

Evaluación de las transferencias del sector eléctrico. El caso de San Carlos y el Oriente Antioqueño

Johan Andrés Vélez Henao*
Luis Diego Vélez Gómez**

Recibido: 05/12/2014 • Aceptado: 05/06/2015

Resumen

Este artículo presenta los resultados obtenidos en la investigación hecha en los municipios del oriente de Antioquia, en particular en San Carlos, sobre las transferencias que el sector eléctrico les entregó durante los años comprendidos entre 2000 y 2012, en razón del aprovechamiento extensivo de los recursos naturales de la región (aguas y tierras) que las empresas generadoras de energía hacen en las regiones con asentamientos hidroeléctricos. Como conclusión, se observó una inequidad compensatoria en los municipios estudiados, dado que el criterio que ha primado para la entrega de las transferencias es la “capacidad instalada” y el criterio de “cuenca” por encima del criterio de “embalse”. Este último criterio se vincula más estrechamente con el consumo de tierras, y es el elemento más visible del aporte del capital natural de los municipios en los asentamientos hidroeléctricos.

Palabras clave: transferencias del sector eléctrico, desarrollo local sostenible, capital natural.

* Ingeniero industrial, MSc Medio Ambiente y Desarrollo. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. Facultad de Minas, Calle 16 # 65 GD 07. teléfono: 5825445- 3015947903. joavelezhe@unal.edu.co

** Administrador de empresas, MSc Economía. Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín. Facultad de Minas. Carrera 80 No 65-223 - Núcleo Robledo. Teléfono: 6147401 – 3002029562. lvelez@unal.edu.co. Fax. 425 52 02

Assessment of the transfer from the power sector. The study case of San Carlos and East Antioquia

Abstract

This paper present the result obtained in the research related the eastern municipalities of Antioquia with special focus in the municipality of San Carlos about the transfer of the power sector delivered to them during the years between 2000-20012, for concept to the intensive use of natural resources of the region (water and earth) that the power company make in the regions with hydropower settlements. In conclusions, we observed a compensatory inequality in the municipalities studied due the criterion for delivering predominates transfers is the installed capacity and the watershed criterion above the reservoir criterion which is more closely related to the consumption of land, and is the most visible contribution of natural capital of the municipalities in hydroelectric settlements element.

Key words: Transfer of the power sector, sustainable local development, natural capital.

INTRODUCCIÓN

Las transferencias del sector eléctrico y, en particular, las del sector hidroeléctrico son recursos que las empresas con capacidad instalada superior a los 10.000 kilovatios (10 MW) deben entregar a las corporaciones autónomas y a los municipios que hacen parte de la cuenca hidroeléctrica, en razón del aprovechamiento extensivo de los recursos naturales de la región (aguas y tierras) para la generación de energía hidroeléctrica.

En este sentido, las transferencias del sector eléctrico cuentan con un amplio marco jurídico que las reglamenta. No obstante, su diseño adolece de dos asuntos importantes.

El primero, del reconocimiento de los sacrificios territoriales que hacen los municipios con embalse dentro de su jurisdicción, en comparación con aquellos municipios que, por su posición estratégica, hacen parte solamente de la cuenca hidrográfica. Ello significa que no se reconocen los sacrificios territoriales de los municipios que inundan parte de su suelo para servir a los embalses y que se premia a otros que hacen parte de la cuenca hidrográfica, pero no se inundan y están a muchos kilómetros de distancia de la generación hidroeléctrica.

El segundo es que, adicionalmente, las empresas generadoras de energía se han convertido en auto liquidadoras debido a la falta de bases de información clara y congruente que sirva para determinar el monto exacto de las transferencias, además de la carencia de instrumentos válidos de verificación de las transferencias por parte de las contralorías departamentales y nacionales.

En este sentido, se presentan los resultados obtenidos a partir de la investigación realizada en los municipios del oriente antioqueño, dado que esta es la región con mayores asentamientos hidroenergéticos del país. Especial énfasis se hará en el análisis del municipio de San Carlos, que es el que recibe mayor cantidad de transferencias del sector eléctrico.

