

Desprivatización hidroeléctrica,

territorios y empresa público-social
de energía para la transición
socio-ecológica



Fornillo, Bruno
Desprivatización hidroeléctrica, territorios y empresa
público-social de energía para la
transición socio-ecológica

Bruno Fornillo ; Martín Kazimierski ; Jonatan Nuñez. -
1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires:
Fundación Rosa Luxemburgo, 2022.

Libro digital, PDF
Archivo Digital: descarga y online
ISBN 978-987-48434-1-8

1. Energía Hidráulica.
2. Empresas Publicas.
3. Producción de Energía.

I.Kazimierski, Martín. II. Nuñez, Jonatan. III. Título.
CDD 322.3

INDICE

1.	Resumen ejecutivo	04
2.	Breve historicidad de las presas en la Argentina	08
3.	Costos públicos, ganancias privadas (1993-2018)	11
4.	Control estratégico, planificación y vector de desarrollo: del dominio público a la decisión privada	15
5.	Cuestiones socio-ambientales de la operación de presas	18
6.	Disputas por el futuro de la renta hidroeléctrica y la gestión público-social	22
7.	Recuperar las presas para la transición socioecológica	24
8.	Bibliografía	26
9.	Artículos periodísticos	27
10.	Anexos	28

1.

RESUMEN EJECUTIVO

Las centrales hidroeléctricas son las responsables de generar un 27% de la electricidad consumida en Argentina. A partir de 1993, 19 de ellas, responsables de casi 6 mil megawatts de potencia, fueron concesionadas a distintas sociedades anónimas integradas por grandes corporaciones nacionales y transnacionales. Lo paradójico de la situación tiene que ver con el hecho de que el financiamiento de la construcción de casi la totalidad de las mismas fue sostenido por arcas estatales, pero su renta fue íntegramente usufructuada por privados. Las hidroeléctricas son un activo neurálgico que definen buena parte de los pilares de la seguridad energética e incluso la soberanía nacional. **A continuación, exploramos una serie de argumentos de índole económica, ambiental-tecnológica, político-social y proyectiva que indican una urgencia: la necesidad de desprivatizar.**



¿Por qué desprivatizar?

Razones económicas

- ▶ El Estado invirtió cerca de U\$S 20 mil millones en la construcción de las centrales, cuya concesión los privados se hicieron por un monto menor, el cual se aproxima a los U\$S 2 mil millones. La renta bruta anual que recibe el conjunto de los concesionarios es cercana a montos que fluctúan entre los U\$S350 y U\$S400 millones. En resumidas cuentas, Estado invirtió en su construcción y los privados recaudaron y aún recaudan con su gestión.
- ▶ Las represas poseen un promedio de amortización de 30 años. La inversión en el Chocón y Cerros Colorados, por ejemplo, recién hubiera sido recuperada en 2007 y 2010, por solo citar dos casos representativos. Sin embargo, este hecho no sucedió debido a que para ese entonces ambas centrales ya registraban más de una década en manos de empresas privadas. Aún más llamativo es el caso de Piedra del Águila, cuya obra fue concluida en simultáneo con su privatización, lo que devendría en un plazo de amortización recién en 2023, cuando vence su concesión privada.
- ▶ En todos estos años, la renta hidroeléctrica no redundó en inversiones de peso en torno a fuentes energéticas que posibilitaran diversificar la matriz nacional, tampoco en el crecimiento de nuevas centrales hidroeléctricas.
- ▶ La privatización no contribuyó a la creación de un mercado abierto y a una reducción de tarifas, sino a un oligopolio energético-financiero con una dinámica de comportamiento con tendencias hacia la colocación de divisas en el exterior. En resumen, esta inversión estratégica del Estado argentino paradójicamente contribuyó al déficit en la balanza de pagos.
- ▶ Los vencimientos de esas concesiones se presentan como una oportunidad histórica para desandar el marco jurídico-político que regula la liviandad de mercado oligopólica de la Argentina y contribuir a la desprivatización del sistema energético.
- ▶ El país, más aún a partir de la estatizada IMPSA, posee capacidades tecnológicas para desplegar en el marco de la energía hidráulica.

Razones ambientales

- ▶ La retención de cuantiosos volúmenes de agua necesariamente altera el régimen hidrológico e hidráulico de las corrientes, lo que transforma los ecosistemas y genera afectaciones en la producción y en los modos de vida de las poblaciones.
- ▶ El hecho de que hoy los criterios de erogación y regulación de los caudales sean definidos unilateralmente por los concesionarios conlleva la prevalencia de estrategias especulativas para con el recurso hídrico, obturando el desarrollo de otras actividades y generando, en ocasiones, múltiples trastornos aguas abajo.

- ▶ El agua es un recurso vital y estratégico de primer orden en condiciones de cambio ambiental global, cuyo manejo no puede estar librado al arbitrio mercantil .
- ▶ El cambio ambiental global se ve acompañado por el declive constante de la producción fósil, principal responsable de dicho deterioro. En ese marco, la cuestión energética reviste una importancia crucial que debe ser manejada con perspectivas estratégicas, de modo integral y de planificación del Estado y el sector público social en sentido amplio.
- ▶ Las represas son captadoras de energía en potencia, constituyendo un punto nodal a la hora de pensar el respaldo que podrían tener fuentes renovables no convencionales tales como la solar-fotovoltaica y la eólica, signadas por los problemas de la intermitencia.
- ▶ Ante la creciente “electrificación” de las matrices energéticas, el desarrollo de las energías renovables debe ser integralmente gestionado con una visión de largo plazo y en manos públicas.
- ▶ La gestión del agua y de las cuencas, a la luz de la pérdida de glaciares y a la bajante del río Paraná a causa de la deforestación, se muestra notoriamente como un elemento presente y futuro que reclama una regulación pública.

Razones políticas

- ▶ En el marco del retiro general del Estado se transfirieron a manos privadas decisiones estratégicas, todo lo cual se expresó en fenómenos como la implosión de la exploración y explotación hidrocarburífera . Este fenómeno se vio acompañado de la expansión de la producción de electricidad térmica, de rápida amortización.
- ▶ El proceso de concesiones llamaba a tener un rol destacado para los trabajadores, sin embargo, hoy poseen una participación minoritaria en algunas centrales por medio del Programa de Propiedad Participada. Indudablemente podrían tener mayor influencia económica y de gestión en un futuro re-estatizado. Asimismo, se trata de resituar el trabajo en función de un empeño público, colectivo, antes que a la labor ofrecida a la ganancia de una empresa privada, particular.
- ▶ La órbita de incumbencia de las represas tiende a ser variada, siendo que las infraestructuras hidráulicas se hallan en terreno provincial, el recurso hídrico es interprovincial y las obras son de concesión y financiamiento nacional, de modo que una potencial vuelta al estado obliga a la gestión mancomunada de diferentes escalas de gobierno.
- ▶ El carácter multipropósito de los complejos hidroeléctricos las coloca más allá de una simple infraestructura energética, pues también opera en una amplia red de servicios sociales, culturales, recreacionales y residenciales.
- ▶ La desprivatización se presenta como un modo de revivir una necesidad estratégica de planificación energética abordada por el Estado y el sector público social, hecho que en la Argentina es de por sí débil.

- ▶ La posibilidad de gestionar la energía de manera participativa bajo criterios ambientales, respetuoso de los territorios y con principios éticos de economía socioecológica. Es imperioso que en esta nueva forma de gestión se respeten la consulta previa, libre e informada de las comunidades impactadas, tal como establece el convenio 169 de la OIT.
- ▶ La figura del Estado es decisiva en tanto representante público puede garantizar que la energía sea un derecho, un bien estratégico, y que para ser tratado como tal no debe considerarse un *commodity*.

La necesidad de una transición energética popular

- ▶ La energía constituye un componente propio de la soberanía geopolítica, energética, ambiental, económica, tecnológica, y natural, al manejar un recurso como el agua.
- ▶ Dado el discurso acerca de la supuesta restricción externa y a la ausencia de fondo para la inversión pública, la renta producida por la energía hidráulica desprivatizada podría ser de enorme importancia proveyendo recursos económicos para encarar una transición hacia fuentes renovables en el marco de una matriz energética fuertemente fosilizada como la argentina.
- ▶ La presencia de una mayor proporción de activos públicos en la cartera de gestión energética permitiría tener un mayor dominio y capacidad de acción al interior del sistema de conjunto.

2.

BREVE HISTORICIDAD DE LAS PRESAS EN LA ARGENTINA

La planificación nacional de energía eléctrica despunta con fuerza en la segunda posguerra, bajo una presencia determinante del Estado, el cual en ese momento logró articular actores dispersos, asegurar la gestión energética pública y adentrarse fuerte en el rubro de generación, donde se volverá predominante. Por entonces, en 1947, se creó la empresa estatal Agua y Energía Eléctrica, con el objetivo de erigir centrales térmicas e hidroeléctricas y extenderse federalmente. Para la década de 1960, la gravitación del ordenamiento público redundará en la constitución de un sistema eléctrico nacional ya más integrado, lo cual estuvo acompañado por el auge de la construcción de presas. Tuvo allí un papel importante Hidronor, creada en 1967, constituida inicialmente para llevar adelante la puesta en marcha del complejo El Chocón-Cerros Colorados (finalizada en 1973). En resumen, estas iniciativas dan cuenta de la creciente preocupación del Estado nacional por satisfacer su seguridad energética a través de grandes obras hidroeléctricas en la región del Comahue, en especial en las provincias de Neuquén y Río Negro.



