



Ministerio de  
**RELACIONES  
EXTERIORES**

 **GOBIERNO  
NACIONAL**

*Paraguay  
de la gente*

# Informes

## Grupos de Trabajo



Grupo de Trabajo Técnico  
Grupo de Trabajo Comercial  
Grupo de Trabajo Económico  
Grupo de Trabajo Jurídico

Mayo, 2022 / Número 6

## **CONTENIDO**

### **I. Requerimientos Electro-energéticos Futuros**

- **GT.T – 05** “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”
- **GT.T – 06** “Disponibilidades de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”
- **GT.T – 07** “Previsiones de Despacho para el SIN y determinación de Excedentes de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”
- **GT.J – 14** “Análisis Jurídico sobre el Informe N° GT.T – 11. Principios Hidro-políticos, elaborado por el Grupo de Trabajo Técnico del Equipo Negociador para la Revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU”

### **II. Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica**

- **GT.C – 10** “Convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica con Brasil”

### **III. Interpretación del Tratado**

- **GT.J – 10** “Planteamiento de una controversia ante la Corte Internacional de Justicia respecto de la interpretación o aplicación de una o más normas específicas del texto principal del Tratado de ITAIPU o de sus Anexos”

**NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU**

**GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO**

**INFORME Nº GT.T – 05**

**ASUNTO: “Requerimientos electro-energéticos  
futuros del Paraguay”**

**Fecha: 19.05.2020**

## **GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO**

### **Informe N° GT.T – 05**

**Fecha:** 19.05.2020

**Asunto:** *“Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”*

#### **Participantes:**

Ing. Ubaldo Fernández, Coordinador, representante de ANDE; Coordinador del GT.T

Embajador Federico González, representante del MRE;

Ing. Leopoldo Lamas, representante de COMIP;

Ing. Martin González, representante de COMIP;

Ing. Felipe Mitjans, representante del VMME;

Ing. Luis Valdez, representante de ITAIPU;

Ing. Hugo Zárate, representante de ITAIPU.

---

#### **1. Objeto**

Analizar los *“Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay – Previsión de la Demanda de Potencia y del Consumo de Energía Eléctrica para el Corto, Medio y Largo Plazo (5-10-20 años)”*, a fin de garantizar la disponibilidad de potencia y de energía eléctrica para el Paraguay en el medio y largo plazo.

#### **2. Informaciones utilizadas**

Fue utilizado como base el documento elaborado por la ANDE: *“Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad – Periodo 2020-2040”*, del 25.02.2020, presentado por Nota ANDE P.1005/2020, del 30.03.2020

#### **3. Asuntos evaluados**

Fueron analizados los valores de Demanda de Potencia y de Energía Requerida por el sistema nacional, determinados en el estudio de referencia, a fin de considerarlos en otros estudios a ser realizados por el Grupo de Trabajo Técnico, conforme a sus atribuciones definidas, y que a su vez serán utilizados por otros Grupos de Trabajo. Entre esos estudios, específicamente:

- ***Disponibilidades electro-energéticas futuras del Paraguay***
- ***Previsiones de Contratación de Potencia y Energía de ANDE***
- ***Determinación de Excedentes de Potencia y de Energía***

#### **4. Descripción y Desarrollo de las Proyecciones de la ANDE**

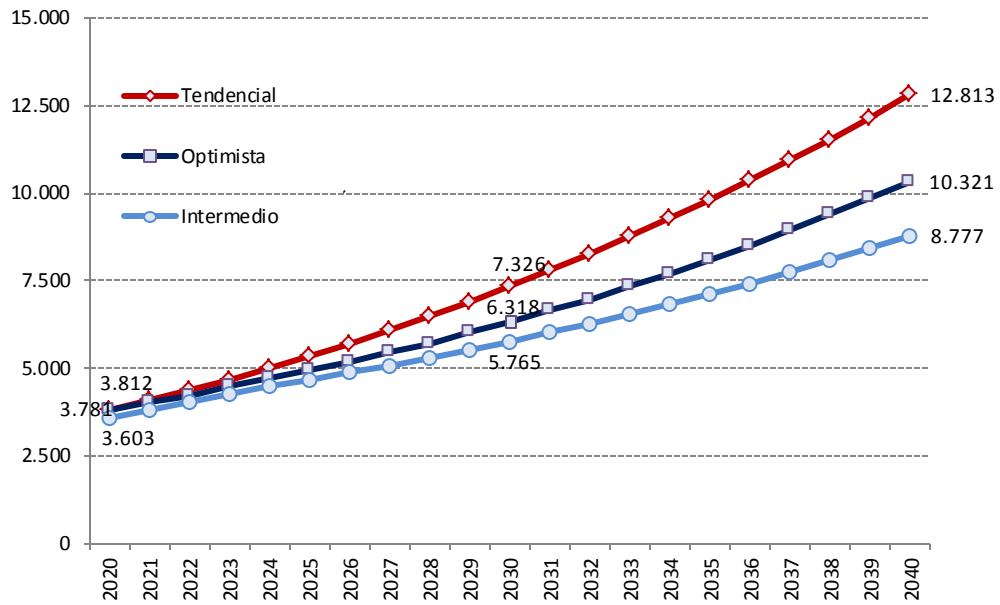
El documento de referencia *“Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad – Periodo 2020-2040”* muestra tres posible escenarios de crecimiento de la demanda.

Un escenario ***“Tendencial”*** basado en la extrapolación de las tasas de crecimiento históricas registradas. Por otra parte, se presentan además dos escenarios ***“Econométricos”***, formulados a partir de modelos de regresión que correlacionan los requerimientos de energía con variables tales como: población y producto interno bruto.



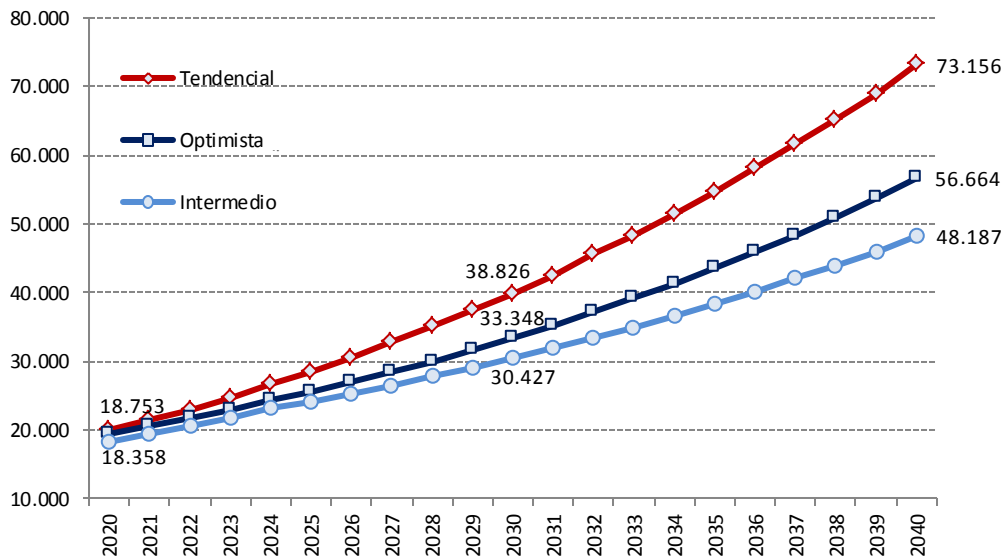
A continuación, se resumen los resultados del citado Informe.

### Demanda Máxima de Potencia (MW)



<b>DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA</b>			
<i>Crecimiento medio anual (%)</i>			
Periodo	Modelo	Modelo	
	Tendencial	Econométrico	
	Escenario	Escenario	Escenario
	Tendencial	Optimista	Intermedio
<b>2020-2030</b>	<b>6,7 %</b>	<b>5,3 %</b>	<b>4,8 %</b>
<b>2030-2040</b>	<b>5,7 %</b>	<b>5,0 %</b>	<b>4,3 %</b>
<b>2020-2040</b>	<b>6,2 %</b>	<b>5,1 %</b>	<b>4,6 %</b>

### Energía Requerida (GWh)



<b>ENERGÍA REQUERIDA</b>			
<b>Crecimiento medio anual (%)</b>			
Periodo	Modelo	Modelo	
	Tendencial	Econométrico	
	Escenario	Escenario	Escenario
	Tendencial	Optimista	Intermedio
2020-2030	7,5 %	5,6 %	5,2 %
2030-2040	6,5 %	5,4 %	4,7 %
2020-2040	7,0 %	5,5 %	4,9 %

## 5. Conclusiones

Del análisis de los resultados se considera que, a los fines de efectuar los estudios correspondientes relativos a la Revisión del Anexo C, el **“Escenario Optimista”** es el escenario con mayor probabilidad de ocurrencia.

Los otros escenarios, a saber, el **“Tendencial”** y el **“Intermedio”**, en base a las premisas que los sustentan, como ser: niveles de inversión en infraestructura, evolución del producto interno bruto y desempeño de la economía nacional requeridos para la realización de los mismos, tienen menor probabilidad de ocurrencia, debiendo los mismos ser considerados para la realización de análisis de sensibilidad en las distintas evaluaciones efectuadas.

De esta forma, en caso que, a fin de reducir la complejidad del análisis, algún Grupo de Trabajo requiriera la adopción de un único escenario, se considera prudente la adopción del **Escenario Optimista** como escenario referencial de crecimiento de la demanda.

## 6. Referencias

Anexo: Nota ANDE P.1005/2020, del 30.03.2020, y el Informe **“Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad – Periodo 2020-2040”**, del 25.02.2020

**NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU**  
**GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO**

**INFORME Nº GT.T – 06 Rev. 1**

**ASUNTO: “Disponibilidades de Potencia y Energía  
– Periodo 2020-2040”**

**Fecha: 30.06.2020**

## **GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO**

### **Informe Nº GT. T – 06**

**Fecha:** 30.06.2020

**Asunto:** “Disponibilidades de Potencia y Energía para el periodo 2020-2040”

#### **Participantes:**

Ing. Ubaldo Fernández, Coordinador, representante de ANDE; Coordinador del GT.T

Embajador Federico González, representante del MRE;

Ing. Leopoldo Lamas, representante de COMIP;

Ing. Martin González, representante de COMIP;

Ing. Felipe Mitjans, representante del VMME;

Ing. Luis Valdez, representante de Itaipu;

Ing. Hugo Zárate, representante de Itaipu.

---

### **1 OBJETO**

Analizar las disponibilidades futuras de potencia y energía del Paraguay, para el corto, mediano y largo plazo.

### **2 INFORMACIONES UTILIZADAS**

Fueron utilizados los 5 informes realizados por el GT.T, informaciones proveídas por la COMIP con respecto al estado de avance de los proyectos de Corpus e Itatí-Itacorá, así como información suministrada por la ANDE en cuanto a proyectos de generación que tiene previstos. Así mismo, se ha considerado información proveída por la Entidad Binacional Yacyretá, en cuanto a las intervenciones previstas en las unidades de generación de dicha central, así como otros proyectos de ampliación que viene impulsando dicha entidad.

### **3 ASUNTOS EVALUADOS**

Fueron analizados los valores de Demanda de Potencia y de Energía Requerida por el sistema nacional, determinados en el informe de la ANDE, así como evaluación de las disponibilidades de potencia y energía en las centrales actualmente operativas y las previsiones de incorporación de nuevas fuentes, a fin de ser considerados en otros estudios a ser realizados por el Grupo de Trabajo Técnico.

## **4 DESARROLLO**

### **4.1 Evaluación de Disponibilidad de Fuentes de Generación**

Se presentan las disponibilidades de potencia y energía actuales, así como los nuevos proyectos o centrales que serán incluidos en la matriz a lo largo del periodo en estudio.

#### **1. Disponibilidad de potencia:**

##### **ITAIPU:**

Se considera el valor actual de potencia disponible para contratación de 12.135 MW, correspondiente a 20 unidades y descontando la potencia correspondiente a 2 unidades en mantenimiento, la reserva y el consumo propio.

Se estima que la actualización tecnológica no afectará al valor de potencia disponible para contratación ya que, conforme a la información proveída por Itaipu, el cronograma de intervenciones prevé una máquina fuera de servicio por semestre, dentro del valor previsto para mantenimiento. Al respecto, se recuerda que intervenciones/reparaciones significativas en las unidades de Itaipu no han afectado el valor de potencia disponible para contratación. Por otro lado, se estima que una vez intervenidas, las unidades deberían entrar con mayor grado de eficiencia y disponibilidad.

En el presente análisis no se consideran valores de potencia “excedente”, o sea, valores mayores de potencia correspondiente a condiciones de salto favorables.

Adoptando una posición conservadora, tampoco se considera el posible efecto de mayor potencia de 60 MW que estaría disponible para atender requerimientos de punta por efecto de la flexibilización del Acuerdo Tripartito (Informe GT.T N° 02).

##### **YACYRETA:**

Se ha tomado el cronograma de disponibilidad de unidades generadoras informado por la EBY, donde se prevén las respectivas intervenciones para mantenimiento y reparación de turbinas hasta el año 2023. A partir de allí se considera disponibilidad total de 3.100 MW. Para el Sistema paraguayo, se estima se tendrán disponibles para contratación 9 unidades de 155 MW, considerando una unidad en estado de reserva permanente.

##### **ACARAY:**

Se considera disponibilidad actual de 218 MW, así como el cronograma de indisponibilidad para intervención en el marco de los trabajos de modernización y restauración de la CH Acaray. Se prevé la culminación de dichos trabajos para el 2026, con lo cual se alcanzaría una capacidad de 256 MW, con la central repotenciada.

##### **NUEVOS PROYECTOS/CENTRALES:**

##### **AÑA CUA:**

Conforme informado por la EBY, el proyecto total tiene 3 unidades de 90 MW, es decir, un total de 270 MW. Se considera disponible para el SIN el 50% de dicho valor, es decir, 135 MW. Se considera que esta central estará disponible a partir del 2024.

**YACYRETA: Ampliación de 3 nuevas máquinas de 155 MW en presa principal.**

Conforme informado por la EBY, se tiene prevista la ampliación de esta central con 3 nuevas unidades generadoras en la presa principal. Con este proyecto, se tendría una capacidad nueva de  $3 \times 155 \text{ MW} = 465 \text{ MW}$ . En el largo plazo, se considera disponible para el SIN solamente una unidad de 155 MW, considerando que otra unidad estaría disponible para uso de la Argentina y otra en reserva permanente.

Año de puesta en servicio: incorporación parcial en el año 2026, y plena a partir del 2027.

**YGUAZU:**

Atendiendo al interés manifestado por la ANDE en avanzar nuevamente con este proyecto, se considera la disponibilidad de 2 unidades de 35 MW.

Atendiendo a que recientemente se iniciaron las gestiones preliminares con Bancos multilaterales para la obtención del financiamiento, se estima la puesta en servicio de la primera unidad para el año 2027 y de la segunda para el 2028.

**ITAIPIU: ampliación de 2 nuevas máquinas de 700 MW**

Atendiendo a la conveniencia del proyecto de ampliación de la CH Itaipu, conforme indicado en el Informe GT. T N° 01, se considera disponible para el SIN una unidad de 700 MW al 80%, es decir, 560 MW, previendo posibles requisitos adicionales de reserva en Itaipu. Se estima puesta en servicio para el año 2032.

**CORPUS:**

Atendiendo al cronograma de obras presentado por la COMIP, y considerando el plazo requerido para la negociación del correspondiente tratado, se estima la entrada en servicio de esta central a partir del año 2036.

Se considera un total de 20 unidades de 144 MW = 2880 MW. Previendo 2 unidades en forma permanente de reserva para la central, se considera disponible para el SIN un total de 9 unidades de 144 MW, es decir 1296 MW.

**ITATÍ-ITACORÁ:**

Atendiendo a las informaciones proveídas por la COMIP sobre el estado de avance de los estudios relativos a la construcción de esta central, así como las mayores complejidades que se avizoran en este proyecto comparativamente al proyecto Corpus, especialmente en los aspectos ambientales, se estima que este proyecto tendría un desplazamiento con respecto a Corpus. Por ello, se estima la puesta en servicio de esta central para el año 2040.

Se considera una capacidad total de la central de 1296 MW, correspondiente a un promedio de alternativas analizadas por COMIP. Estimando un valor de 30 unidades generadoras, se tendría un valor aproximado de 43,2 MW por unidad generadora. Considerando reserva permanente de 4 máquinas, se tendría una disponibilidad para el SIN de 13 unidades de 43,2 MW, totalizando 562 MW.

**YACYRETA: Ampliación de 7 nuevas máquinas de 155 MW en presa principal.**

La capacidad resultante de una eventual ampliación de la casa de máquinas de la presa principal no es considerada en este estudio. Esta premisa se desprende de las siguientes consideraciones:



- Para viabilizar esta ampliación se requiere la culminación del embalse compensador de Itatí-Itacora.
- La ampliación de la casa de máquinas de la presa principal de EBY resultaría más compleja que Itatí-Itacorá, dado que implicaría intervención en una central construida y en operación.
- Tanto el proyecto Itatí-Itacorá como el de ampliación de la CH Yacyretá se ejecutarían en el ámbito de la EBY, y, por lo tanto, a fin de no impactar en la tarifa de la EBY, se debería priorizar uno de estos proyectos.

A partir de estas consideraciones, se estima que este proyecto de ampliación de la EBY quedaría fuera del plazo de estudio.

## **2. Disponibilidad de energía:**

Atendiendo a que todas las centrales consideradas son del tipo hidroeléctricas, cuya generación depende de las condiciones hidrológicas, se han considerado los siguientes casos:

- Generación Esperada: considerando la generación anual promedio histórica
- Generación Garantizada: considerando los valores de energía garantizada anual de las centrales.

### **ITAIPU:**

Se ha tomado como valor de energía esperada total 90743 GWh/año correspondiente al promedio desde el año 1997 (año oficial de entrada en operación comercial) al 2019. Como energía garantizada, se ha tomado el valor de 75341 GWh/año considerado por Itaipu Binacional. Como disponible para el SIN, se ha considerado el 50% de dichos valores.

Durante el periodo de la actualización tecnológica (del 2024 al 2033), se considera una reducción de 901 GWh/año en la energía esperada. Por su parte, el valor de energía garantizada es considerado sin afectación, ya que el valor del estudio de Itaipu muestra una reducción de 832 GWh/año sobre un valor referencial de 86.768 GWh/año con 20 unidades, y considerando que se está asumiendo un valor de energía garantizada de solamente 75341 GWh/año, se estima que dicho valor ya resulta suficientemente conservador y, por lo tanto, no amerita ajuste.

### **YACYRETA:**

Se ha tomado un valor de energía esperada total 20000 GWh/año, correspondiente al valor de diseño de la Central. Para estimar el valor de energía garantizada de Yacyretá, se asume que la misma corresponde al 83% del valor esperado. Este valor se estima a partir de la relación de Energía Garantizada/ Energía Esperada de Itaipu, dado que ambas centrales se encuentran sobre el mismo recurso hídrico y por lo tanto una elevada correlación entre el caudal de Itaipu y Yacyretá.

La ampliación de 3 nuevas unidades generadoras en EBY, previstas para el periodo 2026 y 2027, se asume que no implican un incremento en la energía total producida.

### **ACARAY:**

Se considera un valor de 1.000 GWh/año tanto como valor esperado y garantizado, atendiendo a la gran capacidad de regulación de la presa de Yguazu. Los trabajos de restauración y

modernización se estima que no aportan valores significativos de energía adicional, sí de potencia.

