

Modelo para la revisión de tarifas de los costos del servicio de Itaipu

Anastacio Arce, Jorge Arrúa

Facultad Politécnica – Universidad Nacional del Este

Paraguay

RESUMEN

El trabajo propone un modelo para la definición de tarifas de los diferentes componentes del costo de servicio de Itaipu, con vistas a la negociación prevista para el año 2023. Como es de público conocimiento para el año 2023, uno de los principales componentes del costo de servicio, la deuda contraída para la construcción de la central terminará por pagarse.

La disyuntiva que resulta de la disparidad de intenciones de los signatarios del Tratado, donde el Paraguay pretende maximizar los beneficios que pueda obtener con la revisión de la tarifa de los diferentes componentes del costo de servicio, por su parte Brasil desea reducir el precio final de la energía eléctrica, la revisión de la tarifa indefectiblemente debe pasar por un acuerdo para conciliar los intereses y arribar a una solución de compromiso.

Debido a la aleatoriedad de los caudales afluentes, remuneraciones mínimas por royalties, utilidades de capital, administración, supervisión a ANDE y Eletrobras, y monto asignado para gastos de explotación, podrían ser aseguradas si ellas son referenciadas con la Energía Garantizada, la producción energética superior a la energía garantizada redundará en beneficios mayores al mínimo, por un lado y mayores costos por otro. Conforme a las proyecciones de demanda de consumo de energía eléctrica en el Paraguay, existe un periodo importante aun en que la mitad de la producción de la central, energía que por el Tratado le corresponde al Paraguay podría ser destinada al Brasil.

El modelo basado en técnicas de optimización y de simulación propone definir la tarifa en dos etapas, en una primera acordar los valores mínimos de remuneración en concepto de royalties, utilidades de capital, administración, supervisión a ANDE y Eletrobras, y monto asignado para gastos de explotación en base a la Energía Garantizada, y una segunda etapa definir la tarifa de cesión de la energía paraguaya al Brasil manteniendo el precio final dentro de un rango de valores en los diferentes escenarios de disponibilidad energética de la central, adoptando como variable de control el concepto del CVaR.

Los resultados obtenidos muestran que el modelo puede constituirse como un instrumento para transparentar la definición del precio de los diferentes componentes del costo de servicio y validación de los términos del acuerdo.

PALABRAS CLAVES

Optimización, simulación, CVaR, Itaipu, Tarifa, Energía Garantizada, Energía Superior a la Garantizada.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

1. INTRODUCCIÓN

La revisión del **Tratado** de Itaipu en el 2023 responde a lo dispuesto en el **Anexo C**, numeral **VI-Revisión** que establece: *“Las disposiciones del presente Anexo serán revisadas, después de transcurridos cincuenta años a partir de la entrada en vigor del Tratado, teniendo en cuenta, entre otros conceptos, el grado de amortización de las deudas contraídas por la Itaipu para la construcción del aprovechamiento, y la relación entre las potencias contratadas por las entidades de ambos países”*. El **Anexo C** del **Tratado**, establece las bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad de Itaipu.

La tarifa de los diferentes componentes de los costos del servicio de Itaipu y mecanismos de actualización, están definidas en el **Anexo C**. Estos componentes son:

a) Utilidades del Capital;

Corresponde al pago de las utilidades que genera el capital aportado por ambas entidades, ANDE y ELETROBRAS en partes iguales, como capital de la ITAIPU.

b) Cargas Financieras de los Préstamos Recibidos;

c) Amortizaciones de los Préstamos Recibidos

Los ítems b) y c) engloban el servicio de la deuda, el monto necesario para el pago de las cargas financieras y amortización de los préstamos recibidos.

d) Royalties;

Corresponde a los pagos a cada uno de los Estados, el Paraguay y el Brasil, en partes iguales, por la utilización del potencial hidráulico del río Paraná.

e) Resarcimiento de Cargas de Administración y Supervisión;

Corresponde al pago a la ANDE y a la ELETROBRAS, por la gestión superior relacionadas con la ITAIPU y los eventuales gastos inherentes.

f) Gastos de Explotación;

Corresponde, además de otros, a los gastos realizados para el funcionamiento normal de la central hidroeléctrica. Incluye los gastos directos de operación y de mantenimiento de la central, mantenimiento del medio ambiente, desarrollo regional, gastos con el personal, seguros, servicios, reposición de materiales, etc.

g) Saldo de la Cuenta de Explotación.

