

“Conveniencia de Intercambiar Energías Excedentes Renovables por Combustibles Líquidos; Caso Paraguay – Argentina”

Ing. Axel Benítez Ayala – Ing. Hugo A. Cacace

Comisión de Entes Binacionales Hidroeléctricos (CEBH) & Viceministerio de Minas y Energía (VMME)

PARAGUAY

RESUMEN

Con un escenario regional (MERCOSUR Ampliado) actual de crisis energética y una perspectiva de crecimiento medio de la demanda, estimada en 50%, para las próximas 3(tres) décadas [1], es imperativo priorizar la Eficiencia Energética y la Integración Energética Regional como alternativas válidas, para el desarrollo emergente y sostenido de la región, basados en los resultados de los trabajos realizados respectivamente, tanto por OLADE [2], como por el CIER - Grupo 15 [3] sobre dichos temas. Dentro de dicho contexto regional, este trabajo pretende demostrar que existen numerosas alternativas válidas y posibles en beneficio de los pueblos, no solo con beneficios en términos económicos, sino también socio-ambientales [4].

De modo que bajo la hipótesis de un MERCOSUR Ampliado, moderno, cooperativo y funcional, con libre tránsito de productos, bienes y servicios entre sus países miembros, se propone intercambiar Energía Eléctrica (interrumpible), como un excedente exportable y procedente de fuentes renovables por Combustibles derivados de Petróleo (Gasoil, Fuel Oil y/o Gas), bajo una modalidad de SWAP en términos energéticos, de sustitución de fuentes de generación y aprovechando la infraestructura existente. Se demuestra que por ejemplo, intercambiar solo 4 Twh/año (4.000 Gwh/año \approx 450Mw medios), de Energía Eléctrica Excedente, serían equivalentes a que en la Argentina (extensivo a cualquier otro(s) país(es) interconectado(s) de la región, tales como Uruguay y Chile), se deje de quemar aproximadamente 1.129.000 m³ de gasoil o 1.380.000 m³ de fuel oil (o un mix entre ambas posibilidades), combustibles necesarios para generar la misma Energía Eléctrica señalada, según los estudios realizados. Esta cantidad de combustibles, serviría para satisfacer la demanda nacional, requerida para atender el sector de transporte y/o parte industrial. [5]

PALABRAS CLAVES

Eficiencia Energética; Integración Energética Regional; SWAP en términos energéticos; Energía Eléctrica; Excedentes Energéticos; Fuentes Renovable; Combustibles.

1) ANTECEDENTES.

En las negociaciones que actualmente está teniendo el Paraguay (Py) con el Brasil (Br), en relación a la contratación, para consumo propio, de potencia y energía (paraguaya) de Itaipú Binacional (IB) y/o su (eventual) venta –parcial o total- al mercado brasileño de su parte proporcional no consumida (y hoy cedida), la representación brasilera ha señalado en dicha mesa de negociación (22/10/09), que Itaipú debería cambiar su modalidad operativa y pasar a operar como una “Central de Frontera” que vendiese la energía (paraguaya) citada al mercado brasileño, siempre y cuando, sus Costos Variables Unitarios (CVU) sean iguales o inferiores a las de otras centrales del sistema eléctrico brasileño, en cada momento.

Según fuentes oficiales, los CVU del Brasil son actualmente los siguientes (en promedio):

Costos Variables Unitarios (CVU) en el Brasil, en reales/MWh. Hubner, 2008.		
n°	Tipo de central	CVU, en R\$/MWh
1	Hidroeléctricas brasileñas	1,5
2	Bagazo de caña	14,7
3	Nuclear	25,2
4	Itaipú (Paraguay)	27,6
5	Carbón brasileño	37,5
6	Carbón mineral importado	54,3
7	Gas natural	108,6
8	Fuel oil	300,0
9	Gas oil	500,0