#### **NUEVOS PROYECTOS/CENTRALES:**

##### **AÑA CUA:**

Se considera un valor total de 2.000 GWh/año. Atendiendo a que dicha central tiene por objetivo aprovechar el caudal ecológico mínimo del brazo Aña Cuá, se considera un valor de 1.000 GWh/año, correspondiente al 50% del total como disponible para el SIN, tanto como valor esperado y garantizado

##### **YACYRETA: Ampliación de 3 nuevas máquinas de 155 MW en presa principal.**

La ampliación de 3 nuevas unidades generadoras en EBY se asume que no aporta incremento en la energía total producida.

##### **YGUAZU:**

Se considera un valor total de 521 GWh/año, tanto como valor de energía esperada y garantizada, atendiendo a que según el Plan para el Complejo Acaray incluye una ampliación en la presa Yguazú, pero operando como una central de base, aprovechando el caudal normalmente erogado para regulación de la CH Acaray.

##### **ITAIPU: ampliación de 2 nuevas máquinas de 700 MW**

En base al Informe GT. T N° 01, se estima un aporte de 1593 GWh/año de generación esperada y de 667 GWh/año a la energía garantizada, por unidad generadora. Por lo tanto, dichos aportes son considerados disponibles para el SIN.

##### **CORPUS:**

Se considera un valor de generación esperada de 19771 GWh/año, conforme al informe de COMIP. El 50% de dicho valor es considerado disponible para el SIN. Para el valor de energía garantizada, se asume que el mismo corresponde al 83% del valor esperado. Este valor se estima a partir de la relación de Energía Garantizada/Energía Esperada de Itaipu, considerando que se encuentran sobre el mismo recurso hídrico.

##### **ITATÍ-ITACORÁ:**

Se considera un valor de generada esperada de 8769 GWh/año, valor promedio de distintas configuraciones estudiadas que se desprende del informe de COMIP. Corresponde al SIN el 50% de dicho valor. Para el valor de energía garantizada se asume que corresponde al 83% del valor esperado. Este valor se estima a partir de la relación de Energía Garantizada/Energía Esperada de Itaipu, considerando que se encuentran sobre el mismo recurso hídrico.

##### **YACYRETA: Ampliación de 7 nuevas máquinas de 155 MW en presa principal.**

Este proyecto es considerado fuera del periodo de análisis.

### 3. Resumen de disponibilidades:

#### Disponibilidad de Potencia (MW)

		Total	Total PY
<b>Centrales existentes</b>	Acaray (actual 218 MW)	256	256
	Itaipu (2 UG reserva)	12.135	6.068
	Yacyretá (2 UG reserva)	2.790	1.395
<b>Total Actual</b>			<b>7.719</b>

<b>Nuevos proyectos</b>	Aña Cuá (en 2024) (3x90 MW)	270	135
	EBY (3 máquinas) (en 2026) (1 UG reserva)	310	155
	Yguazú (en 2027) (2 x 35 MW)	70	70
	Itaipu Ampliación (en 2032) (2 x 700 MW menos reserva)	1.120	560
	Corpus (en 2036) (20x144MW) (2 UG reserva)	2.592	1.296
	Itatí-Itacorá (en 2040) (30x43 MW) (4 UG reserva)	1.123	562
	EBY 7 máquinas (en 2042) (no considerado)	-	-
<b>Total nuevas fuentes</b>			<b>2.778</b>

<b>Total previsto al 2040</b>			<b>10.496</b>
-------------------------------	--	--	---------------

#### Disponibilidad de Energía (GWh)

		Esperada total	Garantizada total	Esperada total PY	Garantizada total PY
<b>Centrales existentes</b>	Acaray	1.000	1.000	1.000	1.000
	Itaipu	90.743	75.341	45.372	37.671
	Yacyretá	20.000	16.605	10.000	8.303
<b>Total Actual</b>				<b>56.372</b>	<b>46.973</b>

<b>Nuevos proyectos</b>	Aña Cuá (en 2024)	2.000	2.000	1.000	1.000
	EBY (3 máquinas) (en 2026)	-	-	-	-
	Yguazú (en 2027)	521	521	521	521
	Itaipu Ampliación (en 2032)	3.186	1.334	1.593	667
	Corpus (en 2036)	19.771	16.415	9.886	8.208
	Itatí-Itacorá (en 2040)	8.769	7.281	4.385	3.640
	EBY 7 máquinas (en 2042)	-	-	-	-
<b>Total nuevas fuentes</b>				<b>17.384</b>	<b>14.036</b>
<b>Total previsto al 2040</b>				<b>73.756</b>	<b>61.009</b>

Cabe señalar que los plazos de implementación estimados, principalmente de los proyectos binacionales, podrían considerarse como optimistas, en vista de los diversos aspectos diplomáticos, financieros, técnicos y ambientales involucrados.

#### 4.2. Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad

Se consideran los 3 escenarios de crecimiento de la demanda resultantes del Informe GT.T N° 5 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”.

#### 4.3 Comparación de Oferta y Demanda

En la siguiente figura, se muestra la evolución de la potencia actual disponible y los correspondientes aumentos debido a la incorporación de nuevos proyectos, así como los distintos escenarios de proyección de la demanda. En los proyectos binacionales, se resalta la fecha considerada de puesta en servicio y la capacidad total del proyecto, de la cual, el 50% es considerado disponible para el SIN, conforme aclarado en secciones anteriores.

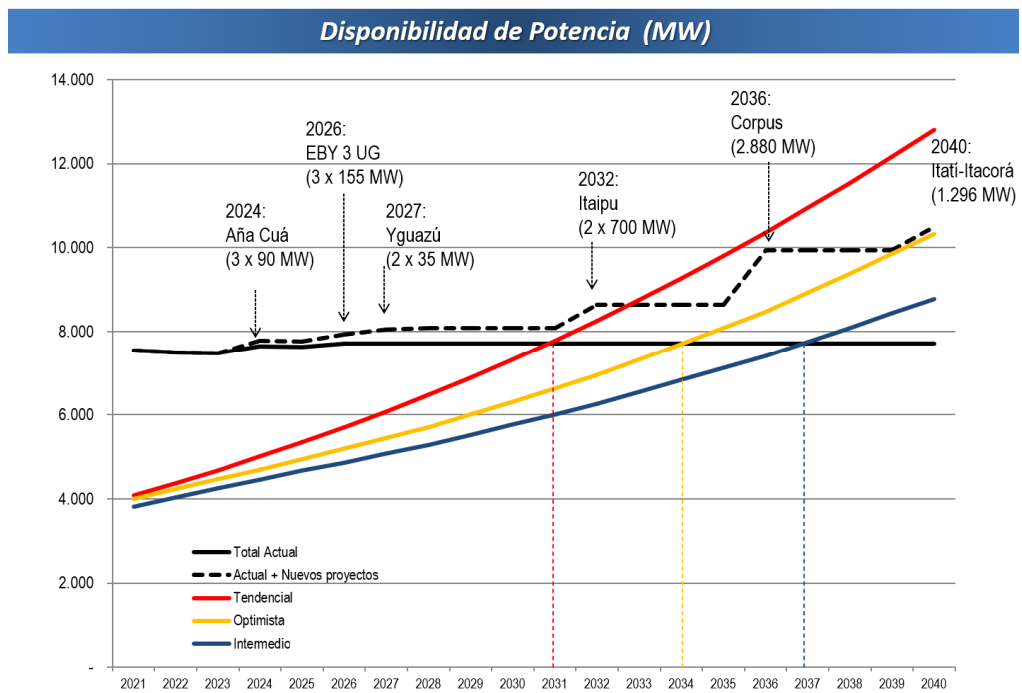
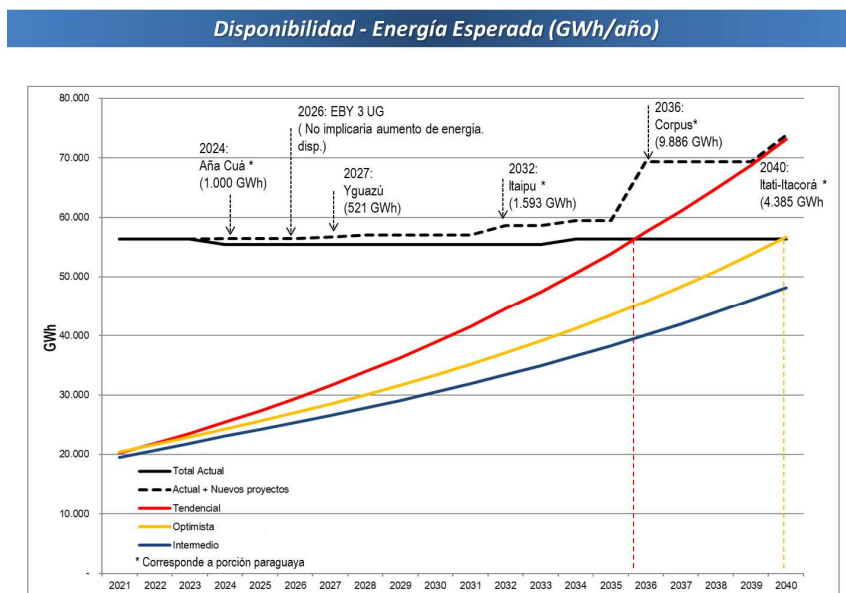


Figura 1. Disponibilidad de potencia

Del análisis, se observa que, sin la incorporación de grandes nuevos proyectos binacionales (Ampliación de Itaipu, Corpus o Itatí-Itacorá), la demanda alcanzaría a las disponibilidades actuales para el año 2031 en el **escenario tendencial**, para el año 2034 en el **escenario optimista** y para el 2037 en el **escenario intermedio**. Atendiendo a los plazos involucrados en la concreción de estos grandes emprendimientos binacionales, se puede concluir la conveniencia de avanzar con los proyectos analizados, ya que los mismos resultan necesarios para la cobertura de la demanda tanto en el escenario optimista como intermedio.

Por su parte, si bien, del Informe GT.T N° 5, el **escenario tendencial** es considerado de menor probabilidad de ocurrencia, en caso que el mismo ocurra, los proyectos antes mencionados (Ampliación de Itaipu, Corpus o Itatí-Itacorá) contribuirán a disminuir eventuales déficits que puedan aparecer, lo que refuerza la conveniencia de impulsar los citados proyectos..

Por otro lado, en la siguiente figura, se muestra la evolución de la disponibilidad de energía esperada, considerando las centrales existentes y los proyectos analizados en el presente informe, así como los distintos escenarios de requerimientos de energía.

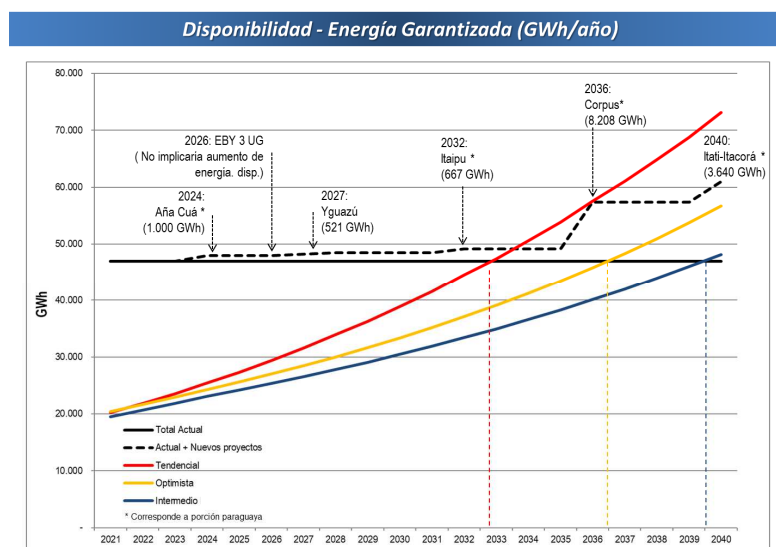


**Figura 2. Disponibilidad de energía – Generación esperada**

Del análisis de la figura, se observa que, sin la incorporación de grandes nuevos proyectos binacionales (Ampliación de Itaipu, Corpus o Itatí-Itacorá), en años de generación hidráulica esperada, se tendría disponibilidad suficiente tanto en el **escenario optimista** como en el **intermedio**. Esto se desprende de la observación que la demanda alcanzaría a las disponibilidades actuales para el año 2040 en el **escenario optimista** y aún posterior en el **escenario intermedio**. Por su parte, en **escenario tendencial**, la demanda alcanzaría las disponibilidades actuales para el año 2036 aproximadamente, y considerando la incorporación de Corpus e Itatí-Itacorá, se podrían cubrir los requerimientos hasta el final de periodo de análisis, es decir, hasta el año 2040.

Por otra parte, en la siguiente figura, se muestra la evolución de la disponibilidad en base a la **energía garantizada** de las distintas centrales, considerando tanto las existentes como los nuevos proyectos analizados en el presente informe.

Atendiendo a que la energía garantizada toma en cuenta condiciones hidrológicas más exigentes y de baja recurrencia, puede considerarse que la misma representa la energía “firme” con la cual podría, con gran probabilidad, contarse aún en condiciones más desfavorables.



**Figura 3. Disponibilidad de energía – Generación garantizada**



Del análisis de la figura, se observa que, sin la incorporación de grandes nuevos proyectos binacionales (Ampliación de Itaipu, Corpus o Itatí-Itacorá), la demanda de energía alcanzaría a las disponibilidades garantizadas actuales para el año 2033 en el **escenario tendencial**, para el año 2036/37 en el **escenario optimista** y para el 2039/40 en el **escenario intermedio**. Nuevamente se observa que la inclusión de los grandes emprendimientos binacionales considerados en este informe, permiten atender los requerimientos garantizados en los **escenarios optimista e intermedio**, reforzándose de esta forma la importancia de estos proyectos de generación.

Por su parte, en el **escenario tendencial**, los proyectos de Ampliación de Itaipu, Corpus o Itatí-Itacorá no serían suficientes para cubrir toda la demanda.

## 5 CONCLUSIONES

Del análisis efectuado se desprende que, por la naturaleza de la carga del sistema nacional, la cual, por la baja participación del grupo de consumo industrial, presenta un bajo factor de carga, con respecto a las disponibilidades actuales, se estarían **alcanzando primeramente las disponibilidades de potencia**. En el **escenario optimista**, considerado como el más probable en el Informe GT.T N°5, las disponibilidades actuales totales de potencia estarían siendo alcanzadas aproximadamente para el año 2034 requiriéndose de la incorporación de los grandes nuevos proyectos binacionales (Ampliación de Itaipu, Corpus o Itatí-Itacorá), aquí considerados, u otras opciones, para atender a los requerimientos de energía hasta finales del periodo.

Atendiendo a que las disponibilidades de energía serían alcanzadas con posterioridad, por una cuestión de eficiencia económica, se deberán implementar también planes que busquen mejorar el factor de carga del sistema, a fin de retrasar posibles nuevas inversiones en generación. Estos planes pueden incluir la aplicación de medidas de eficiencia y/o ahorro energético, como ser: mejoramiento de los sistemas de alumbrado, implementación de estructuras tarifarias con fuertes señales para disminuir el consumo en punta de carga, entre otras.

Con relación a las disponibilidades de energía, en el **escenario optimista**, considerado como referencial, las disponibilidades esperadas actuales serían suficientes para atender los requerimientos de energía del sistema hasta finales del periodo analizado. Sin embargo, si consideráramos las disponibilidades de energía garantizada, las fuentes actuales serían adecuadas hasta el año 2036/37 aproximadamente, requiriéndose de la incorporación de los grandes nuevos proyectos binacionales (Ampliación de Itaipu, Corpus o Itatí-Itacorá), aquí considerados, u otras opciones, para atender a los requerimientos de energía hasta finales del periodo.

De la significativa diferencia de aproximadamente 12.000 GWh/año entre las disponibilidades totales esperadas, asociadas a años de generación media, y las disponibilidades en base las energías garantizadas, asociadas a escenarios hidrológicos más desfavorables, la cual puede ser cubierta con los grandes nuevos proyectos binacionales indicados precedentemente, se desprende la necesidad de impulsar los citados proyectos, de forma a garantizar la adecuada cobertura de los requerimientos de energía en condiciones hidrológica adversas. Por otra parte, en el caso que se presenten escenarios de crecimiento de la demanda menores a los considerados, estos recursos energéticos podrían ser utilizados para la generación de recursos económicos provenientes de la venta de energía en el mercado regional dado que, por lo general, los costos asociados a fuentes hidroeléctricas resultan competitivos con respecto a otras fuentes de generación existentes en la región.

En este sentido, dada la complejidad de las obras en cuestión, así como los prolongados plazos requeridos para la articular con el Brasil y la Argentina la estructura jurídica y financiera de emprendimientos binacionales, se cree necesario, a la brevedad posible, dar un decidido impulso en el avance de los citados proyectos. Se recalca la importancia de tomar acciones inmediatas y urgentes sobre ello, atendiendo sobre todo la actual coyuntura financiera regional, principalmente de la Argentina, que podría poner en riesgo la materialización de estos proyectos.

Por otro lado, un elemento de alta relevancia, para garantizar el adecuado suministro de los requerimientos energéticos nacionales, es el hecho que las mayores centrales hidroeléctricas consideradas (Itaipu, Yacyretá, Corpus e Itatí-Itacorá) se encuentran todas sobre el mismo recurso hídrico, lo cual implica que todas las centrales comparten el mismo riesgo hidrológico.

En este punto es importante resaltar que la descarga de Itaipu es la de mayor participación en el caudal afluente a las demás centrales. De esta forma, atendiendo a que Itaipu forma parte de una compleja red de aprovechamiento hidro-energético, compuesto por múltiples centrales hidroeléctricas ubicadas en territorio brasileño, a fin de garantizar niveles adecuados de seguridad energética para el Paraguay, se cree necesario, en el marco de las negociaciones de Revisión del Anexo C-Acuerdo Tripartito (flexibilidad de parámetros), **se establezca el mecanismo que garantice una defluencia mínima de Itaipu, y atendiendo también lo expresado en las conclusiones del Informe N° GT.T 2.**

## 6 REFERENCIAS

Informe N° GT. T N°01, 02 y 03 y ref.

Informe N° GT. T N°04 y ref.

Informe N° GT. T N°05 y ref.



**NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU**  
**GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO**

**INFORME Nº GT.T – 07**

**ASUNTO: “Previsiones de Despacho para el SIN y determinación de Excedentes de Potencia y Energía – Periodo 2020 – 2040”**

**Fecha: 30.06.2020**

## **GRUPO DE TRABAJO TÉCNICO**

### **Informe N° GT. T – 07**

**Fecha:** 30.06.2020

**Asunto:** *“Previsiones de Despacho para el SIN y determinación de Excedentes de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”*

#### **Participantes:**

Ing. Ubaldo Fernández, Coordinador, representante de ANDE; Coordinador del GT.T

Embajador Federico González, representante del MRE;

Ing. Leopoldo Lamas, representante de COMIP;

Ing. Martin González, representante de COMIP;

Ing. Felipe Mitjans, representante del VMME;

Ing. Luis Valdez, representante de Itaipu;

Ing. Hugo Zárate, representante de Itaipu.

---

### **1 OBJETO**

Analizar las previsiones de despacho previstas por la ANDE para cobertura de los requerimientos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el periodo 2020/2040, así como la determinación de márgenes de generación, es decir, excedentes de potencia y energía, que estarían disponibles en las Binacionales para eventual comercialización en los mercados regionales.