1. MARCO TEÓRICO

Antes de 1981 la legislación colombiana referente a embalses, desplazamiento de población, inmersiones de asentamientos humanos e impactos territoriales era insuficiente, por no decir nula. En este sentido en 1965 Codesarrollo en su “estudio sobre el municipio del Peñol y la incidencia del proyecto Nare” había ya denunciado un vacío legal en los siguientes términos: “ el país carece de una legislación moderna que sirva de instrumento para el manejo de situaciones como las que antes se mencionaron... de cierta manera la gente del Peñol, al igual que las Empresas son víctimas de la carencia de normas y costumbres públicas que faciliten la operación global así sea por el solo

efecto de conocer un procedimiento claro y preciso a seguir, al cual puedan atenerse confiadamente todos los involucrados en la problemática de la situación” [1]

Ya en 1980, el Ministro de Minas y Energía de la época, Humberto Ávila Mora, preocupado por un incremento del 12 % del endeudamiento externo causado por los sobrecostos del proyecto Chivor e igualmente por los impactos sociales causados sobre el valle de Tensa, había presentado al Congreso de la nación el proyecto de ley N.º 60, por el cual se regulaba lo concerniente a las relaciones socio-económicas entre los municipios y las empresas que ejecutaban obras de aprovechamiento hídrico en su jurisdicción. En ese entonces, el ministerio consideraba que los grandes proyectos implicaban riesgos incontrolables para las regiones que, aunque anticipables, no podían ser suficientemente garantizados y, por tanto, se requerían mecanismos legales y administrativos de descentralización y desarrollo regional para el sector minero-energético.

El proyecto buscaba establecer mecanismos de diferente orden y sobre diversos tópicos para garantizar que el montaje de las obras para el aprovechamiento de los recursos regionales produjera beneficios directos e indirectos a los fiscos y entidades responsables del desarrollo socio-económico en los respectivos municipios y regiones. De este proyecto surgió la Ley 56 de 1981, por medio de la cual se estableció por primera vez en Colombia el pago de transferencias por parte de las empresas generadoras de energía eléctrica y térmica. Esta ley, sustentada con una investigación sobre los impactos regionales de los proyectos hidroeléctricos [2] tuvo, además, como atenuante, la conferencia de Estocolmo de 1972 que adoptó la declaración del medio ambiente humano. Allí se formularon los principios que guiaron el pensamiento de conservación ambiental durante las dos décadas posteriores. Adicionalmente, la Ley 23 de 1973, por la cual se confirieron al Presidente de la República facultades extraordinarias para expedir el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente, derivó en el Decreto-Ley 2811 de 1974, el cual permitió consolidar las bases de las contraprestaciones por los asentamientos hidroeléctricos en los municipios.

La Ley 56 de 1981 estableció un porcentaje igual al 4 % de las ventas de energía en bloque para la energía térmica e hidráulica como transferencias para los municipios, y expresaba de forma muy general la destinación de dichos recursos, los cuales serían administrados por las empresas generadoras. Posteriormente, debido al fenómeno del Niño y a la consecuente crisis energética de los años de 1992 y 1993, se aumentó por medio del artículo 45 de la Ley 99 de 1993 el monto de las transferencias para las centrales hidroeléctricas de 4 % a 6 % de las ventas de energía en bloque, dejando solo el 4 % para las térmicas; además, se delegaron las actividades de administración e inversión de los recursos a los municipios y corporaciones autónomas regionales (Ver figura 1).

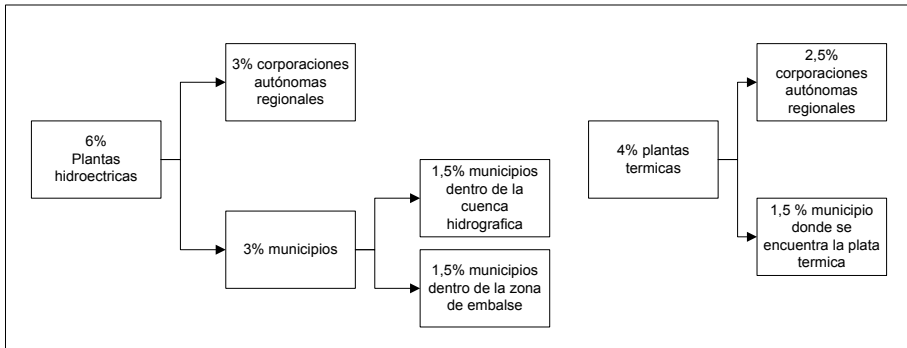


Figura 1. Distribución de las transferencias del sector eléctrico

Fuente: [3, 4]