El crecimiento de la energía hidráulica sería una constante en aquellos años, el país no solo incorporaría la energía nuclear, sino que se irían planificando y construyendo los grandes proyectos hidroeléctricos binacionales, Salto Grande con Uruguay y Yacyretá con Paraguay. Ciertamente, debido a un agresivo plan de obras, la participación de la hidroelectricidad en la matriz eléctrica pasó del 10% a fines de los años 60 a cerca del 40% antes de la debacle neoliberal (la financiación de las grandes presas estuvo relacionada fuertemente a la obtención de créditos brindados por los organismos internacionales y, ya en los años ochenta, a impuestos concretos al consumo).

En definitiva, desde 1940 hasta 1980 se constituyó un sistema interconectado, articulado por empresas nacionales, donde el Estado tenía una participación medular. Este sistema energético, asociado al control hidrocarburífero de YPF, era solidario a un tipo de régimen de acumulación caracterizado por el desarrollo de la industria nacional, la centralidad del Estado en la economía, y la búsqueda de mayores grados de autonomía en el marco de las relaciones económicas globales. Allí, la energía era un bien estratégico e incluso no estaba disociado de consideraciones geopolíticas que la dictadura militar procuró esgrimir frente al “avance brasileño”.

Esta estructura se desplomó a causa de la lógica jurídico política y económica que hace treinta años la era neoliberal desplegó sobre el continente de la cual Argentina fue un “alumno ejemplar”. Por entonces, la Ley 24.065 (Régimen de Energía Eléctrica, de 1992), fragmentó y privatizó el sistema eléctrico, bajo el supuesto de estimular la competencia y ganar en eficiencia¹. Así, se descompuso vertical y horizontalmente Segba, que operaba en el aglomerado de Buenos Aires, Agua y Energía e Hidronor, sumando también a los aprovechamientos hidroeléctricos del Estado Nacional operados por estas últimas, los cuales fueron dispuestos en diversas unidades de negocio y concesionados a empresas privadas. Tengamos en cuenta que por entonces Hidronor contaba con una potencia instalada de 4.420 MW y se considerada oficialmente que poseía una “buena salud patrimonial”. La meta del programa privatizador fue “crear mercados”, lo que significa que la explotación de una actividad económica la discontinúe el Estado para que sea el capital privado quien la retome.

Durante este período, tal como sostienen Radovich et al (2012), las inversiones privadas contribuyeron en una muy pequeña proporción a culminar unos pocos proyectos hidroeléctricos entre las que se destacan Piedra del Águila, Nihuil IV, Pichi Picún Leufú y Potrerillos, los cuales aportaron solo 1800 MW concentrados sobre todo en la primera obra. Sin embargo, incluso ellas fueron desarrolladas y ejecutadas en su mayor parte en el período previo. La participación del Estado como “socio bobo” fue clara: mientras planificaba, construía las obras y garantizaba el flujo de inversiones, los agentes privados terminaron por obtener el control de la gestión, la producción y la comercialización energética.

¹ Siguiendo a Radovich et al (2012), cabe recordar que “las privatizaciones de 1992 se legitimaron por el pobre desempeño que en la década de los ‘80 había tenido la inversión pública en generación eléctrica en el contexto de un endeudamiento externo explosivo. En 1988 el sistema eléctrico funcionaba al límite de su capacidad y bastó con una serie de eventos (escasez de lluvias que dejó prácticamente sin actividad a Salto Grande, la aparición de fisuras en el murallón de El Chocón, la salida de servicio por desperfectos de la central nuclear de Atucha y por mantenimiento la de Embalse) para que el gobierno introdujera cortes programados en el suministro domiciliario”.

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) sería la lógica de integración entre generadores, distribuidores y grandes usuarios y la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (Cammesa) -empresa sin fines de lucro con un 20% de participación estatal-, se le otorgó la función de coordinar el despacho de energía. El crecimiento se dio en base a la instalación de centrales térmicas en base a gas, relativamente baratas, de rápida puesta en funcionamiento y con un retorno de las inversiones comparativamente corto. Todo ello, claro, por fuera de cualquier criterio de planificación estratégico. Durante las urgencias de la posconvertibilidad se volvió a apostar por ellas, lo cual tampoco contribuyó a la diversificación ni a la solución de los cuellos de botella sistémicos tal como muestra la larga crisis energética que el país arrastra desde comienzos de la década de 2010. Todo ello se dio con el sostenimiento del rol subordinado del Estado como planificador, el cual desde el desguace noventista solo tuvo una injerencia menor en el sistema eléctrico a través de Cammesa o por medio del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), autoridad de aplicación del marco regulatorio.

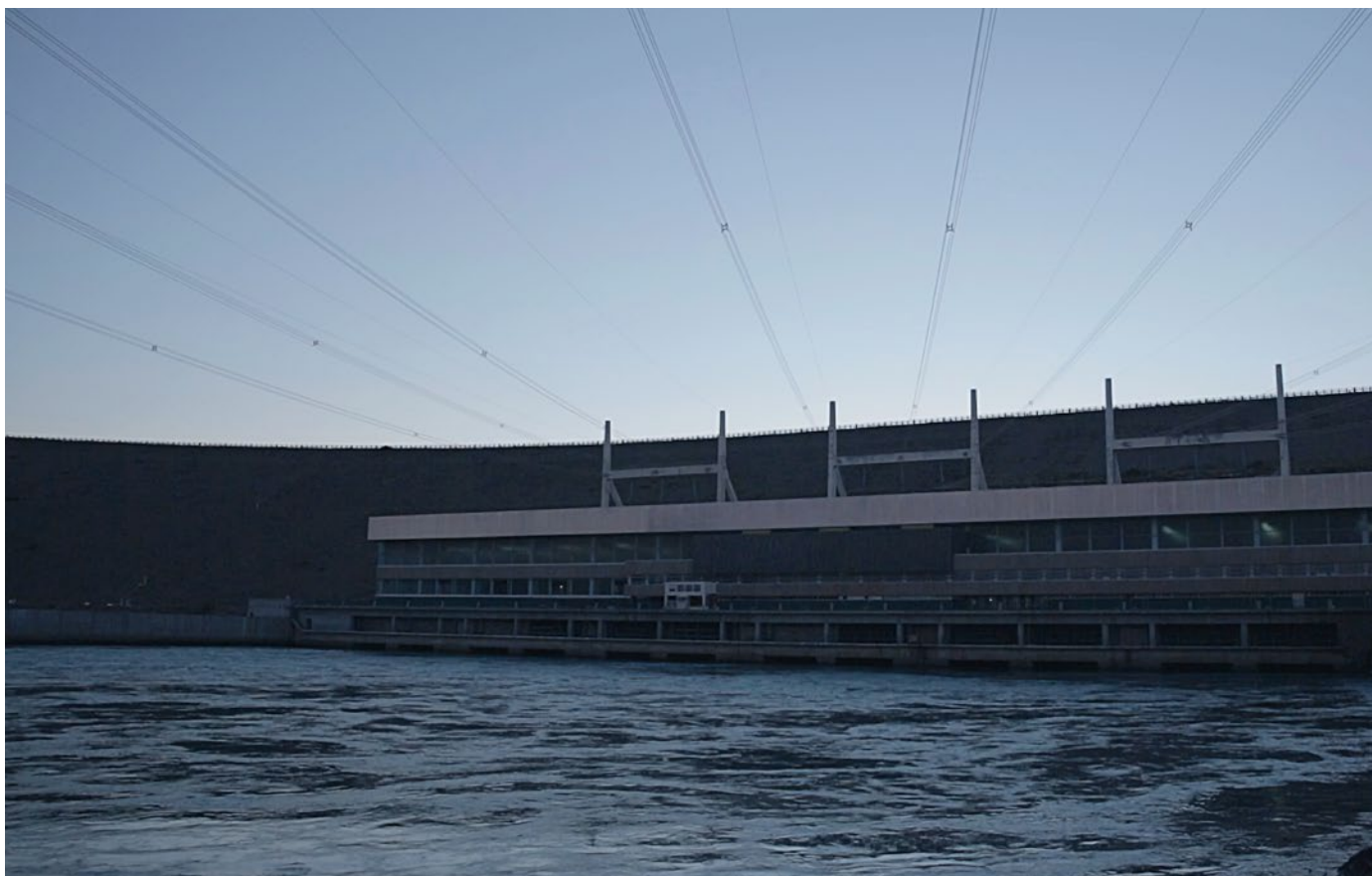
3.

COSTOS PÚBLICOS, GANANCIAS PRIVADAS (1993-2018)²

A la hora de realizar un análisis económico/financiero en el mercado eléctrico hay dos elementos nodales que debe tenerse en consideración: el costo de inversión o costo de capital (\$/kW), que representa la inversión necesaria para construir una planta generadora; y el costo de generación (\$/kWh), que indica el costo real de producir una unidad de energía por aquella planta. Aunque ambos están lógicamente relacionados, tienen diferentes implicaciones de acuerdo a la fuente de energía tratada. Particularmente en la hidroelectricidad, la clave de esta relación radica en la asimetría en favor del primero, siendo que el costo de inversión representa más del 80% del costo de generación, es decir, requiere un fuerte desembolso inicial en comparación con los costos de operación y mantenimiento. En consecuencia, los plazos de amortización son lentos, tal es así que el período recuperación de este despliegue monetario puede llegar a demorarse 30 años o más, aunque la vida útil de una presa pueda superar la centuria. Es por ello que en distintos lugares del mundo el Estado ha jugado un papel clave a la hora de llevar adelante este tipo de emprendimientos, en especial debido a que los actores privados suelen ver este tipo de inversiones poco “seductoras” por los riesgos y plazos implicados. En otras palabras, sin las arcas estatales, el desarrollo de la hidroelectricidad a gran escala sería, al menos, escaso, o requeriría de mercados fuertemente desregulados y oligopolizados como el chileno.