De ahí que –tal como sostienen los negociadores brasileños-- la energía paraguaya de Itaipú (IB-Py), con CVU de 27,6 R\$/MWh (o bien de aproximadamente 14,5 US\$/MWh, según tasa cambiaria adoptada), no siempre la totalidad sería despachada, pues cuando existe mucha agua en los embalses aguas arribas (centrales hidroeléctricas brasileñas), IB-Py queda en el límite del CVU y sirve solo para satisfacer apenas parte de la demanda brasileña, pero no toda. En otras ocasiones, y en contrapartida, cuando hay poca agua en los embalses brasileños, o en situaciones de emergencia o de seguridad, son despachadas todas las centrales hidroeléctricas brasileñas (incluida IB), las nucleares y térmicas (en orden de mérito) hasta satisfacer la demanda y cubrir el margen de seguridad establecido, según el despacho económico, establecido por el Operador Nacional do Sistema Eléctrico (ONS) [6].

Si se aceptará esta hipótesis, presentada en la mesa de negociación por la representación brasilera y se hace operar a IB-Py como una “*central de frontera*”, con CVU de **27,6 R\$/MWh**, dado que el Paraguay pretende vender su parte (no consumida) de energía al mercado brasileño y en tal sentido, debería ser tratada como cualquier otra operación de importación/exportación, donde se concretaría la operación solamente cuando sus CVU sean inferiores a los que se presentan en dicho momento en el SIN Brasilerio, según las simulaciones y cálculos realizados por la delegación brasileña mencionada, no toda la energía podría ser despachada y se estima habría un vertimiento anual en promedio del orden de los **1.866 MW medios** \equiv **16.346 Gwh/año**, entre los años 2009 y 2017, según “*2000 escenarios de afluencia*” analizados. El 50% de dicha energía equivalente es paraguaya [7].

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

En contrapartida si IB, sigue operando como siempre lo hizo hasta el presente (con CVU \approx 0 R\$, por formar parte de la red básica), el vertimiento anual sería de tan sólo **920 MW medios \equiv 8.060 Gwh**, según las mismas simulaciones y cálculos realizados y mencionadas precedentemente por la delegación brasileña.

Ergo, si se cambia la modalidad operativa de Itaipú, a una del tipo Central de frontera, con CVU = 27,6 R\$/MWh, implicaría que el vertimiento adicional señalado precedentemente, provocaría una disminución anual de la generación total de IB, del orden de unos 17%, para el periodo 2009 – 2017 analizado, respecto a la generación promedio actual (IB > 90.000 Gwh/año), atendiendo exclusivamente los mercados del Paraguay y del Brasil. Esto impactaría directamente sobre el monto total de royalties, a ser pagados por la IB a las respectivas Altas Partes.

Sin embargo, esta situación creemos **no es un problema**, sino que crea interesantes **oportunidades para la región**, si creemos realmente en la Integración Energética Regional.

Los interrogantes serían:

- a) Si el SIN Brasilerio (ONS) no querría utilizar toda la energía generada por IB-Py (CUV = 27,6 R\$/MWh), y dado que hay una cantidad importante de agua que se debe verter, según fue señalado por la delegación brasilera, entonces bien podría ser directamente utilizada por el Paraguay (o el Brasil o ambos) para otros usos; como por ejemplo para cubrir un eventual déficit (nacional) de generación que se presentara en Acaray/Yguazú, o también, para sustituir la compra de una energía más cara, de otra fuente (por ejemplo la de Yacyretá), si ello fuese factible técnica y contractualmente. De hecho, ésta puede ser la primera sustitución de fuentes a ser considerada: la energía barata de Itaipú (excedentes) que reemplace a la energía más cara de Yacyretá, que adquiere el Paraguay a través de la ANDE. Existe también la posibilidad de exportar estos excedentes (binacionales), en casos de emergencia o necesidad, a otros sistemas interconectados de la región.
- b) La mayor conveniencia global de excedentes energéticos procedentes de fuentes renovables, según fue señalado y consensado entre los diversos expertos presentes en los Seminarios Internacionales sobre Integración Energética Regional [8], (Py – 2009), se daría, sin embargo, por la sustitución de la energía térmica generada en base a hidrocarburos, en la región – MERCOSUR Ampliado, aunque analizaremos específicamente y solo a modo de ejemplo, solo el Mercado Energético (MEM) Argentino, aunque puede ser aplicado o extendido a otro mercado regional interligado.