Es el monto del saldo, positivo o negativo, de la cuenta de explotación del ejercicio anterior.

Consta también en el **Anexo C**, como componente del Costo de Servicio el monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes por energía cedida. Sin embargo, este ítem no forma parte de los costos de Itaipu, que apenas repasa a la Alta Parte Contratante que ha cedido parte de la energía que le corresponde, que hasta la fecha ha sido el Paraguay.

En lo que respecta a los ítems **b)** y **c)** se supone que en el 2023 habrán sido saldadas, los cuales representan por lo menos el 60 % del total de costo del servicio de Itaipu.

El ítem **f)** depende del presupuesto asignado para los costos de la explotación, no depende de la producción de la central. Los demás ítems dependen de la producción de la central, por lo que la tarifa de cada uno de estos componentes es dada en dólares por total de energía producida

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

por la central. La remuneración por **Cesión de Energía** depende de la tarifa del total de la energía cedida.

En la **Tabla I**, se pueden verificar las tarifas de los diferentes componentes del costo de servicio de Itaipu, obtenidos en este caso, directamente de la relación de los diferentes costos y total de energía producida. Estos valores se refieren al ejercicio del año de 2018, llevando en cuenta que el Tratado establece que el valor real del dólar, utilizada como referencia para la definición de la tarifa de los diferentes componentes del costo, debe mantener su valor. Para el efecto es adoptado un factor de ajuste que lleva en cuenta índices tales como IG (*Industrial Goods*) y el CP (*Consumer Prices*) que miden las variaciones de la inflación americana [1].

Tabla I – Tarifa de los diferentes componentes del costo de servicio de Itaipu [2].

Tarifa de los Componentes de Costos (US\$/MWh)	Utilidades de Capital	Royalties	Resarcimiento por Admin. y Superv.	Cesión
	0,635	5,61	0,432	12,07

2. CONSIDERACIONES SOBRE LA ESTRUCTURA TARIFARIA DE LOS COSTOS DE SERVICIO DE ITAIPU

La definición de la tarifa de la producción de Itaipu deberá pasar por un acuerdo que concilie los intereses de las Altas Partes, llevando en cuenta que por un lado Brasil busca minimizar el costo de la energía, por otro lado, Paraguay pretende maximizar los beneficios que pueda obtener con la producción de la central. Por tratarse de un emprendimiento de los estados de Paraguay y Brasil es razonable suponer que debe mantenerse el modelo de la tarifa basado en el concepto del Costo del Servicio, hasta hoy adoptada.

En lo que respecta a ingresos que permita cubrir los costos del servicio se debe recordar que el único **parágrafo** del **Artículo XIII** establece que la forma de adquisición de la energía producida por la central será a través de la compra de **POTENCIA**, y fue un criterio exitoso llevando en cuenta que, en el 2023, la central habrá pagado todos sus compromisos financieros. Sin embargo, es sabido que el Mercado de Energía Eléctrica del Brasil opera con **ENERGIA**, por lo que una de las propuestas que podrían darse, es la comercialización de la producción de Itaipu, no más con **POTENCIA** y si con **ENERGIA**. Para el efecto, será necesario ajustar el parágrafo único del **Artículo XIII** del **Tratado** [1].

La comercialización de los servicios de electricidad de Itaipu basado en **POTENCIA** propició la caracterización de tipos de energías como la **Garantizada, Superior a la Garantizada** y la **Excedente** adoptando como criterio de contabilización la **POTENCIA** producida por la central. Así mismo, el total de la **Potencia Disponible para Contratación** (12.135 MW) tiene asignada el valor de la **Energía Garantizada** (75.000 GWh/año), que la central puede producir en el 95 % de los escenarios hidrológicos. La distribución de la **Energía Garantizada** y la **Energía Superior a la Garantizada** es proporcional a Potencia Contratada.

La **Energía Excedente** es la energía producida por la Potencia que supera el total de la **Potencia Contratada**.

Una eventual mudanza en la comercialización de la producción de Itaipu, pasando a la compra de **ENERGIA**, es razonable suponer la clasificación de apenas dos tipos de energías la **Garantizada** y la **Superior a la Garantizada**.

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

3. MODELO PARA LA REVISION DE LAS TARIFAS DE LOS COSTOS DE SERVICIOS DE ITAIPU

Las consideraciones del ítem 2 y las premisas que siguen, constituyen la base para la propuesta de un modelo para revisión de las tarifas de los costos del servicio de Itaipu.