Ambas leyes, la 56 de 1981 y 99 de 1993, tienen su fundamento en el criterio subyacente de que la “capacidad instalada” de las centrales hidroeléctricas es directamente proporcional al daño que ocasionan a los municipios y a las regiones en donde se encuentran situadas. Sin embargo, sobre la naturaleza de este instrumento la sala de consulta y de servicio civil del Consejo de Estado hace notar que la naturaleza del instrumento económico de la Ley 56 cumple una función reparadora, consecuencia de la conexidad existente entre la generación de energía y el daño causado, y la figura adoptada por la Ley 99, aunque comparte una similitud con este antecedente, no está llamada a financiar la reparación de los daños, pues según la corte constitucional “se trata de contribuciones que tienen su razón de ser en la necesidad de que quienes hacen uso de los recursos naturales renovables, o utilizan en su actividad económica recursos naturales no renovables, con capacidad para afectar el ambiente, carguen con los costos que demanda el mantenimiento o restauración del recurso o del ambiente. Dichas normas tienen fundamento en las diferentes normas de la Constitución que regulan el sistema ambiental”.

Por tal razón son, en consecuencia, contribuciones que tienen finalidad compensatoria y no resarcitoria [5]. No obstante, los autores argumentan que las transferencias del sector eléctrico deben ser entendidas como dineros que las empresas generadoras de energía deben entregar a los municipios y a las CAR, como una remuneración por el uso del capital natural que se encuentra en su jurisdicción [6], ya que cuando se habla de la naturaleza compensatoria de las transferencias del sector eléctrico, se está más bien indicando el costo de mantenimiento (reforestación) de un activo significativo para las empresas de dicho sector, como son los embalses.

Las transferencias son pues el costo que debe asumirse para garantizar el flujo constante del recurso hídrico, pero no una remuneración por su uso. Si se tratara de

recuperar debidamente los costos del agotamiento del capital natural, debería pagarse más bien la tasa por uso del agua, la cual está destinada a la recuperación del recurso hídrico necesario para la operación de los embalses; esto, sin perjuicio del reconocimiento de los daños ambientales que se producen a partir de la generación hidroeléctrica, los cuales son de incidencia local y regional, y deben estar consignados en los planes de manejo ambiental (PMA) de los proyectos [7].

En cuanto al procedimiento de liquidación de las transferencias, la tarifa de venta en bloque es fijada por el Banco de la República, y su aumento anual es fijado con base en el índice de precios al consumidor (IPC) previsto por esta entidad para los años siguientes. Sin embargo, este procedimiento de liquidación suscita una enorme discusión, pues ligar el incremento anual de las transferencias con el índice de precios al consumidor previsto por el Banco de la República claramente denota un debilitamiento de esta fuente de financiamiento, dado el lento incremento de la inflación en comparación con el incremento de los precios de energía en bolsa (ver tabla 1). Estos precios (tarifa), por estar vinculados a las reglas del mercado mayorista de energía, obligan a decir que mientras el precio de las ventas de energía en bloque aumenta precariamente (por el IPC), los precios de energía en bolsa suben aceleradamente marcando una enorme diferencia entre las rentas de los generadores de energía y las transferencias entregadas a los municipios.

Este hecho se puede corroborar al observar el índice de rentabilidad del mercado de energía. En tal sentido en el año 2012 el PIB del subsector de energía eléctrica fue de 10,5 billones de pesos y la rentabilidad sobre el patrimonio, y los activos del sector se ubicaron en 15,6 % y 10,1 %, respectivamente. Estos índices son bastantes altos si se considera que la rentabilidad sobre el riesgo para industrias similares es del 8 %, que es la más alta entre las industrias, tan solo detrás del sector de hidrocarburos [8].

Tabla 1: precio en bloque y en bolsa de la energía 1996-2012

<i>Año</i>	<i>IPC previsto %</i>	<i>\$/kWh energía en bloque</i>	<i>\$/kWh energía en bolsa</i>	<i>Año</i>	<i>IPC previsto %</i>	<i>\$/kWh energía en bloque</i>	<i>\$/kWh energía en bolsa</i>
1996		20,93	8,2342	2005	0,05	48,48681	74,575
1997	0,18	24,6974	64,7142	2006	0,045	50,66871	73,7133
1998	0,16	28,64898	50,8992	2007	0,04	52,69546	83,8292
1999	0,15	32,94633	28,4625	2008	0,04	54,80328	88,5642
2000	0,1	36,24096	44,995	2009	0,05	57,54344	140,59
2001	0,08	39,14024	53,2308	2010	0,03	59,26975	130,3833

