

# **La conveniencia de una integración eléctrica en el MERCOSUR con un rol preponderante del Estado para beneficio de los pueblos**

## **Exposición de Motivos**

### **1. Ventajas indudables de la integración eléctrica**

No existen discrepancias entre técnicos y académicos respecto a las múltiples ventajas que proporciona una integración eléctrica.

Los países han sido los primeros en conocer sus ventajas y, así, rápidamente se fueron integrando sistemas eléctricos que, hasta inicios del siglo XX, se habían desarrollado en forma aislada en torno a ciudades, hasta convertirse en sistemas eléctricos nacionales en prácticamente todos los países.

En América Latina, una entidad precursora de integración regional fue la Comisión de Integración Eléctrica (hoy Energética) Regional (CIER), nacida en 1964 y que propugnó desde su nacimiento la integración eléctrica en toda América Latina<sup>1</sup>.

En Europa, la integración nació como la Europa del Carbón y el Acero en la década de 1950 y luego evolucionó, con esa base de integración energética inicial, hacia una integración de bienes y servicios, en las décadas de 1960 a 1980. Sin embargo, recién en la década de 1990 comenzaron a darse los primeros pasos concretos para la integración eléctrica<sup>2</sup>.

En todo el mundo, no existen dudas de las ventajas de una integración eléctrica, entre las que se destacan que la interconexión eléctrica internacional (i) garantiza la seguridad y continuidad del suministro; (ii) aporta mayor estabilidad y garantía de estabilidad para la frecuencia eléctrica, (iii) aumenta la eficiencia de los sistemas interconectados (reduciéndose el consumo de combustibles fósiles), (iv) incrementa la competitividad de los sistemas nacionales y (v) proporciona un mejor aprovechamiento de energías renovables<sup>3</sup>.

---

1 <https://www.cier.org/es-uy/Paginas/Home.aspx>.

2 <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/1/los-primeros-tratados>.

3 <https://www.mapfreglobalrisks.com/gerencia-riesgos-seguros/articulos/las-interconexiones-garantizan-el-futuro-de-la-energia-electrica/>. En este estudio, de esta conocida empresa de seguros (MAPFRE), también se apunta un sexto beneficio, que “se reduce la dependencia de proveedores únicos”, si bien este supuesto beneficio debe ser tomado con cuidado, pues la experiencia mundial demuestra que un único proveedor público –incluso en un país tan privatizado como los EEUU de América-- es mucho más eficiente que la competencia privada, generalmente especulativa y abusiva del usuario.



Los procesos de integración eléctrica no son fáciles. En el caso de Europa, el proceso de integración eléctrica tardó nada menos que 25 años, por los intereses encontrados que existían y las dificultades de compatibilizarlos<sup>4</sup>.

El modelo de integración eléctrica también difiere mucho de un país, región o continente a otro. Un mercado, como el eléctrico, es naturalmente monopólico al menos en dos de las tres fases: la distribución y la transmisión; en general, en todo el mundo, la desregulación y privatización ha implicado un aumento de costos sin un mejoramiento de la calidad<sup>5</sup>.

En generación es factible cierta competencia –nunca perfecta, pues se trata de prestaciones muy diversas<sup>6</sup> y con pocas unidades, muchas veces en manos de aún menos empresas que oligopolizan el mercado--, si bien la práctica demuestra (California, Chile, Argentina, Brasil, etc) que la imperfecta competencia en materia de generación conlleva, la más de las veces, sobrecostos que son soportados por los usuarios o el fisco<sup>7</sup>.

Es, de hecho, inexplicable cómo un país con una generación fundamentalmente hidroeléctrica, como el Brasil, de bajo costo de generación (pues muchas represas ya están amortizadas) y con notorias economías de escala en materia de transmisión y distribución, tenga tarifas que son el triple y más que las del Paraguay, con menores economías de escala y características similares en cuanto a generación (incluso su principal fuente de suministro, Itaipú, aún no está enteramente amortizada, como sí lo están numerosos centrales hidroeléctricas brasileñas), según datos oficiales de la OLADE<sup>8</sup>.

En cuanto al control de los sistemas eléctricos desregulados, muchos de ellos son ejercidos directamente por el sector privado en varios de sus segmentos de control, o bien cooptados por oligopolios privados –bajo la modalidad de la “puerta giratoria”<sup>9</sup>, entre otras--, aunque, en otros

4 Hasa ahora existen fuertes diferencias de cómo encarar el estímulo a las energías renovables (eólica y solar, principalmente). Ver [https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate/fully-integrated-internal-energy-market\\_en](https://ec.europa.eu/commission/priorities/energy-union-and-climate/fully-integrated-internal-energy-market_en).

5 <https://www.contralinea.com.mx/archivo-revista/2016/01/17/privatizacion-de-la-electricidad-fracaso-mundial/>. Ver también <https://www.psiru.org/>, radicada en la Universidad de Greenwich, Gran Bretaña, con una gran cantidad de investigaciones científicas al respecto.

6 La generación solar, eólica e hidroeléctrica sin acumulación (turbinas bulbo en corrientes de agua) carecen, por su propia concepción, capacidad para almacenar energía. Consiguientemente se debe contar con otras centrales que almacenen energía, lo que queda a cargo de dos tipos de centrales: las hidroeléctricas con embalse, como son la mayoría de ellas, y las térmicas, principalmente a combustibles fósiles (son muy pocas las que funcionan con biomasa). Acotemos que hace falta almacenar energía pues, por ejemplo, cuando no hay sol o viento, la demanda eléctrica es muchas veces mayor (de noche, días sin viento). Allí surge un primer problema: ¿quién paga el almacenamiento de la energía, cómo y cuánto? Esta cuestión técnica ha motivado serias diferencias en Europa, que siguen hasta ahora. Es decir, no es factible comparar directamente centrales eléctricas con capacidad de almacenar con centrales eléctricas sin capacidad de almacenar energía y la solución de este tema no es el mismo en diferentes países. Con otras palabras: no se puede alentar la simple instalación de centrales solares y eólicas y la salida del mercado de centrales térmicas, pues el sistema eléctrico se quedará sin capacidad de almacenar energía.

7 En el caso de la Argentina, las tarifas a los usuarios no se han elevado tanto debido a un enorme subsidio fiscal, que ha variado según los tiempos.

8 En Paraguay, un sistema público y sin las economías de escala del Brasil, así como SIN SUBSIDIOS EXPLÍCITOS, posee tarifa promedio residencial de 61 US\$/MWh e industrial de 45,5 US\$/MWh según OLADE en el 2019, en su informe de este año (2020). Brasil, en cambio, con un sistema privatizado, posee tarifas promedio de 187,0 US\$/MWh para el sector residencial (algo más del triple que el Paraguay) y de 161,5 US\$/MWh para el sector industrial (mucho más del triple que el Paraguay). Por economías de escala, el Brasil debería tener tarifas muy inferiores a las del Paraguay. ¿Por qué posee tarifas que son el triple, o más, que las del Paraguay? Es por su modelo privatizado que estructuralmente implica mayores costos que se traducen en mayores tarifas. Ver <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0445.pdf>.

9 En la mayoría de los sistemas desregulados, no sólo los eléctricos, los altos gerentes de las empresas privadas son posteriormente los altos funcionarios públicos de los entes regulados, y viceversa, como una suerte de “puerta giratoria”, donde el ejecutivo cambia de “espacio” (adentro o fuera) simplemente haciendo girar la puerta, sin ningún tipo de limitación, como ha ocurrido, por ejemplo, en el caso del gobierno de Mauricio Macri (2015 – 2019). Así, el que hoy es funcionario público, apunta a servir mejor

modelos, existe participación privada pero el Estado se reserva un rol preponderante, como podría ser el caso de la UE –en este caso variando de país en país-- y el de China, entre otros<sup>10</sup>.