En efecto, elementos del fenómeno previamente descrito pueden observarse en la puesta en marcha de casi todas las centrales de nuestro país, a excepción de algunos casos aislados como la presa Futaleufú. Allí, el emprendimiento tuvo como inversionista mayoritario a la empresa productora de aluminios ALUAR, y aunque su planificación respondía directamente a los intereses de la empresa, la presencia del Estado fue vital aportando un tercio (33,51%) de la inversión a través de la provincia de Chubut. Por otro lado, presas como El Chocón, Cerros Colorados, Alicurá y Piedra del Águila, son emblemas del Estado desarrollista, cuyas obras fueron financiadas enteramente por las arcas públicas mediante desembolsos directos complementados con préstamos otorgados por organismos multilaterales de crédito tales como el Banco Interamericano de Desarrollo y el Banco Mundial, los cuales oscilaron entre el

² Nota metodológica: Abordar la reconstrucción de las series de resultados anuales y las ganancias acumuladas de las presas concesionadas implica, desde el comienzo, un conjunto de problemas metodológicos resultantes de la dispersión de la información disponible. En efecto, los datos abiertos al público provistos por el sitio web del Ministerio de Economía adolecen de importantes baches, los cuales se expresan en la falta de información contable para determinados años sin explicación por su ausencia y la carencia de homogeneidad entre los volúmenes de referencias contables volcados para unas y otras hidroeléctricas. El resultado de todo ello redundará en una dificultad nodal para avanzar en un diagnóstico homogéneo del comportamiento de las centrales durante el período de privatización. Pese a ello, debe señalarse que algunas de las series de ejercicios anuales son pasibles de ser reconstruidas casi en su totalidad, o al menos por períodos considerables, si se las complementa con la información provista por algunas de las empresas concesionadas de las mismas. Ello se consigue recabando o bien en sus sitios web o bien en la Comisión Nacional de Valores, en el caso de aquellas que deben exhibir sus balances a fin de emitir deuda.



25 y el 40% de los montos brutos. Estos esquemas fueron los que materializaron cerca del 95% del parque hidroeléctrico contemporáneo (Manilow, 2012).

Aunque no existen fuentes oficiales sobre el costo de inversión de las presas nacionales, podemos citar fuentes secundarias que dan cuenta del descomunal desembolso que requieren. Por ejemplo, para la construcción de la presa El Chocón, la licitación llevada a cabo en 1957 arrojó la impresionante cifra de U\$S 5.453 millones³. A su vez, es de destacar que, pese a que finalmente se adjudicaría seis años más tarde en otra licitación que incorporaba en forma conjunta el complejo El Chocón - Cerros Colorados, el costo final se estima que supera por amplio margen los 6 mil millones de dólares⁴. Un valor similar se estima para Alicurá, mientras que los proyectos finalizados en pleno proceso privatizador, Piedra del Águila y Pichi Picún Leufú, demandaron una inversión significativamente menor de U\$S 1.400 millones y U\$S 500 millones, respectivamente⁵. Junto a ellos, otra veintena de proyectos (ver Anexo I) también tuvieron al Estado como único o principal inversor, los cuales coincidieron su entrada en operación entre las décadas del setenta y el ochenta.

Esto último implica que el proceso de amortización no se saldó ni total ni parcialmente bajo el control estatal que las financió, sino que se produjo mientras éstas se encontraban bajo concesión privada, luego del desmantelamiento de Hidronor y de Agua y Energía Eléctrica.

³ <http://www.magicasruinas.com.ar/revistero/argentina/argentina-el-chocon-demasiado-carro.htm>

⁴ <http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=882>

⁵ Para Pichi Picún Leufú, U\$S 360 millones fueron desembolsados por el Estado entre 1990 y 1995, hasta su paralización. Los restantes U\$S 140 millones fueron aportados por el grupo Perez Companc por la privatización de 1997.

Tomando como promedio de amortización de las inversiones en un plazo de 30 años, el saldo de la construcción de El Chocón hubiese quedado plenamente saldado en 2007 -si se toma como punto de referencia la colocación de su sexta y última turbina de generación-, mientras que 2010 sería el año para el complejo Cerros Colorados. El caso más escandaloso se presenta en Piedra del Águila, cuya obra fue concluida en simultáneo con su privatización, lo que devendría en un plazo de amortización recién en 2023, cuando vence su concesión privada. En simples palabras, el Estado invirtió y el privado recaudó.

Por otro lado, a la hora de realizar un análisis en torno a los rindes económicos de las centrales, debe tenerse en cuenta cuáles son los costos implicados en su funcionamiento que complementan los de inversión. Allí se ponen en consideración los costos de operación, de mantenimiento y de logística, entre otros "pasivos financieros" no desagregados por las empresas en sus balances. Como hemos mencionado, estos costos son realmente muy bajos si los comparamos con fuentes como las del carbón o el diésel, e incluso con las populares turbinas de gas con ciclo combinado, de gran auge en los noventa. Esto se debe principalmente a que la hidroelectricidad no requiere de una fuente de energía primaria para la generación, sino que su "combustible" es el flujo de H₂O provisto sin cargo por el ciclo de la naturaleza. Asimismo, pese a que las presas se las considera intensivas en mano de obra, esta se concentra fuertemente en el período de construcción de obras civiles, siendo una porción menor para su operación. Teniendo en cuenta estas argumentaciones, no debe sorprender que las empresas concesionarias hayan obtenido ganancias extremadamente holgadas.

En el caso de la sociedad Hidroeléctrica El Chocón S.A., ésta fue adjudicada en agosto de 1993 al conglomerado Hidroinvest S.A. (compuesto por la Empresa Nacional de Electricidad S.A. -Endesa- de Chile y CMS Generation de los Estados Unidos), por un desembolso de U\$S 224 millones por el 59%. Esto es apenas un 3-4% del costo de inversión que abonó el Estado, y cabe señalar que de ese monto total, la firma tan solo abonó en el momento unos U\$S 87 millones, financiando el resto de la transacción por medio de títulos de la deuda pública. Ello generó ahorros a favor de la compañía dado por la diferencia entre el precio de adquisición de los títulos y el valor por el que éstos se aplicaron, lo que desencadenó en una intervención por parte de la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP), quien determinó que Hidroinvest debía abonar el impuesto a las Ganancias por el resultado de aquella transacción, ratificado por la Corte Suprema de Justicia en 2011⁶. Ahora bien, si se analiza el acumulado de los ejercicios que van desde 1993 hasta 2018, se observa que de la operación se desprende un positivo de \$7.743.360.215,64, esto es, U\$S 576.874.691,12, de los cuales U\$S 340.356.067,76 corresponde al conglomerado⁷. Al recuperar el monto original por el cual se adjudicó, se observa que los tiempos de amortización para el concesionario se redujeron a casi 16 años, por lo que, debido a los contratos de 30 años firmados, la empresa cuenta con 14 años de gracia. En cuanto al paquete accionario de Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A., este fue otorgado en un 59% a Patagonia Holding el 11 de agosto de 1993, por un monto de U\$S 72.623.232. Otro 39% de la propiedad de la presa quedó en manos de la provincia de Neuquén y el 2% restante se colocó en calidad de participación público-privada. Aunque los datos oficiales publicados

⁶ <https://www.iprofesional.com/notas/121142-Ganancias-criterio-de-la-Corte-sobre-titulos-publicos-disparo-polemica-entre-los-especialistas>

⁷ A partir del 2002, año de derogación de la "Ley de Convertibilidad" y la consecuente devaluación del peso argentino respecto del dólar estadounidense, tomamos como equivalente de conversión el precio promedio de la cotización de la divisa para el mes de diciembre de cada año. Datos provistos por el Banco Central de la República Argentina, disponibles en <https://www.bcra.gov.ar>.

por el Ministerio de Economía tan solo arrojan los resultados anuales hasta 2013, allí encontramos nuevamente un acotado tiempo para el retorno de la inversión, que en este caso es aun más anticipado. De la sumatoria de los balances, se encuentra un acumulado de U\$S 103.028.481, es decir que el concesionario recuperó su inversión en 14 años, con 16 por delante.