<i>Año</i>	<i>IPC previsto %</i>	<i>\$/kWh energía en bloque</i>	<i>\$/kWh energía en bolsa</i>	<i>Año</i>	<i>IPC previsto %</i>	<i>\$/kWh energía en bloque</i>	<i>\$/kWh energía en bolsa</i>
2002	0,06	41,48866	48,9567	2011	0,03	61,04784	76,2808
2003	0,055	43,77053	66,8925	2012	0,03	62,87928	116,16
2004	0,055	46,17791	64,4592				

Fuente:[7] elaboración propia

2 METODOLOGÍA

Para hacer el análisis de las transferencias del sector hidroeléctrico entregadas a los municipios del oriente de Antioquia y en particular el municipio de San Carlos en el periodo de 2000- 2012, se revisaron diferentes fuentes de información aportadas por la Corporación Autónoma del oriente Antioqueño CORNARE, las empresas que hacen presencia en el municipio, Empresas Públicas de Medellín (en adelante, EPM en este escrito) e ISAGEN, y los entes de regulación estatal como la CREG, la Contraloría General de la Nación, la Procuraduría General de la Nación y el Banco de la República. También se incorporó la información aportada por el municipio de San Carlos.

El análisis cuenta, a su vez, con el cálculo del monto total de las transferencias elaborado por los autores, basados en el concepto de la participación por cuenca y por embalse, el cual está establecido en el artículo 45 de la Ley 99 de 1993. Para este fin, se recurrió a la información aportada por la Resolución 686 de 1994, de la Gobernación de Antioquia, por medio del cual se “dictaminan unas cuencas y unos embalses y se determinan sus áreas y las de los municipios con terrenos en ellos”. Asimismo, para obtener información de la generación de cada central en el período seleccionado se consultó la página web de XM la cual es la encargada de la administración del mercado de energía mayorista en el país.

En cuanto al precio de energía en bloque, que es la base para la liquidación de las transferencias, se consultó la base de datos de la página web del Banco de la República que es la autoridad competente para determinar la meta de inflación prevista para cada año con la cual se fija esta tarifa. La información suministrada por parte del municipio de San Carlos en cuanto a las transferencias, contiene las transferencias otorgadas por EPM e ISAGEN durante los años de 1994 hasta el 2011.

Con esta información se llevó a cabo una comparación inicial entre las diferentes fuentes de información aportadas por los entes antes mencionados. Posteriormente se efectuaron los cálculos propios de los autores con la información disponible para este propósito y se compararon luego con las diferentes fuentes aportadas por la corporación autónoma CORNARE, las empresas EPM e ISAGEN y el municipio de San Carlos.

Seguidamente se realizaron los análisis generales sobre los 18 municipios del oriente de Antioquia que reciben transferencias por la cadena de embalses conformada por las centrales de (San Carlos, Jaguas, Calderas, Playas y Guatapé). Finalmente se hizo un análisis minucioso a las transferencias entregadas por EPM e ISAGEN al municipio de San Carlos a efecto de determinar su consistencia o inconsistencia, y evidenciar si existe un criterio unánime sobre el monto real que debe ser transferido a este municipio que es el que más proyectos hidroeléctricos tiene por km² en Colombia. A partir de allí se extendieron las conclusiones a otros municipios [7].

3 RESULTADOS

2.1 Las ineficiencias en las asignaciones regionales

El cálculo de los montos transferidos por el sector hidroeléctrico, que debe ser el 6 % de las ventas brutas de energía en bloque, 3 % para los municipios y 3 % para las Corporaciones Autónomas Regionales, se estipula de acuerdo con la tarifa que para venta en bloque de energía señale la CREG. Esta comisión, desde 1996, estableció para su liquidación una tarifa de \$20.93/kWh y, además, estipuló, en su Resolución 135/1996, que dicho valor se incrementaría anualmente a partir del primero de enero de 1997, con un índice equivalente a la meta de inflación prevista por el Banco de la República. Basados en esta resolución, el precio de los kWh ha subido entre 1996 y 2012 desde \$20,93 hasta \$62,87, es decir, la tarifa en bloque para la liquidación de las transferencias se ha multiplicado por tres en razón al índice de inflación, mientras que la tarifa promedio de un usuario de estrato cuatro ha pasado de \$20,5/kWh a \$350/kWh, lo cual equivale, en ese mismo periodo, a una multiplicación por 17.