2) LA GENERACIÓN TÉRMICA EN ARGENTINA

La generación térmica actual en la Argentina es y será importante, su importancia ha crecido en los últimos años, hoy es crítica y todo indica que seguirá creciendo en términos cuantitativos en la próxima década [8].

Como se puede apreciar en la tabla adjunta más del 60% de la generación de Energía Eléctrica es de origen térmico, teniendo como principal Consumidor la región del Gran Bs. As (incluido Capital Federal) con más del 50% de la energía generada.

Generación / Años					
	2.005	2.006	2.007	2.008	
Térmica	51.351	53.928	61.012	66.877	60%
Hidráulica	39.213	42.987	37.290	36.882	33%
Nuclear	6.374	7.153	6.721	6.849	6%
Importación	1.222	559	3.459	1.774	2%
Total (Gwh)	98.160	104.627	108.482	112.382	100%
	87%	93%	97%	100%	

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

En los meses del invierno, se utilizan más derivados de petróleo (fuel oil y gas oil, particularmente este último) que en los meses del verano. Así, el consumo de gasoil en centrales térmicas se incremento de más de 200 mil tn/mes \equiv 237.248 m³/mes (julio de 2008) a más de 340 mil tn/mes \equiv 403.321,5 m³/mes en julio de 2009. En cambio, en los meses de verano, el consumo de gasoil de las centrales térmicas argentinas está en torno a apenas 10 mil tn/mes \equiv 11.862,4 m³/mes. En cuanto al fuel oil ocurre algo similar, aunque en forma menos aguda. En el invierno se supera las 300 mil tn/mes \equiv 317.796,6 m³/mes (2008) y se llega a casi 400 mil tn/mes \equiv 423.728,8 m³/mes (2009), en tanto que en el verano el consumo normalmente no llega a 100 mil tn/mes \equiv 105.932,2 m³/mes.

Globalmente, el consumo acumulado de derivados de petróleo ha sido de 470.000 tn/mes en el invierno (mayo-agosto 2008), en tanto que en la primavera/verano (octubre-marzo 2008) el consumo está en torno a 100.000 tn/mes. Igualmente, la generación eléctrica con derivados de petróleo fue de 1.800 Gwh/mes en el invierno (mayo-agosto), en tanto que en la primavera/verano fue en torno a los 328 Gwh/mes (18%)

Sin embargo la generación con gas natural es la que crece en el verano (pues la demanda para otros usos, como la calefacción, disminuye) y, a su vez, es la que decrece en el invierno (por escasez), manteniéndose, tal como se indicó, prácticamente constante la generación con hidrocarburos.

Argentina. Generación térmica en base a hidrocarburos. Año 2008.				
n°	Período del año	Derivados de petróleo, GWh/mes	Gas natural, GWh/mes	Hidrocarburos, GWh/mes
1	Primavera/verano (octubre-marzo)	328	5.472	5.800
2	Inicio otoño/primavera (abril y setiembre)	1.231	4.080	5.311
3	Invierno (mayo-agosto)	1.799	3.565	5.363
4	Promedio (enero-diciembre)	969	4.604	5.573