Por último, en los ejercicios anuales de Hidroeléctrica Piedra del Águila, encontramos que entre 1998 y 2019, el acumulado otorgó un positivo de U\$S 145.459.250, cuya serie tiene un bache informativo en los años 2014 y 2015 -cuando cambia a manos de su actual socio Central Puerto-, y en los años iniciales desde 1993 hasta 1997. Considerando que el monto que se pagó en la adjudicación equivale a U\$S 272.111.111, y que restan 6 de los 26 años en ejercicio, se aprecia un retorno pronunciadamente menor, que se explica casi en su totalidad por un puñado de años “en rojo”. En este sentido, las series de ganancias no son uniformes a lo largo del tiempo, sino que, al contrario, son fluctuantes, manifestándose años con caídas escarpadas que alteran el desempeño final de manera trascendental. Tanto El Chocón como Piedra del Águila declararon tres años con valor negativo, por montos de U\$S 102.215.812,57 y U\$S 212.469.073, respectivamente. Estas son consignadas mayormente en función de “intereses y gastos financieros”, y su volumen se concentra entre 2002 y 2003, cuando la devaluación del peso golpeó duramente la economía nacional, situación de la cual no pudo diferenciarse el sector eléctrico. Una desagregación de estos pasivos, y una valoración real de estas pérdidas, podría conducir en algunos casos a incrementar sustancialmente las ganancias acumuladas para el mismo período, por lo que podríamos afirmar que los guarismos exhibidos hasta aquí son conservadores y representan tan sólo el piso de la real abundancia provista por la renta hidroeléctrica.

A modo de resumen, podemos decir que con inversiones estatales que superaron los U\$S 20.000 millones, los concesionarios desembolsaron un monto total que apenas rondó los U\$S 2.000 millones, y que para un negocio que significa un ingreso bruto del orden de los U\$S 350 a 400 millones anuales, los amplios márgenes de ganancia privada estaban aseguradas. Aquí no caben las alegorías que colocan a la inversión privada en posiciones casi altruistas para con el desarrollo nacional, sino que se trató, lisa y llanamente, de la transferencia de una renta pública a las arcas privadas.

4.

CONTROL ESTRATÉGICO, PLANIFICACIÓN Y VECTOR DE DESARROLLO: DEL DOMINIO PÚBLICO A LA DECISIÓN PRIVADA

En los últimos años, la integración de los diferentes segmentos del área energética por parte de las empresas privadas terminó por crear una situación oligopólica, muy a contramano de la supuesta segmentación entre generación, transmisión y distribución que propiciaría la competencia de mercado. Pero la situación excede el incumplimiento de este régimen legal, acarrea el emplazamiento estratégico de las firmas en el control del sistema energético, verdadero objetivo que antes detentaba el Estado. Se trata del predominio de las corporaciones globales de la energía en una lógica tentacular de alcance nacional, pero también subcontinental (ver Anexo II). Por ejemplo, AES es una empresa multinacional con origen en los Estados Unidos con presencia regional fuerte en tres países: Argentina, Chile y Colombia. En Argentina opera cuatro plantas de energía hidroeléctrica: Alicurá (Neuquén), Cabra Corral y El Tunal (ambas en Salta) y Ullum (San Juan), además de cinco centrales térmicas, lo que representa el 12% de la potencia instalada en el país. Por su parte, la presa El Chocón pertenece a la multinacional italiana Enel (acrónimo de Ente Nazionale per l'Energia Elettrica), que es la 56ª empresa en el mundo por volumen de ventas con 75,7 mil millones de euros y una capitalización bursátil de más de € 48.900 millones. En Argentina, la transnacional participa en todas las etapas del proceso energético: 14% de la potencia instalada en generación, transporte, comercialización y distribución. Entre sus diversas firmas posee Enel Generación El Chocón, Enel Generación Costanera (ex Central Costanera), Central Dock Sud y Enel Green Power Argentina, en generación; Enel Trading Argentina S.R.L. (ex Cemsa) en comercialización; Edesur S.A. en distribución; y TESA, CTM y Yacylec en transporte.

Una implantación de similares características corre por cuenta de Pampa Energía. La firma -de "origen nacional"- es propiedad de Pampa Holdings LLC, de Delaware, y de Mindlin Warrants, una sociedad uruguaya, pero que a su vez la de Delaware es propiedad del Grupo Mtres SA (Uruguay), a su vez controlado por Tres Emes Ltd, radicada en Islas Caimán⁸. Bajo su paraguas se sitúan un conglomerado de compañías que intervienen en todas las etapas: desde la generación de la energía hasta la llegada al domicilio de cada usuario. Con participación en las cadenas de valor de electricidad (10%) y gas (8%), tiene activos en la generación hidroeléctrica (938 Mw), térmica (2.819 Mw) y eólica (100 Mw), además de ser la controlante de la distribuidora Edenor, la mayor distribuidora de electricidad de la Argentina, con 3,1 millones de clientes, y de la empresa Transener, la mayor transportadora eléctrica del país, que cuenta con 20.944 kilómetros de líneas de alta tensión.

⁸ <https://www.elcoheteealaluna.com/como-gobernar-la-argentina-offshore/>

Tamaño peso oligopólico y concentrado les permite una desmedida capacidad de presión política y económica, conlleva un reparto de mercado cautivo antes que una competencia inter-firmas, al tiempo que la integración vertical -el control de los diferentes segmentos del sistema- les posibilita un control de precios, manejo de costos, etcétera. Asimismo, son estas mismas dimensiones las que les brinda un conocimiento estratégico y de planificación de un servicio que debería considerarse un recurso central para la agenda estatal. Adicionalmente, es esta magnitud de negocios lo que les permite mantener estable su patrimonio en casi cualquier circunstancia hasta el momento en que puedan hacerse de ganancias altamente redituables. Dado el carácter oligopólico, y algunos casos hasta monopolístico del mercado, sumado a que se brinda un servicio de primera necesidad, la existencia de un marco regulatorio favorable garantiza grandes márgenes de ganancias, de ahí que exista una "afinidad electiva" entre las corporaciones, las élites locales, y el lugar de esas élites en el gobierno. No es una casualidad, entonces, que en la prestadora Edesur, que posee por mercado cautivo la mitad del AMBA, el 48,5% del paquete accionario está en manos de SADESA, cuyos accionistas son Nicolás Caputo (de cercanos vínculos personales y económicos con el ex presidente Mauricio Macri), Carlos Míguens Bemberg, Guillermo Reca y la familia Eskenazi.



Visto desde esta perspectiva vincular, resulta quizás menos llamativo que Mauricio Macri haya intentado otorgar durante su gestión una condonación de deudas de cerca U\$S 100 millones a Edesur. Ciertamente, en la actual gestión el ENRE recomendó al ministro de Desarrollo Productivo Matías Kulfas declarar nula la Revisión Tarifaria Integral (RTI) realizada por el gobierno de Macri. La propuesta nacía del hecho de que el organismo encontraba que dichas tarifas "no fueron ni justas, ni razonables, ni transparentes, tanto desde el punto de vista de los ingresos reconocidos a las distribuidoras, como del proceso de aplicación de las mismas"⁹. A su vez, la deuda total condonada a Edesur y Edenor, señala en ENRE, fue de \$13.570 millones de pesos, mientras que se les refinanciaron \$18.450 millones. Además, "los planes de inversión incluidos en la RTI son meramente orientativos y no tienen carácter obligatorio". Por lo tanto, esa "RTI carece de validez jurídica", concluye. Es más que simples modelos de corrupción, es

⁹ <https://www.pagina12.com.ar/278821-informe-contra-el-tarifazo-macrista>

la participación a través del Estado como meta regulador de la construcción de garantías de la rentabilidad del sector privado. Entre 2015 y 2019 el aumento de las facturas fue en promedio de 3.200% para usuarios residenciales, 1.934% para comercios, 2.325% para pequeñas industrias y 1.872% para grandes industrias en términos nominales.

En este marco, la única capacidad del Estado pasa por la regulación de las tarifas, lo cual lo lleva a un callejón sin salida: cuando procede a la baja de tarifas las empresas reducen sus ganancias, el servicio no aparece con un costo desmedido para los diferentes rangos de los consumidores, pero las inversiones son nulas. En el escenario contrario, con tarifas liberalizadas, las empresas obtienen grandes márgenes de ganancia, se vinculan al sector financiero para exprimir lo más posible la captación de rentas, y las inversiones son solo aquellas que permiten acrecentar la acumulación o evitar el colapso de la provisión. En suma, la presencia decisiva del Estado en tanto representante público se asienta en que la energía es un derecho, un bien estratégico, y que para ser tratado como tal no debe considerarse un *commoditie*.

Ciertamente, los largos años de la privatización no trajeron inversiones en el campo de la energía hidráulica, ya que se apostó a la más rentable y ambientalmente más nociva generación térmica, puesto que las empresas han invertido en los casos en los que tuvieron un marco que les asegure ganancias sin riesgos. Tal es así que, a mediados del año 2020, los cortes de suministro en el Gran Buenos Aires por parte de la empresa Edesur abrían escenarios de tal calamidad que se insistió en la posibilidad de estatizar la empresa. La gobernanza pública no es “sinónimo de” una gestión orientada al bienestar colectivo, pero sí parece ser “condición de”. Lo que tenemos, por el contrario, es un régimen energético corporativo, que se garantiza la apropiación de rentas y la gobernanza del sistema de la energía.