## **2. La situación en el Cono Sur de América y el MERCOSUR**

La integración eléctrica tiene que ver con la geografía, a más de los tratados de integración económica. Por eso, en América del Sur habría que pensar en una integración eléctrica del Cono Sur de América y no estrictamente en el MERCOSUR; con palabras más directas, lo ideal sería una integración eléctrica de Argentina, Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay, sin perjuicio de pensar también una interconexión con otros países o bloques (con los países andinos más cercanos, por ejemplo).

El Cono Sur de América posee modelos eléctricos muy diferentes entre sí. En los casos de Argentina, Brasil y Chile el modelo eléctrico obedece a mecanismos de regulación nominalmente públicos pero en realidad cooptados íntegramente por los oligopolios privados, dado el marco privatizado generado en la época del dictador Pinochet, primero, y luego de Menem y F. H. Cardoso.

En cambio, los países de menor superficie y población del Cono Sur, poseen sistemas con un rol preponderante del Estado. Paraguay y Uruguay poseen una única empresa pública eléctrica, sin marco regulatorio en el primer caso y con un marco regulatorio con fuerte rol del Estado, en el segundo caso. Bolivia sufrió un proceso de privatización (durante el gobierno de Sánchez de Losada, principalmente), lo que fue revertido exitosamente por el gobierno de Evo Morales y hoy su sistema eléctrico es fundamentalmente público, nuevamente con un rol preponderante del Estado.

Desde el punto de vista jurídico, Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay son miembros plenos del MERCOSUR, en tanto que Bolivia es un país en vías de adhesión al mismo y Chile es país “asociado”.

## **3. La situación actual de la integración eléctrica en el Cono Sur de América**

Fue la ANDE del Paraguay la primera empresa eléctrica que comenzó a exportar energía eléctrica en el Cono Sur, a países vecinos (Brasil, Argentina), ya desde 1970, hace medio siglo<sup>11</sup>.

---

al oligopolio privado, pues sabe que será el oligopolio privado el que lo contrará una vez que deje de ser funcionario público, con lo cual los órganos de control quedan cooptados por los oligopolios privados. Eduardo Engel/Ronald Fischer/Alexander Galetovic. **Economía de las asociaciones público-privadas**. México: Fondo de Cultura Económica, 2014.

10 <https://www.iea.org/reports/china-power-system-transformation>.

11 El BID condicionó su financiamiento a la construcción de la central hidroeléctrica de Acaray (200 MW), que en ese entonces era muy superior a la demanda eléctrica paraguaya, cerca de la Triple Frontera, a la exportación del excedente hidroeléctrico a Brasil y Argentina, lo que comenzó desde el año 1970 (Acaray se terminó en 1969). Ver ANDE. **Memoria Anual 1970**. Asunción, 1971.



La construcción y operación de Salto Grande (Argentina – Uruguay), que comenzó a generar a fines de la década de 1970, posibilitó el intercambio eléctrico entre los dos países involucrados de ese momento<sup>12</sup>.

La integración eléctrica –buena o mala-- creció enormemente con la constitución de Itaipú y Yacyretá (ambos tratados firmados en 1973) y el inicio de su operación (Itaipú, desde 1985; Yacyretá, desde 1994). Hoy el Paraguay es el mayor exportador neto, de lejos, en toda América y uno de los primeros en el mundo. Particularmente importante es la exportación de energía paraguaya de Itaipú (en 50 Hz) al Brasil, mediante una línea de 600 kV en corriente continua que llega directamente a S. Pablo (Brasil posee 60 Hz), con una capacidad de transporte de 6.300 MW<sup>13</sup>.

Esta red permite convertir la energía de 50 Hz, que existe en Argentina, Chile, Paraguay y Uruguay, en energía eléctrica de 60 Hz, como existe en Brasil. Lo más importante es que esta red de corriente continua de gran capacidad va quedando con capacidad ociosa –costo de oportunidad cero-- a medida que el Paraguay consume más de su parte de Itaipú, hoy ya un 30%, ya una muy buena capacidad, superior a 2.000 MW y más en horario de máxima demanda, y previsiblemente el 100% (6.300 MW) dentro de 15 años. Sería la interconexión de menor costo y mayor capacidad de toda la región.

También crecieron los intercambios entre Brasil y Argentina con la construcción y operación de la convertidora de frecuencia en Garabí, con una capacidad actual del orden de 2.000 MW, desde hace unos 20 años.

La integración energética –pues se trataba de intercambiar gas natural por energía eléctrica, entre otras posibilidades-- entre Chile y Argentina, en la década de 1990, bajo el modelo neoliberal en boga en ese momento, fracasó enteramente y quedaron vacíos los gasoductos y las interconexiones eléctricas sin fluido eléctrico, pese a las inversiones realizadas, por el enfrentamiento de intereses<sup>14</sup>.

Uruguay también avanzó en el proceso de integración eléctrica con un rol protagónico de su empresa estatal, UTE, facilitando también la inversión privada en centrales eólicas, reforzando su interconexión particularmente con el Brasil, más la ya existente con la Argentina a través de Salto Grande<sup>15</sup>.

Bolivia, más recientemente, ya al final del gobierno de Evo Morales, desarrolló un interesante proceso de integración eléctrica con el nor-oeste argentino, previéndose la exportación de energía eléctrica boliviana a la provincia de Salta, en base a centrales térmicas con gas natural, desde Tarija, lo que aún está en proceso de montaje<sup>16</sup>.

12 Ver [https://es.wikipedia.org/wiki/Represa\\_de\\_Salto\\_Grande](https://es.wikipedia.org/wiki/Represa_de_Salto_Grande).

13 Entre Itaipú y el área metropolitana de Asunción existe una capacidad de transporte de unos 3.000 MW y entre Yacyretá el área metropolitana de Asunción existe una capacidad de transporte de unos 2.000 MW, lo que se prevé incrementar al doble; ello podría convertir al eje Itaipú – Yacyretá en el mayor nexo de interconexión del Cono Sur.

14 <https://www.lanacion.com.ar/economia/un-tercer-gasoducto-unira-a-la-argentina-con-chile-nid85965/>. Fíjese el año, 1998.

15 <https://www.evwind.com/2019/10/16/uruguay-esta-cuarto-en-el-mundo-en-generacion-de-energia-eolica/>.

16 <https://www.ende.bo/noticia/noticia/5>.

En conclusión, podemos decir que todos los países del Cono Sur ya citados tiene en operación sistemas de interconexión eléctrica –en montaje en el caso de Bolivia-- que bien podrían servir para una integración eléctrica de mayor envergadura, en toda la región.

#### **4. Defectos del actual estado de la integración eléctrica**

La integración eléctrica que ya existe en el Cono Sur de América, imperfecta y limitada en cuanto a capacidad (que con muy pequeña inversión podría ampliarse considerablemente<sup>17</sup>), tiene, además, otras limitaciones más serias.

El intercambio eléctrico es relativamente fluido entre los sistemas eléctricos privatizados de Brasil y de Argentina, cuyas empresas privadas intercambiar energía eléctrica con bastante facilidad por la también privada convertidora de Garabí. El Uruguay se ha sumado a tal modelo, con inversión privada principalmente en materia eólica y reforzando su conexión con Brasil por encima de 500 MW.