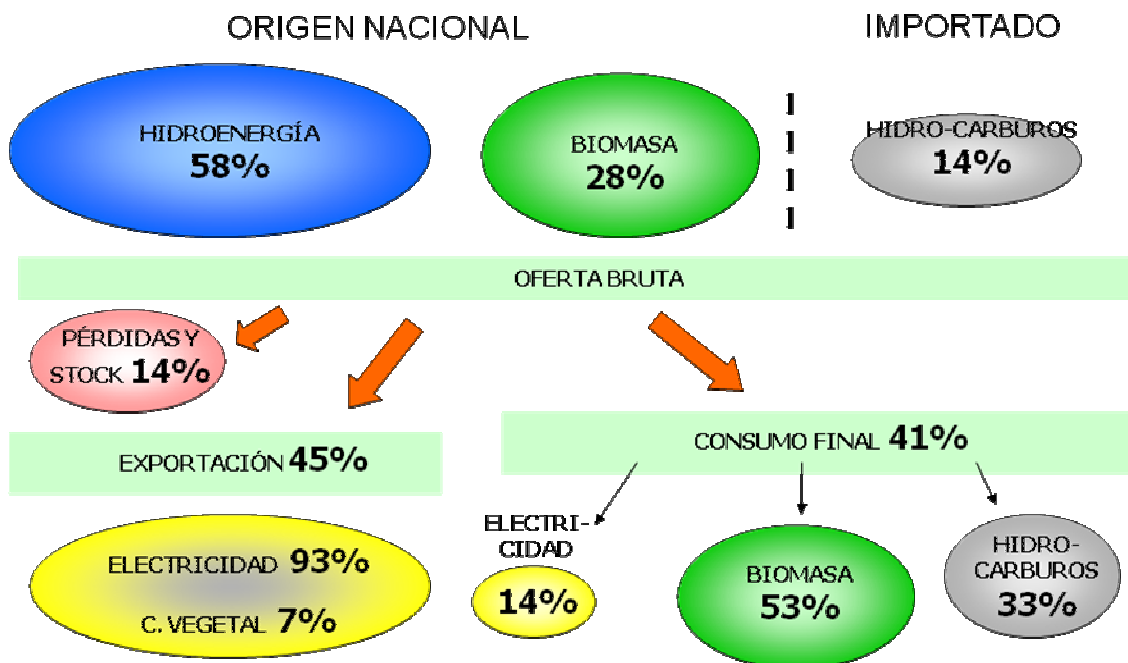
“No hay energía más cara que la que no se tiene” [9], es la frase actual esgrimida por el gobierno argentino para justificar la importación de electricidad desde Brasil a través de Garabí, para paliar la actual Crisis Energética, apelando a cualquier recurso disponible y sin considerar la eficiencia energética. Según Cammesa, la compañía mixta que administra el mercado eléctrico, el Gobierno llegó a pagar hasta \$ 1.480/Mwh (\equiv U\$D 380/Mwh) importado. La cifra supera en más de 10 veces al precio spot que rige en el Mercado Mayorista Argentino (MEM), cuyo tope es de \$120 pesos por Mwh.

La energía importada desde Brasil se abona mediante dos modalidades diferentes: una parte, la generada con máquinas hidroeléctricas, se cancela mayoritariamente con la exportación de energía hacia tierras brasileñas durante el verano (una minoría se abona cash); y el resto, producido por centrales térmicas, se paga en efectivo. Frente a la creciente demanda de la Argentina, la cámara eléctrica de Brasil (CCEE) envía la energía que produce con combustibles líquidos, gasoil y fuel oil, mucho más caros que el producido con gas natural, esta importación durante el invierno (junio-agosto 2010), se estima demandará alrededor de U\$D 300 millones, la cifra representa un 15% del total de los subsidios energéticos que se pagaron en el primer semestre (cerca de \$ 8.330 millones). No olvidemos que la Conversora de Garabí (4 x 550 Mw) y la concesión de las LT-500 KV de ambas márgenes, pertenecen a una empresa privada (Holding ENDESA). [10].