- La deuda de Itaipu ha sido totalmente saldada;
- Los gastos de la actualización tecnológica serán incluidos en la tarifa de Itaipu, dentro del concepto de **Operación y Mantenimiento** o gasto de explotación, y no inversiones;
- El crecimiento vegetativo del orden de 7% de la demanda de consumo de energía eléctrica en Paraguay, abre un periodo de aproximadamente siete años (2023 a 2030) durante el cual se tendrá excedente energética en Itaipu [3];
- El precio de la energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Brasileño previsto para el 2023 en adelante esta en el orden de 40 a 50 US\$/MWh [4].

3.1 – Tarifación del servicio de electricidad de Itaipu – Costos.

Con estas consideraciones a partir del 2023 la tarifación de la energía de Itaipu estará compuesta por los componentes relacionados a:

- a) Utilidades de capital;
- b) Royalties;
- c) Resarcimientos por administración y supervisión, y;
- d) Gastos de explotación.

Los ítems a, b y c, es probable que sean objetos de negociación llevando en cuenta el objetivo de Brasil de reducir los costos de la energía de Itaipu. El ítem b), relacionado a la remuneración por el uso del agua inclusive, tiene el valor regulado en el Brasil a través de un porcentaje (7%) del total de la producción y una tarifa de referencia que para el año de 2020 es de 76 R\$/MWh, que puede resultar en valores diferentes a los hoy aplicados en Itaipu, constituyéndose en elemento de presión para equiparar las tarifas de royalties [5].

El ítem relacionado a gastos de explotación además de los gastos corrientes relacionados a la Operación, Mantenimiento, Gestión Ambiental, etc., debe contemplar los relacionados a la actualización tecnológica, previsto inicialmente realizarse en un periodo de aproximadamente diez años.

3.2 – Tarifación del servicio de electricidad de Itaipu – Ingresos.

Los costos mencionados deberán ser cubiertos con los ingresos provenientes de la prestación de servicios de Itaipu, que hasta la fecha es en base a la contratación de Potencia. De continuar esta modalidad de contratación, a través de Potencia es razonable pensar en la disponibilidad de los tipos de energías mencionadas en la sección 2. Si esta modalidad cambia para la contratación de Energía, es probable que existan apenas dos tipos de energías, la **Garantizada** y la **Superior a la Garantizada**, lo cual debe modificar parte del Tratado que define que la modalidad de comercialización de Itaipu es en base a la contratación de

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Potencia. En esta propuesta se consideran apenas dos tipos de energías la Garantizada y la Superior a la Garantizada sin comprometer el análisis para definir la Tarifa de Cesión de Energía que busca maximizar los beneficios oriundos de la Cesión, manteniendo el precio final de energía al Brasil dentro de un rango de valores conveniente a las partes.

Es razonable proponer que los costos de servicio de Itaipu debieran ser cargados sobre la Energía Garantizada, con lo cual se aseguraría una remuneración mínima de los componentes que dependen de la producción, como también asegura el ingreso para cubrir los gastos fijos como lo relacionado a la explotación y otro componente que requiera de una remuneración fija, independiente del valor de la producción. Sobre la Energía Superior a la Garantizada cargar apenas los componentes que dependen de la producción.

La tarifa para remuneración por Utilidades de Capital se propone:

$$\text{Tarifa Util. Capital} = \frac{\text{Utilidades de Capital}}{\text{Energía Garantizada}} [\text{US\$/MWh}] \quad (1)$$

Donde, *Utilidades de Capital* en [US\$] es un valor mínimo de ingreso anual en este concepto que se debe acordar entre las Altas Partes.

La tarifa para remuneración por Administración y Supervisión

$$\text{Tarifa Adm. y Sup} = \frac{\text{Remuneración por Adm. y Sup.}}{\text{Energía Garantizada}} [\text{US\$/MWh}] \quad (2)$$

Donde *Remuneración por Administración y Supervisión* en [US\$], es un valor mínimo de ingreso anual en este concepto que se debe acordar entre las Altas Partes.

La tarifa para remuneración de Royalties se propone:

$$\text{Tarifa Royalties} = \frac{\text{Royalties}}{\text{Energía Garantizada}} [\text{US\$/MWh}] \quad (3)$$

Donde *Royalties* en [US\$], es un valor mínimo de ingreso anual en este concepto que se debe acordar entre las Altas Partes.