En cambio, a la empresa pública paraguaya de electricidad, la ANDE, se le limita severamente su capacidad de intervenir en este incipiente mercado regional, pese a que *el Paraguay es el mayor exportador de energía hidroeléctrica de toda la región, de lejos, unas 10 veces más que todo el intercambio regional*<sup>18</sup>.

No hay ninguna traba para que el Paraguay pueda participar en el intercambio eléctrico regional, pues según los tratados de Itaipú y Yacyretá es propietario del 50% de la energía que se genera y la única que la puede comprar es la empresa pública paraguaya, ANDE<sup>19</sup>.

Ello determina absurdos difícilmente de entender, si al menos hubiera racionalidad, y menos aún si primaran los intereses de los pueblos de la región y no los intereses privados oligopólicos.

*Sólo en Itaipú se tiran por su vertedero, en promedio, unos 6.000 GWh/año* que podrían haber sido generados (turbinados) pero que no es interés de las empresas oligopólicas de la región, pues el ingreso de la energía barata de Itaipú les quitaría gran parte de su negocio de generar a mayor precio.

Así se da el absurdo, difícil de justificar, de tirar una enorme cantidad de energía por el vertedero de Itaipú –a un evidente costo de oportunidad cero-- al mismo tiempo que en países como Argentina y Chile se quema costosos hidrocarburos. En efecto, estos países generan en promedio un 60% de la energía eléctrica que necesitan, TODO EL AÑO, a un costo que, según

---

17 Con unos 600 millones US\$ a invertir en el Paraguay, lo que está en planes con principio de ejecución, la capacidad de interconexión entre el Paraguay y Brasil (6.300 MW), se podría llevar por territorio paraguayo hasta la frontera paraguayo argentina (a Yacyretá y Formosa).

18 El Paraguay exporta unos 40.000 GWh/año de hidroelectricidad, en tanto que el intercambio eléctrico promedio entre los demás países normalmente no llega a 4.000 GWh/año (pocas veces supera esta cifra).

19 Artículos XIII y XIV de los tratados de Itaipú que establecen que la energía le pertenece, en un 50%, al Paraguay y que es su empresa pública, la ANDE, la que puede contratarla y venderla incluso a terceros países, cabiéndoles el derecho (preferencial) de adquisición, a justo precio, a los países socios; es decir, a igualar la mejor oferta que obtenta el Paraguay por su energía. Pese a la claridad de estas disposiciones, hasta hoy se le limita al Paraguay su soberanía hidroeléctrica.

cuál sea la cotización de los hidrocarburos, por lo bajo es de unos 440 millones US\$/año, y que podría haberse repartido entre todos los Estado intervinientes, para beneficio de sus pueblos<sup>20</sup>.

Además, si no se tirara todos los años energía por el vertedero de Itaipú se habrían ahorrado enormes emisiones de gases de efecto invernadero, pues no se quemarían inútilmente 1,5 millones de tn de petróleo/año, en promedio, o su equivalente en otro tipo de energías (como gas natural o carbón mineral). No sólo se pierden inútilmente recursos no renovables, sino que se incrementa innecesariamente el proceso de cambio climático, sin razón alguna que lo justifique.

La misma banca internacional, para nada proclive a recomendar un mayor rol del Estado, reconoce que, en el particular caso del Cono Sur de América, *“la integración regional eléctrica permite el flujo de electricidad de bajo carbono reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero al requerir un menor uso de combustibles fósiles”*<sup>21</sup>.

Para entender mejor lo que vamos a decir, pensemos que el Cono Sur de América fuera un único país y que estuviera servido por una única empresa eléctrica pública.

Si fuéramos un único país en el Cono Sur, nadie aceptaría que, al mismo tiempo que se están quemando enormes cantidades de costosos hidrocarburos, se tire energía hidroeléctrica en el mismo sistema eléctrico, pudiendo ahorrarse muchos centenares de millones de dólares simplemente al no quemarse tales hidrocarburos. El presidente de tal empresa pública (del supuesto país, que llamaremos Cono Sur de América) sería destituido inmediatamente por quien fuera el presidente de la República de tal imaginario país.

¿A qué desubicado se le ocurriría, en efecto, dentro de un mismo país, habiendo la interconexión eléctrica más que suficiente, como la que hay, tirar energía hidroeléctrica y, debido a ello, quemar inútilmente hidrocarburos por 440 millones US\$/año? Obviamente a ningún presidente de la República.

Sin embargo, aunque no se quiera creer, eso ha estado pasando impunemente desde hace décadas –pese a que el Mercosur establece la “libre circulación de bienes y servicios” desde 1991-- y siguió ocurriendo en este año del 2020, en plena pandemia, en que tan necesarios son los recursos económicos. Y seguirá ocurriendo si no se cambia radicalmente el modelo eléctrico que soporta la región.

Vemos, así, entonces, que el modelo de integración eléctrica, dominado por intereses de empresas oligopólicas privadas, que padecemos dentro del propio Mercosur, genera aberraciones como las indicadas.

20 Si se tiran 6.000 GWh/año, o bien 6 millones de MWh/año, por el vertedero de Itaipú, ello implica la quema de 0,258 tn equivalentes de petróleo (tep)/MWh, para un rendimiento de  $\frac{1}{3}$  (33,3%) para centrales térmicas relativamente eficientes, de la modalidad de turbina de gas o de turbina de vapor, o máquinas de combustión interna, como son las que siempre operan en Argentina y Chile durante todo el año. Es decir, implica la quema de  $(6 \times 0,258 =)$  un poco más de 1,5 millones de tep y, si admitimos una relación de 1 tep = 7,3 barriles de petróleo, se estarían quemando inútilmente  $(7,3 \times 1,5 =)$  11 millones de barriles de petróleo. Si la cotización del petróleo fuera baja (del orden de 40 US\$/barril, como ahora), estamos hablando de que se está tirando –sólo en Itaipú-- la cantidad de  $(40 \times 11 =)$  440 millones US\$/año.

21 <https://blogs.iadb.org/energia/es/integracion-electrica-en-el-cono-sur/>.



No encontramos otra causa de este absurdo más que el modelo privatizado, que impera en los principales países de la región, Brasil, Argentina y Chile, evidenciándose que los oligopolios privados hacen primar sus intereses para generar mucho más caro –y facturar y ganar así-- en lugar a utilizar una energía que de otra forma será tirada, como lo fue incluso durante la pandemia desde mayo de este año, a pesar de la gravísima crisis hídrica del río Paraná.

Itaipú, en lugar de generar electricidad con toda la poca agua que recibía desde su cuenca alta, debido a la sequía que soportaba la misma, la tiró en gran parte por su vertedero porque había energía hidroeléctrica suficiente en centrales brasileñas (pues la pandemia redujo la demanda eléctrica) y quienes conducen este modelo privatizado no querían perjudicar a las empresas transnacionales, radicadas tanto en la Argentina como en el Brasil (que eran las que iba a dejar de facturar, si ingresaba la energía eléctrica de Itaipú), y que son en el fondo los mismos oligopolios. Así, estos intereses creados ocasionaron las pérdidas ya indicadas<sup>22</sup>.

## **5.Cuál es el modelo de integración eléctrica que deberíamos buscar tener en el Cono Sur de América y MERCOSUR**

Es indudable que el modelo neoliberal fracasó en su intento de crear negocios entre Argentina y Chile ya en la década de 1990 (y entre Argentina y Uruguay también, en ese momento), primero; los gasoductos e interconexiones están, pero en su mayoría siguen sin uso.