CONCLUSION: En Argentina todo el año hay generación térmica en base a derivados de petróleo a sustituir. En total, la generación térmica en base a derivados de petróleo llega a unos 11.600 Gwh/año \equiv 1.320 Mw. medios (2008). Por lo expuesto, hay consiguientemente, una excelente oportunidad para sustituir fuentes de generación eléctrica, realizados no solo con hidrocarburos, sino con sus derivados de mayor costo y mas poluentes, a través de las redes existentes y fortaleciendo la Integración Energética Regional, en un escenario todos ganan.

3) PARAGUAY - SITUACION ENERGETICA ACTUAL

Estructura de la matriz energética (2008)



Como se aprecia aproximadamente el 33% de la demanda final de energía corresponde a Derivados del petróleo. De acuerdo a estimados realizados por el Viceministerio de Minas y Energía – VMME, alrededor del 30% de dicha demanda corresponde a usos térmicos, en los sectores de la industria manufacturera, el sector residencial y los servicios. El 70% restante corresponde al uso en el sector Transporte, tanto de pasajeros como de carga, la maquinaria agrícola y de la construcción, con una distribución del 73% para el gasoil (\approx 1 millón m³); 20% para naftas y 7% otros [MIC-2006]. La dependencia absoluta del Py con respecto a las importaciones de derivados del petróleo, significan para el Paraguay una erogación superior a los 715 millones de dólares al año por concepto de importaciones [BCP 2007]. Se da la paradoja que el balance exportación/importación en términos energéticos es altamente positivo, aunque negativo en términos económicos.

Si bien el mercado de combustibles no está regulado, se da para el caso particular del Gasoil un monopolio de hecho, a causa de que PETROPAR (Empresa Estatal) fija un precio para las empresas distribuidoras en plantas (Villa Elisa (Asunción), Hernandarias, etc.) y con ello queda fijado el precio techo (sugerido) de venta al público (Gs/lts. 4.270 = 0,91 USD/lts), debiendo muchas veces PETROPAR por decisión gubernamental subsidiarlo, a causa de las variaciones del costo del producto en el mercado internacional y la tasa cambiaria.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

De acuerdo al resumen de detalle de deudas, al 17 de mayo de 2010, PETROPAR tiene un pasivo con las proveedoras internacionales de combustibles por 430.738.401 dólares. (62,5% con PDVSA - Petróleos de Venezuela SA). [11]

PETROPAR compra el Gasoil (modalidad FOB), mediante periódicas Licitaciones Públicas Internacionales (LPI), teniendo como Marco Legal la Ley de Contrataciones Públicas 2051/03 (Decreto Reglamentario 21.909/03), adicionalmente PETROPAR es el mayor comprador estatal, con un Plan Anual de Contrataciones (PAC) > USD 750 millones (2007), de los cuales el 80% están previstos para la compra de combustibles. [12]

La adjudicación se realiza a la menor cotización resultante CIF (Planta Villa Elisa) [13]

$$PG = [PGC + Premio + F + S]$$

Donde:

PG = Precio resultante ofertado del Gasoil (CIF Asu)

PGC = Cotización promedio high – low de la quincena de referencia (entrega), según PLATTS USGC WATERBORNE N° 2. Dato.

Flete = Costo del transporte del producto hasta el punto de destino (Villa Elisa). Resultante de otro llamado a Licitación Pública Nacional (LPN). *El pasado viernes 04 de junio, tras el cierre de la licitación del flete fluvial, a través de la Subasta a la Baja Electrónica (SBE) (tercer llamado), Petropar logró ayer como "mejor precio" 44,6 dólares el metro cúbico de gasoil a ser transportado, desde Zárate Km. 171 a Villa Elisa.* [14]. **Seguro** = Costo del seguro del producto transportado. Dato.