Con este comportamiento se muestra una enorme brecha entre las transferencias que llegan a los municipios y los ingresos operativos del sector eléctrico, lo cual muestra un fallo de asignación por la enorme desproporción entre las rentas del sector eléctrico y los ingresos fiscales de los municipios, base de los asentamientos hidroeléctricos.

Esta desproporción entre rentas se explica por el tipo de formación de los precios de energía en bolsa y particularmente por las reglas del mercado mayorista de energía. Ello es así, si se toma en cuenta que la dinámica de los precios de energía en bloque para liquidar las transferencias está montada sobre un mercado cercano a la competencia perfecta, mientras que las tarifas finales de la energía recogen los elementos monopólicos de la transmisión y la distribución.

En cuanto al monto mismo de las transferencias se puede advertir que, entre el 2000 y el 2012, tanto EPM como ISAGEN han transferido a los municipios y Corporaciones Regionales un monto total de \$719.202'100.270. De esta cifra EPM es el mayor

contribuyente con \$443.587'990.125 (62 %), seguido por ISAGEN con el restante \$275.614'110.146 (38 %). Sin embargo, el monto de las transferencias a la región del oriente antioqueño solo alcanzó a representar el 3,56 % de las utilidades netas de EPM y el 9,42 % de las de ISAGEN, empresas que cuentan con más de 29 centrales en todo el departamento [7]. A esto se puede sumar que en el nivel nacional, el total de las transferencias, hasta el 2012, solo alcanzó \$1.6 billones, cifra que es poco menor que las utilidades de EPM en solo 2013 [9].

Esto se aprecia mejor tomando en cuenta que, de acuerdo con la CSMEM [10]–[12] las siete mayores generadoras arrojaron utilidades asociadas a la generación de energía por \$3.5 billones en el 2012, pero, de esta cifra dos terceras partes corresponden a las utilidades de EPM y EMGESA. Con ello se señala que el nivel de la rentabilidad del patrimonio de las grandes empresas generadoras llegó a ubicarse en 14 % para el año 2012 (ver tabla 2). Esta rentabilidad, que es casi el doble de la reportada por la Superintendencia de Sociedades para las 1000 empresas más grandes del país, no corresponde con el nivel de riesgo que enfrentan las empresas generadoras (8 %), con lo cual se indica un nivel de sobreganancias que refleja el desconocimiento de la participación del capital natural en la formación de los proyectos hidroeléctricos.

Tabla 2: ROE 2010-2012

Entidad	2010	2011	2012
EMGESA	11 %	12 %	14 %
EPM	8 %	8 %	8 %
ISAGEN	13 %	12 %	13 %

Fuente: [10]–[12] Elaboración propia

Otro fallo de asignación que introduce un problema de equidad en la distribución de las transferencias, se muestra claramente cuando se compara el criterio de la capacidad instalada contra los volúmenes de agua embalsada, para efecto de la asignación de las transferencias. Analizadas estas asignaciones desde el criterio de la Ley 99/1993, que es la de “capacidad instalada”, aparece que la central de San Carlos (Punchiná), la de mayor capacidad del país con 1240 MW, genera 2,2 veces lo generado por la central de Peñol-Guatapé (560 MW). Mientras tanto, el volumen de agua embalsada de esta última central (1.070,21 millones de m³) es 14,86 veces mayor que el agua embalsada en la central de San Carlos (72 millones de m³).

A pesar de esto, por parte de transferencias de la central de San Carlos, el municipio de San Carlos recibió desde 2000 hasta 2012, un monto de \$66.993.332.422,85, es decir, 4 veces más de lo que recibió el municipio de Guatapé en el mismo periodo

por parte de la central de Guatapé, un total de \$16.036.968.900,11. Por este motivo se descubre una enorme precariedad distributiva en el criterio establecido en la ley [7].

Finalmente, se observa que los efectos fiscales de esta legislación sobre los municipios considerados significan un envilecimiento presupuestal, toda vez que los componentes más intensivos en consumo de tierras son la presa y el embalse, los cuales están exentos del pago predial por la Ley 56 de 1981. Adicionalmente, las regiones con asentamientos hidroeléctricos también son víctimas de disparidades en la distribución de la renta hidroeléctrica. Esto se observa bien al mostrar cómo el monto total de las transferencias a las regiones con cuencas hidroeléctricas, entre el 2000 y el 2012, no alcanzó a representar el 63 % del total transferido por una sola empresa (EPM) a la región metropolitana en el solo 2013 (US\$600 millones) [13].

