



TETĀNGUÉRA NDIVE
JOKUPYTYRĀ
Motenondeha

Ministerio de
**RELACIONES
EXTERIORES**

 **TETĀ REKUÁI**
 **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

Contenido

Comercialización de Excedentes

GT.C – 01 “Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos” –
Mercado Brasileño

GT.C – 02 “Comercialización de energía de Itaipú en el mercado eléctrico del Brasil”

GT.C – 03 “Análisis de la Evolución del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD)”
(Mercado Eléctrico Brasileño)

GT. C - 04 “Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos”
(Mercado Eléctrico Argentino)

GT. C - 05 “Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos”
(Mercados Eléctricos de Chile y Uruguay)

GT. C – 06 “Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipú para comercializar
en el Mercado Brasileño”

GT. C - 08 “Venta de Energía Eléctrica a Clientes Externos dentro del Territorio Nacional”

GT. C - 09 “Apertura del Mercado Eléctrico de Brasil”

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 01

ASUNTO: “Comercialización de Excedentes de Energía en mercados externos”

(Mercado Eléctrico Brasileño)

Fecha: 01.06.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe N° GT.C – 01

Fecha: 01.06.2020

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

Participantes:

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de la ANDE; Coordinador del GT.C

Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME

Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE

Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU

Ing. Gerardo Blando, representante de ITAIPU

Ing. Felipe Mitjans, representante del MRE

1. Objeto

Analizar los fundamentos del mercado eléctrico brasileño a fin de evaluar la real posibilidad de comercializar los excedentes de energía eléctrica del Paraguay en el corto, medio y largo plazo. El análisis hace énfasis en el mercado eléctrico brasileño ante el contexto de la eventual renegociación del Tratado de Itaipu Binacional, de manera a posibilitar la libre disponibilidad de los excedentes paraguayos de la Itaipu Binacional.

2. Informaciones utilizadas

Las principales informaciones utilizadas para el presente análisis fueron extraídos del Anexo “Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas (Mercado Eléctrico del Brasil)”.

3. Desarrollo del Tema

A. Características Generales del Mercado Eléctrico Brasileño

El sistema brasileño existente, a fines de 2019, tenía una **capacidad instalada total de 176 GW** cuyo parque instalado está compuesto por centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables (pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas, solares y de biomasa). El **86% de la capacidad instalada del sistema brasileño es predominantemente renovable**, principalmente debido a las centrales hidroeléctricas, que representan el 70% del total. La demanda máxima del año 2019 estuvo alrededor de los **90.121 MW**, registrado el 30 de enero de 2019, con un consumo de energía en todo el año 2019 de **593.591 GWh**.

El sistema eléctrico brasileño comparte la Central de Itaipú de 14.000 MW con Paraguay y también tiene sólidas interconexiones eléctricas con Argentina, Paraguay, Uruguay y Venezuela, con una capacidad total de más de 2.900 MW. Venezuela está actualmente conectada a un sistema aislado en el norte de Brasil, pero hay planes para interconectarlo al sistema nacional. Entre los nuevos proyectos de interconexión internacional en discusión en Brasil, se destacan Arco Norte con las Guayanas y varios proyectos hidroeléctricos binacionales nuevos: con Argentina (Garabí y Panambí), Bolivia (Cachuela Esperanza) y Perú (Inambari). En la Figura 1 siguiente se aprecian las interconexiones activas del Brasil con sus países vecinos.

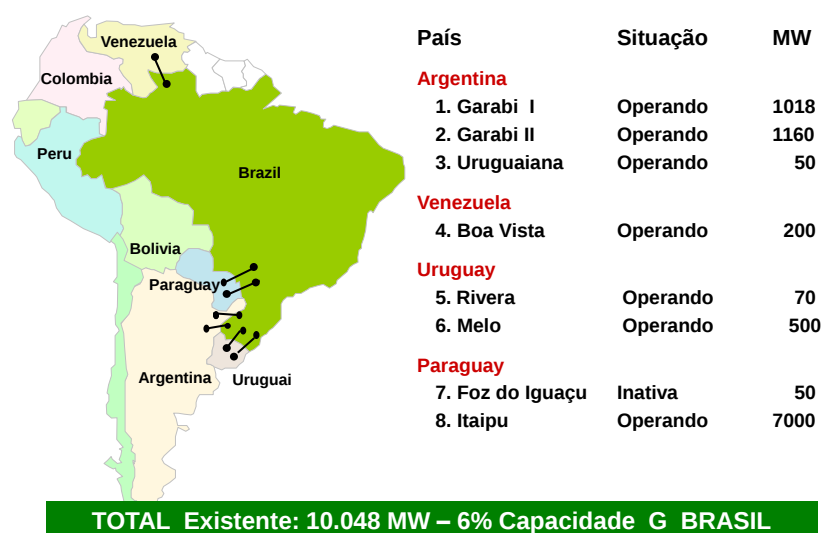


Figura 1. Interconexiones eléctricas activas del Brasil con los países de América del Sur.