### **2 INFORMACIONES UTILIZADAS**

Fueron utilizados los 6 informes realizados por el GT. T, así como el Informe *“DP-EDG-02-20 PREVISIÓN DE DESPACHO Y COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SUMINISTRO AL S.I.N., PERIODO 2020-2040”* elaborado por la ANDE.

### **3 ASUNTOS EVALUADOS**

El estudio proveído por la ANDE analiza posibles escenarios de contratación en Itaipu, y los consecuentes resultados de despachos de potencia y energía desde las distintas centrales de generación para el suministro de los requerimientos del SIN. Para los distintos escenarios de crecimiento de la demanda, en dicho estudio se plantean las siguientes posibilidades:

- Contratación en Potencia o contratación en energía;
- Tarifa de Itaipu en niveles tarifarios similares a los actuales o niveles tarifarios “bajos”, sin considerar los actuales costos asociados a la amortización de las deudas de Itaipu..

#### 4 DESCRIPCIÓN Y DESARROLLO DE LAS PROYECCIONES DE LA ANDE

El Informe elaborado por la ANDE considera posibles escenarios de despachos desde las centrales que abastecen al Sistema Interconectado Nacional (SIN), para el periodo de estudio, ante distintos escenarios de demanda del sistema, así como ante diferentes posibles escenarios de contratación en Itaipu.

El Informe considera la incorporación de las nuevas fuentes (Aña Cúa, Ampliación de Itaipu, Corpus e Itatí-Itacorá) conforme a los cronogramas considerados en el Informe GT. T N°6 .

Con respecto a la demanda, considera los escenarios “*Tendencial*”, “*Optimista*” e “*Intermedio*”, todos ellos indicados en el Informe GT. T N° 5.

Con respecto a Itaipu, hasta el 2023 considera las condiciones actuales de contratación. A partir del 2024, se analizan cuatro posibles escenarios con respecto a la tarifa resultante del proceso de Revisión del Anexo C:

- Contrato de potencia con una tarifa de 22,6 USD/kW-mes y energía no garantizada con una tarifa de 6,06 USD/MWh. Los valores son considerados fijos para el periodo citado.
- Contrato de potencia con una tarifa de 10,0 USD/kW-mes y energía no garantizada con una tarifa de 6,06 USD/MWh. Los valores son considerados fijos para el periodo citado.
- Contratos de suministro de energía con tarifa equivalente de 30,96 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.
- Contratos de suministro de energía con tarifa equivalente de 13,70 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.

Por su parte, con relación a la Entidad Binacional Yacyretá, el Informe adopta una tarifa estimada de 36 USD/MWh a partir del 2023, resultante de la aplicación de la NR N°2/17.

Como resultado, el Informe indica los despachos de potencia y energía previstos, tanto desde Itaipu, como de las demás centrales, como ser Yacyretá, Corpus e Itatí-Itacorá, según sea el año considerado, resultantes de una optimización económica, que minimiza el costo de compra de energía para la ANDE. Asimismo, se tienen los costos de compra de potencia y energía, costos unitarios y las disponibilidades de “excedentes” en Itaipu y Yacyretá, entendiéndose por excedente a la porción no utilizada para consumo nacional del total del derecho paraguayo de potencia y energía en las centrales binacionales.

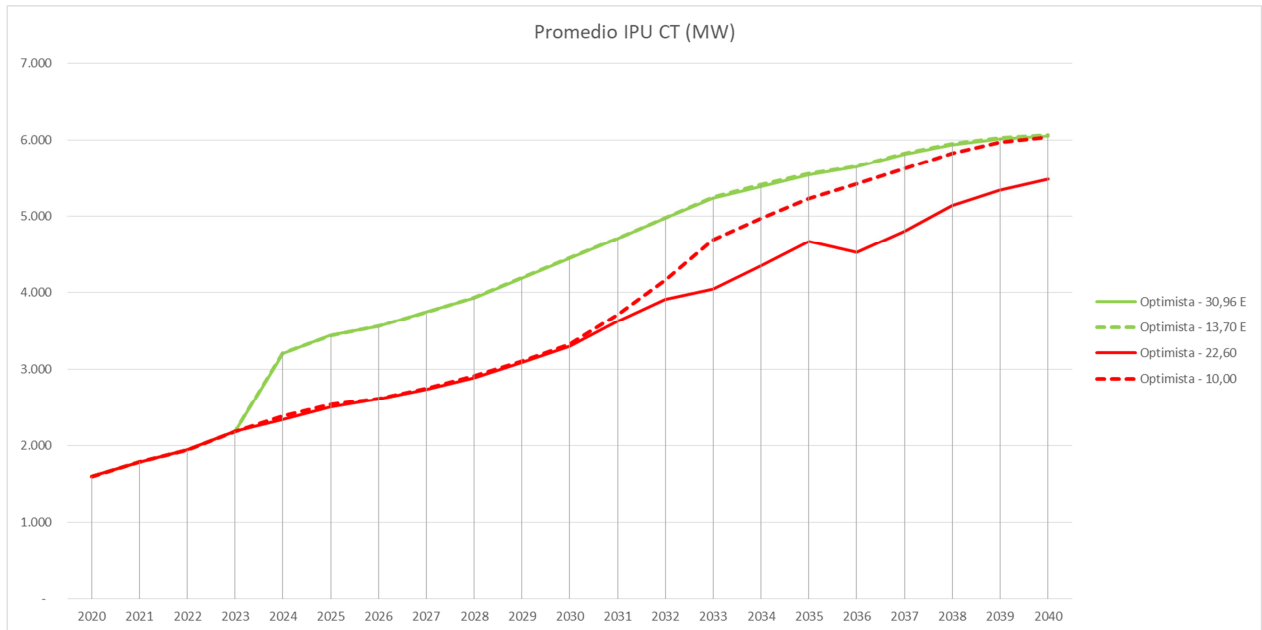
#### 5 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL INFORME DE ANDE

Conforme indicado en el Informe GT.T N° 5 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”, en caso que a fin de reducir la complejidad del análisis se requiriera la adopción de un único escenario, se considera prudente la adopción del Escenario Optimista como escenario referencial de crecimiento de la demanda. Esta consideración es efectuada a fin de poder analizar principalmente las implicancias de las distintas modalidades de contratación de Itaipu que puedan surgir del proceso de Revisión del Anexo C, tal como indicado precedentemente.

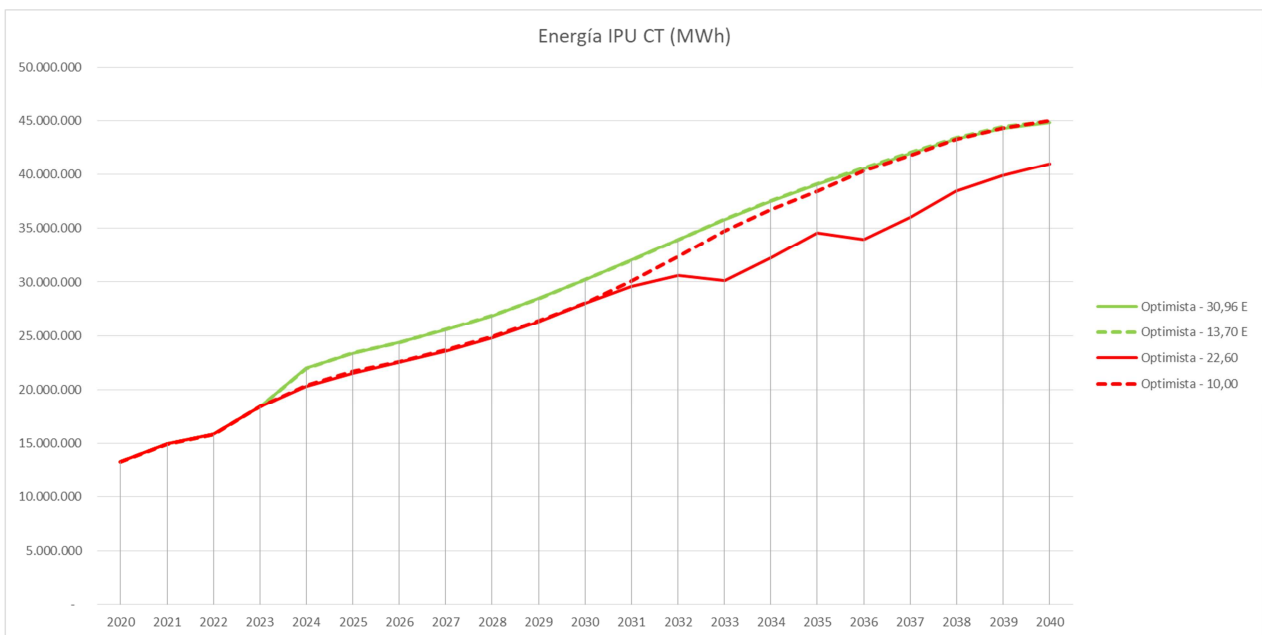


## 5.1 Contrato de Itaipu

En las Figuras 1 y 2, siguientes, se aprecian el promedio anual del Contrato de Itaipu para suministro de ANDE, y la energía asociada al mismo.



**Figura. 1.** Potencia Promedio del Contrato de Itaipu.



**Figura. 2.** Energía Anual del Contrato de Itaipu.

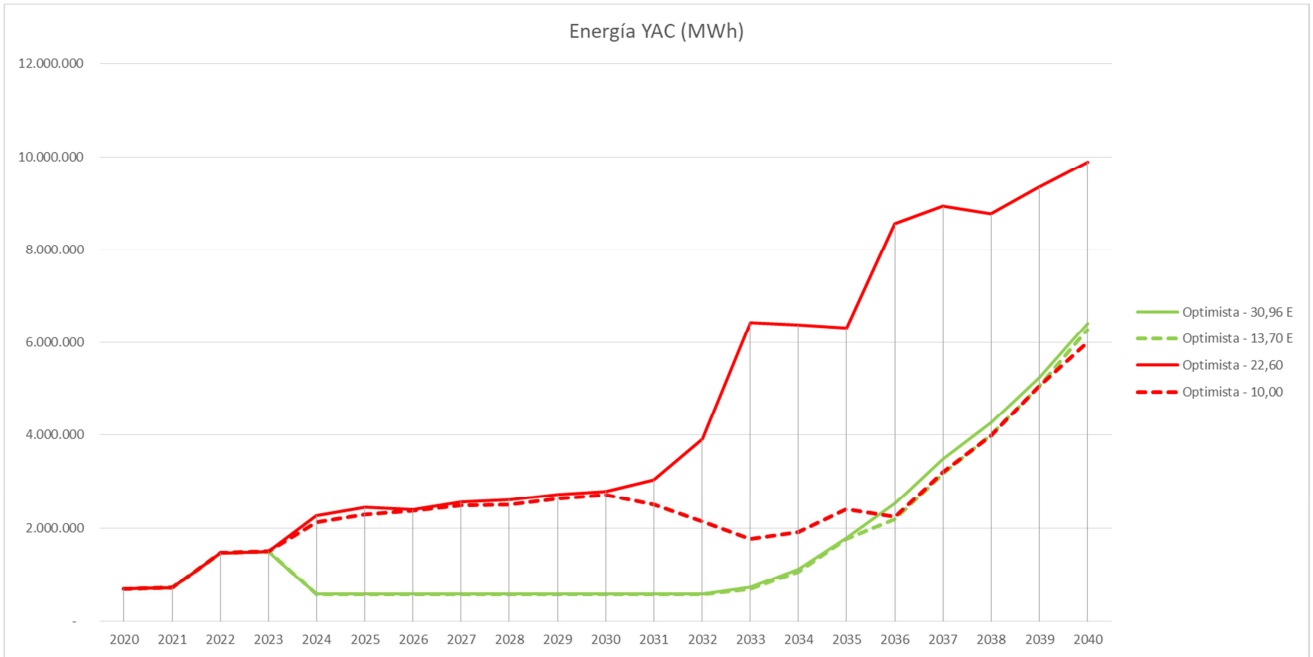
Puede observarse lo siguiente:

- Los casos de contratos de energía en Itaipu favorecen un mayor consumo desde dicha central en comparación a contratos de potencia.
- En los casos de contratos de energía, a las tarifas consideradas de 30,96 y 13,70 USD/MWh respectivamente, el despacho de Itaipu es independiente de la tarifa considerada. Esto se debe a que cualquiera de estas tarifas es menor a la de las otras fuentes consideradas, y por lo tanto, se prioriza el despacho de Itaipu ante que el de otras fuentes.

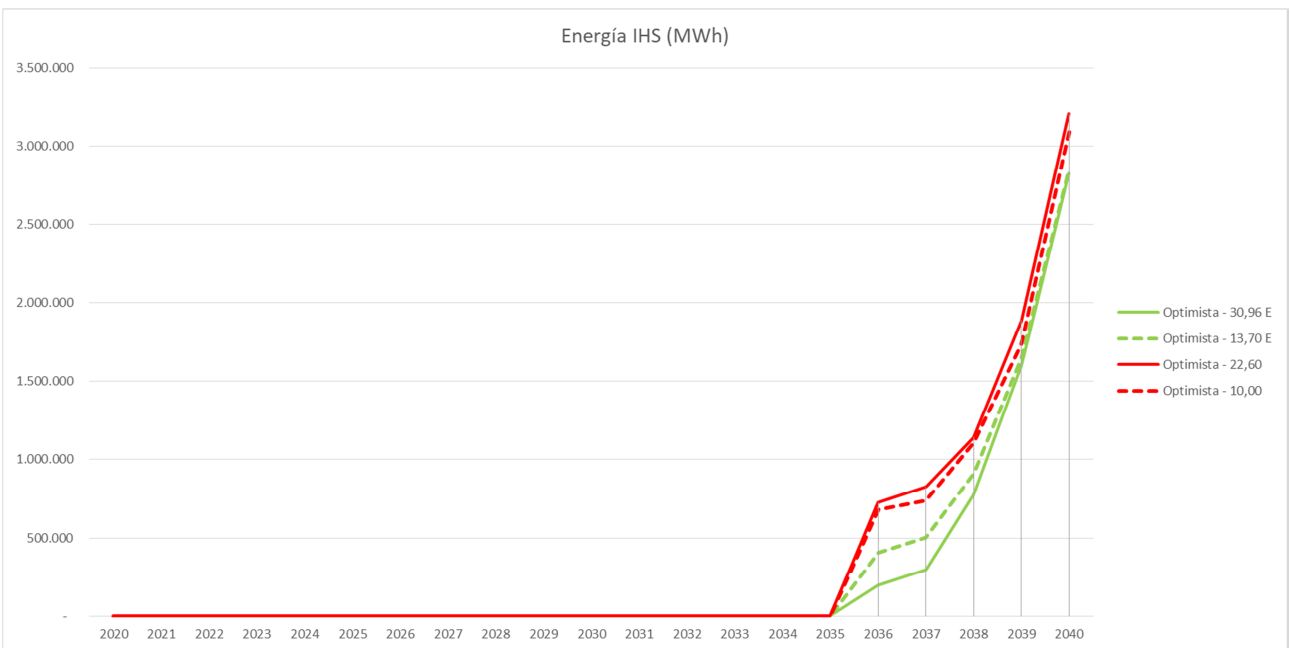
- En los casos de contratos de potencia, a las tarifas consideradas de 22,60 y 10,00 USD/kW-mes respectivamente, hasta el 2030 se tiene similar comportamiento, es decir, el despacho de Itaipu es indiferente a la tarifa de potencia. Esto se debe a que el contrato de Itaipu es definido para operación como cobertura de base. A partir del 2030, se observa que una contratación de Itaipu en potencia a la tarifa de 10 USD/kW-mes favorece un mayor contrato de Itaipu en comparación al caso de 22,60 USD/kW-mes.

### 5.2 Despacho de Yacyretá y Corpus/Itatí-Itacorá

En la Figura 3, se aprecian los valores de energía requeridos para el SIN desde Yacyretá y del conjunto Corpus, Itatí-Itacorá (que han sido modeladas en forma conjunta por simplicidad).



**Figura. 3.** Energía Anual de Yacyretá.



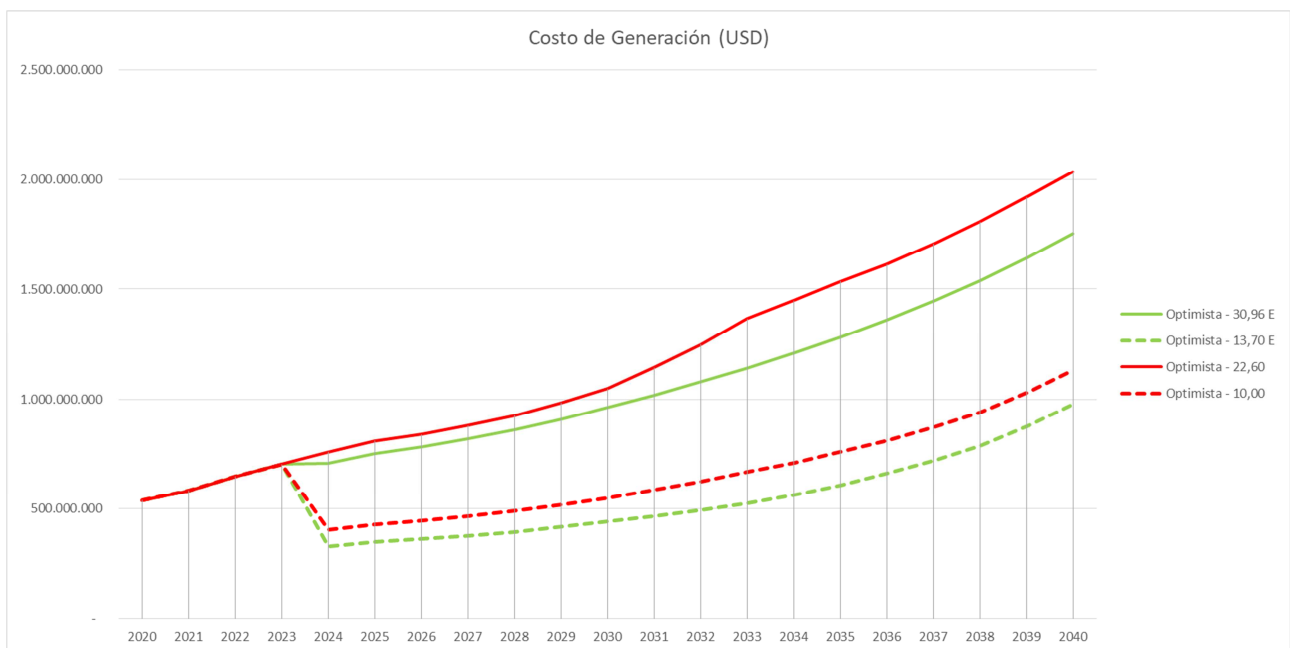
**Figura. 4.** Energía Anual de Corpus Christi/Itati Itacora.

Puede observarse lo siguiente:

- Los casos de contratos de energía de Itaipu favorecen un menor consumo desde Yacyretá, dado que, a las tarifas consideradas, Yacyretá resulta en una tarifa más elevada.
- Ante escenarios de contratos de energía en Itaipu, el despacho de Yacyretá también es independiente de la tarifa considerada de Itaipu.
- En los casos de contratos de potencia en Itaipu, el despacho de Yacyretá es favorecido en el caso de tarifa de potencia de 22,60 USD/kW-mes de Itaipu, en tanto que en el caso de tarifa de 10,00 USD/kW-mes de Itaipu, los requerimientos de Yacyretá son similares a los casos de energía en el largo plazo.
- El despacho de Corpus, Itatí-Itacorá es prácticamente el mismo para los distintos escenarios de tarifas (potencia o energía) en Itaipu.