Mientras las grandes corporaciones propician la privatización alrededor del globo, los estados de los países centrales cuidan la soberanía de sus empresas, e incluso muchas de ellas les pertenecen. En España, el bloque de Unidas Podemos propicia el retorno de las presas a manos del Estado Nacional como una “garantía” para la transición ecológica, propuesta avalada a nivel judicial por la audiencia nacional¹⁰. Incluso el PP fue parte de la iniciativa, por tratarse de un activo estratégico y para evitar la “oligopolización”. La iniciativa, así, busca equiparar el país a lo que sucede en otros países europeos, donde la presencia del Estado es decisiva: en Francia, con la empresa (EDF), Italia (Enel) o en Alemania a nivel municipal. En España, una de las quejas de quienes se manifestaban por esta situación tenía que ver con el hecho de que las empresas parecían estar volviendo a control del Estado, pero en este caso no el propio sino el italiano. Ciertamente, al tiempo que ciertos países centrales reafirman el dominio público y soberano en sus países, promueven en el mismo movimiento la privatización en los ajenos como un modo de extender el dominio propio¹¹. Otro ejemplo de ello lo otorga el Gobierno francés, el cual debió intervenir para evitar que la italiana Enel se hiciera con la franco-belga Suez/Electrabel, imponiendo la fusión de sus dos empresas energéticas Suez y Gas de France (GdF). De esta manera, desarrollan un volumen de capitalización que hace improbable su adquisición por parte de compañías foráneas.

¹⁰ <https://www.elsaltodiario.com/energia-hidroelectrica/nacionalizacion-centrales-hidroelectricas-mas-cerca>

¹¹ https://www.eldiario.es/opinion/zona-critica/nacionalizacion-electrico-psoe-pp-muestran_129_3872542.html

5.

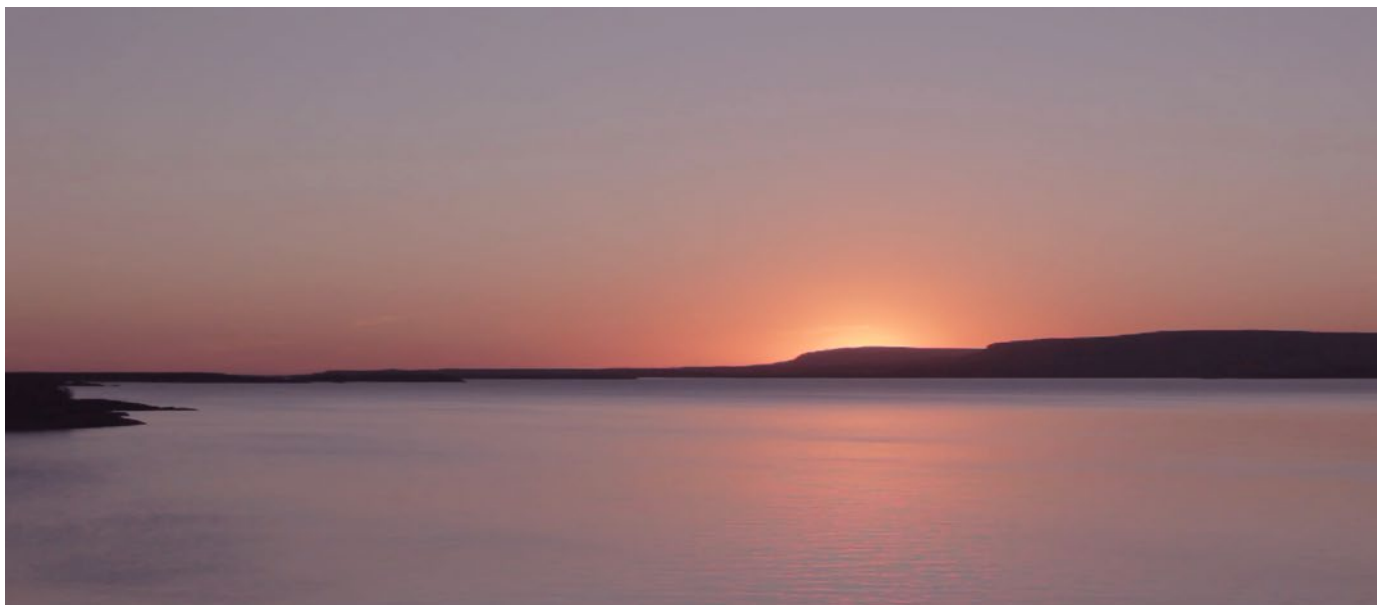
CUESTIONES SOCIO-AMBIENTALES DE LA OPERACIÓN DE PRESAS

Pese a que comúnmente la generación hidroeléctrica se la ha denominado como energía limpia y renovable, los impactos sociales y ambientales que conlleva la construcción de monumentales presas son insoslayables. La retención de cuantiosos volúmenes de agua en embalses artificiales necesariamente modifica el régimen hidrológico e hidráulico de las corrientes de agua, lo que transforma los ecosistemas y genera afectaciones en la producción y en los modos de vida de las poblaciones humanas. Previamente, su emplazamiento acarrea un proceso de expropiación y de reconversión de la base material y social de la región circundante, que en muchos casos se ha traducido en el reasentamiento o la relocalización compulsiva de comunidades enteras. En este sentido, bajo un esquema de fuerte desarrollo hidroeléctrico, la afectación del ciclo natural, del hábitat, de los pueblos que allí habitan es inevitable, siendo los grupos mapuches asentados sobre las riberas de los ríos Neuquén y Limay los que históricamente han sufrido las consecuencias más graves (ver Anexo III).

Una vez operativos, los conflictos parten más bien de los criterios de erogación y regulación de los caudales, los cuales están expuestos a tensas relaciones de poder. El hecho de manipular artificialmente y a discreción una fuerza natural de enorme potencial, cuyo funcionamiento brinda múltiples servicios esenciales para la sociedad, ha llevado a que las presas se hayan desarrollado bajo la órbita estatal, como activos estratégicos no sólo para la generación eléctrica, sino para salvaguardar el funcionamiento de servicios básicos como la provisión de agua para consumo humano, industrial y para riego, para el control de crecidas, y para asegurar las condiciones de navegación fluvial. Por caso, las presas han sido clave en el desarrollo de actividades productivas regionales de importancia nacional como la frutícola del Alto Valle del Río Negro, cuya producción de peras y manzanas, frutales de carozo y uva, representa la mitad de las exportaciones de fruta frescas del país¹². No obstante, al contrario, las presas pueden funcionar también como catalizadores para la apropiación económica de los recursos hídricos, induciendo definiciones unilaterales cuando no se la opera bajo mecanismos de participación pública y social.

Efectivamente, la oleada neoliberal introdujo múltiples actores del sector privado en la gestión de los servicios hídricos, desde el abastecimiento de agua potable y saneamiento, hasta el mantenimiento de las vías navegables y los sistemas de irrigación -en menor medida- y, por supuesto, en la operación de centrales hidroeléctricas. Este escenario, generó una lógica mercantil en el manejo de los caudales, y una fragmentación de los diferentes usos en sectores

¹² Cámara Argentina de Fruticultores Integrados (C.A.F.I.). Disponible en <http://www.cafi.org.ar/nuestra-produccion/>



que compiten de manera asimétrica por el destino del recurso, donde las empresas concesionarias lógicamente priorizaron las necesidades energéticas del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) por sobre otros usos como puede ser el de riego agrícola.

La dinámica detrás de las operaciones de las presas es definida casi enteramente por el concesionario, quién establece -a su criterio- valores del agua (\$/Hm³) menores a mayor nivel de embalse y mayor valoración a menor altura del embalse, de forma tal, que el Organismo Encargado del Despacho (OED-Cammesa) procede a despachar o hacer generar a los distintos operadores hidroeléctricos de acuerdo a las disponibilidades hídricas existentes al momento de decisión y a la valoración del agua que haya realizado cada concesionario u operador. Esta situación hace que el sistema eléctrico, tanto desde una visión centralizada como desde la óptica del concesionario, intente reservar recursos hidroeléctricos, para generar en épocas más comprometidas y por ende de mayores precios.

Un claro ejemplo de la tensión entre múltiples actividades se hizo público en abril de 2008, cuando la sequía comenzó a ser considerada de carácter extraordinario en la región de Comahue. En ese entonces, el Subsecretario de Producción de la Provincia de Neuquén, Rubén Larrondo, había pedido colaboración del Autoridad Interjurisdiccional de Cuencas (AIC) y las empresas hidroeléctricas: "alertó que por la falta de erogación en la presa de Piedra de Águila no sólo escasea el agua para consumo humano en Picún Leufú, sino que también para el riego agrícola". Admitió que "el régimen de erogaciones fue acordado meses atrás", pero recordó que fue en función de la crisis energética ya superada y por ende pidió que se "revea ese acuerdo, que haya solidaridad" y que "no sólo se dé prioridad a un interés económico de las hidroeléctricas"¹³. El subsecretario destacó la falta de interés desde las empresas hidroeléctricas por acumular agua destinada al consumo energético durante el verano en un

¹³ "Larrondo pide solidaridad a la AIC y a las hidroeléctricas" Diario Río Negro, 07/11/2007.

¹⁴ El período entre mayo y agosto es donde se generan importantes crecidas, principalmente en el período pre-invernal, época cuando aún la temperatura impide que la precipitación nival quede totalmente almacenada en alta montaña. En el caso del río Neuquén se han desarrollado fenómenos que han alcanzado un caudal de 5.000 m³/s -cuando la media es de 292 m³/s-, llegando a superar los 10.000 m³/s en julio de 2006 (máximo evento histórico). También en la zona del Alto Valle y Valle Medio del Río Negro se han producido numerosos aluviones (como el registrado en abril de 2014) que generaron graves perjuicios con afectación de vidas y bienes materiales (Diario Infobae, 07/04/2014).

sitio menos perjudicial para la población. Dicho cambio de sitio de acumulación no produciría ganancias para la empresa, pero si les hubiese dado posibilidades a varias comunidades de contar con raciones del recurso.