Una propuesta para definir la tarifa de la Energía Garantizada es:

$$\text{Tarifa Energ. Garant.} = \frac{\text{Util.Cap.} + \text{Roy.} + \text{Adm.Sup.} + \text{Gast.Exp.}}{\text{Energía Garantizada}} [\text{US\$/MWh}] \quad (4)$$

Donde Gasto de Explotación en [US\$] se refiere al presupuesto anual en este concepto. Los demás componentes del numerador ya fueron especificados en las ecuaciones (1), (2) y (3).

La tarifa de la Energía Superior a la Garantizada o la Excedente se propone:

$$\text{Tarifa Energ. Supe. Garant.} = \frac{\text{Util.Cap.} + \text{Roy.} + \text{Adm.Sup.}}{\text{Energía Garantizada}} [\text{US\$/MWh}] \quad (5)$$

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Donde todos los componentes del numerador ya fueron especificados en las ecuaciones (1), (2) y (3).

De esta manera se tiene la propuesta para definir las tarifas de los diferentes componentes del Costo de Servicio de Itaipu, queda por definir la Tarifa de la Cesión de Potencia o Energía, que será cargada al costo de suministro de la energía al Brasil en las ocasiones que esto ocurra. Esta propuesta se describe a continuación.

3.3 – Tarifación de la Cesión de Energía

Además de los costos tratados en el ítem anterior, el Brasil paga una tarifa en concepto de cesión conforme establece el Tratado por el uso de la energía paraguaya, que corresponde a la mitad de la energía producida por Itaipu, menos la suministrada al Paraguay. El valor de la tarifa de cesión correspondiente al año de 2018 fue aproximadamente 12,07 US\$/MWh. La proyección de la demanda de potencia y de energía en el SIN, sugiere que habría excedentes de potencia y de energía en Itaipu por el periodo de aproximadamente siete años a partir del 2023.

En este contexto es razonable proponer la maximización del beneficio que podría aportar al Paraguay la venta o cesión de su energía al Brasil, quien por su lado pretende minimizar el precio final de la energía de Itaipu. En esta discusión es importante llegar a una solución de compromiso que satisfaga las partes. Y esta solución requiere el análisis de los diferentes escenarios debido a que el precio final de la energía depende de la disponibilidad de los tipos de energías que superan el valor de la Energía Garantizada.

Así el precio final de la energía de Itaipu suministrada al Paraguay podría ser representada por la siguiente ecuación:

$$precio_{py} = \frac{EG_{py} \times Tar_{EG} + ESG_{py} \times Tar_{ESG}}{dPy} \quad [\text{US\$/MWh}] \quad (6)$$

Donde:

EG_{py} es parte de la Energía Garantizada de Itaipu suministrada al Paraguay;

Tar_{EG} es la tarifa de la Energía Garantizada

ESG_{py} es la parte de la Energía Superior a la Garantizada de Itaipu Suministrada al Paraguay;

Tar_{ESG} es la tarifa de la Energía Superior a la Garantizada;

dPy es la energía de Itaipu suministrada al Paraguay.

Del mismo modo el precio final de la energía de Itaipu suministrada al Brasil podría ser representada por la siguiente ecuación:

$$precio_{Br} = \frac{(EG - EG_{py}) \times Tar_{EG} + (ESG - ESG_{py}) \times Tar_{ESG} + \left(\frac{ET_{disp}}{2} - d_{py}\right) \times Tar_{Cesion}}{dBr} \quad [\text{US\$/MWh}] \quad (7)$$

Donde

ET_{disp} es el total de la energía disponible en Itaipu;

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

Tar_{Cesion} es la tarifa de cesion de potencia o energía;

dBr es la energía suministrada al Brasil.

El objeto de esta propuesta es determinar la tarifa de la cesión de potencia o energía paraguaya en Itaipu, de modo a maximizar los beneficios oriundos de este volumen de energía, colocando el precio final de la energía suministrada al Brasil dentro de un rango de valores aceptable y acordado entre las partes, llevando en cuenta todos los escenarios hidrológicos.