Hasta ahora, si bien existe algún intercambio eléctrico en la región por Garabí, principalmente –en el Paraguay denunciados como intercambio de la energía hidroeléctrica paraguaya de Itaipú y Yacyretá, que a la estatal ANDE no le dejan exportar en forma más eficiente<sup>23</sup>-- se dan, al mismo tiempo, enormes desperdicios o pérdidas de energía, tirada principalmente en el vertedero de Itaipú, por centenares de millones de dólares todos los años, porque priman los intereses de los oligopolios privados, como se vio.

Se requiere, consiguientemente, de un nuevo modelo de integración eléctrica, al menos en el MERCOSUR (cuyo Tratado establece la libre circulación de bienes y servicios, pero ello no se aplica para el Paraguay en cuanto a su energía eléctrica, por ejemplo) en que los Estados tengan un rol preponderante, para que tal integración sea efectiva.

El modelo eléctrico privatizado en los mayores países de la región, que lleva ya casi 3 décadas, no puede –no quiere-- evitar este enorme desperdicio energético que quema innecesariamente hidrocarburos y genera absurdamente más gases de efecto invernadero al mismo tiempo que se tira inútilmente agua por el vertedero de Itaipú.

¿Cuál sería una solución transparente y sencilla? En nuestra opinión, una integración para beneficio de los pueblos de la región debería partir de las siguientes bases:

22 Como mínimo, a bajas cotizaciones de los hidrocarburos, de unos 440 M US\$/año, como se vio.

23 <https://www.ultimahora.com/eby-denuncia-otra-venta-irregular-energia-brasil-via-cammesa-n2846568.html>. Nótese que es la misma Entidad Binacional Yacyretá (EBY), lado paraguayo, la que denuncia la exportación “irregular” de la energía paraguaya de Yacyretá vía la privatizada administradora del mercado mayorista eléctrico argentino, CAMMESA. Si la ANDE/Paraguay exportara



**1°. Un rol más protagónico del Estado en el sistema eléctrico de todos nuestros países y del Cono Sur en general.** Lo ideal, en este campo, es *que la mayor parte de TODOS los sistemas eléctricos del Cono Sur sean públicos, o con un fuerte rol del Estado*, particularmente, en lo que hace a la integración eléctrica, en cuanto a *(a) el despacho de la energía, (b) el mercado eléctrico, (c) las centrales hidroeléctricas y (d) las redes de transmisión e interconexión eléctrica.* Al respecto puntualizamos brevemente:

**A. El despacho de cargas.** Es el Estado –o el conjunto de los Estados de la región-- el que debe manejar el despacho de cargas, es decir, indicar quién debe generar energía eléctrica (las hidroeléctricas cuando tienen agua, no las térmicas que queman innecesariamente hidrocarburos) y a qué sistema eléctrico debe dirigirse la energía. El criterio de despacho debe ser muy sencillo y que es el que RIGE EN TODO EL MUNDO: *se deben despachar, en TODA LA REGIÓN, primero las centrales de bajísimo costo de generación, como son las energías hidroeléctrica, solar fotovoltaica y eólica, las que deben ser de despacho automático,* y recién luego las centrales (de la región) de mayor costo de generación, como son las térmicas (de costo variable de operación mucho más elevado), para que no siga ocurriendo, como ahora ocurre, el absurdo de tirar energía hidroeléctrica, principalmente en Itaipú, al mismo tiempo que se queman hidrocarburos; ni un sólo gramo –menos un barril o tonelada-- de hidrocarburo se debe quemar innecesariamente.

**B. El mercado eléctrico (la generación eléctrica).** El Estado también debe intervenir en el mercado eléctrico de generación, pues es imperfecto, desde el fomento y los criterios de inversiones, hasta el manejo adecuado de la generación eléctrica, en general, e hidroeléctrica en particular. Ello permitirá avanzar hacia un sistema regional (Cono Sur) globalmente más eficiente, de menor costo unitario global, evitando inversiones innecesarias, daños al ambiente, menores emisiones de gases de efecto invernadero y el desperdicio innecesario de valiosos combustibles fósiles. Para que el mercado eléctrico de generación contribuya a los objetivos propuestos, tanto en su operación actual como en el estímulo para la inversión de nuevas unidades, se deberían adoptar las siguientes políticas energéticas:

***B1. Debe existir una generación eléctrica contratada a largo plazo,*** bajo normas o criterios de cubrir la totalidad de los costos de generación, incluyendo la recuperación de la inversión, la depreciación, todos los impactos socio ambientales, los gastos de explotación, las regalías o los royalties o compensaciones por el uso de recursos naturales, como agua y territorio, entre otros. Esta generación eléctrica contratada a largo plazo debe buscarse cubra la mayor parte de la demanda eléctrica y estará dada por las centrales más eficientes y de menor costo, como son las hidroeléctricas de embalse –y que así pueden garantizar un suministro eléctrico cierto-- y las centrales nucleares, de mayor costo pero también de funcionamiento continuo, en los países que la estimen conveniente<sup>24</sup>. En un segundo nivel se puede agregar centrales térmicas que trabajan con residuos vegetales (biomasa) de bajo costo, como bagazo de caña, también de bajos costos operativos y que también puede entrar bajo la modalidad de energía eléctrica contratada a largo plazo. Si bien esta contratación de energía eléctrica a largo plazo es fundamental para tener costos de generación reducidos, de momento por un buen tiempo, esta generación más barata no bastará y se requerirá del complemento de una generación renovable pero intermitente (solar, eólica) y de centrales térmicas a combustibles

24 El Paraguay no tiene pensado generar electricidad con energía nuclear.

fósiles, todavía muy importantes en países como Argentina, Bolivia y Chile, y con un desarrollo reciente significativo en Brasil.

**B2. Debe existir una energía renovable variable de despacho automático.** Existe una porción creciente de generación eléctrica de bajísimos costos variables de operación, como son las centrales solares fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas sin capacidad de almacenamiento. En este caso, deben ser de despacho inmediato, pues pretender acumular la energía solar o eólica tiene altísimos costos<sup>25</sup>. Este tipo de centrales (eólica, solar, hidroeléctrica de “pasada”) tiene costos decrecientes de inversión y, para que su inversión se pueda pagar, lo normal en todos los países es que reciba el mismo costo de oportunidad (precio de mercado) que es sustituir la energía fósil que se quemaría, si no existiera esta energía renovable. En Europa, que ha desarrollado muy ampliamente este tipo de generación, se han implementado para su más amplio desarrollo diverso tipo de subsidios bajo muy diversas modalidades, según cada país, lo que es una de las causas de las dificultades de la integración eléctrica europea. Lo ideal, es tener un único modelo de subsidio –si fuera necesario– para complementar el precio de mercado que recibirá el generador, muchas veces privado, que invierte en centrales solares o eólicas. En algunos casos particularmente favorables, el subsidio puede ser cero o incluso negativo<sup>26</sup>. El criterio en este caso de centrales solares fotovoltaicas y eólicas es, entonces, tarifa igual al costo de sustitución del combustible de centrales térmicas, más o menos un subsidio transparente y similar en todos los países.