Estas estrategias especulativas de los concesionarios para con el recurso hídrico también han ocasionado serios trastornos en los ecosistemas y en la biodiversidad, incluso poniendo en riesgo la seguridad de las poblaciones aguas abajo. Por ejemplo, una elevada erogación puede ocasionar que el nivel de los embalses se acerque al mínimo permitido, con el consiguiente impacto aguas abajo a raíz de la elevación de la capa freática y luego la falta de agua para afrontar el período estival. Al contrario, han existido ocasiones en las que los embalses se han encontrado cerca del límite de su capacidad de contención producto del almacenamiento, lo que constituye una amenaza ante la posibilidad de que eventos extremos de precipitación deriven en la necesidad de erogar el agua para mantener los niveles de seguridad, provocando trastornos aguas abajo. Por estos motivos existen restricciones a los caudales máximos y mínimos, para proteger las actividades en la cuenca baja. Pese a todas estas precauciones derivadas del conocimiento acumulado, debe resaltarse que han existido situaciones en las cuales se ha priorizado la generación eléctrica por sobre otros usos¹⁴.

Otro asunto de extrema relevancia es la seguridad de las presas, responsabilidad que en la privatización se transfirió a los concesionarios, creándose el Organismo Regulador de Seguridad de Presas (ORSEP) para ejercer el poder de policía. En la práctica, los contratos de concesión se convirtieron involuntariamente en el marco normativo para el ORSEP, lo que se tradujo en aplicaciones heterogéneas, discrecionales y limitadas, que nublaron el papel que debe jugar el organismo y obturaron la posibilidad de una política nacional unificada. Los informes públicos esgrimen una carencia generalizada en relación a protocolos de acción ante eventos extremos, como puede ser las crecidas de los ríos.

A estas limitaciones, se agrega también la creciente actividad sísmica generada por el fracking en Vaca Muerta¹⁵, donde complejos hidroeléctricos como el de Cerros Colorados y su cercanía al yacimiento Fortín de Piedra -donde opera la empresa Tecpetrol- ha despertado cierta intranquilidad entre expertos. Allí se han detectado movimientos que podrían comprometer la integridad de la presa, fundamentalmente porque se trata de infraestructura no preparada para una zona sísmica.

Ahora bien, si el manejo de los recursos hídricos es un tema complejo, conflictivo y de alto riesgo, también es uno de elevada incertidumbre. Los caudales de los ríos dependen de la precipitación y del deshielo de las nevadas, los cuales se encuentran condicionados por las temperaturas y la estacionalidad. También están atados a la situación de los glaciares, cuya función como reservorios de agua en la cuenca alta resulta clave para los caudales estivales. Naturalmente, la variación en cualquiera de los elementos del sistema hidroclimático incide de manera fundamental en la disponibilidad del agua superficial y, por ende, en la definición de su distribución entre distintos usos. Empero, en las últimas décadas se han hecho palpables los efectos del cambio climático sobre la magnitud y distribución de los caudales de los principales ríos a lo largo del año, así como en el retroceso de la mayoría de los glaciares andinos

¹⁵ <https://agenciatierraviva.com.ar/la-tierra-tiembla-los-sismos-que-oculta-vaca-muerta/>

¹⁶ <https://www.rionegro.com.ar/a-cuidar-el-agua-bajara-un-20-el-caudal-de-los-rios-en-la-patagonia-norte-1011316/>

patagónicos. De acuerdo con los resultados presentados en la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, entre los impactos más significativos estaría la reducción de las precipitaciones en la zona cordillerana, en particular de las precipitaciones en forma de nieve durante el período invernal, y la aceleración de la tendencia recesiva de los glaciares. Así lo resume la Comunicación: “Los caudales anuales medios de los grandes ríos del este de la Cuenca del Plata aumentaron notablemente entre 1960 y 2000, en conjunto un 35% (...) En cambio, las tendencias hidrológicas de los ríos que nacen en la Cordillera fueron generalmente opuestas, particularmente en el río Limay y en el Neuquén, desde alrededor de 1980, afectando negativamente la generación hidroeléctrica”. Los guarismos son elocuentes de ello: el caudal promedio anual registrado en el río Limay entre los años 1980 y 2014 se redujo un 14% respecto al del período 1943-1979; el Neuquén presentó un caudal medio de 167m³/seg en 2019, frente al histórico de 292m³/seg; y se tiene previsto que el caudal medio del río Negro, que actualmente oscila en unos 850m³/seg, se reduzca a 670m³/seg en el corto plazo (ver Anexo IV)¹⁶.

En este marco, la necesidad de una participación público-social más activa y la recuperación de las tareas de planificación por parte de los organismos públicos sectoriales se torna evidente, no sólo por el carácter estratégico y multipropósito de las presas, sino también porque los escenarios nacionales de cambio climático muestran una incidencia directa en la disponibilidad y calidad de los recursos hídricos en el corto/mediano plazo, lo que complejiza aún más esta situación. En los últimos años, la noción de cuenca como unidad para la gestión del agua se ha vuelto un debate político, pero que aún no ha trascendido desde lo técnico-hídrico a los temas generales de la institucionalidad nacional. Las múltiples autoridades de cuenca creadas en el último tiempo se destacan por una baja participación y la predominancia de medidas unilaterales, que incluso se expresa en los contratos de concesión: «La concesionaria podrá a tal fin, por su propia cuenta y riesgo, coordinar su accionar con el de los demás generadores y usuarios del recurso hídrico en la cuenca». Desde una perspectiva de gestión por cuencas, esa coordinación debería ser obligatoria (Juncal, 2019). También la Gestión Integrada de Recursos Hídricos (GIRH) se ha desarrollado como una estrategia que tiene por objetivo gestionar el uso múltiple y racional del recurso hídrico y controlar el efecto de los fenómenos hidrológicos extremos. Empero, su aplicación suele ser una mera declaración de intenciones que se reitera con insistencia y que, en contados casos, logra ponerse en práctica con éxito (Juncal, 2019). Además, resulta vital la participación de las comunidades y poblaciones a las cuales impacta en múltiples sentidos el manejo de las presas.

Progresivamente, las sociedades reclaman una gestión de los ríos de sustentabilidad fuerte en relación con el medio natural, compatible con sus múltiples propósitos energéticos, vinculados a la economía local de pequeña escala, y que posibilite el disfrute de valores intrínsecos como el cultural, estético y recreativo. Resulta esencial, entonces, que la gestión hídrica se aborde desde un enfoque integrador, y en este sentido, la recuperación de las presas como activos público-sociales son una forma de terminar con las políticas discrecionales que privilegian las necesidades del sistema interconectado nacional por sobre las necesidades regionales. A su vez, esta sería una buena vía para hacer operativos los principios que se mencionan en el Plan Hídrico Nacional de 2003, en lo que refiere al compromiso y trabajo conjunto de los organismos de gobierno con usuarios del agua, a lo que se suma los organismos científicos para alcanzar una capacidad de respuesta frente a los escenarios de cambio climático.

6.

DISPUTAS POR EL FUTURO DE LA RENTA HIDROELÉCTRICA Y LA GESTIÓN PÚBLICO-SOCIAL

Las provincias han tenido un rol secundario en el proceso de privatización de las presas, pues estas son de competencia nacional. No obstante, desde la reforma de la Constitución nacional en 1994, las provincias son quienes detentan el dominio originario de los recursos naturales en su territorio, en particular los recursos hídricos, y por ende son las que están en capacidad para otorgar la concesión del uso del agua para generación eléctrica. Es por ello que hoy en día el Estado nacional y las diferentes provincias circunscritas a la cuenca deben suscribir convenios de entendimiento para la concreción de nuevos proyectos hidroeléctricos. En cuanto a la actividad hidroeléctrica concesionada, ésta ha construido un fuerte peso en la economía local desde los noventa -especialmente en Neuquén, Río Negro y Chubut-, pues de allí se perciben regalías que alcanzan un discreto pero indispensable 12% del importe de la energía vendida, lo que les permite contar con presupuestos más abultados -previamente la regalía era del 5% establecida por la Ley 15.336 de Régimen de la Energía Eléctrica de 1960 (art. 43)-. Por ejemplo, Neuquén recibió 275,4 millones de pesos entre enero y agosto de 2020, un promedio de \$35 millones mensual provenientes de las seis presas en su territorio. A su vez, las provincias también perciben un canon mensual establecido como porcentaje de la suma que se toma como base para el cálculo de la regalía prevista, variando entre el 0,5% y el 2,5%, según lo establecido en el contrato¹⁷.

Ahora bien, frente al vencimiento de los plazos originales de las concesiones, las posturas son variadas. Las provincias más comprometidas en general pretenden ser parte de una auditoría financiera que les permita conocer al detalle la realidad de la actividad: "Si no empezamos ahora, en el 2023 vamos a tener que renovar las concesiones", advirtió el diputado neuquino César Gass, quien propone la puesta en marcha de un "máster plan". A su vez, el legislador rionegrino Sebastián Caldiero -del partido Juntos Somos Río Negro- planteó la idea que las concesiones pasen a manos de las provincias, augurando lo que puede ser un tema de disputa con el Estado nacional: "Sabemos que es una pretensión ambiciosa pero justa. Nadie puede negar la incidencia del Estado nacional, pero es importante que las empresas tengan otros usos prioritarios como el control de las crecidas de los cauces, garantizar abastecimiento de agua y aumentar las superficies bajo riego"¹⁸. Incluso la Cooperativa Provincial de Servicios Públicos y Comunitarios de Neuquén -conocida como CALF-, quién posee una participación del 6,5% en la sociedad que opera Cerros Colorados, ratificó que tiene intenciones de discutir su participación en una futura renovación de las concesiones¹⁹.