La representación matemática de la propuesta es dada por

$$Max \sum_{t=1}^T Exedente_t \times TarCesion_t \quad (8)$$

s.a.

$$precioBr_{ref} + \frac{1}{\beta \times T} \sum_{t=1}^T Z_t \leq precioBr_{max} \quad (9)$$

$$Z_t \geq precioBr_t - precioBr_{ref} \quad (10)$$

Donde:

$Exedente_t$ es el excedente energético de Paraguay en Itaipu en el mes t ;

$TarCesion_t$ es la tarifa de la cesión de potencia o energía;

$precioBr_{ref}$ es el precio final de suministro de energía al Brasil adoptado como referencia;

$precioBr_{max}$ es el precio máximo aceptable de la energía al Brasil;

Z_t es una variable de control de los precios de la energía al que varían entre el precio de referencia y el precio máximo.

El problema planteado de esta forma es caracterizado como lineal y de grande porte, llevando en cuenta el número de variables que resulta de considerar los diferentes escenarios hidrológicos.

La solución del problema debe apuntar los diferentes valores de tarifas de cesión de potencia o energía que maximizaría los beneficios oriundos de los excedentes energéticos de Paraguay en Itaipu, colocando el precio final de la energía al Brasil dentro un rango aceptable y nivel de confianza.

4. ESTUDIOS DE CASOS

Los estudios de casos que siguen fueron realizados en base la proyección de demanda de consumo de energía elaborada por [3] cubriendo el periodo de 2023-2030 (ver Tabla II).

Tabla II – Proyección de demanda de consumo del SIN – Periodo 2023-2030.

Demanda del SIN (GWh/año)	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	23.068,3	24.504,1	26.016,2	27.606,83	29.278,62	31.034,0	32.875,3	34.805,0

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

La disponibilidad energética en Itaipu fue obtenida en base a un simulador de la operación de la central, tomando como datos de entrada los caudales afluentes registrados en el periodo de 1983-2018, y repetido los primeros años para completar una muestra de 40 años. Fue adoptada como regla de operación de una central de pasada con 18 unidades generadoras. La Figura 01 muestra los valores de energía disponibles obtenidos en la simulación. Se observa que los valores con mayor frecuencia están entre 100 y 105 millones de MWh.

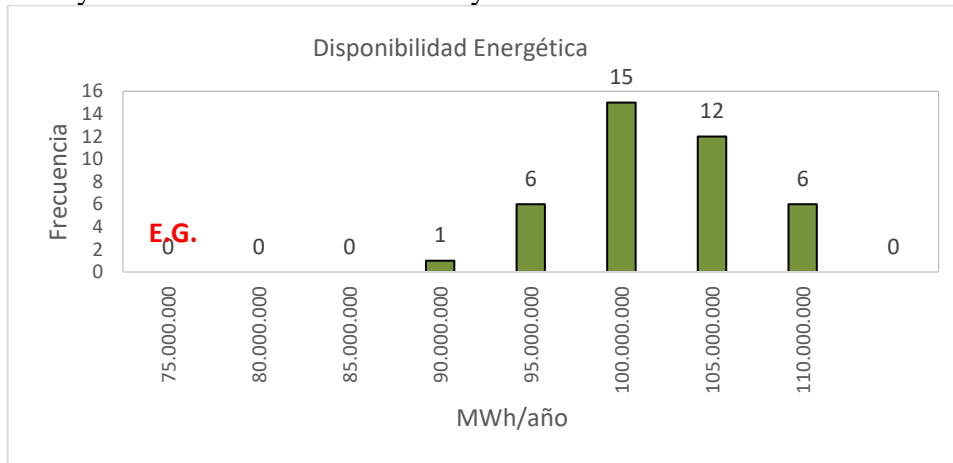


Figura 1 – Frecuencia de valores de energía disponibles en Itaipu.

Las tarifas de los componentes del costo del servicio adoptadas son las que fueron obtenidas con las ecuaciones (1)-(5) que siguen en la Tabla III.

Tabla III – Caso de tarifación de los costos de Itaipu.

Concepto	Remuneración US\$/año	Tarifa (US\$/MWh)
Royalties	500.000.000	6,67
Gasto de Admin. y Sup.	50.000.000	0,67
Remuneración Capital	70.000.000	0,93
Energía Garantizada		18,27
Energía Sup. a la Garantizada		8,27
Gasto de Explotación	750.000.000	

4.1 – Distribución del Precio Final de la energía al Brasil entre 30 y 35 US\$/MWh

Aplicando el modelo presentado en las ecuaciones (8)-(10) y tomando el promedio de la Tarifa de Cesión que resultó, se tiene la frecuencia de los valores del precio final de la energía al Brasil, conforme muestra la Figura 02.