### 5.3 Costos de Generación

Con respecto al impacto en los costos de compra de energía para la ANDE, en las Figuras 5 y 6 se muestran los costos de generación por compra de energía anual de la ANDE, total y unitario respectivamente.

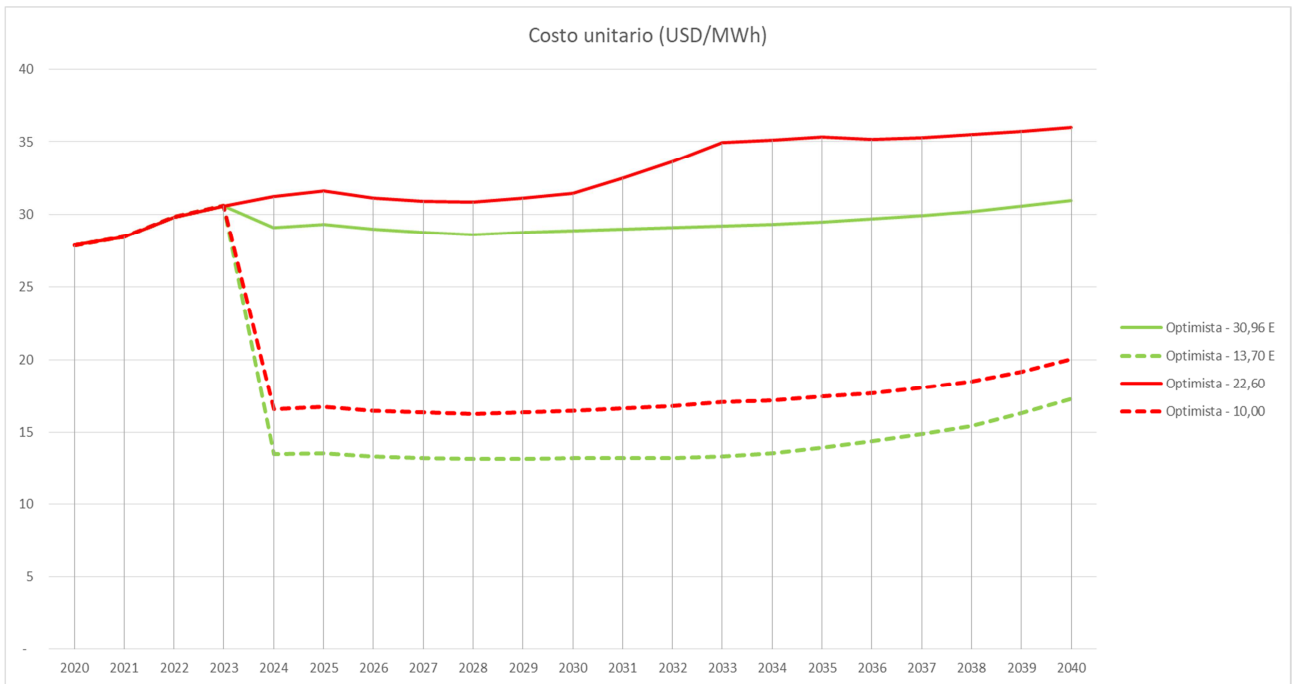


**Figura. 5. Costo Anual de Generación**

Puede observarse lo siguiente:

- A las tarifas consideradas, los escenarios de contratos de potencia en Itaipu resultan en mayores costos de generación.
- Los costos de generación resultantes de mantener tarifas altas (similares a las actuales), tanto en los escenarios de potencia como de energía, producen costos de generación mayores para la ANDE.
- En el escenario de contrato de potencia a tarifa de 22,60 USD/kW-mes, se va teniendo un

paulatino incremento en el costo unitario equivalente, pasándose de valores en torno a 26 o 28 USD/MWh actuales a cerca de 35 USD/MWh.



**Figura. 6.** Costo Unitario Anual de Generación

- En el escenario de contrato de energía a tarifa de 30,96 USD/MWh, se consigue mantener un costo unitario equivalente en torno a los 28 USD/MWh hasta el 2033, y a partir de allí, se alcanza un costo equivalente próximo a 30 USD/MWh hacia final del periodo.

- Para los casos con tarifas “bajas” (de potencia a 10 USD/kW-mes y de energía a 13,70 USD/MWh), los costos equivalentes se encuentran entre 13 y 17 USD/MWh hasta aproximadamente el año 2032, alcanzándose valores próximos a los 17 y 20 USD/MWh.

En la Tabla 1 se presenta un resumen de los costos de generación promedio por periodos, y las diferencias existentes entre los distintos escenarios.

**Tabla. 1.** Comparación de costos – Escenario Optimista – Promedio anual por periodo (Millones USD)

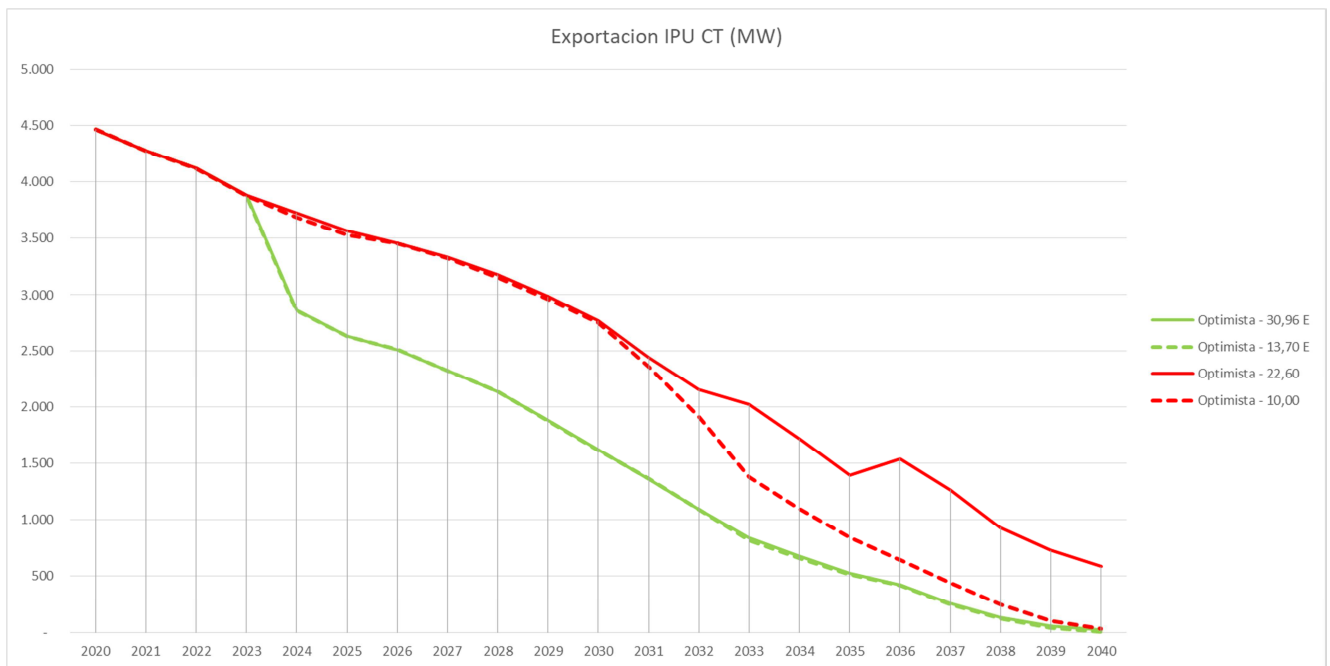
Periodo	Casos			
	Potencia 22,60	Energía 30,96	Potencia 10,00	Energía 13,70
	(A)	(B)	(C)	(D)
2024-30	892	827	471	381
2031-35	1.348	1.145	668	529
2036-40	1.816	1.548	958	804

Comparación Potencia vs. Energía		Comparación Tarifa alta vs. baja	
Tarifa Alta	Tarifa Baja	Potencia	Energía

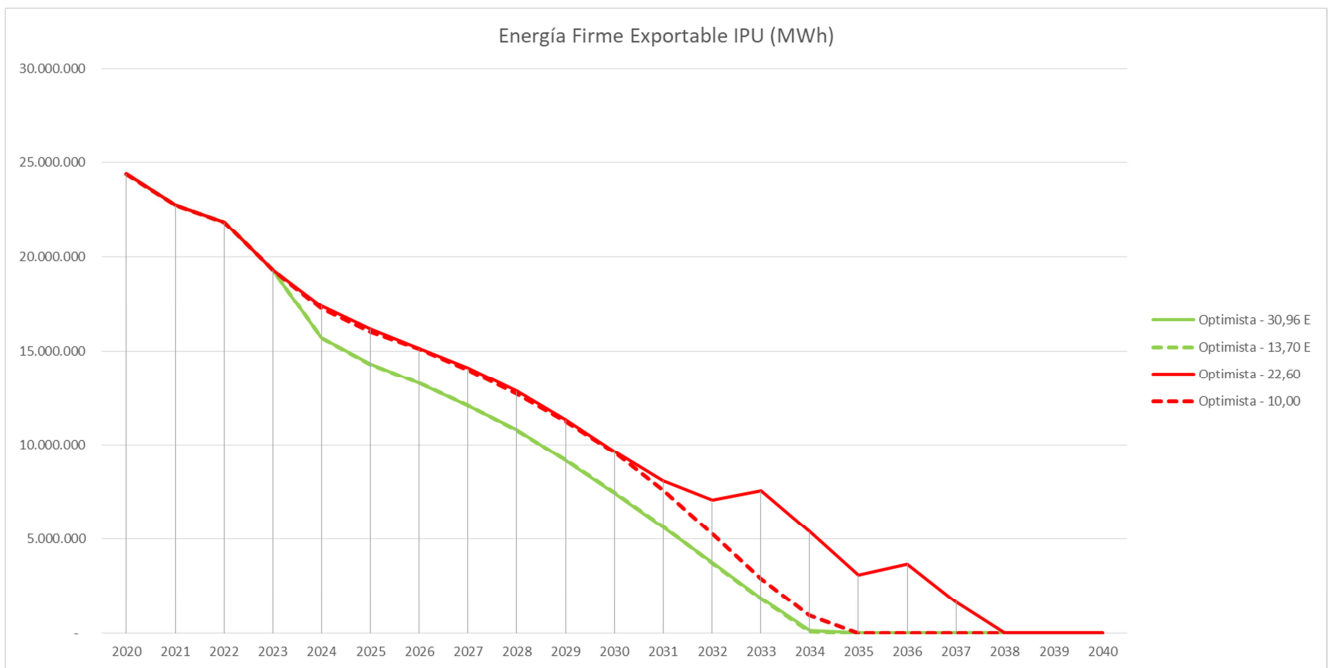
Periodo	(A)-(B)	(C)-(D)	(A)-(C)	(B)-(D)
2024-30	65	90	421	446
2031-35	203	139	680	616
2036-40	268	154	858	744

#### 5.4 Disponibilidad para exportación en Itaipu

En la Figura 7 se muestra la potencia media anual disponible para exportación en Itaipu. Esto es calculado como la diferencia entre el valor disponible para contratación de Itaipu y el promedio anual del contrato. Atendiendo a que las disponibilidades totales del Paraguay en Itaipu pueden ser consideradas relativamente constantes, esta variable tiene un comportamiento complementario a la potencia contratada por la ANDE de Itaipu.



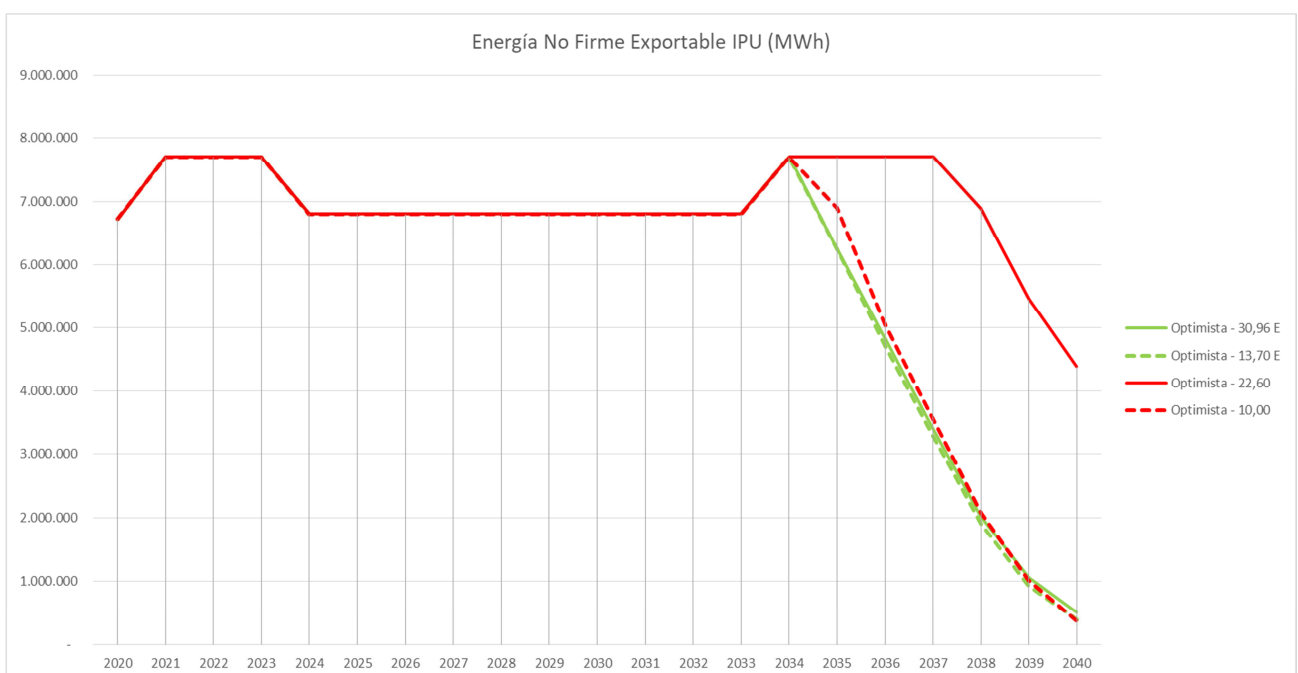
**Figura. 7.** Potencia Promedio Anual de Contrato de Itaipu para Exportación.



**Figura. 8.** Energía Firme Anual de Itaipu para Exportación.

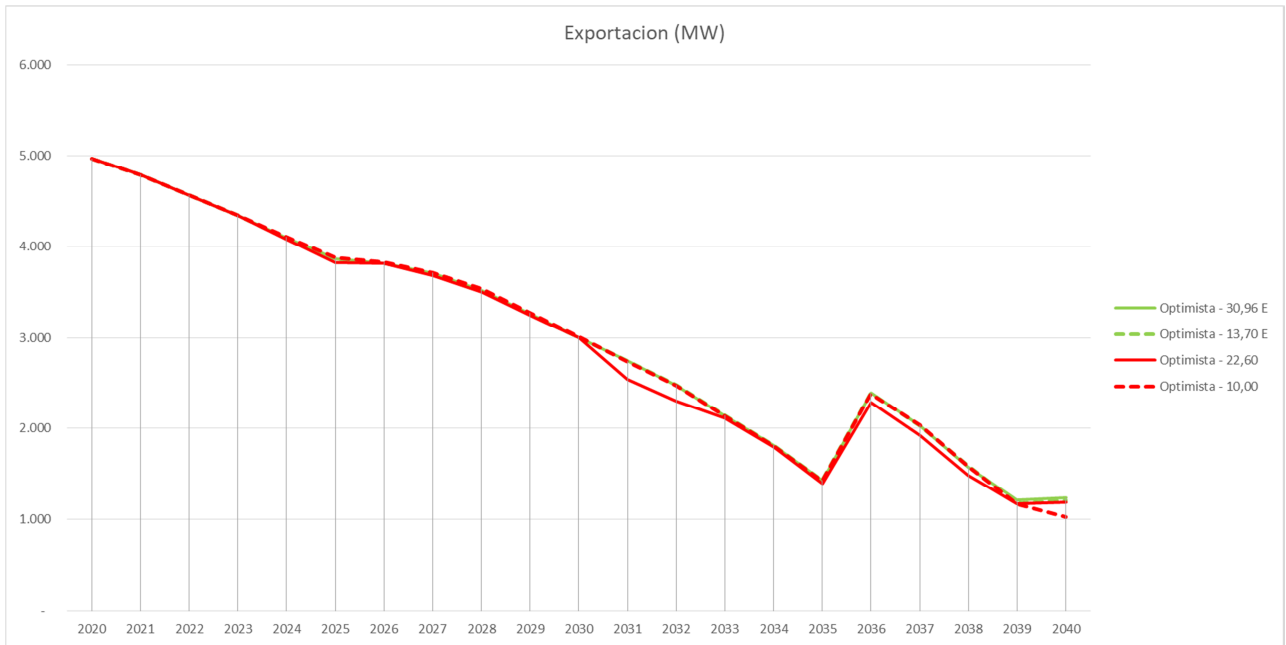
Por otra parte, en la Figura 8, se muestra la Energía Firme Anual de Itaipu para Exportación. Esta variable es calculada como la diferencia entre la energía garantizada correspondiente al Paraguay en Itaipu y la energía asociada al contrato de la ANDE.

En la Figura 9, se muestra la Energía No Firme Anual de Itaipu para Exportación. Esta variable es calculada como la diferencia entre la energía esperada disponible en Itaipu (correspondiente a la media histórica) y energía garantizada correspondiente al Paraguay en Itaipu. En caso que la energía asociada al contrato de la ANDE supere la energía garantizada, la Energía No Firme Anual de Itaipu para Exportación es calculada como la diferencia entre la energía esperada disponible en Itaipu y la energía asociada al contrato de la ANDE.