**B3. Debe existir una potencia firme que complete las necesidades del mercado eléctrico integrado, así como para mantener la frecuencia de la red,** y ello debe ser remunerado (de hecho, se remunera de una u otra manera en todos los sistemas eléctricos). Como se ha visto, la potencia firme la pueden dar (a) centrales hidroeléctricas con capacidad de almacenamiento (dentro de ciertos márgenes) y (b) centrales térmicas que utilizan combustibles fósiles (hidrocarburos, carbón, biomasa). Eventualmente pueden ser también centrales solares térmicas, pero éstas han tenido un desarrollo todavía muy limitado por su muy elevado costo de generación global, hasta ahora, prefiriéndose las fotovoltaicas, mucho más baratas, pero sin capacidad de almacenamiento<sup>27</sup>.

Estos tres tipos de generación eléctrica deben tener criterios de remuneración diferenciados y donde el rol del Estado, al menos para fijar los criterios de remuneración, es fundamental.

**C. Las centrales hidroeléctricas con embalse.** Estas centrales poseen no sólo la función de generar energía eléctrica, sino también de almacenar energía en sus embalses y de mantener la frecuencia de la red eléctrica (lo mismo que las centrales térmicas), como se vio, un servicio

---

25 El costo de acumulación en baterías eléctricas es superior a 100 US\$/MWh, mucho más del costo actual del combustible para generar igual cantidad de energía. Y ojo que es sólo el costo de acumulación o almacenamiento.

26 El subsidio “negativo”, es decir, que el generador solar fotovoltaico o eólica reciba menos que el costo de sustitución del combustible (o de los costos variables de las centrales térmicas) tiene sentido dado que, como no tienen capacidad de almacenar energía (ni la eólica ni la solar fotovoltaica, la más barata y difundida las modalidades de generación eléctrica a partir de la energía solar), sería justo que contribuyan a financiar el pago para las centrales térmicas, o hidroeléctricas a embalses, que prestar el servicio de almacenamiento de energía.

27 Las centrales térmicas solares acumular calor en un recipiente (o caldera), que contiene un fluido y que permite generar energía eléctrica en una central térmica a vapor. Al acumularse la energía solar en forma calórica, dentro de ciertos límites este tipo de centrales tiene capacidad para almacenar energía. Si bien tienen esta ventaja, las centrales térmicas solares son, hasta ahora al menos, más caras que las fotovoltaicas, razón por la cual no llegan ni al 10% de la generación solar (más del 90% son centrales solares fotovoltaicas). Ver <https://solar-energia.net/energia-solar-termica/central-solar-termica>.



de extraordinaria importancia que no lo pueden prestar las centrales eólicas y solares fotovoltaicas (salvo a precios prohibitivos); por ello son de despacho inmediato. Digámoslo con otras palabras: las centrales hidroeléctricas con embalse SUSTITUTEN a las centrales térmicas en las funciones de almacenamiento de energía y de control de frecuencia, y, por ello, son imprescindibles para complementar la generación solar fotovoltaica y eólica (si se quiere eliminar o reducir la quema de combustibles fósiles), por lo que deben ser remuneradas debidamente, al menos con el costo de oportunidad de sustituir el combustible que se deja de quemar y, también, por mantener una potencia instalada lista para ser utilizada (de la misma manera que se remunera a las centrales térmicas que muchas veces no operan, pero que están listas para hacerlo, u operan pocas horas, para seguridad del sistema eléctrico). Además, como se evidenció con la reciente crisis hídrica de la cuenca del Plata del primer semestre del 2020, **el recurso hídrico es no sólo energía hidroeléctrica sino también agua potable, ambiente, control de inundaciones y navegación, por lo que se requiere que sean los Estados los que manejen estos recursos hídricos renovables pero limitados e invaluable** no sólo en materia energética sino también para desempeñar eficientemente las otras funciones indicadas (agua potable, ambiente, transporte, control de inundaciones). Si los Estados son los propietarios de las centrales hidroeléctricas, primarán los intereses públicos y no los privados, como lamentablemente ocurre hasta ahora.

**D. Las redes de transmisión y sistemas de interconexión.** Para que no se tire un sólo kWh por ningún vertedero, cuando al mismo tiempo se están quemando hidrocarburos en un sistema integrado, como el del Cono Sur de América, los Estados deben facilitar su transporte e interconexión sin traba alguna. Se deben imponer bajos costos según una misma regla equitativa en todos los países, que facilite –y no que impida o dificulte-- la integración eléctrica. Cuando la empresa pública del Paraguay, la ANDE, durante el gobierno de Fernando Lugo, llegó a un acuerdo con la empresa pública del Uruguay, UTE, para exportar energía hidroeléctrica, en el año 2011 (incluso se hizo una prueba técnica, enteramente exitosa), las empresas privatizadas que administran las redes eléctricas de transmisión en la Argentina exigieron tarifas abusivas enteramente irreales (50 US\$/MWh, una tarifa que es 10 veces o más que el costo real de transmisión), lo que impidió que el Paraguay exporte su energía hidroeléctrica al Uruguay. Chile también se interesó en la energía hidroeléctrica excedente del Paraguay y fue disuadida de la misma forma. En cambio, cuando la Argentina encontró que era más conveniente transportar su energía de Yacyretá por las redes de transmisión públicas paraguayas, entre Yacyretá y la provincia de Formosa, la tarifa aplicada por la empresa pública paraguaya, la ANDE, fue inferior al 5% de tal cifra (2 US\$/MWh), lo que produjo beneficio para todos. ¿Cómo se explica esta asimetría, entre 50 y 2 US\$/MWh? No pueden existir estas diferencias (50 US\$/MWh para transportar en la privatizada Argentina y sólo 2 US\$/MWh para transportar electricidad en la red pública paraguaya, de nada menos que de 2.500%).

**2°. Eliminación de la discriminación contra el Paraguay.** El Paraguay es el país que consistentemente posee excedentes hidroeléctricos de gran magnitud, en el orden de unos 40 millones de MWh/año (un 5% de la demanda eléctrica del Brasil, un 30% de la demanda eléctrica argentina; un 200% de la demanda eléctrica paraguaya, si bien esta cantidad se va reduciendo con el paulatino aumento de la demanda eléctrica del Paraguay), que incluso podrían crecer, si es que se concretaran los proyectos de Aña Cuá, Itatí – Itá Corá y Corpus, en el limítrofe río Paraná, con la República Argentina.



Al mismo tiempo, sería factible instalar más unidades generadoras en Itaipú y Yacyretá, lo que aumentaría ligeramente en su capacidad de generación de energía en MWh (la que se vierte por el vertedero cuando ya se excede la capacidad de turbinar o generar energía eléctrica con la actual potencia instalada) y, sobre todo, la capacidad de generar potencia (en MW) en momentos de mayor demanda, lo que podría ayudar a toda la región (a todo el Mercosur, a todo el Cono Sur) a tener un sistema eléctrico mucho más eficiente, pues se podrían evitar costosas inversiones en centrales térmicas para apenas cubrir el pico o la punta de la carga o demanda, y, sobre todo, la costosa quema de hidrocarburos en centrales que muchas veces son de bajo rendimiento, que justamente por su bajo rendimiento se las reserva para ser utilizadas excepcionalmente, en momentos de máxima demanda<sup>28</sup>.

Pero estos proyectos –Aña Cua, Itatí – Itá Corá, Corpus, ampliación de Yacyretá y ampliación de Itaipú<sup>29</sup>-- difícilmente podrían avanzar, más que con mucha demora y fuertes conflictos, como es el caso de Aña Cua actualmente, si es que no se llega a una solución satisfactoria para la más plena soberanía paraguaya para que circule libremente su energía por toda la región y particularmente por el Mercosur.