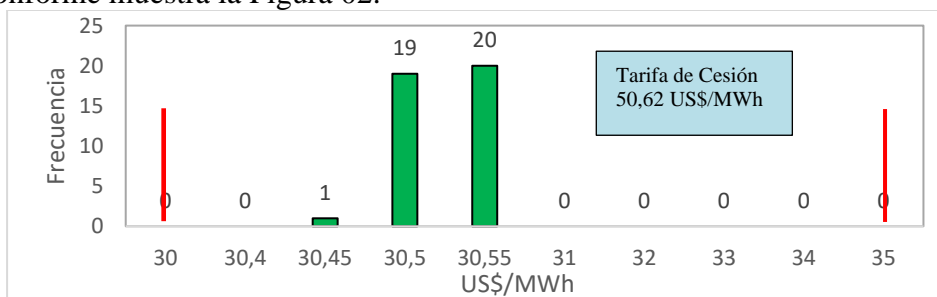


Figura 2 – Distribución del precio final de la energía al Brasil con Tarifa de Cesión 50,62 US\$/MWh

XIV SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRE
23 y 24 de Junio 2022

4.2 – Distribución del Precio Final de la energía al Brasil entre 45 y 50 US\$/MWh

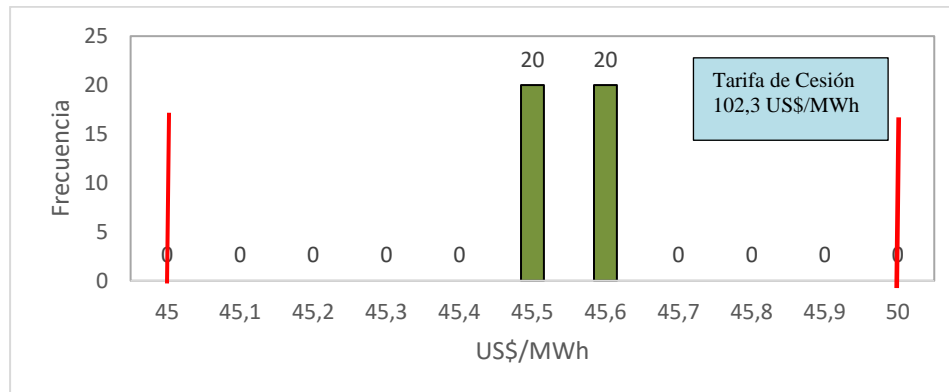


Figura 3 – Distribución del precio final de la energía al Brasil con Tarifa de Cesión 102,3 US\$/MWh

La Figura 3 muestra la frecuencia de valores del precio final de la energía suministrada al Brasil, con la tarifa de Cesión en 102,3 US\$/MWh

5. CONCLUSIONES

Este trabajo propone la definición de las tarifas de comercialización de la energía de Itaipu en dos etapas:

- Definición de las tarifas de la **Energía Garantizada** y la **Superior a la Garantizada**;
- Definición de la tarifa de la **Cesión o Venta de la Energía Paraguaya al Brasil**.

La definición de la tarifa de **Cesión o Venta de la Energía Paraguaya al Brasil** es definida a través de Técnicas de Optimización con restricción de precio final de la energía al Brasil.

La metodología es eficiente y permite transparentar la definición de precios porque lleva en cuenta la serie histórica de afluencias de Itaipu, cubriendo los escenarios probables en términos de energía disponible.

Puede constituirse como instrumento de validación de los términos del acuerdo.

6. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

[1] Documentos oficiales de la Itaipu Binacional. Itaipu Binacional, Paraguay, 1973, páginas 4-7.

[2] Memoria Anual Itaipu Binacional 2019. Itaipu Binacional, Brasil, 2019, páginas 46-57.

[3] A. Gimenez y A. Arce. "Modelo de Proyección de Demanda de Potencia y Energía del Sistema Eléctrico Paraguayo", in XXVII Jornada de Jóvenes Investigadores, Brasil, Oct. 2019.

[4] Plano Decenal de Energía 2029. Empresa de Pesquisa Energética, Brasil, 2020, páginas 71-292.

[5] Resolução Homologatória N° 2.827. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, Brasil, 2020, página 199.