La condición de entrega (preferencia) es del tipo **FOB KM 171 DEL RIO PARANA GUAZU / ZARATE / CAMPANA, BUENOS AIRES ARGENTINA.**

Como el ISC (Impuesto Selectivo al Consumo) ≈ 600 Gs/lit $\approx 127,6$ USD/m³, y el PREMIO promedio ofertado (2009) fue de USD/m³ 44,53; significa que al costo internacional del gasoil, se ve incrementado alrededor de un 50%, por los diversos cargos mostrados (ISC+Premio+Flete Fluvial+Seguros+ Comisiones), para la determinación del precio final, o sea Costo CIF Asu $\approx 1,5 * Costo FOB$.

En contrapartida solo alrededor del 14% de la demanda final de energía corresponde a la electricidad. De acuerdo a estimados realizados por el VMME, alrededor del 43% de dicha demanda corresponde al sector de los servicios (comercio, gobierno y otros servicios), el 27% corresponde al sector residencial, un 23% a la industria manufacturera y un 6% está localizado en los sectores de la agricultura, la construcción y la minería en su conjunto. Se impone establecer a corto plazo una política energética de eficiencia asignativa (priorizar el consumo de la energía que mas se dispone)

Sin embargo, el potencial del Py en cuanto a generación hidroeléctrica (binacional) es evidente, se constituye en el principal país exportador de Energía Eléctrica de la región (85% - CIER 2008), datos que podemos resumir en la siguiente tabla:

		ITAIPU	YACYRETA	CORPUS	TOTAL	PY (50%)
POTENCIA NOMINAL	MW	14,000	3,200	2,880	20,080	10,040
POTENCIA GARANTIZADA	MW	12,136	2,880	2,600	17,616	8,808
ENERGIA PROMEDIO	GWh	93,000	20,000	20,630	133,630	66,815
ENERGIA FIRME	GWh	75,170	15,300	14,700	105,170	52,585
ENERGIA SECUNDARIA	GWh	13,942	3,564	4,920	22,426	11,213

4) CUALES SERIAN LOS BENEFICIOS, DEL INTERCAMBIO SWAP PROPUESTO

Según la hipótesis presentada, se sustituirán fuentes de generación de energía eléctrica buscando mayor eficiencia regional, en primer lugar la energía producida térmicamente y más cara, (generada con gasoil, luego con el fuel oil, y así sucesivamente), procedente de cualquiera de los mercados eléctricos regionales mencionados o eventualmente un mix de ellos.

Para el estudio y simulación, se realizó una estimación básica de precios preliminar, adoptándose para el gasoil una cotización 10% mayor que la del crudo de referencia (WTI), mientras que para el fuel oil, se adoptó una cotización igual a 80% del crudo de referencia. Posteriormente se sensibilizan los cálculos, variando proporcionalmente los precios del gasoil y fuel oil en relación a la cotización del crudo de referencia, por ejemplo entre un piso de 35 y un techo de 100 USD/barril. En cuanto a los rendimientos considerados, se estimó que las centrales a fuel oil a ser sustituidas son las de menor rendimiento, de un 25% en promedio (0,34528281 m³/Mwh); para las de gasoil (usadas normalmente en turbinas a gas) se admite que tendrán un rendimiento del 33% (0,28222716 m³/Mwh).

En base a tales hipótesis, se determinó que, si la cotización del crudo es de 70 US\$/barril, los costos variables unitarios (CVU) de la generación térmica con gasoil serían de 136,7 US\$/Mwh; mientras que con fuel oil serían de 121,6 US\$/Mwh.