17 <https://mase.lmneuquen.com/hidroelectricas/cuanto-dejan-las-hidroelectricas-n730428>

18 <https://www.lettrap.com.ar/nota/2020-8-6-16-10-0-neuquen-y-rio-negro-debaten-sobre-la-provincializacion-de-las-hidroelectricas>

19 Por su parte, la diputada nacional por Río Negro Lorena Matzen presentó el pasado agosto un proyecto de ley por medio del cual no solo se propone crear un consejo asesor para analizar el estado y futuro de las presas, sino también asignar un cupo no menor al 5% de la generación alcanzada para el desarrollo de proyectos industriales y agropecuarios en la región.

Otro actor a considerar son los trabajadores de las presas, quienes hoy tienen una participación minoritaria en algunas sociedades concesionarias a través del Programa de Propiedad Participada (PPP), previsto por la Ley N°23.696. Para ellos, la desprivatización podría ser una oportunidad para mantener, incluso ampliar, esa participación que actualmente ronda el 2% en una porción menor de los proyectos. Por otro lado, las firmas controlantes ya se han adelantado a negociar la renovación de sus respectivos contratos, por ejemplo, en 2016 Central Puerto declaraba en su prospecto para emisión de deuda que “la Sociedad se encuentra abocada a renovar el Contrato de Concesión HPDA (Hidroeléctrica Piedra del Águila) antes de su vencimiento”²⁰. Entre otras alternativas, los grandes jugadores esperan extender sus contratos actuales como compensación frente a las pérdidas exhibidas en los primeros meses del gobierno de Fernández -el recorte llegaría a un 45% retroactivo al 1 de febrero, que se suman al 15% de marzo de 2019-.

Es claro que la órbita de incumbencia de las presas tiende a ser variada, siendo que las infraestructuras hidráulicas se hallan en terreno provincial, el recurso hídrico es interprovincial y las obras son de concesión y financiamiento nacional. Incluso intendentes esperan lograr una mayor porción de las futuras rentas hidroeléctricas para sus municipios. Ciertamente, el hecho de que las provincias ahora poseen el dominio originario de los recursos, habilita el pedido de participación en aspectos diversos de la gestión de presas, pero será de especial relevancia evitar confrontaciones jurisdiccionales que favorezcan la prevalencia de intereses sectoriales y privados. A excepción de la presa Pichi Picún Leufú, cuyo contrato de concesión establece que una vez finalizado pasará a manos de Río Negro y Neuquén como poderes concedentes²¹, el resto serán recuperadas por Nación. Para ellas, una opción en estudio es la firma de acuerdos con las provincias involucradas para definir e implementar mecanismos de co-gestión. Claro está, los actores sociales que están inscriptos territorialmente en torno a las presas, aquellos a los que afecta especialmente, y los que habitan los amplios cauces de los ríos, deben participar en los ámbitos de gestión, así como los sindicatos que agrupan a los trabajadores del sector.

20 <http://www.energiaytransporte.com.ar/Noticias/Noticias-202008/El-debate-por-las-concesiones-hidroelectricas-llego-al-Congreso.html>

21 <https://www.centralpuerto.com/wp-content/uploads/2016/11/2016ObligacionesNegociablesParte1.pdf>

7.

RECUPERAR LAS PRESAS PARA LA TRANSICIÓN SOCIOECOLÓGICA

Las condiciones de cambio ambiental global, el declive constante de la producción fósil, la consiguiente “electrificación” de las matrices energéticas, convierten a la energía en un recurso estratégico y un bien común que debe ser gestionado por fuerzas público-sociales bajo un parámetro que no sea el mercantil. Justamente, su mercantilización es lo que impide la transición socioecológica, puesto que no se maneja por criterios ambientales, sociales, o de economía social. Un aspecto trascendental de las presas es que funcionan como colosales “baterías” que almacenan energía potencial, lo que viabiliza una mayor participación de las energías renovables alternativas, intermitentes por naturaleza. Es decir, en una matriz de amplia participación solar o eólica, la generación hidroeléctrica ya no operaría bajo los criterios economicistas imperantes, sino como energía de respaldo para las renovables. Esto implica un cambio radical en las lógicas operación, bajo nuevos parámetros que incluyen las necesidades del sistema en su conjunto, y no las de un particular, y que necesariamente deberá incorporar los diferentes usos y actores involucrados en la cuenca. Esta visión global sólo puede ser alcanzada desde una gestión pública y social.



En esta línea, el hecho de que para cualquier proyecto de transición se requiera amplias capacidades de inversión, la desprivatización de la renta hidroeléctrica se perfila esencial. Hasta aquí, la renta no redundó en una inversión de peso en energías alternativas, sino que a casi 30 años de la desregulación del mercado eléctrico, la dependencia de los combustibles fósiles continuó en aumento, pero con el agravante de que lejos de crearse un mercado abierto y competitivo, se conformó un oligopolio que puso en manos privadas decisiones estratégicas. A la vista del sobrado beneficio que han obtenido las firmas, resulta una absoluta incoherencia perder una renta que puede quedar en manos públicas y de gestión democrática. Asimismo, la transición reclama un cambio en las reglas de juego del mercado eléctrico, lo que implica diferenciar la capacidad hidroenergética instalada del resto de las fuentes convencionales, pues su combustible tiene un coste cero e involucra múltiples actividades.

Por último, así como la presencia del Estado en la construcción y gestión de las presas implicó no sólo un aprovechamiento energético sino también una amplia red de servicios sociales, culturales, recreacionales y residenciales, su desprivatización podría ser un paso para recuperar aquellas “externalidades positivas” que redundaron en pujantes economías regionales, y avanzar hacia una transición socioecológica. Así lo expresa parcialmente el ex Secretario de Energía de la Nación -entre 1986 y 1988- y actual presidente del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”: “el costo reducido (de operación de las hidroeléctricas) puede servir para múltiples fines energéticos y sociales si es correctamente gestionado. Puede apuntalar los fondos para subsidiar a los consumos energéticos que deban ser subsidiados; puede generar tarifas promocionales; y también para promover el desarrollo de las fuentes energéticas alternativas”²². Es claro que la vuelta de estos activos estratégicos a manos público-sociales abre un abanico extenso de opciones, las cuales deberán ser cuidadosamente examinadas.

²² <https://www.rionegro.com.ar/la-reversion-de-las-concesiones-hidroelectricas-1448990/>

8. BIBLIOGRAFÍA

- ▶ Academia Nacional de Ingeniería (2016) *Desarrollo del sector hidroeléctrico Argentino*, Documento 6, Instituto de Energía, Argentina.
- ▶ Garrido, Santiago y Emilia Ruggeri (2017) “Análisis del proceso de privatización de las grandes empresas argentinas de energía eléctrica” en XVI Jornadas Interescuelas de Mar del Plata, Argentina.
- ▶ Juncal, Sebastián Martín (2019) “La regulación y el control de la seguridad de presas en la Argentina”, *Estado Abierto. Revista sobre el Estado, la administración y las políticas públicas*, 3(2), 117-151.
- ▶ Manilow, Guillermo (2012) “Propuesta para el Sector Hidroeléctrico de la República Argentina 2012-2023”, Grupo de Trabajo Elaboración Programática del Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”, Buenos Aires.
- ▶ Radovich, J. C.; Balazote, A. y Daniel Piccinini (2012) “Desarrollo de represas hidroeléctricas en la Argentina de la posconvertibilidad”, en *Avá. Revista de Antropología*, núm. 21, pp. 1-19, Universidad Nacional de Misiones, Misiones, Argentina.

9.

ARTÍCULOS PERIODÍSTICOS

- ▶ <http://www.camarco.org.ar/File/GetPublicFile?id=882>
- ▶ <http://www.energiaytransporte.com.ar/Noticias/Noticias-202008/El-debate-por-las-concesiones-hidroelectricas-llego-al-Congreso.html>
- ▶ <http://www.magicasruinas.com.ar/revistero/argentina/argentina-el-chocon-demasiado-caro.htm>
- ▶ <http://www1.rionegro.com.ar/diario/2007/11/07/200711r07s02.php>, consultado 12-2013.
- ▶ <https://agenciaterraviva.com.ar/la-tierra-tiembla-los-sismos-que-oculta-vaca-muerta/>
- ▶ <https://economiasustentable.com/noticias/para-quien-va-el-negocio-el-gobierno-analiza-el-futuro-de-las-mayores-centrales-hidroelectricas-del-pais>
- ▶ <https://mase.lmneuquen.com/hidroelectricas/cuanto-dejan-las-hidroelectricas-n730428>
- ▶ <https://www.elcoheteealaluna.com/como-gobernar-la-argentina-offshore/>
- ▶ https://www.eldiario.es/opinion/zona-critica/nacionalizacion-electrico-psoe-pp-muestran_129_3872542.html
- ▶ <https://www.elsaltodiario.com/energia-hidroelectrica/nacionalizacion-centrales-hidroelectricas-mas-cerca>
- ▶ <https://www.infobae.com/2014/04/07/1555690-neuquen-un-muerto-y-mas-1300-evacuados-el-temporal/>
- ▶ <https://www.iprofesional.com/notas/121142-Ganancias-criterio-de-la-Corte-sobre-titulos-publicos-disparo-polemica-entre-los-especialistas>
- ▶ <https://www.letrap.com.ar/nota/2020-8-6-16-10-0-neuquen-y-rio-negro-debaten-sobre-la-provincializacion-de-las-hidroelectricas>
- ▶ <https://www.pagina12.com.ar/278821-informe-contral-el-tarifazo-macrista>
- ▶ <https://www.rionegro.com.ar/a-cuidar-el-agua-bajara-un-20-el-caudal-de-los-rios-en-la-patagonia-norte-1011316/>
- ▶ <https://www.rionegro.com.ar/la-reversion-de-las-concesiones-hidroelectricas-1448990/>

10.