De hecho, ¿por qué el Paraguay no debería ser soberano sobre su energía? *El Paraguay no es un protectorado ni una colonia, que sepamos al menos.*

La excusa que el Paraguay no financió Itaipú y Yacyretá, y que por ello perdió su soberanía hidroeléctrica, es absolutamente inconsistente, pues, en el caso de Itaipú al menos, el supuesto favor que hizo ELETROBRAS al financiar la obra no fue sino un excelente negocio financiero, con tasas usurarias, un privilegio abusivo a favor de intereses concentrados del Brasil, respecto a lo cual la dictadura de Alfredo Stroessner hizo la vista gorda; fue un perjuicio para el pueblo paraguayo y no un beneficio. Hoy el Paraguay debería poder ejercer plenamente su soberanía hidroeléctrica en Itaipú, sin traba alguna.

En el caso de Yacyretá, su tratado, firmado en su momento por el Gral. Juan D. Perón, es claro en el sentido que el Paraguay tiene plena soberanía para vender su energía a terceros países, quedándole a la Argentina tan sólo el “derecho de preferencia” para la adquisición, en caso iguale la mejor oferta que reciba el Paraguay<sup>30</sup>.

28 Con una mayor potencia instalada en Itaipú y Yacyretá, la generación eléctrica podría incrementarse entre un 5 y 10%. La potencia, en cambio, podría incrementarse en 30% y hasta 50%, en caso se utilicen tales centrales para satisfacer la demanda de punta de los sistemas eléctricos regionales y ahorrar, así, una mucho mayor cantidad de hidrocarburos, pues en tal momento de demanda máxima entran a operar las centrales térmicas más ineficientes y que consumen más combustible. Para que Itaipú y Yacyretá se “empunten”, es decir, para que puedan generar mucha más potencia en el horario de mayor demanda, se requeriría la construcción de Corpus y de Itatí – Itá Corá, a fin de actuar de embalses compensatorios y así evitar fluctuaciones bruscas en el nivel del río Paraná que dificulten la navegación. La construcción de Corpus e Itatí – Itá Corá sería factible solamente con extremos cuidados ambientales que podrían ser cubiertos por el enorme beneficio que producirían no sólo estas centrales sino la posibilidad de ampliar la capacidad de generación de Itaipú y Yacyretá.

29 Estamos hablando de agregar a todo el Cono Sur unos 1.000 GWh/año en Aña Cuá; 20.000 GWh/año en Corpus; 11.600 GWh/año en Itatí – Itá Corá; unos 6.000 GWh/año en Itaipú; y unos 3.000 GWh/año en Yacyretá, en total unos 41.600 GWh/año más, duplicando los actuales excedentes hidroeléctricos paraguayos. En potencia, se podría llegar a agregar un máximo de 270 MW en Aña Cuá; 4.400 MW en Corpus; 2.400 MW en Itatí – Itá Corá; 7.000 MW en Itaipú; y 1.500 MW en Yacyretá. En total, 15.570 MW más, más de toda la potencia que hoy tiene Itaipú (14.000 MW). Además, están los proyectos de Garabí, Roncador y otros en el río Uruguay, entre Brasil y Argentina.

30 El tratado de Itaipú, pese a su mala redacción, tampoco quita expresamente la soberanía al Paraguay, por lo que la misma está vigente. Es más, el Acta de Foz de Yguazú (1966), que dio origen al Tratado de Itaipú (1973) y está en su Preámbulo, también le otorga al Brasil apenas el derecho de preferencia. El presidente Lula aceptó explícitamente el 25 de julio del 2009 que el Paraguay tiene derecho a exportar sus excedentes hidroeléctricos a terceros países. Ver **Declaración Conjunta Paraguay Brasil**. Asunción, 25 de julio del 2009.

En este momento, además, el Paraguay está menos endeudado que sus vecinos y podría colaborar en el financiamiento del 50% de Itaipú – Itaipú Corá y de Corpus, con lo cual se desvanecería la excusa del financiamiento que ha permitido secuestrar, ilegalmente, a la soberanía paraguaya en Itaipú y Yacyretá.

La energía hidroeléctrica paraguaya debe poder circular libremente, para beneficio del Estado Paraguayo, así como para beneficio de todo el sistema eléctrico del Cono Sur, a fin de ahorrar costosos combustibles inútilmente quemados en la generación térmica, mucho más costosa.

La mitad que le corresponde a Brasil y a Argentina, de Itaipú y Yacyretá, respectivamente, lo llevan los sistemas eléctricos de estos países, respectivamente y no está disponible.

La cuestión es qué pasa con la **energía paraguaya excedente de Itaipú y Yacyretá**, la mitad de la generación de estas enormes centrales, que hasta ahora está INEFICIENTEMENTE SECUESTRADA por los intereses principalmente privados, los oligopolios eléctricos, radicados en Brasil y Argentina.

Para puntualizar en forma más clara, ¿por qué Itaipú tira todos los años por el vertedero, en promedio, unos 6 millones de MWh, que podrían generar electricidad? Porque en esos momentos --respondemos-- el sistema eléctrico brasileño (que se basa en  $\frac{2}{3}$  partes en recursos hidroeléctricos) tiene sobreabundancia de energía hidroeléctrica en sus propias centrales hidroeléctricas. Entonces, en lugar de tirar energía hidroeléctrica por los vertederos de sus centrales, el sistema eléctrico brasileño opta por tirar la energía de Itaipú (que es binacional) a fin de no pagar royalties y compensaciones al Paraguay, prohibiéndosele, para peor, al Paraguay, comerciar libremente su energía de Itaipú en los mercados eléctricos argentino y chileno, que todo el año generan aproximadamente en un 60% del total de su demanda eléctrica con combustibles fósiles, en su mayoría hidrocarburos (la quema de carbón mineral es mínima), a muy alto costo.

El Paraguay es como una “OPEP eléctrica” del Cono Sur. Que las empresas privadas, en su mayoría transnacionales, que oligopolizan el mercado eléctrico regional, prohíban el ingreso de la empresa pública eléctrica paraguaya, la ANDE, en sus mercados eléctricos –con la complicidad, hay que decirlo, de corruptos gobiernos paraguayos en los últimos 35 años, salvo el gobierno de Fernando Lugo--, es hasta entendible, pero de ninguna manera justificable, pues así **se ha llegado hasta ahora a una ecuación “perder y perder”, si bien algunos pocos oligopolios privados ganan (facturan más; si ingresara la energía hidroeléctrica excedente paraguaya de Itaipú, facturarían menos)**; todos los pueblos perdemos, salvo tales oligopolios: se tira energía valiosa por un vertedero al mismo tiempo que se queman valiosos hidrocarburos generando enormes cantidades de gases de efecto invernadero y los costos de generación en los países donde se queman hidrocarburos son mayores.

Habría que pasar de la actual ecuación “perder y perder” a una ecuación “ganar y ganar”, es decir, que gane el pueblo paraguayo y que ganen también los pueblos de la región (que se verán beneficiados con el ingreso de una energía hidroeléctrica más barata –aunque a precios acordes al costo del combustible que se evita quemar, con similar criterio al empleado para las energías eólica y solar fotovoltaica-- proveniente del Paraguay).