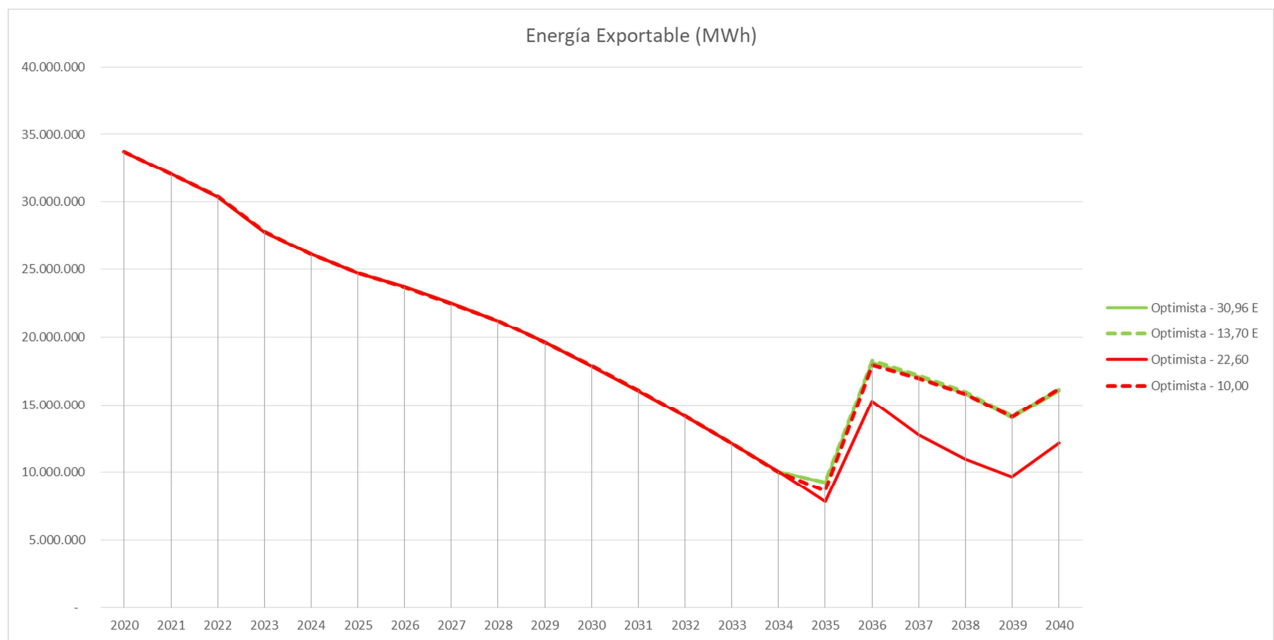




**Figura. 9. Energía No Firme Anual de Itaipu para Exportación.**



**Figura. 10. Potencia Total del Paraguay disponible para Exportación**



**Figura. 11. Energía Total disponible para Exportación (firme Itaipu más Yacyretá, Corpus e Itatí-Itacorá)**

De los resultados se desprende que se tendría disponibilidad de potencia y energía firme en Itaipu hasta el año 2034/35 aproximadamente en los escenarios de contratación de energía y de potencia a 10 USD/kW-mes, y hasta el 2038 en el escenario de contratación de potencia a 22,60 USD/kW-mes. Asimismo, se tendría un importante bloque de energía no firme de Itaipu en todo el periodo.

En cuanto a la disponibilidad total, se tendría una paulatina reducción de los excedentes exportables totales hasta el año 2035, y con un incremento en el 2036 por efecto de la incorporación de Corpus.

## 6 CONCLUSIONES DEL INFORME DE ANDE

- Los escenarios de contratación de energía en Itaipu favorecen un mayor consumo desde dicha central en comparación a contratos de potencia.
- En los casos de contratos de energía, a las tarifas consideradas de 30,96 y 13,70 USD/MWh respectivamente, el despacho de Itaipu es independiente de la tarifa considerada. Esto se debe a que cualquiera de estas tarifas es menor a la de las otras fuentes consideradas, y, por lo tanto, se prioriza el despacho de Itaipu ante que el de otras fuentes.
- En los casos de contratos de potencia, el despacho de Itaipu sí se ve afectado por el nivel tarifario, teniéndose que bajas de potencia favorecen una mayor contratación de Itaipu.
- A las tarifas consideradas, los escenarios de contratos de potencia en Itaipu resultan en mayores costos de generación.
- Los costos de generación resultantes de mantener tarifas altas (similares a las actuales), tanto en los escenarios de potencia como de energía, producen costos de generación mayores para la ANDE.
- En la siguiente tabla se resumen los costos unitarios equivalente previstos en los distintos escenarios de contratación de Itaipu.

Escenario	Costos unitarios equivalentes del SIN (USD/MWh)			
	Potencia 22,60	Energía 30,96	Potencia 10,00	Energía 13,70
Medio plazo (2024)	31	28	17	13
Largo plazo (2040)	36	31	20	17

- Los escenarios de tarifas “altas” presentan costos superiores en comparación a los escenarios de tarifas “bajas” en Itaipu. Así, las diferencias se encuentran en el orden de 430 MUSD por año en el periodo 2024-2030, alcanzándose aproximadamente 800 MUSD hacia finales del periodo de estudio (2036-2040).
- En el escenario de crecimiento de demanda “Optimista” se tendría disponibilidad de potencia y energía firme en Itaipu hasta el año 2034/35.

## 8 COMENTARIOS RESPECTO AL INFORME DE ANDE Y RECOMENDACIONES

- El informe de la ANDE relativo a despachos de potencia y energía para el periodo 2020/2040 se basa en la aplicación de una optimización económica para atender a los requerimientos de la demanda interna del Paraguay. Muestran el comportamiento que tendría la ANDE, en términos de retiro de potencia y energía desde las distintas centrales, ante los diferentes escenarios tarifarios considerados como premisas en el citado estudio.
- El informe no aborda los fundamentos sobre los cuales se plantean los posibles niveles tarifarios de Itaipu utilizados en el Informe. Por lo tanto, se recomienda que el Grupo de Trabajo Económico evalúe si los mismos aseguran el equilibrio económico-financiero de Itaipu.
- Atendiendo a que la comercialización en el mercado brasileño es efectuada preponderantemente

según de contratos de energía, se entiende que especial atención requerirá el análisis de la posibilidad de una comercialización en esta modalidad, para lo cual, se requerirá la participación del Grupo de Trabajo Económico, de forma a poder establecer una estructuración que garantice el equilibrio económico-financiero de Itaipu, lo cual resulta particularmente relevante en este caso, dada la variabilidad de la producción de energía en una central hidroeléctrica.

- En el escenario de contratación de potencia, asume que se mantendrían los conceptos actualmente vigentes de energía garantizada y no garantizada, y con estructura similar a la actual. En cuanto al escenario de contratación de energía, se plantea la disponibilidad de un único tipo de energía a un costo único. Como el informe se centra en la visión de la ANDE como entidad compradora de Itaipu, el mismo no aborda la estructuración de tarifas y condiciones de abastecimiento con vistas a asegurar el equilibrio económico-financiero de Itaipu. Por lo tanto, se recomienda que el Grupo de Trabajo Económico evalúe estos aspectos.
- La determinación de los excedentes de potencia y energía, con vistas a una eventual comercialización o cesión, son determinados en el estudio de la ANDE directamente como la diferencia entre el total del derecho paraguayo de potencia y energía en Itaipu y la porción utilizada para consumo nacional.
- Implícitamente, la opción de comercialización implicaría, según dicho estudio, la contratación de la totalidad de la disponibilidad a la cual el Paraguay tiene derecho, cuyos costos deberán ser debidamente considerados al establecer posibles escenarios de comercialización.
- En el periodo 2024/2030, en la modalidad de contratación de potencia de Itaipu, con el objetivo de optimizar su contratación, el análisis de ANDE admite la posibilidad de utilizar su contrato con una disponibilidad de hasta el 100%, valor superior a la disponibilidad actual asociada a la energía garantizada y a la disponibilidad promedio. Esto implicaría que la porción de excedentes disponibles para comercialización requieran de una reducción en su disponibilidad, lo cual deberá ser debidamente considerado en el establecimiento de los costos de adquisición en barra de Itaipu de los excedentes exportables.
- Según el estudio de ANDE, los márgenes de generación actuales del SIN garantizan la atención de los requisitos de potencia y energía del SIN aproximadamente hasta el año 2035, lo cual, evidentemente se ve sujeto a la realización de los escenarios de crecimiento de demanda y desarrollo de nuevas fuentes según considerado.

## 9 REFERENCIAS

Informes N° GT. T N°05 y 6

Informe *DP-EDG-02-20 "PREVISIÓN DE DESPACHO Y COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA SUMINISTRO AL S.I.N., PERIODO 2020-2040"*, elaborado por el Dpto. de Estudios de Generación de la Dirección de Planificación de la ANDE.

## 10 ANEXOS: PLANILLAS DE RESULTADOS

### Escenario de contratación de potencia – Tarifa 22,6 USD/kW-mes

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SIN	Demanda máxima (MW)	3.781	4.008	4.231	4.466	4.695	4.944	5.192	5.453	5.711	6.015	6.318
	Energía (GWh)	19.261	20.442	21.661	22.956	24.289	25.605	26.993	28.456	30.001	31.630	33.348
Potencia	Promedio ACY (MW)	218	218	218	173	183	160	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	-	-	-	-	-	-	-	35	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio Cesión (MW)	102	77	54	43	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	1.603	1.790	1.948	2.185	2.341	2.501	2.611	2.730	2.886	3.084	3.301
	Promedio C TERM (MW)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio EXC (MW)	698	698	698	698	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	724	743	766	781	1.182	1.274	1.248	1.339	1.362	1.420	1.454
Energía	Energía ACY (MWh)	882.990	882.990	882.990	700.721	739.200	648.066	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	261.246	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Cesión (MWh)	897.000	672.750	470.925	376.740	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	13.284.006	14.921.294	15.831.116	18.375.468	20.273.783	21.503.431	22.552.123	23.582.305	24.817.737	26.336.903	27.987.777
	Energía C TERM (MWh)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Energía EXC (MWh)	3.500.000	3.250.000	3.000.000	2.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	697.066	715.455	1.476.071	1.502.678	2.275.796	2.453.093	2.403.472	2.576.017	2.623.550	2.733.242	2.800.520
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo Cesión (USD)	32.292.000	24.219.000	16.953.300	13.562.640	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	455.076.559	508.684.978	551.315.285	622.117.269	669.917.339	714.833.968	746.783.354	780.980.575	824.994.172	880.428.435	941.113.054
	Costo C TERM (USD)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Costo EXC (USD)	21.215.346	19.699.964	18.184.582	12.123.055	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	28.056.921	28.797.079	59.411.861	54.096.392	81.928.662	88.311.358	86.524.986	92.736.611	94.447.806	98.396.718	100.818.717
	Costo unitario (USD/MWh)	27,86	28,44	29,82	30,58	31,20	31,60	31,10	30,92	30,85	31,14	31,43
	Costo de Generación (USD)	536.640.826	581.401.022	645.865.028	701.899.356	757.907.528	809.206.854	839.369.868	879.778.713	925.503.506	984.886.680	1.047.993.299
Exportación	Exportación IPU CT (MW)	4.465	4.278	4.119	3.882	3.727	3.566	3.457	3.337	3.181	2.983	2.766
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	24.386.494	22.749.206	21.839.384	19.295.032	17.396.717	16.167.069	15.118.377	14.088.195	12.852.763	11.333.597	9.682.723
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.719.712	7.701.155	7.701.155	7.701.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155
	Energía Exportable IPU (MWh)	31.106.206	30.450.361	29.540.539	26.996.188	24.196.872	22.967.224	21.918.532	20.888.350	19.652.918	18.133.752	16.482.878
	Exportación YAC-IHS (MW)	504	509	444	459	349	256	360	346	323	265	231
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	9.302.934	9.284.545	8.523.929	8.497.322	8.724.204	8.546.907	8.596.528	8.423.983	8.376.450	8.266.758	8.199.480
	Exportación (MW)	4.969	4.787	4.563	4.341	4.075	3.823	3.816	3.684	3.504	3.249	2.997
Energía Exportable (MWh)	33.689.427	32.033.750	30.363.313	27.792.355	26.120.921	24.713.976	23.714.905	22.512.178	21.229.212	19.600.355	17.882.203	

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
SIN	Demanda máxima (MW)	6.637	6.953	7.324	7.694	8.083	8.469	8.922	9.375	9.850	10.321
	Energía (GWh)	35.160	37.072	39.088	41.215	43.459	45.826	48.323	50.956	53.734	56.664
Potencia	Promedio ACY (MW)	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	557	634	768	854	1.255
	Promedio Cesión (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	3.628	3.914	4.047	4.351	4.674	4.530	4.804	5.139	5.340	5.483
	Promedio C TERM (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	19	11
	Promedio EXC (MW)	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	1.581	1.535	1.593	1.604	1.685	1.673	1.685	1.662	1.685	1.685
Energía	Energía ACY (MWh)	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	723.790	824.982	1.139.330	1.889.918	3.207.766
	Energía Cesión (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	29.555.147	30.600.987	30.107.740	32.280.811	34.586.460	33.982.959	36.005.683	38.485.301	39.925.572	40.987.833
	Energía C TERM (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	1.253	16.823	10.088
	Energía EXC (MWh)	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	3.045.499	3.911.375	6.421.162	6.375.208	6.313.321	8.559.844	8.932.540	8.770.860	9.342.408	9.899.378
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	32.570.554	37.124.179	51.269.828	85.046.313	144.349.491
	Costo Cesión (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	1.027.007.700	1.099.958.521	1.128.099.443	1.212.477.532	1.301.843.053	1.264.316.626	1.340.621.408	1.434.060.983	1.489.976.998	1.529.685.149
	Costo C TERM (USD)	0	0	0	0	0	0	0	187.925	2.523.393	1.513.249
	Costo EXC (USD)	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	109.637.954	140.809.511	231.161.830	229.507.501	227.279.569	308.154.399	321.571.438	315.750.950	336.326.682	356.377.619
	Costo de Generación (USD)	1.142.707.181	1.246.829.559	1.365.322.801	1.448.046.560	1.535.184.149	1.611.103.106	1.705.378.553	1.807.331.213	1.919.934.913	2.037.987.035
Exportación	Exportación IPU CT (MW)	2.439	2.154	2.021	1.716	1.394	1.538	1.264	929	727	585
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	8.115.353	7.069.513	7.562.760	5.389.689	3.084.040	3.687.541	1.664.817	-	-	-
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.800.155	6.800.155	6.800.155	7.701.155	7.701.155	7.701.155	7.701.155	6.886.354	5.446.083	4.383.822
	Energía Exportable IPU (MWh)	14.915.508	13.869.668	14.362.915	13.090.844	10.785.195	11.388.696	9.365.972	6.886.354	5.446.083	4.383.822
	Exportación YAC-IHS (MW)	104	150	92	81	-	751	662	551	442	603
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	7.954.501	7.088.625	4.578.838	4.624.792	4.686.679	11.601.866	11.127.978	10.975.311	9.653.174	12.163.064
	Exportación (MW)	2.543	2.304	2.113	1.797	1.394	2.289	1.926	1.480	1.169	1.187
Energía Exportable (MWh)	16.069.854	14.158.137	12.141.598	10.014.481	7.770.718	15.289.407	12.792.795	10.975.311	9.653.174	12.163.064	

## Escenario de contratación de potencia – Tarifa 10 USD/kW-mes

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SIN	Demanda máxima (MW)	3.781	4.008	4.231	4.466	4.695	4.944	5.192	5.453	5.711	6.015	6.318
	Energía (GWh)	19.261	20.442	21.661	22.956	24.289	25.605	26.993	28.456	30.001	31.630	33.348
Potencia	Promedio ACY (MW)	218	218	218	173	183	160	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	-	-	-	-	-	-	-	35	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio Cesión (MW)	102	77	54	43	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	1.603	1.790	1.948	2.185	2.383	2.535	2.615	2.746	2.914	3.107	3.321
	Promedio C TERM (MW)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio EXC (MW)	698	698	698	698	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	724	743	766	781	1.110	1.192	1.237	1.293	1.304	1.373	1.420
Energía	Energía ACY (MWh)	882.990	882.990	882.990	700.721	739.200	648.066	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	261.246	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Cesión (MWh)	897.000	672.750	470.925	376.740	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	13.284.006	14.921.294	15.831.116	18.375.468	20.412.114	21.661.245	22.572.834	23.668.596	24.929.623	26.426.119	28.055.055
	Energía C TERM (MWh)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Energía EXC (MWh)	3.500.000	3.250.000	3.000.000	2.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	697.066	715.455	1.476.071	1.502.678	2.137.465	2.295.279	2.382.761	2.489.726	2.511.664	2.644.026	2.733.242
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo Cesión (USD)	32.292.000	24.219.000	16.953.300	13.562.640	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	455.076.559	508.684.978	551.315.285	622.117.269	320.330.218	340.389.400	352.590.586	369.972.672	391.509.838	416.514.157	443.975.035
	Costo C TERM (USD)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Costo EXC (USD)	21.215.346	19.699.964	18.184.582	12.123.055	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	28.056.921	28.797.079	59.411.861	54.096.392	76.948.756	82.630.057	85.779.397	89.630.133	90.419.916	95.184.936	98.396.718
	Costo unitario (USD/MWh)	27,86	28,44	29,82	30,58	16,61	16,76	16,46	16,36	16,27	16,37	16,45
Costo de Generación (USD)	536.640.826	581.401.022	645.865.028	701.899.356	403.340.501	429.080.985	444.431.511	465.664.333	487.991.281	517.760.621	548.433.280	
Exportación	Exportación IPU CT (MW)	4.465	4.278	4.119	3.882	3.684	3.533	3.452	3.322	3.153	2.960	2.747
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	24.386.494	22.749.206	21.839.384	19.295.032	17.258.386	16.009.255	15.097.666	14.001.904	12.740.877	11.244.381	9.615.445
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.719.712	7.701.155	7.701.155	7.701.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155
	Energía Exportable IPU (MWh)	31.106.206	30.450.361	29.540.539	26.996.188	24.058.541	22.809.410	21.897.821	20.802.059	19.541.032	18.044.536	16.415.600
	Exportación YAC-IHS (MW)	504	509	444	459	420	338	370	392	381	312	265
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	9.302.934	9.284.545	8.523.929	8.497.322	8.862.535	8.704.721	8.617.239	8.510.274	8.488.336	8.355.974	8.266.758
	Exportación (MW)	4.969	4.787	4.563	4.341	4.105	3.871	3.823	3.714	3.534	3.272	3.012
Energía Exportable (MWh)	33.689.427	32.033.750	30.363.313	27.792.355	26.120.921	24.713.976	23.714.905	22.512.178	21.229.212	19.600.355	17.882.203	

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
SIN	Demanda máxima (MW)	6.637	6.953	7.324	7.694	8.083	8.469	8.922	9.375	9.850	10.321
	Energía (GWh)	35.160	37.072	39.088	41.215	43.459	45.826	48.323	50.956	53.734	56.664
Potencia	Promedio ACY (MW)	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	509	557	710	778	1.202
	Promedio Cesión (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	3.712	4.162	4.695	4.975	5.229	5.424	5.627	5.819	5.962	6.031
	Promedio C TERM (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	20	12
	Promedio EXC (MW)	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	1.304	1.119	923	969	1.108	739	831	946	1.143	1.350
Energía	Energía ACY (MWh)	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	679.819	735.402	1.105.267	1.732.842	3.087.588
	Energía Cesión (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	30.091.175	32.359.757	34.755.100	36.740.542	38.481.021	40.333.015	41.817.846	43.301.432	44.364.773	45.000.124
	Energía C TERM (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	2.724	27.051	18.422
	Energía EXC (MWh)	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	2.509.470	2.152.606	1.773.803	1.915.478	2.418.761	2.253.759	3.209.957	3.987.320	5.050.055	5.998.932
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	30.591.837	33.093.101	49.737.002	77.977.904	138.941.441
	Costo Cesión (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	488.584.117	539.390.305	597.906.013	633.069.525	664.527.357	691.913.359	717.623.634	742.388.069	760.627.918	770.133.478
	Costo C TERM (USD)	0	0	0	0	0	0	0	408.553	4.057.627	2.763.375
	Costo EXC (USD)	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	90.340.937	77.493.810	63.856.901	68.957.198	87.075.393	81.135.336	115.558.440	143.543.531	181.801.962	215.961.539
	Costo unitario (USD/MWh)	16,64	16,80	17,09	17,18	17,43	17,67	18,05	18,49	19,18	20,01
Costo de Generación (USD)	584.986.581	622.945.642	667.824.441	708.088.250	757.664.277	809.702.060	872.336.702	942.138.681	1.030.526.939	1.133.861.360	
Exportacion	Exportacion IPU CT (MW)	2.355	1.906	1.372	1.092	839	644	441	249	105	37
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	7.579.325	5.310.743	2.915.400	929.958	-	-	-	-	-	-
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.800.155	6.800.155	6.800.155	7.701.155	6.890.634	5.038.640	3.553.809	2.070.223	1.006.882	371.531
	Energía Exportable IPU (MWh)	14.379.480	12.110.898	9.715.555	8.631.113	6.890.634	5.038.640	3.553.809	2.070.223	1.006.882	371.531
	Exportacion YAC-IHS (MW)	381	566	762	716	577	1.734	1.593	1.324	1.061	990
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	8.490.530	8.847.394	9.226.197	9.084.522	8.581.239	17.951.922	16.940.141	15.792.913	14.102.603	16.183.689
	Exportacion (MW)	2.736	2.471	2.134	1.808	1.416	2.377	2.034	1.573	1.166	1.027
Energía Exportable (MWh)	16.069.854	14.158.137	12.141.598	10.014.481	8.581.239	17.951.922	16.940.141	15.792.913	14.102.603	16.183.689	