Petróleo	US\$/barril	100,0	70,0	35,0
Petróleo	US\$/m ³	628,9	440,3	220,1
Gasoil	US\$/m ³	691,8	484,3	242,1
Fuel-oil	US\$/m ³	503,1	352,2	176,1
CVU c/gasoil	US\$/MWh	195,3	136,7	68,3
CVU c/fueloil	US\$/MWh	173,7	121,6	60,8
CVU IB	US\$/MWh	14,5	14,5	14,5
Peajes TX	US\$/MWh	12	12	12
Ben Gasoil	US\$/MWh	168,8	110,2	41,8
Ben Fuel-oil	US\$/MWh	147,2	95,1	34,3

Al sensibilizar el cuadro con respecto al precio internacional del Crudo se puede observar, que por ejemplo en el peor escenario y para un precio piso de 35 USD/barril, los beneficios (comparativos) no serían menores a lo que actualmente el Br paga al Py en concepto de Cesión de Energía (piso), lo que demuestra la alta rentabilidad del proyecto, sin considerar los beneficios adicionales precedentemente citados, por ejemplo si se considera que 1 m³ de gasoil libera 2,7 Tn de CO₂ (Adicionalmente se podría considerar para el análisis, un precio estimado de 20 USD/Tn de gases de efecto invernadero emitidos).

Resumiendo tendremos que para un intercambio de solo 4 Twh/año (4.000 Gwh/año) que:

Costo E°E° = 14,5 US\$/Mwh x 4.000.000 Mwh = USD 58.000.000.-

Costo Peajes + O&M (supuestos) = 12 US\$/Mwh x 4.000.000 = USD 48.000.000.-

Suponiendo una Inversión necesaria en Infraestructura para el efecto de USD 200.000.000.- (Plazo 8/10 años – interés anual 10%), implicaría una Amortización Anual de aproximadamente USD 41 millones.

Costo Total E°E° FOB = USD (58 + 48 + 41) < USD 150 millones.

Costo FOB Gasoil: US\$/m³ 485 (70 US\$/bbl) x 1.128.908,6 m³ < USD 550.000.000.-

(Costo CIF Asu = 1,5 x Costo FOB = USD 821.281.006.)-

Beneficios anuales económicos (FOB) > USD 400.000.000. (Crudo 70 USD/bbl)

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

{Adicionalmente el Beneficio Ambiental Equivalente, para el importador sería de $\approx 1.128.908,6 \text{ m}^3 \times 2,7 \text{ Tn/m}^3 \times 20 \text{ USD/Tn} < \text{USD } 61 \text{ millones anuales}$ }.

Por lo expuesto y por ejemplo, intercambiar solo **4 Twh/año (4.000 Gwh/año \equiv 450 Mw. medios)**, de Energía Eléctrica (excedentes renovables) serían equivalentes a que por ejemplo en la Argentina, se deje de quemar **1.128.908,6 m³ de gasoil o 1.381.131,2 m³ de fuel oil** o un mix entre ambas alternativas.

Se propone que los beneficios netos de la transacción realizada, sean compartidos (50 – 50) entre los actores participantes del intercambio propuesto.

5) CONCLUSION

Estas cantidades señaladas satisfacen plenamente la demanda actual del Paraguay en materia de combustibles líquidos, con la sola utilización eficaz del 25% de la probable energía que debería ser vertida en IB, si operara como “Central de Frontera” y con un CUV de 14,5 USD/Mwh, según la ponencia realizada por los representantes de la delegación brasilera en la mesa de negociación (22/10/09).

Realizar esta operación de intercambio de energía eléctrica (FOB – por ejemplo a través de la EBY) por combustibles líquidos (FOB – Km. 171), puede redundar en beneficios para todas las partes involucradas (TODOS GANAN). Existen antecedentes de intercambios (base energética) de este tipo bilaterales, ya realizados entre Arg. y Pr. a finales de la década de los 80's, cuando Argentina suministraba Fuel Oil por vía fluvial puesto en Asunción de modo a que la ANDE pueda entregarles E°E° (proveniente de la CH-Acaray, a través del ramal SUR de la LT-220 KV), a la empresa EMSA (Empresa Misionera de Energía) en la ciudad de el Dorado (o Posadas), por medio de la Interconexiones existentes. Hay otros antecedentes en la región (Arg. & Chile y Arg. & Uruguay). [15]