En síntesis, las transferencias, más que representar una renta adicional para los municipios, adquieren la función de reparar parcialmente lo que las empresas deterioran ambientalmente en las cuencas hidroeléctricas. Es decir, como su nombre lo dice, las transferencias no son más que un pago para resarcir mínimamente el uso intensivo del territorio y de los recursos naturales, pero a la hora de la verdad esas reparaciones mínimas que deberían hacerse con las transferencias tampoco logran hacerse, porque ya se ha visto que el modelo de distribución asigna las transferencias muy lejos de donde se producen los daños (embalses). En sana lógica económica, las transferencias deberían ser una retribución por la participación de los municipios en el capital natural de los proyectos.

Esta afirmación se sustenta señalando que la sobreganancia o renta de las generadoras se debe a la enorme diferencia entre precio y costo del kWh generado, y esta diferencia, a su vez, es explicada porque el capital natural es casi gratuito, en razón a que sus recursos han sido monopolizados por las generadoras para obtener excedentes (sobreganancias) mediante su aprovechamiento. Ahora, si la pregunta es: ¿Cuál es el origen de la monopolización? puede responderse diciendo que el origen fundamental está en la sola declaratoria de “utilidad pública” que otorga el Gobierno nacional cuando se presenta la factibilidad del proyecto. Así entonces puede decirse que la ganancia extraordinaria es una renta del suelo apropiada por el propietario del agua que en estos casos son las generadoras en razón a la “utilidad pública”. En consecuencia, acá aparecen las sobreganancias como costos económicos no reconocidos por el sacrificio del capital natural.

2.2 La inequitativa asignación territorial. Un caso evidente

De la evaluación de las transferencias entregadas por las centrales de Playas y Guatapé (EPM), y de las centrales de San Carlos, Jaguas y Calderas (ISAGEN) a los 18 muni-

cipios del oriente de Antioquia, se puede evidenciar que los conceptos de “cuenca” y “embalse” que permiten asignar las transferencias del sector hidroeléctrico no apuntan a compensar el uso intensivo del territorio y los recursos naturales que la generación hidroeléctrica ocupa en los municipios con asentamientos hidroeléctricos, pues como se puede apreciar en la tabla 3, los municipios que tienen mayor cantidad de áreas de embalses asociados a su jurisdicción son en muchos casos los municipios que menos proporciones de las transferencias reciben por kWh generado. En este sentido aun cuando la ley asigna una proporción igual (1,5 %) de transferencias para los municipios que hacen parte de la “cuenca” y el “embalse”, se puede observar que el factor clave para determinar la cantidad de transferencias que los municipios reciben es su participación por “cuenca”.

Tabla 3. Transferencias del sector eléctrico a los municipios del oriente de Antioquia durante 2000-2012 (\$/kWh generado)

<i>Municipios</i>	<i>Área de la cuenca</i>	<i>Transferencias por cuenca</i>	<i>Área del embalse</i>	<i>Transferencias por embalse</i>	<i>Total transferencias (\$/kwh)</i>
San Carlos	36343	6,482294698	370	14,40825989	20,89055459
Granada	8250	4,974114302	16	5,218126555	10,19224086
San Rafael	50968	2,338089074	702	9,813193224	12,1512823
Alejandro	36869	3,513708636	526,2	2,386031167	5,899739803
Guatapé	23860	1,508615624	3017	4,651438171	6,160053794
Concepción	54528	5,68296738	49	0,0755454	5,758512779
San Roque	8121	0,858868786	760,4	7,244613716	8,103482501
Santo Domingo	36588	3,869510052	72,4	0,689781737	4,559291789
La Ceja	27177	1,553031631	0	0	1,553031631
El Retiro	50373	2,878568728	0	0	2,878568728
Guarne	37530	2,144654564	0	0	2,144654564
San Vicente	46392	2,651074195	25	0,038543571	2,689617766
Rionegro	58800	3,360130253	0	0	3,360130253
Carmen de Viboral	24882	1,42188369	0	0	1,42188369
El Santuario	14757	0,843289832	0	0	0,843289832
Marinilla	34500	1,971504995	9	0,013875686	1,985380681
El Peñol	42900	2,451523603	2936	4,526557	6,978080603
Envigado	9837	0,562136076	0	0	0,562136076
Total	602675	49,06596612	8483	49,06596612	98,13193224