## **6. La idea de una corporación hidroeléctrica pública del Mercosur**

Varios catedráticos<sup>31</sup>, sostienen la conveniencia del modelo planteado con un rol preponderante del Estado, y proponen materializarlo en una suerte de **Corporación Hidroeléctrica Pública del Mercosur**, que despache la energía excedente de las centrales hidroeléctricas binacionales existentes (Itaipú, Yacyretá, Salto Grande) y a construirse (Aña Cua, Corpus e Itatí – Itá Corá, estas tres entre Paraguay y Argentina; así como Garabí y Roncador, éstas dos últimas sobre el río Uruguay, entre Brasil y Argentina), sobre la base de una efectiva interconexión eléctrica, con redes de transmisión enteramente públicas, o en las que puedan regir reglas idénticas para todos los países bajo un rol preponderante del Estado.

Tal Corporación Pública de los cuatro (4) países del Mercosur debería, en consecuencia:

**a. Manejar el Despacho de Cargas en la región (y establecer criterios para inversiones en el área de generación), con reglas muy simples:**

*(i) no se debe tirar un sólo metro cúbico (MWh) de agua por ningún vertedero,* salvo que no haya capacidad para turbinar el agua (grandes crecientes), o bien que no exista quema de hidrocarburos en ningún país del Cono Sur (lo que *nunca* ha ocurrido, hasta ahora, en las últimas 5 décadas, al menos, lo que demuestra lo absurdo del actual modelo eléctrico privatizado); vale decir, el despacho de la energía hidroeléctrica sería automático, al igual que la energía eléctrica proveniente de la generación solar fotovoltaica y la eólica, así como la energía nuclear.

*(ii) el agua hidroeléctrica excedente<sup>32</sup>, o bien solar o eólica, así despachada, debería ser pagada según el mismo precio del combustible que se deja de quemar,* sea el trueque en sí mismo o en dinero, o bien según un cierto porcentaje de tal precio del hidrocarburo o combustible que no se quema, en principio no menos de un 90%, para que el país que deja de quemar combustible reciba también un beneficio concreto (10%, por ejemplo)<sup>33</sup>; es importante que la remuneración de la energía hidroeléctrica excedente, solar fotovoltaica y eólica sea lo más alta posible (aunque dejando también algún beneficio al país o sistema eléctrico que deja de quemar combustibles), a fin de estimular el crecimiento de la generación renovable en todo el Cono Sur;

*(iii) el precio que se debe pagar al propietario de la energía hidroeléctrica excedente* (Paraguay y Brasil, en el caso de Itaipú; Paraguay y Argentina, en el caso de Yacyretá, etc) *debe ser el beneficio neto que resulta de la sustitución* (o evitar la quema) del combustible en cuestión (gasoil, fuel oil, gas natural, carbón mineral), como se indicó arriba,

31 Particularmente los catedráticos de energía, el Dr. Ing. Ildo Sauer, de la Universidad de S. Paulo (USP), quien ocupara también funciones públicas en el área de energía, y el Dr. Ing. Victorio Oxilia, ex Director General de la OLADE y profesor de la Universidad Nacional de Asunción (UNA).

32 En la “energía hidroeléctrica excedente” NO se incluye la energía firme (de Itaipú, Yacyretá, Salto Grande o cualquier otra central hidroeléctrica) que se haya contratado a mediano o largo plazo.

33 Este porcentaje se debe analizar bien, y luego acordarlo en forma precisa. Un porcentaje muy alto (100%), restará interés en los países que deban sustituir la quema de hidrocarburos. Un porcentaje muy bajo (¿70%?), restará rentabilidad a nuevos emprendimientos con excedentes hidroeléctricos, eólicos o solares.



aunque menos las pérdidas<sup>34</sup> y gastos de transmisión, así como cualquier otro gasto que corresponda y se acuerde, y se incluya en el algoritmo o fórmula de cálculo del costo de oportunidad. Se debe pagar el costo del combustible sustituido, o costo de oportunidad, menos eventualmente un pequeño porcentaje, como se vio, para beneficio del país que recibe la energía hidroeléctrica excedente. En gran medida, lo que se está indicando, se asemeja al Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) que posee el Brasil en este momento. Con un criterio similar se podría establecer un PLD en todo el Cono Sur de América, si bien diferenciado por regiones, como se hace en el Brasil.

*(iv) la energía hidroeléctrica debe sustituir a la generación térmica más ineficiente* que entraría a operar si no se generara tal energía hidroeléctrica excedente (si se la virtiera por el vertedero), no importa dónde se encuentre tal central térmica más ineficiente. Lo mismo en el caso de la energía solar fotovoltaica y la eólica: esté donde esté la central térmica en cuestión. Este último punto es fundamental, pues así se estará ahorrando en forma permanente los combustibles fósiles más caros y que en mayor cantidad se utilizan para producir un (1) MWh, pues *la energía hidroeléctrica que un país no usa, irá al sistema eléctrico que más combustible ahorra<sup>35</sup>, recibiendo el país propietario de la energía hidroeléctrica en trueque el combustible, o su valor monetario, que así se ahorra en la forma más eficiente posible.*

*(v) el despacho de cargas implica, también, el despacho indiscutible de la energía hidroeléctrica contratada a largo plazo*, así como la energía nuclear, cuya variación no es conveniente. Esta energía contratada a largo plazo debe despachada según acordó cada Estado, o bien la empresa propietaria de la planta generadora, que debería poder negociar libremente con los diversos sistemas eléctricos del Cono Sur el mejor precio que permita la recuperación de la inversión realizada en el menor tiempo posible. El Paraguay es, nuevamente, el que sufre trabas en este sentido, en relación a la potencia firme excedente que podría negociar a mediano o largo plazo de Itaipú y Yacyretá, así como de su futura ampliación, o bien de las nuevas centrales hidroeléctricas binacionales sobre el río Paraná, pues es obvio que la contraparte tendrá ya colocada su mitad. Es importante liberar al Paraguay de las trabas ilegales, contrarias a su soberanía, a fin de que pueda disponer de cantidades firmes de potencia y energía hidroeléctrica que puedan ser licitadas libremente a mediano (3 años) o largo plazo (5 años, o más), pues de esta manera todo el sistema eléctrico del Cono Sur se volverá más eficiente (pagará más el sistema eléctrico que pueda sustituir mejor otro tipo de generación más costosa, con lo que todo el sistema del Cono Sur ganará). Esta política facilitará la concreción de otros emprendimientos binacionales, principalmente los paraguayos – argentinos sobre el río Paraná, como Aña Cuá, Corpus e Itatí – Itá Cora, en los cuales el Paraguay tendrá excedentes firmes que podrían comprometerse a mediano o largo plazo con cualquiera de los sistemas eléctricos del Cono Sur, de manera a sustituir en forma óptima a la generación térmica más costosa, con notorias ventajas para todos los países<sup>36</sup>.

34 En ciertos casos, la inyección de energía hidroeléctrica podría reducir las pérdidas de transmisión de un sistema eléctrico, en cuyo caso esta cantidad ingresará en la fórmula con signo contrario.

35 Si una energía hidroeléctrica está yendo ahora al país A, que ahorra 0,25 tn petróleo/MWh, y, en cambio, hay otro país B, que gasta 0,3 tn petróleo/MWh, debería ir al país B, pues todo el sistema interconectado tendría un beneficio adicional de  $(0,3 - 0,25) = 0,05$  tn petróleo/MWh, en forma adicional.