## Escenario de contratación en energía – Tarifa 30,96 USD/MWh

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SIN	Demanda máxima (MW)	3.781	4.008	4.231	4.466	4.695	4.944	5.192	5.453	5.711	6.015	6.318
	Energía (GWh)	19.261	20.442	21.661	22.956	24.289	25.605	26.993	28.456	30.001	31.630	33.348
Potencia	Promedio ACY (MW)	218	218	218	173	183	160	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	-	-	-	-	-	-	-	35	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio Cesión (MW)	102	77	54	43	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	1.603	1.790	1.948	2.185	3.207	3.439	3.560	3.747	3.934	4.192	4.450
	Promedio C TERM (MW)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio EXC (MW)	698	698	698	698	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	724	743	766	781	300	300	300	300	300	300	300
Energía	Energía ACY (MWh)	882.990	882.990	882.990	700.721	739.200	648.066	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	261.246	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Cesión (MWh)	897.000	672.750	470.925	376.740	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	13.284.006	14.921.294	15.831.116	18.375.468	21.971.419	23.378.364	24.377.435	25.580.162	26.863.128	28.491.985	30.210.137
	Energía C TERM (MWh)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Energía EXC (MWh)	3.500.000	3.250.000	3.000.000	2.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	697.066	715.455	1.476.071	1.502.678	578.160	578.160	578.160	578.160	578.160	578.160	578.160
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo Cesión (USD)	32.292.000	24.219.000	16.953.300	13.562.640	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	455.076.559	508.684.978	551.315.285	622.117.269	680.264.039	723.824.915	754.757.461	791.995.453	831.717.768	882.149.336	935.345.579
	Costo C TERM (USD)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Costo EXC (USD)	21.215.346	19.699.964	18.184.582	12.123.055	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	28.056.921	28.797.079	59.411.861	54.096.392	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760
	Costo unitario (USD/MWh)	27,86	28,44	29,82	30,58	29,11	29,32	28,96	28,78	28,62	28,74	28,85
	Costo de Generación (USD)	536.640.826	581.401.022	645.865.028	701.899.356	707.139.326	750.700.202	781.632.748	818.870.741	858.593.055	909.024.624	962.220.866
Exportación	Exportación IPU CT (MW)	4.465	4.278	4.119	3.882	2.861	2.629	2.507	2.320	2.133	1.876	1.617
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	24.386.494	22.749.206	21.839.384	19.295.032	15.699.081	14.292.136	13.293.065	12.090.338	10.807.372	9.178.515	7.460.363
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.719.712	7.701.155	7.701.155	7.701.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155
	Energía Exportable IPU (MWh)	31.106.206	30.450.361	29.540.539	26.996.188	22.499.236	21.092.291	20.093.220	18.890.494	17.607.528	15.978.670	14.260.518
	Exportación YAC-IHS (MW)	504	509	444	459	1.230	1.230	1.308	1.385	1.385	1.385	1.385
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	9.302.934	9.284.545	8.523.929	8.497.322	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840
	Exportación (MW)	4.969	4.787	4.563	4.341	4.091	3.859	3.815	3.705	3.518	3.261	3.002
	Energía Exportable (MWh)	33.689.427	32.033.750	30.363.313	27.792.355	26.120.921	24.713.976	23.714.905	22.512.178	21.229.212	19.600.355	17.882.203



		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
SIN	Demanda máxima (MW)	6.637	6.953	7.324	7.694	8.083	8.469	8.922	9.375	9.850	10.321
	Energía (GWh)	35.160	37.072	39.088	41.215	43.459	45.826	48.323	50.956	53.734	56.664
Potencia	Promedio ACY (MW)	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	144	230	490	634	966
	Promedio Cesión (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	4.707	4.977	5.230	5.391	5.545	5.648	5.814	5.937	6.006	6.047
	Promedio C TERM (MW)	0	1	0	0	0	1	0	0	19	11
	Promedio EXC (MW)	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	300	300	381	554	785	866	969	1.050	1.200	1.362
Energía	Energía ACY (MWh)	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	197.085	300.776	774.376	1.599.762	2.820.718
	Energía Cesión (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	32.022.486	33.933.456	35.797.174	37.539.831	39.104.072	40.532.501	41.980.025	43.359.664	44.322.952	44.864.013
	Energía C TERM (MWh)	0	747	0	0	0	800	411	1.253	16.823	10.088
	Energía EXC (MWh)	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	578.160	578.160	731.729	1.116.189	1.795.710	2.536.207	3.481.993	4.261.450	5.235.184	6.410.247
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	8.868.804	13.534.906	34.846.916	71.989.277	126.932.292
	Costo Cesión (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	991.458.290	1.050.624.426	1.108.327.586	1.162.282.543	1.210.713.494	1.254.939.551	1.299.756.810	1.342.472.235	1.372.296.908	1.389.048.860
	Costo C TERM (USD)	0	112.037	0	0	0	120.017	61.688	187.925	2.523.393	1.513.249
	Costo EXC (USD)	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	20.813.760	20.813.760	26.342.237	40.182.792	64.645.573	91.303.470	125.351.742	153.412.206	188.466.633	230.768.890
	Costo unitario (USD/MWh)	28,96	29,07	29,18	29,32	29,49	29,71	29,90	30,16	30,55	30,96
	Costo de Generación (USD)	1.018.333.577	1.077.611.750	1.140.731.350	1.208.526.863	1.281.420.594	1.361.293.369	1.444.766.673	1.536.980.809	1.641.337.738	1.754.324.818
Exportación	Exportación IPU CT (MW)	1.360	1.090	838	677	522	420	254	131	61	21
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	5.648.014	3.737.044	1.873.326	130.669	-	-	-	-	-	-
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.800.155	6.800.155	6.800.155	7.701.155	6.267.584	4.839.154	3.391.630	2.011.991	1.048.703	507.642
	Energía Exportable IPU (MWh)	12.448.169	10.537.199	8.673.481	7.831.824	6.267.584	4.839.154	3.391.630	2.011.991	1.048.703	507.642
	Exportación YAC-IHS (MW)	1.385	1.385	1.304	1.131	900	1.971	1.781	1.441	1.147	1.214
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	10.421.840	10.421.840	10.268.271	9.883.811	9.204.290	18.152.208	17.102.732	15.849.674	14.050.554	16.039.244
	Exportación (MW)	2.745	2.475	2.142	1.808	1.422	2.391	2.035	1.572	1.208	1.235
	Energía Exportable (MWh)	16.069.854	14.158.884	12.141.598	10.014.481	9.204.290	18.152.208	17.102.732	15.849.674	14.050.554	16.039.244

## Escenario de contratación en energía – Tarifa 13,70 USD/MWh

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SIN	Demanda máxima (MW)	3.781	4.008	4.231	4.466	4.695	4.944	5.192	5.453	5.711	6.015	6.318
	Energía (GWh)	19.261	20.442	21.661	22.956	24.289	25.605	26.993	28.456	30.001	31.630	33.348
Potencia	Promedio ACY (MW)	218	218	218	173	183	160	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	-	-	-	-	-	-	-	35	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio Cesión (MW)	102	77	54	43	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	1.603	1.790	1.948	2.185	3.207	3.439	3.560	3.747	3.934	4.192	4.450
	Promedio C TERM (MW)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Promedio EXC (MW)	698	698	698	698	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	724	743	766	781	300	300	300	300	300	300	300
Energía	Energía ACY (MWh)	882.990	882.990	882.990	700.721	739.200	648.066	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	261.246	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía Cesión (MWh)	897.000	672.750	470.925	376.740	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	13.284.006	14.921.294	15.831.116	18.375.468	21.971.419	23.378.364	24.377.435	25.580.162	26.863.128	28.491.985	30.210.137
	Energía C TERM (MWh)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Energía EXC (MWh)	3.500.000	3.250.000	3.000.000	2.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	697.066	715.455	1.476.071	1.502.678	578.160	578.160	578.160	578.160	578.160	578.160	578.160
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo Cesión (USD)	32.292.000	24.219.000	16.953.300	13.562.640	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	455.076.559	508.684.978	551.315.285	622.117.269	301.031.325	320.307.941	333.996.251	350.474.856	368.052.826	390.369.869	413.910.339
	Costo C TERM (USD)	-	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0
	Costo EXC (USD)	21.215.346	19.699.964	18.184.582	12.123.055	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	28.056.921	28.797.079	59.411.861	54.096.392	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760	20.813.760
	Costo unitario (USD/MWh)	27,86	28,44	29,82	30,58	13,50	13,56	13,37	13,26	13,16	13,19	13,22
	Costo de Generación (USD)	536.640.826	581.401.022	645.865.028	701.899.356	327.906.613	347.183.228	360.871.539	377.350.143	394.928.113	417.245.157	440.785.627
Exportación	Exportación IPU CT (MW)	4.465	4.278	4.119	3.882	2.861	2.629	2.507	2.320	2.133	1.876	1.617
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	24.386.494	22.749.206	21.839.384	19.295.032	15.699.081	14.292.136	13.293.065	12.090.338	10.807.372	9.178.515	7.460.363
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.719.712	7.701.155	7.701.155	7.701.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155	6.800.155
	Energía Exportable IPU (MWh)	31.106.206	30.450.361	29.540.539	26.996.188	22.499.236	21.092.291	20.093.220	18.890.494	17.607.528	15.978.670	14.260.518
	Exportación YAC-IHS (MW)	504	509	444	459	1.230	1.230	1.308	1.385	1.385	1.385	1.385
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	9.302.934	9.284.545	8.523.929	8.497.322	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840	10.421.840
	Exportación (MW)	4.969	4.787	4.563	4.341	4.091	3.859	3.815	3.705	3.518	3.261	3.002
	Energía Exportable (MWh)	33.689.427	32.033.750	30.363.313	27.792.355	26.120.921	24.713.976	23.714.905	22.512.178	21.229.212	19.600.355	17.882.203

		2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
SIN	Demanda máxima (MW)	6.637	6.953	7.324	7.694	8.083	8.469	8.922	9.375	9.850	10.321
	Energía (GWh)	35.160	37.072	39.088	41.215	43.459	45.826	48.323	50.956	53.734	56.664
Potencia	Promedio ACY (MW)	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256
	Promedio YZU (MW)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	Promedio IHS (MW)	-	-	-	-	-	278	384	557	710	1.019
	Promedio Cesión (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Promedio IPU CT (MW)	4.707	4.977	5.250	5.408	5.553	5.652	5.819	5.947	6.024	6.059
	Promedio C TERM (MW)	0	1	3	6	4	0	1	1	23	14
	Promedio EXC (MW)	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349
	Promedio YAC (MW)	300	300	358	531	773	727	819	958	1.143	1.327
Energía	Energía ACY (MWh)	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906	1.036.906
	Energía YZU (MWh)	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491	522.491
	Energía IHS (MWh)	-	-	-	-	-	407.483	503.988	908.619	1.644.507	2.847.409
	Energía Cesión (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Energía IPU CT (MWh)	32.022.486	33.933.456	35.838.103	37.578.947	39.123.431	40.661.835	42.082.017	43.475.232	44.450.631	44.973.689
	Energía C TERM (MWh)	0	747	2.217	5.492	3.310	304	508	3.633	29.529	19.525
	Energía EXC (MWh)	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000	1.000.000
	Energía YAC (MWh)	578.160	578.160	688.583	1.071.581	1.773.041	2.196.971	3.176.692	4.009.259	5.050.055	6.264.443
Costos	Costo IHS (USD)	-	-	-	-	-	18.336.736	22.679.482	40.887.850	74.002.813	128.133.384
	Costo Cesión (USD)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Costo IPU CT (USD)	438.741.409	464.923.684	491.019.330	514.870.707	536.031.756	557.109.487	576.567.458	595.655.960	609.019.935	616.186.384
	Costo C TERM (USD)	0	112.037	332.491	823.834	496.479	45.645	76.196	544.968	4.429.318	2.928.749
	Costo EXC (USD)	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527	6.061.527
	Costo YAC (USD)	20.813.760	20.813.760	24.788.998	38.576.901	63.829.464	79.090.954	114.360.911	144.333.313	181.801.962	225.519.948
	Costo unitario (USD/MWh)	13,24	13,27	13,36	13,60	13,95	14,42	14,89	15,45	16,29	17,27
	Costo de Generación (USD)	465.616.696	491.911.009	522.202.346	560.332.970	606.419.227	660.644.349	719.745.574	787.483.618	875.315.555	978.829.993
Exportación	Exportación IPU CT (MW)	1.360	1.090	817	660	514	415	248	120	44	8
	Energía Firme Exportable IPU (MWh)	5.648.014	3.737.044	1.832.397	91.553	-	-	-	-	-	-
	Energía No Firme Exportable IPU (MWh)	6.800.155	6.800.155	6.800.155	7.701.155	6.248.224	4.709.820	3.289.638	1.896.423	921.025	397.966
	Energía Exportable IPU (MWh)	12.448.169	10.537.199	8.632.553	7.792.708	6.248.224	4.709.820	3.289.638	1.896.423	921.025	397.966
	Exportación YAC-IHS (MW)	1.385	1.385	1.327	1.154	912	1.976	1.778	1.466	1.128	1.197
	Energía Exportable YAC-IHS (MWh)	10.421.840	10.421.840	10.311.417	9.928.419	9.226.959	18.281.046	17.204.820	15.967.622	14.190.939	16.158.357
	Exportación (MW)	2.745	2.475	2.144	1.814	1.426	2.391	2.026	1.587	1.172	1.205
	Energía Exportable (MWh)	16.069.854	14.158.884	12.143.814	10.019.973	9.226.959	18.281.046	17.204.820	15.967.622	14.190.939	16.158.357

**NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU**

**GRUPO DE TRABAJO JURÍDICO**

**INFORME N° GT. J – 14**

**ASUNTO: “Análisis jurídico sobre el Informe N° GT. T – 11 “Principios Hidro-políticos”, elaborado por el Grupo de Trabajo Técnico del Equipo Negociador para la Revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU”.**

**3 de noviembre de 2020**

## **GRUPO DE TRABAJO JURÍDICO**

**Informe N.º GT. J – 14**

**Fecha: 3.11.2020**

**Asunto: “Análisis jurídico sobre el Informe N° GT. T – 11 “Principios Hidro-políticos”, elaborado por el Grupo de Trabajo Técnico del Equipo Negociador para la Revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU”**

### **Participantes:**

- Embajador Julio César Duarte Van Humbeck, representante del Ministerio de Relaciones Exteriores, Coordinador del GTJ
- Dra. Lorena Beatriz Balbuena Soto, representante del Viceministerio de Minas y Energías
- Abg. Carlos Nelson Medina Duarte, representante de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
- Abg. Iris Magnolia Mendoza Balmaceda, representante de la Entidad Binacional ITAIPU
- Dr. Mario Paz Castaing, representante de la Entidad Binacional ITAIPU
- Abg. Sergio Coscia Nogués, Procurador General de la República del Paraguay
- Abg. María Belén Diana Franco, Procuradora Delegada de la PGR

# *Grupo de Trabajo Jurídico*

## *Equipo Negociador para la Revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU*

---

### ANÁLISIS JURÍDICO

**Asunto:** Análisis jurídico sobre el Informe N° GT.T – 11 “Principios Hidro-políticos”, elaborado por el Grupo de Trabajo Técnico del Equipo Negociador para la Revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU.

**Fecha:** 3 de noviembre de 2020.

---

### CONSULTA:

¿Cuáles son los aspectos jurídicos que surgen del Informe N° GT.T – 11 “Principios Hidro-políticos”, elaborado por el Grupo de Trabajo Técnico del Equipo Negociador para la Revisión del Anexo C del Tratado de ITAIPU?

---

### ANÁLISIS:

#### **1. Fondo del Informe N° GT.T. – 11 “Principios Hidro-políticos”.**

De la lectura del Informe de referencia surge que si bien, de acuerdo con las disposiciones del Tratado de ITAIPU, la República del Paraguay tiene derecho a la utilización del 50 % de la energía producida por ITAIPU, un factor importante en la definición de la disponibilidad energética es el control de afluencia del río Paraná.

Asimismo, siempre según el Informe presentado por el Grupo de Trabajo Técnico (GTT), la garantía de suministro de la ITAIPU Binacional se ve comprometida, ya que en los últimos años, ha habido una reducción en los niveles de suministro de ITAIPU para el Brasil, debido a condiciones estructurales que han dado lugar a la búsqueda de nuevas fuentes de generación y, además, un menor crecimiento de la demanda eléctrica como consecuencia de una ralentización económica.

Ulteriormente, el factor del control de la afluencia del río no solo afecta las condiciones de disponibilidad energética de la ITAIPU, sino que también tiene un impacto en las condiciones de navegabilidad de dicho curso de agua. En ese sentido, las condiciones ideales de navegabilidad juegan un papel estratégico para el Paraguay en la creación de mejores condiciones de competitividad del sector productivo nacional.

En conclusión, el GTT estima oportuno que se establezca un mecanismo que garantice una afluencia mínima para la ITAIPU Binacional, destinada a satisfacer las necesidades energéticas nacionales. Igualmente, considera importante la incorporación de niveles mínimos en el punto de medición R11 del río Paraná, de conformidad con el interés nacional en la flexibilización del Acuerdo Tripartito entre Paraguay, Brasil y Argentina, así como la aplicabilidad de otros instrumentos internacionales en la materia.

Por lo tanto, dado que se ha hecho referencia a las cuestiones fundamentales del Informe realizado por el GTT, se pasará a continuación a recoger las disposiciones contenidas en instrumentos relevantes en la materia con el fin de dilucidar posibles principios con basamentos jurídicos sobre el uso de los recursos hídricos en la situación de la República del Paraguay.

## **2. Tratado de la Cuenca del Plata**

El Tratado de la Cuenca del Plata fue adoptado y suscripto en Brasilia, el 23 de abril de 1969, entre las Repúblicas del Paraguay, Argentina, Bolivia, Brasil y Uruguay. Fue aprobado por la Ley N° 177/69 y posteriormente ratificado.

El espíritu del Tratado es el de *mancomunar esfuerzos con el objeto de promover el desarrollo armónico y la integración física de la Cuenca del Plata y de sus arcas de influencia directa y ponderable*. En ese sentido, se destaca que dentro del ámbito de la Cuenca, las Partes Contratantes se comprometen a identificar áreas de interés común, a realizar estudios, programas y obras, así como la formulación de entendimientos operativos o instrumentos jurídicos que estimen necesarios respecto de, entre otros, los siguientes puntos:

- i. La facilitación y asistencia en materia de navegación;
- ii. La utilización racional de recurso agua, especialmente a través de la regulación de los cursos de agua y su aprovechamiento múltiple y equitativo; y,
- iii. La preservación y el fomento de la vida animal y vegetal<sup>1</sup>.