Fuente:[7]

De acuerdo con esta primera observación, se puede apreciar una inequidad distributiva en el cálculo de las transferencias, pues los municipios que gozan de una posición estratégica dentro de una cuenca hidroenergética perciben cantidades importantes de recursos de las transferencias sin sacrificar para ello algún tipo de capital natural, reflejado en su territorio o en sus recursos, o mejor aún, sin afectar negativamente su capacidad fiscal reflejada en el potencial impuesto predial. Mientras tanto, los municipios que sí entregan parte de su territorio y su precaria base fiscal al mercado energético no son debidamente compensados. Adicionalmente, se puede apreciar cómo la “capacidad instalada” de una central no está asociada directamente al tamaño de embalse y, por consiguiente, a los daños ambientales y a los impactos territoriales que estos pueden causar en las regiones. Esto se puede evidenciar observando el caso de San Carlos, la central de mayor “capacidad instalada” y también por la central de Guatapé con el embalse más grande del país.

La central de San Carlos posee una capacidad instalada de 1240 MW con un embalse total de 378 hectáreas (366 ha en San Carlos y 12 ha en Granada). Sin embargo, la central de Guatapé cuenta con el 45 % de la capacidad instalada de San Carlos, pero posee un embalse 14 veces más grande, 6365 hectáreas, repartidas así: 3017 en Guatapé; 2936 en Peñol; 329 en Alejandría; 49 en Concepción; 25 en San Vicente, y 9 en Marinilla. Este hecho es de suma importancia porque permite apreciar cómo los municipios con mayores asentamientos hidroenergéticos son quienes reciben menores proporciones de transferencias, es decir, las transferencias son de alguna forma inversamente proporcionales al tamaño del embalse y directamente proporcionales a la “capacidad instalada”, pues esta última es la que determina la cantidad de energía generada y, por tanto, el monto de transferencias recibidas.

Esta situación sugiere que una capacidad instalada alta (caso San Carlos) no equivale necesariamente a una represa grande. Lo que sí queda claro es que son los componentes regionales de infraestructura física (presa y embalse) los que elevan los costos sociales, fiscales y ambientales del proyecto, tanto por el horizonte de vida como por los efectos de la ejecución. De ahí que no es raro que una cadena de embalses, como la del oriente antioqueño, inicie con una capacidad instalada (MW) baja y una represa grande, y continúe después con una “capacidad instalada” grande y un reducido tamaño de la infraestructura física.

2.3 Fuentes de información. Otra asimetría

Otro aspecto a tener en cuenta es la incongruencia que existe a la hora de determinar la cantidad de predios con influencia hidroeléctrica dentro de los municipios. En este sentido se observa que los datos aportados por la gobernación y los reportados por las

empresas para liquidar las transferencias y el impuesto predial son diferentes. Incluso se puede observar cómo a lo largo de los años, en algunos municipios las empresas reportan menos predios de su propiedad. Asimismo, un hecho similar se puede observar al determinar la cantidad de energía generada por cada central, pues se pueden apreciar diferencias en las cantidades reportadas por las empresas y el operador del mercado XM, filial de ISA, que es el encargado de reportar oficialmente la cantidad de energía generada por cada central de generación hidroeléctrica. En tal sentido, la falta de bases de información claras y congruentes hacen que las empresas se conviertan en auto liquidadoras, pues las contralorías locales y nacionales carecen de instrumentos de verificación de las transferencias.

Del análisis de las transferencias entregadas por las dos empresas, EPM e ISAGEN, al municipio de San Carlos, se puede apreciar que existe una diferencia entre los datos reportados por las diferentes entidades competentes; estas diferencias son más significativas por parte de ISAGEN y el municipio, \$778.716.173 millones de pesos, mientras que por parte de EPM y el municipio son solamente \$ 8.564.044 millones de pesos. No obstante, al comprar las cifras entregadas por las empresas y los cálculos de los autores se pueden apreciar igualmente diferencias pero no tan significativas \$ 5.881.402 entre ISAGEN y el cálculo de los autores, y de \$ 2.745.284 millones de pesos entre EPM y los cálculos de los autores.