Se admite que en el mediano plazo, para que la Integración Eléctrica Regional sea una realidad, se deberá invertir en una interconexión fuerte entre las principales fuentes generadoras de la región, tales como Itaipú y Yacretá, (a futuro Corpus, Garabí y Roncador) según el proyecto Interconector (2 x 2000 MVA – 500 KV). Sin embargo, a corto plazo no se requiere de inversión alguna, pues bastaría que la ANDE satisfaga integralmente la demanda nacional (9.000 Gwh/año) desde IB y que la E°E° demandada actualmente por la ANDE de la EBY (400 Mw.), sumada a la de Acaray/Yguazú (250 Mw. - 1000 Gwh/Año) pueda ser canalizada hacia la Argentina y/o terceros países (Chile y/o Uruguay), por redes de infraestructura en su mayoría ya existentes.

Con la actual construcción de la LT-500 KV (2000 MVA) entre IB-MD y la ES-VHA (Villa Hayes) por parte de la IB (Acuerdo Lugo-Lula del pasado 25/07/09), se podría pensar a mediano plazo en una fuerte Interconexión Binacional entre la futura ES-VHA y FORMOSA (Arg - NEA-NOA en 500 KV), que por su longitud de aprox. 160 Km, implicaría una inversión mínima de alrededor de USD 60 millones (Tipo Cross Rope). Interconexiones, que serían potenciadas sustancialmente con la construcción nacional de una LT – 500 KV entre la ES-VHA y la ES-AYO (EBY), conformando un anillo en 500 KV, que incrementaría notablemente la confiabilidad de los nodos frontera, posibilitando contratos a términos.



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

BIBLIOGRAFIA

- [1] Departamento de Información de Energía de los Estados Unidos (DOE), informe 2010.
- [2] www.olade.org. OLADE - Organización Latinoamericana de Energía
- [3] www.cier.org.uy. CIER, Comisión de Integración Eléctrica Regional
- [4] Ricardo Canese; La Integración Eléctrica del Cono Sur de América, en el contexto del desarrollo sustentable - 1er. Taller Electricidad de OLADE – Paraguay - 26/05/10.
Hugo Cacace & Axel Benítez; La Integración Eléctrica del Cono Sur de América, eje Itaipu – Yacyreta; 1er Seminario Internacional de Políticas de Integración Energéticas – Paraguay – 06/08/10.
- [5] www.ssme.gov.py. Viceministerio de Minas y Energía – VMME
www.ande.gov.py. Administración Nacional de Electricidad - ANDE
- [6] www.ons.gov.br Operador Nacional do Sistema Eléctrico.
- [7] www.itaipu.gov.py(br). Itaipú Binacional
- [8] Eduardo Lerner; Argentina, Situación Energética – 2do. Seminario Internacional sobre Integración Regional – (CEBH) - Paraguay – 15/12/09.
cebh.mre.gov.py Comisión de Entes Binacionales Hidroeléctricas
- [9] <http://www.lapoliticaonline.com/noticias/val/67160/de-vido-importa-energia-de-brasil-y-la-paga-10-veces-mas-cara.html>
- [10] http://www.endesacemsa.com/e_clientes_e.php - Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.
- [11] <http://www.ultimahora.com/notas/324108-Petropar-pagara-a-PDVSA-US--145-millones-de-su-alta-deuda>
- [12] www.dncp.gov.py. Dirección Nacional de Contrataciones
- [13] www.petropar.gov.py. PETROPAR
- [14] [http://www.abc.com.py/abc/nota/129404-Petropar-logra-US\\$-44,6-para-flete/](http://www.abc.com.py/abc/nota/129404-Petropar-logra-US$-44,6-para-flete/)
- [15] <http://www.cronista.com/notas/207670-quieren-crear-swap-energetico-chile-y-paraguay-y-canjear-gas-electricidad>
http://www.lanacion.com.ar/nota.asp?nota_id=990870

Declaración LUGO-LULA (25/07/09).

AB – 17/09/2010