36 Como ejemplo se podría decir que Corpus o Itatí – Itá Corá podría autofinanciarse con la VENTA FUTURA de parte de la energía que va a generar por un plazo de, por ejemplo, 10 años, digamos el 40% del total de la energía firme. Llamada a licitación

*(vi) el despacho (oferta) variable, según las necesidades, es el que completará la demanda de energía eléctrica del sistema eléctrico así integrado del Cono Sur de América y será la generación ocasional de las centrales térmicas.* Recalquemos nuevamente que la generación térmica con combustibles fósiles es particularmente importantes en Argentina, Bolivia y Chile (todavía en torno a un 60% del total), aunque con bastante importancia también en Brasil (promedio de 15% en los últimos 5 años) y algo menos en Uruguay, así como inexistente en el Paraguay; esta energía térmica deberá ser despachada comenzando con las centrales de menor costo operativo, a partir de biomasa de bajo costo (bagazo de caña), para luego despachar las que utilizan leña, carbón mineral, gas natural, fuel oil y gasoil, en ese orden, sin que esta enumeración deba ser estricta, pues podrá ocurrir que una central térmica ineficiente a fuel oil, por ejemplo, puede llegar a tener un costo de generación mayor al de una central térmica a gasoil eficiente, y entoces esta última tendrá preferencia de despacho. *Estas centrales térmicas, principalmente la de más altos costos variables, se accionarán o despacharán principalmente en momentos de demanda máxima y es allí donde podría darse una muy beneficiosa sustitución a través de potencia adicional a ser instalada en centrales hidroeléctricas (Itaipú, Yacyretá, etc),* como ya se mencionó, las que deberán tener prioridad de despacho, como ya se indicó con anterioridad, pues su costo de operación es casi cero, en lugar de las térmicas (cuyo costo de operación es muy elevado, igual al costo del combustible más otros gastos variables).

**b. Tener un criterio único en cuanto a redes de transmisión que favorezcan una conveniente integración eléctrica,** de manera a que no hayan trabas de ningún tipo para que se realice el despacho en base a las normas arriba indicadas. Las tarifas de transmisión deberían ser las mismas en todo el Cono Sur (en US\$/MWh-km, por ejemplo), así como en los puntos de conversión (Garabí, SE de FURNAS en Itaipú), con un rol preponderante del Estado (o del grupo de Estados), de manera a que la tarifa de transmisión sea la menor posible –como rige en el Paraguay-- y se facilite, de esa forma, la sustitución de costosos y contaminantes hidrocarburos quemados sin ningún justificativo por energía renovable más limpia, como la hidroeléctrica, solar y eólica, reduciéndose la emisión de gases de efecto invernadero en forma global en todo el Cono Sur de América.

## **7. Conclusiones**

Siendo la cuestión energética, en general, y eléctrica, en particular, de extraordinaria complejidad –aunque también de gran sencillez si el Estado tiene un rol protagónico, como se ha visto--, corresponde buscar iniciar el proceso de discusión de este tema, poniendo lo trascendente en primer lugar –que el Estado tenga un rol preponderante-- buscando avanzar en los máximos consensos posibles, para avanzar en este elemento clave de la integración regional, para beneficio de todos los pueblos del Cono Sur de América.

En consecuencia, se propone:

---

tal cantidad de energía y potencia, si Chile o Brasil pueden ofertar el mejor precio, ¿cuál sería el inconveniente que el Paraguay venda el 40% de su energía firme a tales países? ¿Acaso el Paraguay no es un país soberano?



**A. Iniciar el proceso de discusión de cuál es la mejor modalidad de integración eléctrica para el Cono Sur de América (o, si se quiere más limitadamente, para el MERCOSUR).**

**B. Tener como propuesta, a ser considerada en primer lugar, la descrita arriba, con un rol protagónico del Estado.** Es decir, una integración eléctrica en el Cono Sur de América, en la cual el Estado (en su conjunto y en cada país) tenga un rol preponderante en la prestación del *servicio público de electricidad, como fuente de derechos humanos y de desarrollo sustentable*, principalmente en cuanto a (a) el despacho de carga, (b) el mercado eléctrico de generación, (c) las centrales hidroeléctricas y (d) las redes de transmisión e interconexión, eliminándose claramente también la discriminación que históricamente se le impuso al Paraguay, para beneficio de los oligopolios privados.

Proyecto de  
Resolución Parlasur N.º...

**Por la cual se da inicio a un proceso de debate de cuál debe ser el modelo de integración eléctrica en el Mercosur y Cono Sur de América para beneficios de los pueblos y sin discriminar a ningún país de la región**

**Artículo 1º.** Encomendar a la Comisión de Infraestructura, Recursos Energéticos, Transporte, Agricultura, Pecuaria y Pesca del Parlasur iniciar un proceso de debate enteramente participativo, con potestad para convocar a los Ministros de Energía, todo tipo de órganos de regulación del sistema eléctrico de cada país, empresas eléctricas, representantes de pequeños y grandes usuarios, gremios empresariales y organizaciones sociales y políticas, de todo el Cono Sur de América, así como los entes multilaterales especializados en energía, como la OLADE y la CIER, con la participación y asesoramiento de profesores e investigadores de las universidades de la región, de manera a elevar las conclusiones de tal proceso de debate a los Estados Parte y asociados al Mercosur, así como a todos los intervinientes en este proceso.

**Artículo 2º.** En particular, encomendar a la Comisión de Infraestructura, Recursos Energéticos, Transporte, Agricultura, Pecuaria y Pesca del Parlasur, introducir en el debate la discusión de la conveniencia de que el conjunto de Estados de la región asuma un rol más protagónico en este proceso de integración eléctrica, principalmente en cuanto al despacho de carga regional, en materia de generación eléctrica, en cuanto a la propiedad y el manejo de las centrales hidroeléctricas de la región, principalmente las binacionales, y en cuanto a las redes de transmisión y de interconexión regional, analizando la posibilidad de una Corporación Pública Hidroeléctrica, tal como se describe en la Exposición de Motivos de esta Resolución.

**Artículo 3º.** Recomendar a los Estados Parte, vía CMC, que termine la discriminación contra la República del Paraguay, y en particular en contra de su empresa pública, la ANDE, por ser contrario al Tratado de Asunción (1991) y a los tratados de Itaipú y Yacyretá, de manera a evitar que se siga tirando energía hidroeléctrica de la central hidroeléctrica Itaipú al mismo tiempo que se queman valiosos hidrocarburos en países de la región como Argentina y Chile, generándose polución y emisión de dañinos gases de efecto invernadero innecesariamente.

**Artículo 4º.** De forma.

Lista de parlamentarios que suscriben el proyecto de integración eléctrica		
nº	Nombre y apellido	País
1	Paulo Fernando dos Santos	Brasil
2	Humberto Costa	Brasil



3	Julia Perié	Argentina
4	Fernanda Gil Lozano	Argentina
5	Cecilia Britto	Argentina
6	Oscar Laborde	Argentina
7	Nelson Nicoletti	Argentina
8	Nancy D'aura	Argentina
9	Julio Sotelo	Argentina
10	Cristian Bello	Argentina
11	Víctor Santa María	Argentina
12	Mario Metaza	Argentina
13	Alejandro Kaarlen	Argentina
14	Ricardo Oviedo	Argentina
15	Damián Brizuela	Argentina
16	Daniel Caggiani	Uruguay
17	Manuel Morínigo	Paraguay
18	Juan Félix Bogado Tatter	Paraguay
19	Blanca Lila Mignarro	Paraguay
20	Nelson Argaña	Paraguay
21	Ricardo Canese	Paraguay
22	Edith Benítez	Paraguay
23	Neri Olmedo	Paraguay
24	Luis Carlos Neumann	Paraguay