Estas diferencias se pueden explicar en razón a que los municipios no están separando los recursos de acuerdo con su origen, o a errores en los procedimientos contables, o en último caso porque las empresas generadoras no reportaron el valor real de sus transferencias por los mismos motivos de los municipios, o sencillamente por diferencias en la temporalidad de la causación. No obstante, esto deja una clara evidencia de que el municipio de San Carlos, que es el que moviliza más transferencias, posee dificultades en la apropiación de las transferencias entregadas.

3 CONCLUSIONES

Del anterior análisis se puede inferir que existe un vacío conceptual en la asignación y monto de las transferencias del sector hidroeléctrico al no reconocer la participación del capital natural en la formación hidroeléctrica. Por tanto, en este artículo se propone sustituir el criterio de la “capacidad instalada”, por el criterio de “capacidad de embalse”. Igualmente sugiere elementos para un nuevo modelo de asignación que corrija el sesgo de inequidad en la distribución y monto de las transferencias. Esto se justifica si se toma en cuenta que la “capacidad de embalse” se vincula más estrechamente con el consumo de tierras, el cual es el elemento más visible del aporte del capital natural de los municipios en los asentamientos hidroeléctricos.

Un punto clave sobre la verificación de la liquidación de los montos de las transferencias de sector eléctrico es el fortalecimiento de los mecanismos de información y verificación de las procuradurías y contralorías nacionales. De esta forma las corporaciones regionales y los municipios tendrían un respaldo en la información que evite la condición de autoliquidadoras de las empresas generadoras.

Uno de los aspectos más importantes que se puede observar es cómo los propietarios de las obras hidroeléctricas rentan sobre el capital natural de las regiones a costo cero, en perjuicio de la fiscalidad de los municipios que conforman las cuencas hidroeléctricas. Por tanto, se hace necesario un replanteamiento en la distribución las rentas del sector eléctrico. En este sentido, se recomendaría incluir el costo del capital natural como un elemento clave en la formación de los costos económicos de los proyectos.

Es claro entonces que las sociedades y los sectores productivos son dependientes de la electricidad, pero es también claro que la distribución de las rentas del sector eléctrico refleja una tremenda inequidad. Una nueva legislación para reconocer la participación regional en el auge del sector eléctrico es un asunto inaplazable.

REFERENCIAS

- [1] Corporación de desarrollo CODESARROLLO; Asociación pro desarrollo de Antioquia ADA, “Foro sobre la Ley 56 de 1981 y sus implicaciones fiscales, socio.economicas y politicas,” 1982, p. 146.
- [2] L. Vélez, A. Vélez, G. Arroyave, and I. Giraldo, *Impactos regionales de los proyecto hidroelectricos*. Medellín: Gobierno de Antioquia.departamento adminsitrativo de planeacion, 1982, p. 207.
- [3] Congreso de la República de Colombia, *Ley 56 de 1981*, vol. 1981, n.º 35. Bogotá, 1981, p. 32.
- [4] Congreso de la República de Colombia, *Ley 99 de 1993*, vol. 1993, n.º diciembre 22. Bogotá, 1993, p. 59.
- [5] A. Embid and Ó. D. Amaya, *Aguas, residuos y territorios (Estudio jurídicos sobre política ambiental en España y Colombia)*. Bogota: Universidad Externado de Colombia, Universidad de Zaragoza, 2007, p. 409.
- [6] J. Stiglitz, *La economía del sector público*, 3.ª ed. Barcelona, 2003, p. 756.
- [7] J. Vélez, “Modelo de gestión para las transferencias del sector eléctrico,” Universidad Nacional de Colombia sede Medellín, 2014.
- [8] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. 2013. “Estudio sectorial de energía eléctrica , gas natural y gas licuado de petróleo,” Bogotá.

- [9] E. Ospina and A. Molina, Ponencia para primer debate al proyecto de Ley 088 de 2010. 2011, p. 16.
- [10] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, “Informe 81- Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el 2012,” Bogotá, 2013.
- [11] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, “Informe 58- Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el periodo 2009-2010”, Bogotá, 2011.
- [12] Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, “Informe 71- Desempeño financiero de los principales agentes generadores en el periodo 2010-2011”, Bogotá, 2012.
- [13] E. Rios and E. Balbin, “Notas Confidenciales. 5.115.” Orbis, Medellín, p. 2, 2014.
- [14] A. Reyez, “La próxima justicia agraria en Colombia”, *El Espectador*, Bogota, p. 1, 2014.