Igualmente, se debe traer a colación lo establecido en el artículo V del Tratado, según el cual, *la acción colectiva entre las Partes Contratantes deberá desarrollarse sin perjuicio de aquellos proyectos y empresas que decidan ejecutar en sus respectivos territorios, dentro del respeto al derecho internacional y según la buena práctica entre naciones vecinas y amigas*.

En este sentido, cabe mencionar que el Acuerdo Tripartito para el aprovechamiento hidroeléctrico ITAIPU y Corpus entre Paraguay, Brasil y Argentina (en adelante, “Acuerdo Tripartito”), el cual será analizado en el siguiente apartado, fue adoptado en 1979 *de acuerdo con el espíritu y la letra del Tratado de la Cuenca del Plata y de las Declaraciones y Resoluciones adoptadas en aquel contexto* [sic]<sup>2</sup>.

## **3. Acuerdo Tripartito para el aprovechamiento hidroeléctrico ITAIPU y Corpus**

Como se ha mencionado en el punto anterior, el Acuerdo Tripartito fue celebrado en 1979 al amparo de las disposiciones del Tratado de la Cuenca del Plata. En la coyuntura histórica de ese momento, el Acuerdo Tripartito tuvo como fin la búsqueda de soluciones para las tres Partes para alcanzar la efectiva convergencia de intereses y la obtención de beneficios recíprocos, con base en un espíritu de buena vecindad y de cooperación<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Tratado de la Cuenca del Plata (1969). Artículo I.

<sup>2</sup> Acuerdo Tripartito. N.R. N° 16, 19 de octubre de 1979, párrafo primero.

<sup>3</sup> *Ibidem*, párrafo cuarto.

En particular, los objetivos específicos plasmados en el Acuerdo Tripartito, entre otros, son los siguientes<sup>4</sup>:

- i. La regulación del nivel de agua máximo normal de operación del embalse de la zona de Corpus;
- ii. El establecimiento de parámetros para la operatividad de ITAIPU en la totalidad de su potencia;
- iii. La totalidad de la potencia de la ITAIPU Binacional;
- iv. La garantía a ITAIPU y Corpus del otorgamiento de facilidades durante su construcción y durante el llenado de sus embalses;
- v. El aseguramiento de un caudal en Corpus por parte del Paraguay y el Brasil, que redunde en beneficio de dicha obra;
- vi. El mantenimiento de las mejores condiciones de navegabilidad y la realización de las providencias adecuadas a fin de realizar las obras que posibiliten la navegación o el transbordo, tomando en cuenta los intereses de los países ribereños aguas abajo y aguas arriba;
- vii. El aseguramiento de que los caudales efluentes de los aprovechamientos de ITAIPU y del que se proyecta en la zona de Corpus no afecten las condiciones de navegabilidad del río Paraná, ni produzcan perjuicios sensibles a su régimen, a su condición aluvional, o a la actual operación de sus puertos, inclusive los abiertos estacionalmente a la navegación de ultramar;
- viii. La regulación de perjuicios sensibles que se puedan producir en el río Paraná, aguas debajo de ITAIPU y del aprovechamiento que se proyecta construir en la zona de Corpus.

En ese sentido, respecto de las Resoluciones en el ámbito del Tratado de la Cuenca del Plata, es oportuno resaltar lo señalado por el excanciller Ramírez Boettner, quien expresó lo siguiente respecto de los principios de *consulta previa* y *perjuicio sensible*:

*“[...] El Paraguay, que se encuentra en la doble posición de estar aguas arriba con respecto a la Argentina y el Uruguay y aguas abajo con respecto al Brasil y Bolivia buscó una tesis intermedia que fue planteada, como siempre, con gran destreza jurídica por el canciller Raúl Sapena Pastor en la Tercera Reunión de los Cancilleres de la Cuenca del Plata realizada en Asunción y se aprobó la Resolución N° 25, del 30 de julio de 1971, que dice: ‘En los ríos contiguos, siendo la soberanía compartida cualquier aprovechamiento de sus aguas deberá ser precedido de un Acuerdo bilateral entre los ribereños’ y ‘en los ríos internacionales sucesivos, no siendo la soberanía compartida, cada Estado puede aprovechar en razón de sus necesidades, siempre que no cause perjuicios sensibles al otro Estado de la cuenca’. O sea, acepta el principio de consulta previa con respecto a los ríos contiguos, pero aplica la doctrina del perjuicio sensible en los ríos sucesivos”<sup>5</sup>.*

---

<sup>4</sup> *Ibíd*em, párrafo quinto.

<sup>5</sup> Ramírez Boettner, Luis María. *Memorias: sesenta y seis años de vida internacional*. Intercontinental Editora, 2004, págs. 92-93.



Además, el excanciller Ramírez Boettner observa que en el Acuerdo Tripartito se solucionaron muchos de los problemas que surgieron a raíz de la doctrina jurídica del uso de las aguas, como la corta del río para la instalación de las turbinas de la hidroeléctrica de ITAIPU, el número de turbinas instaladas, así como las normas para el llenado del posible proyecto hidroeléctrico de Corpus. El Acuerdo Tripartito fue una gran solución para problemas muy difíciles y, según Ramírez Boettner, los tres Estados demostraron que se puede llegar a un punto de convergencia beneficioso para todos, en las dos grandes hidroeléctricas, ITAIPU, que es realidad, y otra que se espera pueda construirse en un cercano futuro, Corpus<sup>6</sup>.

En consecuencia, se tiene que el Acuerdo Tripartito establece normas sobre distintos aspectos vinculados con la proyección de los aprovechamientos hidroeléctricos de la ITAIPU y Corpus, en particular sobre la regulación de los niveles de agua del río, los parámetros para la operatividad de la ITAIPU Binacional, el límite de la generación de potencia de la ITAIPU Binacional, y el mantenimiento de condiciones ideales de navegabilidad, entre otros.

#### **4. Convención de las Naciones Unidas sobre el derecho de los usos de los cursos de agua internacionales para fines distintos de la navegación**

La Convención de las Naciones Unidas sobre el derecho de los usos de los cursos de agua internacionales para fines distintos de la navegación fue adoptada el 21 de mayo de 1997, como anexo de la resolución 51/229 de la Asamblea General. Es el único tratado universalmente aplicable a los recursos de agua dulce compartidos.

Entró en vigor el 17 de agosto de 2014 y, actualmente, cuenta con 37 Estados Parte. Aunque el Paraguay suscribió la Convención en 1998, no la ha ratificado hasta la fecha<sup>7</sup>. Sin embargo, la Corte Internacional de Justicia (CIJ), en su fallo sobre el caso *Proyecto Gabčíkovo-Nagymaros* (Hungría v. Eslovaquia), reconoció la importancia de la Convención en el desarrollo moderno del derecho internacional de aguas<sup>8</sup>. Además, se ha considerado que la Convención codifica el derecho internacional consuetudinario sobre por lo menos tres obligaciones: el uso razonable y equitativo de los recursos hídricos, la prevención de perjuicios sensibles, y la notificación previa de medidas planeadas<sup>9</sup>.

Es un instrumento que proporciona un marco de principios normas que pueden aplicarse y ajustarse para adaptarlos a las características de un determinado curso de agua internacional. Para la Convención, el principio básico es el de la utilización y participación equitativas y razonables. Un Estado que comparte un curso de agua internacional con otros Estado debe utilizar el curso de agua en su territorio de manera equitativa y razonable,

---

<sup>6</sup> *Ibidem*, pág. 94.

<sup>7</sup> Ver el INFORME PARCIAL N° GT. J – 8 – “PROPUESTAS DEL DOCTOR VICTORIO OXILIA SOBRE LOS ARGUMENTOS JURÍDICOS DE LA DOCTORA MARÍA ANTONIA GWYNN”, relativo a esta Convención.

<sup>8</sup> *Gabčíkovo-Nagymaros Project (Hungary/Slovakia), Judgment, I.C.J. Reports 1997*, p. 56, para. 85.

<sup>9</sup> McCaffrey, Stephen C. *Introductory Note*. En *Convention on the Law of the Non-Navigational Uses of International Watercourses*, Biblioteca Audiovisual de Derecho Internacional de las Naciones Unidas. Disponible en: <https://legal.un.org/avl/ha/clnuiw/clnuiw.html>.

teniendo en cuenta a los demás Estados que lo comparten, así como todos los factores y circunstancias pertinentes.

Estos factores, siempre según la Convención, pueden ser geográficos, hidrográficos, hidrológicos, climáticos, ecológicos y otros factores naturales; las necesidades económicas y sociales de los Estados del curso de agua del que se trate; la población que depende del curso de agua en cada Estado del curso de agua; los efectos que el uso del curso de agua en uno de los Estados produzcan en otro Estado; los usos actuales y potenciales del curso de agua; la conservación, la protección, el aprovechamiento y la economía en la utilización de los recursos hídricos del curso de agua y el costo de las medidas adoptadas al efecto, entre otros.

Otra disposición importante de la Convención es el artículo 7 (Obligación de no causar daños sensibles). Este artículo establece que los Estados “adoptarán todas las medidas apropiadas para impedir que se causen daños sensibles” a otros Estados que comparten un curso de agua internacional.

En la Parte III de la Convención se establece el principio de notificación previa de las medidas proyectadas y se indican en forma detallada los diversos aspectos de esa obligación. La Parte IV de la Convención trata de la protección, la preservación y la gestión de los cursos de agua internacionales. Contiene disposiciones de protección y preservación de los ecosistemas, prevención, reducción y control de la contaminación, y consultas sobre la gestión del curso de agua internacional, entre otros temas. La importancia de esas disposiciones es tal vez obvia: es preciso proteger, preservar y administrar correctamente los ecosistemas de los cursos de agua, así como los propios cursos de agua, para que apoyen la vida humana y otras formas de vida.

## **5. Conclusiones**

Sobre la base de todo lo analizado, teniendo en cuenta el marco normativo por el que se rigen la República del Paraguay y otros Estados de la Cuenca, así como las normas codificadas de derecho internacional consuetudinario, se puede concluir que la visión hidropolítica que propone el GTT puede encontrar sustento en los siguientes principios jurídicos para el establecimiento de un mecanismo relativo a la regulación de la afluencia del río Paraná, los cuales han sido sostenidos de manera constante en los tres instrumentos particulares estudiados, y sin perjuicio de otros que pudieran ser tenidos en cuenta:

- i. Principio de buena fe;
- ii. Principio de uso equitativo y razonable de los recursos hídricos;
- iii. Principio de la libertad de navegación;
- iv. Principio de la prevención de perjuicios sensibles;
- v. Principio de consulta previa.

Finalmente, la celebración de un acuerdo bilateral entre el Paraguay y el Brasil al amparo del Tratado de la Cuenca del Plata, tal como se procedió con el Acuerdo Tripartito, posibilitará el establecimiento de un mecanismo que permita una afluencia mínima del caudal del río Paraná, para garantizar tanto la disponibilidad energética para el Paraguay, así como niveles mínimos de “defluencia” que garanticen apropiadas condiciones de navegabilidad.

**NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU**  
**GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL**

**INFORME N° GT.C - 10**

**ASUNTO: “CONVENIO DE COOPERACIÓN TÉCNICA,  
INTERCAMBIOS Y COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA  
ELÉCTRICA CON BRASIL”**

**Fecha: 30.06.2020**

## **GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL**

### **Informe N° GT.C – 10**

**Fecha:** 30.06.2020

**Asunto:** *“Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos” – Mercado Brasileño*

---

#### **1. OBJETO**

Evaluación del concepto de *“Convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica con Brasil”*, a fin de su posible implementación como nuevo instrumento de relacionamiento de los sectores eléctricos del Paraguay y el Brasil.

#### **2. CONCEPTO, DESCRIPCIÓN DEL ASUNTO**

El Tratado de Itaipú y sus Anexos cuentan con una estructura muy sólida que ha sido demostrada en los últimos 50 años. Sin embargo, existen varias situaciones no previstas explícitamente en los mencionados documentos, pero que requerirían de un instrumento o acuerdo adicional para abordarlas en forma expeditiva en beneficio de los sectores eléctricos del Paraguay y el Brasil.

En ese contexto:

- La Cooperación Técnica es un aspecto relevante debido a que permitiría compartir experiencias, avances tecnológicos y estudios de integración eléctrica entre ambos países, en el corto plazo.
- El concepto de Intercambio incluye la posibilidad de fortalecer las condiciones de integración energética no previstas actualmente en forma específica en el Tratado y sus Anexos, contemplando situaciones de emergencia, complementariedades, optimización de la operación, y otros. Los intercambios podrían realizarse a través de la propia Itaipu, para lo cual se requerirá la definición de las instalaciones asociadas a la Central Hidroeléctrica de Itaipú como punto de interconexión; o de otros puntos de interconexión que sean convenientes establecer en el futuro.
- La Comercialización de Energía Eléctrica es un aspecto muy importante, pues serviría de base para acordar aspectos comerciales referidos a los intercambios, ya sea en valores monetarios o de compensación energética entre los países, en condiciones razonables y convenientes para los países involucrados. Cabe recordar que en caso de que no se concreten a tiempo los grandes emprendimientos binacionales previstos con la República Argentina, podría darse, en el medio o largo plazo, requerimientos del Paraguay no cubiertos de potencia y/o energía, debiendo preverse generación térmica de altos costos operativos, o adquirir lo faltante del Brasil si fuere más conveniente, situación ésta que estaría amparada en el Convenio que está siendo evaluado.

### **3. CONCLUSIONES, OPINIONES**

Por lo expresado anteriormente, sería conveniente implementar un Convenio de Cooperación Técnica, Intercambios y Comercialización de Energía Eléctrica con Brasil, en vista de los beneficios que puede traer al Paraguay, en el medio y largo plazo.

Para las transacciones cada parte debería poner a disposición de la otra parte la capacidad disponible en su sistema eléctrico, a efectos de contratar intercambios de potencia energía u otras prestaciones, con la sola limitación de la continuidad de la seguridad y de la calidad del servicio de cada sistema, en condiciones que contemplen la distribución equitativa de los beneficios en los aspectos técnicos y económicos. Cada parte deberá decidir en cuanto a las condiciones bajo las cuales es económico el intercambio. Sin embargo, ninguna de las partes rehusará arbitrariamente el intercambio de potencia y energía eléctrica. Los intercambios se realizarán respetando una distribución equitativa de los beneficios producidos por los mismos.

La implementación de esta propuesta podría eventualmente implicar en modificación de las normativas jurídicas vigentes en el Tratado y sus Anexos, o bien vía notas reversales específicas, que deberán ser suficientemente analizados. Se requiere de mayor y mejor evaluación futura por la ANDE, la ITAIPU y los Grupos de trabajo, con el parecer del Gobierno Nacional.

**NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU**  
**GRUPO DE TRABAJO JURÍDICO**

**INFORME Nº GT.J – 10**

***ASUNTO: “Planteamiento de una controversia ante la Corte Internacional de Justicia respecto de la interpretación o aplicación de una o más normas específicas del texto principal del Tratado de ITAIPU o de sus Anexos”***

***Fecha: 13.7.2020***

## **GRUPO DE TRABAJO JURÍDICO**

**Informe N.º GT. J – 10**

**Fecha: 13.7.2020**

**Asunto: *“Planteamiento de una controversia ante la Corte Internacional de Justicia respecto de la interpretación o aplicación de una o más normas específicas del texto principal del Tratado de ITAIPU o de sus Anexos”***

### **Participantes:**

- Ministro Julio César Duarte Van Humbeck, representante del Ministerio de Relaciones Exteriores, Coordinador del GTJ
- Abg. José Eduardo Pereira Sosa, representante del Ministerio de Relaciones Exteriores
- Dra. Lorena Beatriz Balbuena Soto, representante del Viceministerio de Minas y Energías
- Abg. Jorge Augusto Granada Torres, representante de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
- Abg. Iris Magnolia Mendoza Balmaceda, representante de la Entidad Binacional ITAIPU
- Abg. Jorge Ignacio Gross Brown, representante de la Entidad Binacional ITAIPU
- Abg. Sergio Coscia Nogués, Procurador General de la República del Paraguay
- Abg. María Belén Diana Franco, Procuradora Delegada de la PGR

## ANÁLISIS JURÍDICO

**Asunto:** Planteamiento de una controversia ante la Corte Internacional de Justicia respecto de la interpretación o aplicación de una o más normas específicas del texto principal del Tratado de ITAIPU o de sus Anexos.

**Fecha:** 13 de julio de 2020.

### CONSULTA:

¿Es jurídicamente viable plantear una controversia ante la Corte Internacional de Justicia respecto de la interpretación o aplicación de una o más normas específicas del texto principal del Tratado de ITAIPU o de sus Anexos?

### ANÁLISIS:

*i. El planteamiento de recurrir a la Corte Internacional de Justicia*

En el debate nacional sobre el proceso de revisión del Anexo “C” del Tratado de ITAIPU, algunos sectores han formulado como una reivindicación recurrir a la Corte Internacional de Justicia (de aquí en adelante “Corte Mundial”, “Corte” o “CIJ”) para plantear la nulidad del Tratado de ITAIPU. En consecuencia, se hace necesario analizar las implicancias jurídicas de esta propuesta en el marco de dicho proceso.

*ii. La competencia de la CIJ*

Conforme se desprende del párrafo 1, artículo 34, del Estatuto de la CIJ, solo los Estados pueden ser partes en casos contenciosos. En ese sentido, el concepto de la competencia, conforme con el párrafo 1, artículo 36, del Estatuto de la Corte, establece la autoridad de la CIJ para tomar decisiones vinculantes en la resolución de controversias entre Estados. El texto del artículo 36 establece cuanto sigue:

*“Artículo 36*

- 1. La competencia de la Corte se extiende a todos los litigios que las partes le sometan y a todos los asuntos especialmente previstos en la Carta de las Naciones Unidas o en los tratados y convenciones vigentes.*
- 2. Los Estados partes en el presente Estatuto podrán declarar en cualquier momento que reconocen como obligatoria ipso facto y sin convenio especial, respecto a cualquier otro Estado que acepte la misma obligación, la jurisdicción de la Corte en todas las controversias de orden jurídico que versen sobre:*

- a. la interpretación de un tratado;*
- b. cualquier cuestión de derecho internacional;*



- c. *la existencia de todo hecho que, si fuere establecido, constituiría violación de una obligación internacional;*
- d. *la naturaleza o extensión de la reparación que ha de hacerse por el quebrantamiento de una obligación internacional.*
3. *La declaración a que se refiere este Artículo podrá hacerse incondicionalmente o bajo condición de reciprocidad por parte de varios o determinados Estados, o por determinado tiempo.*
4. *Estas declaraciones serán remitidas para su depósito al Secretario General de las Naciones Unidas, quien transmitirá copias de ellas a las partes en ese Estatuto y al Secretario de la Corte.*
5. *Las declaraciones hechas de acuerdo con el Artículo 36 del Estatuto de la Corte Permanente de Justicia Internacional que estén aún vigentes, serán consideradas, respecto de las partes en el presente Estatuto, como aceptación de la jurisdicción obligatoria de la Corte Internacional de Justicia por el periodo que aun les quede de vigencia y conforme a los términos de dichas declaraciones.*
6. *En caso de disputa en cuanto a si la Corte tiene o no jurisdicción, la Corte decidirá”.*

Por tanto, según los párrafos 1 y 2 del artículo anteriormente mencionado, se encuentra que la CIJ ejerce su competencia con sujeción al consentimiento de dos Estados en una controversia, el cual puede ser expresado sea en un tratado, en el sentido amplio del vocablo, o bien por medio de una declaración unilateral que se deposita ante la Corte.

