamerican Development Bank. 2011. Perspectives for Distributed Generation with Renewable Energy in Latin America and the Caribbean Analysis of Case Studies for Jamaica, Barbados, México, and Chile; IDB-DP-208.

Departamento Nacional de Planeación. DNP. 2014. Misión para la Transformación del Campo. Marco Conceptual de la Misión para la Transformación del Campo. José Antonio Ocampo. Bogotá D.C.

A.A. Bayod Rújula, *et al.*. Department of Electrical Engineering. Centro Politécnico Superior, University of Zaragoza. RE&PQJ, Vol. 1, No.3. 2005. Definitions for Distributed Generation: a revisión.