ANEXOS

I) Concesiones hidroeléctricas

Concesionario	Presa	Vencimiento	Concesionario	Potencia (MW)	Provincia
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	El Chocón	2023	Enel	1200	Neuquén / Río Negro
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Arroyito	2023	Enel	128	Neuquén / Río Negro
Hidroeléctrica Cerros Colorados S. A.	Planicie Banderita	2023	Orazul Energy	479	Neuquén
Hidroeléctrica Alicurá S. A.	Alicurá	2023	AES	1050	Neuquén / Río Negro
Hidroeléctrica Piedra del Águila S. A.	Piedra del Águila	2023	SADESA	1400	Neuquén / Río Negro
Hidroeléctrica Los Nihules S.A.	Nihuil I, II y III	2024	Pampa	256	Mendoza
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Los Reyunos	2024	Pampa	224	Mendoza
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Agua del Toro	2024	Pampa	150	Mendoza
Hidroeléctrica Diamante S.A.	El Tigre	2024	Pampa	14	Mendoza
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	Río Hondo	2024	Holdec Inversora	17,5	Santiago del Estero
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	Los Quiroga	2024	Holdec Inversora	2	Santiago del Estero
Hidroeléctrica Futaleufú S.A.	Futaleufú	2025	Aluar	516	Chubut
Hidroeléctrica Río Juramento S.A.	Cabra Corral	2025	AES	102	Salta
Hidroeléctrica Río Juramento S.A.	El Tunal	2025	AES	10,8	Salta
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	El Cadillal	2025	Holdec Inversora	13	Tucumán
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	Escaba	2025	Holdec Inversora	18	Tucumán
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	Pueblo Viejo	2025	Holdec Inversora	15,36	Tucumán
Hidroeléctrica Pichi Picún Leufú S. A.	Pichi Picún Leufú	2029	Pampa	285	Neuquén / Río Negro
Hidroeléctrica Ameghino S.A.	Ameghino	2044	Camuzzi	46,9	Chubut

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía 2020

Vencimiento	N° concesiones	N° presas	Potencia (MW)
2023	4	5	4257
2024	3	6	663,5
2025	3	6	675,16

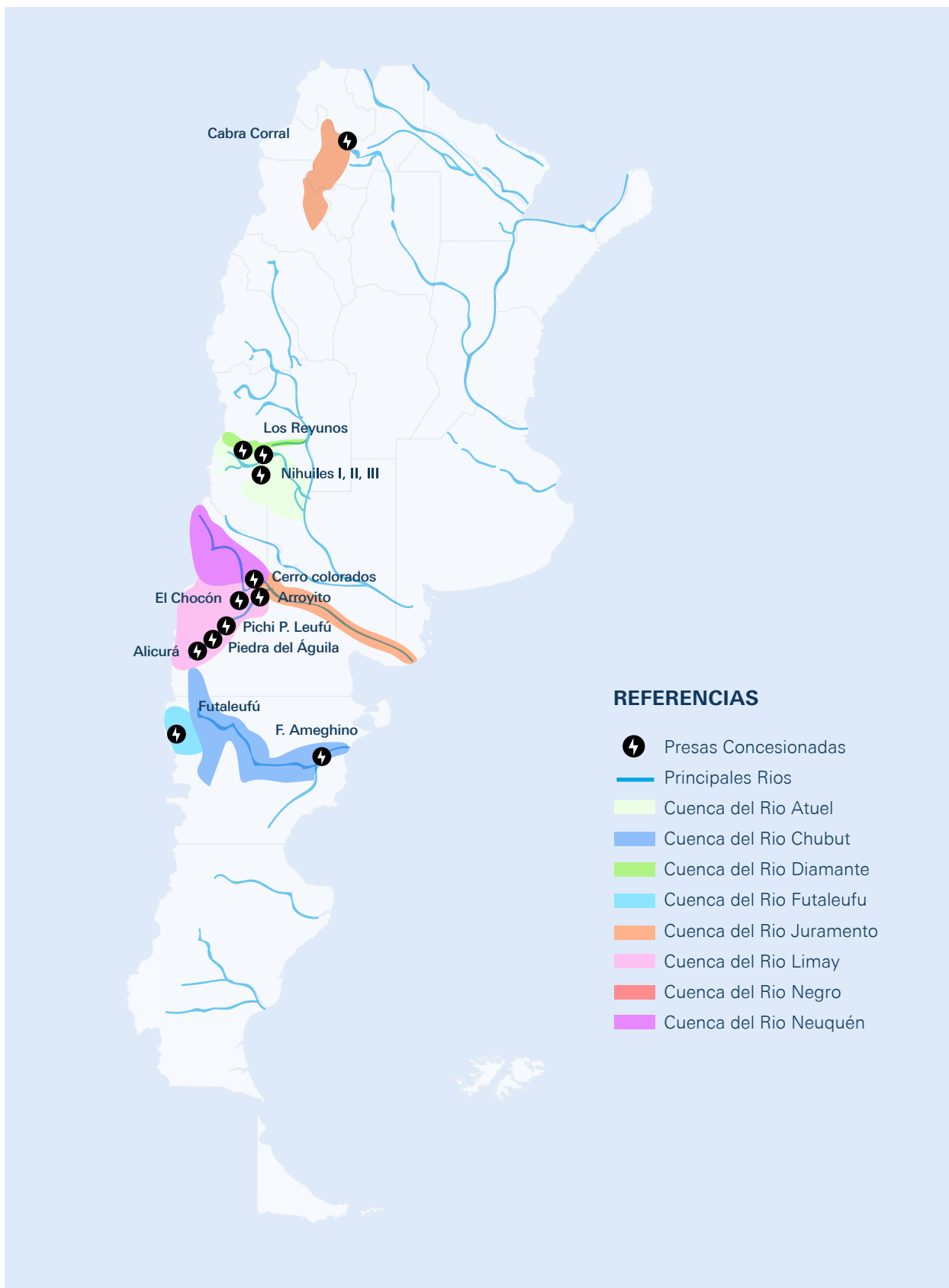
Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía 2020

II) Composición accionaria de las presas concesionadas

Sociedad	Accionistas	Participación
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroinvest S.A.	59,00%
	Provincia del Neuquén	29,90%
	Enel Argentina S.A.	6,19%
	Enersis Américas S.A.	2,48%
	Germano Valle	0,43%
	Provincia de Río Negro	0,0003%
	Banco de la Nación Fiduciario	2,00%
Hidroeléctrica Cerros Colorados S. A.	Orazul Cerros Colorados SA (hasta 2016 Duke Energy Cerros Colorados S.A.)	93,50%
	Cooperativa CALF	6,50%
Hidroeléctrica Alicurá S. A.	AES Alicurá S. A.	100,00%
Hidroeléctrica Piedra del Águila S. A. (fue absorbido por Central Puerto S.A. en 2014)	Central Puerto S.A.	61,00%
	Provincia de Neuquén	13,00%
	Estado Nacional	26,00%
Hidroeléctrica Los Nihuales S.A.	Inversora Los Nihuales S.A.	51,00%
	Provincia de Mendoza	47,00%
	Programa de Propiedad Participada	2,00%
Hidroeléctrica Diamante S.A.	Inversora Diamante S.A.	59,00%
	Provincia de Mendoza	39,00%
	Programa de Propiedad Participada	2,00%
Hidroeléctrica Río Hondo S.A.	Holdec Inversora S.A.	82,49%
	Apuaye	15,51%
	Programa de Propiedad Participada	2,00%
Hidroeléctrica Tucumán S.A.	Holdec Inversora S.A.	90,20%
	Apuaye	7,80%
	Programa de Propiedad Participada	2,00%
Hidroeléctrica Futaleufú S.A.	Aluminio Argentino S.A.	60,20%
	Provincia de Chubut	33,51%
	Otros	6,29%
Hidroeléctrica Río Juramento S.A.	AES Alicurá S. A.	98,00%
	Provincia de Salta	2,00%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía 2020

III) Mapa de ubicación de presas concesionadas



IV) Caudales de los principales ríos

Río	2018 (m ³ /seg)	2019 (m ³ /seg)	Histórico (m ³ /seg)
Paraná	13.670	10.828	13.266
Uruguay	4.612	6.235	4.879
Neuquén	204	167	292
Limay	233	199	260
Collón Curá	322	317	391
Futaleufú	270	212	277

Fuente: elaboración propia en base a datos de Cammesa 2019



**FUNDACIÓN
ROSA
LUXEMBURGO**

Esta publicación fue realizada con el apoyo de la Fundación Rosa Luxemburgo y fondos del Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo de Alemania (BMZ)