La competencia de la Corte en las relaciones interestatales es, pues, de naturaleza adversarial; se extiende solo a controversias, por lo que la determinación de la existencia de una controversia es un aspecto fundamental según el cual la CIJ decide si puede ejercer su competencia contenciosa<sup>1</sup>. En este contexto, es oportuno referirse a qué entiende la CIJ por una controversia entre Estados. En uno de sus primeros fallos, en 1924, la entonces Corte Permanente de Justicia Internacional (CPJI), en el caso *Mavrommatis Palestine Concessions*, dio una definición de lo que es una controversia, la cual ha sido seguida por su sucesora, sin mayores modificaciones en sus términos: “*A dispute is a disagreement on a point of law or fact, a conflict or legal views or interests between two persons*” (“Una controversia es un desacuerdo sobre una cuestión de derecho o de hecho, un conflicto o puntos de vista o intereses jurídicos entre dos personas”). En efecto, en fallos recientes la Corte ha hecho referencia a la sentencia del caso *Mavrommatis*<sup>2</sup>. A pesar de que la definición citada no es exhaustiva, la CIJ ha

<sup>1</sup> BONAFÉ, B. I., *Establishing the existence of a dispute before the International Court of Justice: Drawbacks and implications* (31 de diciembre de 2017), *Questions of International Law*, 45 (2017), p. 3.

<sup>2</sup> *The Mavrommatis Palestine Concessions* (Grecia/Reino Unido), Competencia, PCIJ, Series A, No. 2, pp. 6, 11. Véase también, por ejemplo, el caso *Certain Property* (Ciertos bienes) (Liechtenstein/Alemania), Objeciones Preliminares, ICJ Reports (2005), pp. 6, 18 (para. 24).

procedido de manera consistente, al menos de forma implícita, sobre la base de que la parte demandante debe presentar una reclamación de naturaleza jurídica<sup>3</sup>.

Adicionalmente, la jurisprudencia de la Corte ha señalado algunos aspectos particulares acerca de la existencia de una controversia. En el caso *South West Africa* (África suroccidental), la CIJ expresó que se debe demostrar que “*la reclamación de una parte es positivamente opuesta por la otra*”<sup>4</sup>, lo que fue reiterado en el caso *Northern Cameroons* (Camerún septentrional) en el requisito de que la existencia de una controversia presupone “puntos de vista opuestos” respecto de la interpretación y aplicación de una norma jurídica<sup>5</sup>. En el mismo caso, la CIJ realizó una declaración general sobre la relevancia del concepto de controversia dentro del sistema de resolución de controversias contenido en el Estatuto de la Corte<sup>6</sup>:

*“[...] La función de la Corte es expresar el derecho, pero puede pronunciar un fallo solo en conexión con casos concretos en los que existen al tiempo de la resolución una controversia real que involucra un conflicto de intereses jurídicos entre las partes [...]”.*

Así también, se ha señalado que la existencia de una controversia es una cuestión de determinación objetiva<sup>7</sup>, al no ser suficiente que solo una de las partes afirme que existe una controversia<sup>8</sup>. Con todo, en casi 80 años del ejercicio de sus funciones, la Corte había siempre interpretado el concepto de su competencia de manera amplia, y ningún caso había sido rechazado por no constituir una controversia<sup>9</sup>.

Sin embargo, en 2016, la CIJ, por primera vez, rechazó una demanda por no poder determinar la existencia de una controversia. En los casos *Marshall Islands*, las Islas Marshall habían presentado demandas contra nueve Estados nucleares por separado, por la supuesta violación de obligaciones sobre el cese de la carrera de armas nucleares y desarme nuclear. De estos nueve Estados, tres (India, Paquistán y Reino Unido) habían reconocido la competencia obligatoria de la Corte, mientras que los demás fueron desestimados porque no habían reconocido dicha competencia para los fines del caso. En su razonamiento, la CIJ añadió dos nuevos requisitos fundamentales para demostrar la existencia de una controversia entre las partes. La Corte requirió a) que el demandado debe estar en conocimiento (“*aware*”) de la existencia de una

<sup>3</sup> TOMUSCHAT, C., Article 36, en ZIMMERMAN, A. et al (eds.), *The Statute of the International Court of Justice: A Commentary*, Oxford University Press (OUP), 2012.

<sup>4</sup> *South West Africa* (Etiopía/Sudáfrica; Liberia/Sudáfrica), Objeciones Preliminares, ICJ Reports (1962), pp. 319, 328.

<sup>5</sup> *Northern Cameroons* (Camerún/Reino Unido), ICJ Reports (1963), pp. 15, 27.

<sup>6</sup> *Ibid.*, pp. 15, 33-4.

<sup>7</sup> *Interpretation of Peace Treaties with Bulgaria, Hungría y Rumania*, ICJ Reports (1950), pp. 65, 74.

<sup>8</sup> *Nuclear Tests* (Australia/Francia; Nueva Zelanda/Francia), ICJ Reports (1974), pp. 253, 271 (para. 55), pp. 457, 476 (para. 58).

<sup>9</sup> TOMUSCHAT, C., *Op. cit.*



controversia respecto de la parte demandante y b) que la controversia debe existir al momento en que se incoa la demanda<sup>10</sup>.

La Corte Internacional de Justicia, como condición para acceder al recurso judicial, introdujo jurisprudencialmente dos criterios adicionales, según los cuales el demandado debe estar en conocimiento (“*awareness*”) de la existencia de una controversia, y la existencia de la controversia al momento de la interposición de la demanda.

Sobre la base de todo lo manifestado, recurrir a la CIJ implica, necesariamente, poder demostrar que dicho órgano jurisdiccional posee efectivamente competencia a la luz de un instrumento internacional jurídicamente vinculante, o bien en virtud de una declaración unilateral de aceptación de su competencia; y también la existencia efectiva de una controversia sobre la base de criterios que se encuentran en su jurisprudencia.

*iii. Bases jurídicas para determinar la legitimación del Paraguay para recurrir a la CIJ y análisis de la competencia de la Corte ante una eventual controversia planteada por el Paraguay*

Como ya se ha mencionado anteriormente, la CIJ entiende en casos contenciosos únicamente entre Estados, según el artículo 34 de su Estatuto. Por su parte, el artículo 35 de dicho instrumento establece cuáles Estados pueden acceder a la competencia *ratione personae* de la Corte, que establece que:

- “1. La Corte estará abierta a todos los Estados partes en este Estatuto.*
- 2. Las condiciones bajo las cuales la Corte estará abierta a otros Estados serán fijadas por el Consejo de Seguridad con sujeción a las disposiciones especiales de los tratados vigentes, pero tales condiciones no podrán en manera alguna colocar a las partes en situación de desigualdad ante la Corte.*
- 3. Cuando un Estado que no es Miembro de las Naciones Unidas sea parte en un negocio, la Corte fijará la cantidad con que dicha parte debe contribuir a los gastos de la Corte. Esta disposición no es aplicable cuando dicho Estado contribuye a los gastos de la Corte.”*

Como se ha observado, el párrafo 1 del artículo 36 del Estatuto de la CIJ, referido *ut supra*, establece que *la competencia de la Corte se extiende a todos los litigios que las partes le sometan y a todos los asuntos especialmente previstos en la Carta de las Naciones Unidas o en los tratados y convenciones vigentes.*

Por tanto, se tiene que el consentimiento de los Estados involucrados en un litigio es la condición para que la Corte Internacional examine cualquier caso

<sup>10</sup> BONAFÉ, B. I., *Op. cit.*, p. 6.

*Belief*

*Francis Maza*

*ROO*

*[Handwritten signature]*

contencioso que se le presente, con la condición previa de que cada Estado implicado como parte en un caso contencioso tenga capacidad para tener acceso a la Corte.

Conforme se desprende de la base de datos de la Corte Internacional de Justicia, el Paraguay depositó su declaración de aceptación en 1996, la cual se mantiene vigente desde entonces. En este punto, es importante advertir, a la luz del análisis en cuestión, que el Brasil no ha depositado una declaración de aceptación de la competencia obligatoria de la Corte<sup>11</sup>.

En consecuencia, bajo esta circunstancia, en la que uno de los Estados no reconoce la competencia obligatoria de la CIJ por medio de una declaración unilateral, es necesario estudiar otras alternativas y recurrir a otros instrumentos internacionales que podrán servir como base para invocar la competencia de la Corte entre ambos Estados en una eventual controversia.

En ese sentido, se debe señalar la vigencia del Tratado Americano de Soluciones Pacíficas, conocido como Pacto de Bogotá, celebrado el 30 de abril de 1948 en la IX Conferencia Internacional Americana. Tanto el Paraguay como el Brasil son Estados Parte del Pacto<sup>12</sup>, y ninguno de ellos ha realizado reservas a la posibilidad de recurrir a la CIJ<sup>13</sup>.

En efecto, en su artículo II, el Pacto establece cuanto sigue:

*“Artículo II*

*Las Altas Partes Contratantes reconocen la obligación de resolver las controversias internacionales por los procedimientos pacíficos regionales antes de llevarlas al Consejo de Seguridad de las Naciones Unidas.*


*En consecuencia, en caso de que entre dos o más Estados signatarios se suscite una controversia que, en opinión de las partes, no pueda ser resuelta por negociaciones directas a través de los medios diplomáticos usuales, las partes se comprometen a hacer uso de los procedimientos establecidos en este Tratado en la forma y condiciones previstas en los artículos siguientes, o bien de los procedimientos especiales que, a su juicio, les permitan llegar a una solución.”*

De manera conexa, el artículo III dispone que el orden de los procedimientos pacíficos establecidos en el Pacto no significa que las partes no puedan recurrir al que

  
<sup>11</sup> International Court of Justice – *Declarations recognizing the jurisdiction of the Court as compulsory*. Recuperado de: <https://www.icj-cij.org/en/declarations>.

<sup>12</sup> La República del Paraguay depositó su instrumento de ratificación el 27 de julio de 1967, y la República Federativa del Brasil, el 16 de noviembre de 1965.

<sup>13</sup> Tratado Americano de Soluciones Pacíficas “Pacto de Bogotá” – Estado de firmas y ratificaciones. Recuperado de: <http://www.oas.org/juridico/spanish/firmas/a-42.html#3>.





consideren más apropiado en cada caso, ni que deban seguirlos todos, ni que exista, salvo disposición expresa al respecto, prelación entre ellos<sup>14</sup>.

Resulta pues relevante, primero, lo establecido en el artículo XXXI del Pacto, que expresamente dispone que, conforme con el inciso 2º del artículo 36 del Estatuto de la CIJ, las Altas Partes Contratantes declaran que reconocen respecto a cualquier otro Estado Americano como obligatoria *ipso facto*, sin necesidad de ningún convenio especial mientras esté vigente el Pacto, la jurisdicción de la Corte en todas las controversias de orden jurídico que surjan entre ellas y que versen sobre:

- a) la interpretación de un tratado;
- b) cualquier cuestión de derecho internacional;
- c) la existencia de todo hecho que, si fuere establecido, constituiría la violación de una obligación internacional;
- d) la naturaleza o extensión de la reparación que ha de hacerse por el quebrantamiento de una obligación internacional.

A propósito del artículo XXXI del Pacto, en el caso *Nicaragua v. Honduras*, la Corte estableció que dicha norma era independiente de la declaración unilateral de aceptación de la competencia de la Corte. “*El compromiso en el Artículo XXXI [...] es un compromiso autónomo, independiente de cualquier otro que las partes puedan haber asumido o que asumirán*”<sup>15</sup>. En otra situación similar, en el caso *Nicaragua v. Colombia*, la Corte perfeccionó este enfoque y expresó que, como la competencia se basaba en el artículo XXXI del Pacto, no era necesario examinar la cláusula opcional<sup>16</sup>.

Adicionalmente, el procedimiento del Pacto prevé, por un lado, la limitación del recurso a la Corte, ya que el artículo XXXIV establece que, *si la Corte se declarare incompetente para conocer de la controversia por los motivos señalados en los artículos V, VI y VII de este Tratado, se declarará terminada la controversia*. A continuación, se reproducen los artículos referidos:

“*ARTICULO V. Dichos procedimientos no podrán aplicarse a las materias que por su esencia son de la jurisdicción interna del Estado. Si las partes no estuvieren de acuerdo en que la controversia se refiere a un asunto de jurisdicción interna, a solicitud de cualquiera de ellas esta cuestión previa será sometida a la decisión de la Corte Internacional de Justicia*”.

<sup>14</sup> Tratado Americano de Soluciones Pacíficas (1948) – art. III.

<sup>15</sup> INFANTE CAFFI, M.T., *Latin America and the International Court of Justice: The Pact of Bogotá* en WOJCIKIEWICZ, P. & SOREL, J. (eds.), *Latin America and the International Court of Justice: Contributions to international law*, New York: Routledge, 2016, p. 66. Véase *Border and Transborder Armed Action* (Nicaragua v. Honduras), I.C.J. Reports 1988.

<sup>16</sup> *Territorial and Maritime Dispute* (Nicaragua v. Colombia), Objeciones Preliminares, Fallo, I.C.J. Reports 2007. Véase también *Maritime Dispute* (Perú v. Chile), I.C.J. Reports 2014; *Obligation to Negotiate Access to the Pacific Ocean* (Bolivia v. Chile), I.C.J. Reports 2018, entre otros.

Belu

Roz

four

*“ARTICULO VI. Tampoco podrán aplicarse dichos procedimientos a los asuntos ya resueltos por arreglo de las partes, o por laudo arbitral, o por sentencia de un tribunal internacional, o que se hallen regidos por acuerdos o tratados en vigencia en la fecha de la celebración del presente Pacto”.*

*“ARTICULO VII. Las Altas Partes Contratantes se obligan a no intentar reclamación diplomática para proteger a sus nacionales, ni a iniciar al efecto una controversia ante la jurisdicción internacional, cuando dichos nacionales hayan tenido expeditos los medios para acudir a los tribunales domésticos competentes del Estado respectivo”.*

Por el otro, el artículo XXXV del Pacto establece que, *si la Corte se declarase incompetente por cualquier otro motivo para conocer y decidir de la controversia, las Altas Partes Contratantes se obligan a someterla a arbitraje, de acuerdo con las disposiciones del capítulo quinto del Tratado.* Consecuentemente, esta norma funciona de manera subsidiaria en caso de que la CIJ se declare incompetente para entender en una controversia sometida por las Altas Partes Contratantes del Pacto.


Por tanto, a la luz de las disposiciones analizadas del Pacto de Bogotá, es posible afirmar que la República del Paraguay se encuentra legitimada para someter una controversia a la CIJ que verse en relación con el Tratado de ITAIPU y sus Anexos.

Sin embargo, se debe tomar en consideración que esta legitimación de recurrir a la Corte surte efecto una vez que sean agotadas las instancias de negociaciones directas a través de los medios diplomáticos usuales, conforme con el artículo II del Pacto. Respecto de la solución de controversias a través de los medios diplomáticos usuales, se puede observar que el artículo XXII del Tratado de ITAIPU se encuentra en línea con lo dispuesto en el artículo II del Pacto, al establecer expresamente que, *en caso de divergencia en cuanto a la interpretación o la aplicación del presente Tratado y sus Anexos, las Altas Partes Contratantes la resolverán por los medios diplomáticos usuales.*

#### iv. Conclusiones

Sobre la base de todo lo examinado más arriba, se concluye que, a la luz del Pacto de Bogotá, y de existir una causal jurídica que lo justifique, el Paraguay se encuentra legitimado para incoar una demanda ante la CIJ en los términos del artículo XXXI del mencionado instrumento.

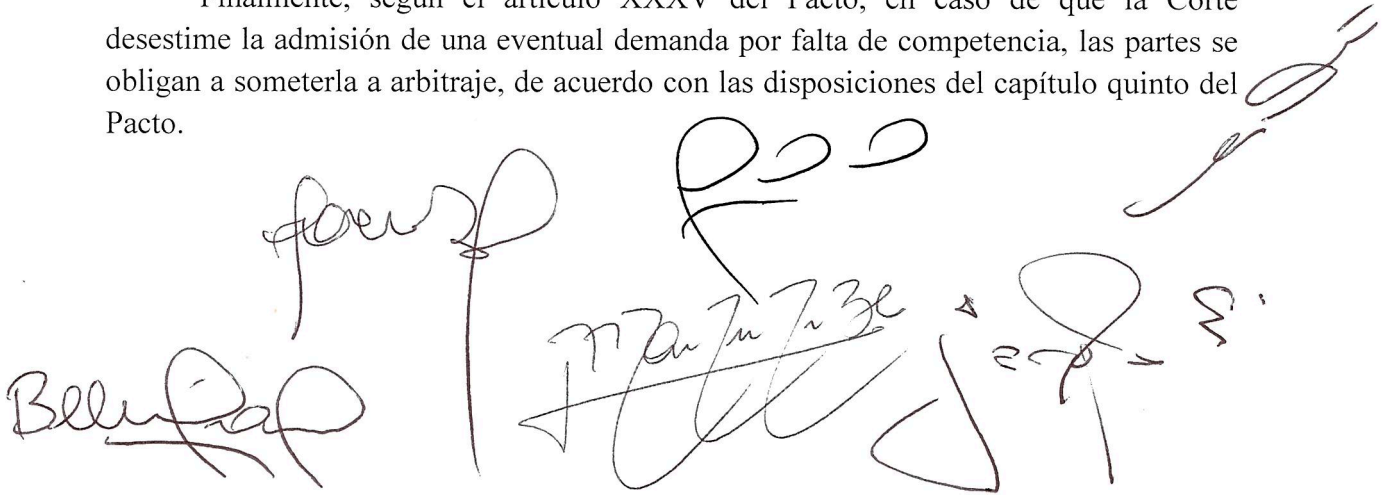
En ese sentido, el recurso a la CIJ implica, fundamentalmente, demostrar de manera fehaciente la existencia de una controversia respecto de la interpretación o aplicación de una o más normas específicas del texto principal del Tratado de ITAIPU o de sus Anexos.

The image shows four handwritten signatures in black ink at the bottom of the page. From left to right, they are: a signature that appears to be 'Beard', a signature that appears to be 'Jaime', a signature that appears to be 'Rosa', and a signature that appears to be 'Maza'. There is also a checkmark-like mark to the right of the 'Maza' signature.

Además, de acuerdo con lo constatado en el artículo II del Pacto y en el artículo XXII del Tratado de ITAIPU, el recurso a la CIJ está sujeto a la condición previa del agotamiento de las negociaciones directas a través de los medios diplomáticos usuales.

Ante la eventual presentación de una demanda ante la CIJ, esta deberá decidir acerca de su competencia contenciosa y, posteriormente, analizará si se reúnen los criterios de admisibilidad, conforme con su razonamiento jurídico.

Finalmente, según el artículo XXXV del Pacto, en caso de que la Corte desestime la admisión de una eventual demanda por falta de competencia, las partes se obligan a someterla a arbitraje, de acuerdo con las disposiciones del capítulo quinto del Pacto.



The image shows several handwritten signatures and initials in black ink. On the left, there is a signature that appears to be 'Belu' followed by a large flourish. In the center, there are several overlapping signatures and initials, including one that looks like 'Roo' and another that is more complex and illegible. On the right, there is a signature that looks like 'S' followed by a flourish. The handwriting is cursive and somewhat stylized.