B. Marco Regulatorio e Institucional, Agentes del Sector Eléctrico

El último cambio en el sector eléctrico de Brasil, en cuanto a organización, se dio en el año 2004, en relación al ambiente de contratación, siendo resultado de una mejora al cambio iniciado en el año 1998, con el Proyecto de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño (Proyecto RE-SEB). Existen dos ambientes de contratación: el **Ambiente de Contratación Regulado** y el **Ambiente de Contratación Libre**.

Actualmente se realizan subastas de energía eléctrica, por parte de la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) por delegación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), donde se utiliza el criterio de tarifa más baja, con el objetivo de reducir el costo de adquisición de la electricidad para los consumidores cautivos del ambiente regulado.

El modelo vigente requiere la **contratación de la demanda total por parte de distribuidores y consumidores libres**, con la contratación de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas en proporciones que aseguren un mejor equilibrio entre garantía de suministro y costo de suministro, así como el monitoreo permanente de la seguridad del suministro. Este modelo fue implementado por las **Leyes N° 10.847 y N° 10.848**, del 15 de marzo de 2004, y por el **Decreto N° 5.163**, del 30 de julio de 2004.

En términos institucionales, el modelo actual definió la creación de la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) en 2004, como la organización sucesora del Mercado Mayorista de Energía (MAE). También se creó el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), con el objetivo de evaluar permanentemente la seguridad del suministro de electricidad en el país, y la Empresa de Investigación Energética (EPE), responsable de la planificación a largo plazo del sector eléctrico.

La estructura sectorial se completa con la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), que actúa como el organismo regulador del sector, y con el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), responsable de la operación optimizada de las instalaciones de generación y transmisión en los sistemas interconectados de Brasil.

En la Figura 2 se observan los organismos estatales y su jerarquía, y en la Figura 3 se observan los organismos independientes.



Figura 3. Organismos Estatales.



Figura 3. Organismos Independientes.

C. Ambientes de Comercialización de Energía Eléctrica

La comercialización de energía eléctrica entre Comercializadores, Generadores, ambos debidamente habilitados por la ANEEL, y consumidores, concesionarios, permisionarios y autorizados de servicios e instalaciones de energía eléctrica, así como estos con sus consumidores en el Sistema Interconectado Nacional Brasileño (SINB) se lleva a cabo en el **Ambiente de Contratación Regulada (ACR)** o en el **Ambiente de Contratación Libre (ACL)**, según lo dispuesto en el Decreto N° 5.163 del 30 de julio de 2004.

La **Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE**, anteriormente llamada ASMAE, fue autorizada por la Ley N° 10.848 del 15 de marzo de 2004 e instituida por el Decreto N° 5.177 del 12 de agosto de 2004, como una entidad legal de derecho privado, sin fines lucrativos, bajo la regulación y fiscalización de la ANEEL. Su propósito es **viabilizar a comercialización de energía eléctrica entre los agentes del SINB**.

Todos los contratos para la compra y venta de energía eléctrica celebrados, ya sea bajo el ACR, llamado CCER (Contrato de Compra y Venta de Energía Regulada) o el ACL, llamado CCVEE (Contratos de Compra y Venta de Energía Eléctrica) deben registrarse con la CCEE. La CCEE contabiliza las diferencias de lo que se suministró, se produjo y se contrató. La diferencia puede ser positiva o negativa y se liquida en el Mercado de Corto Plazo (MCP), se valora al Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) determinado semanalmente para cada nivel de carga y para cada submercado del SINB. En el MCP también hay contratos, de acuerdo con las Reglas de comercialización.

- La Ley N° 10.848, de 15 de marzo de 2004, regulada por el Decreto N° 5.163/2004, establece: Agentes y sus roles;
- Ambientes de contratación de energía eléctrica;
- Reglas y procedimientos de comercialización; Subastas de energía eléctrica; y
- El Mercado de Corto Plazo (spot).

La **Medida Provisional N° 579 del 11 de septiembre de 2012**, convertida en la **Ley N° 12.783**, del 11 de enero de 2013, impactó las ventas de energía principalmente en los siguientes puntos: estableció cuotas de energía para integrar el respaldo (lastro) del distribuidor, modificó el plazo de retorno del Consumidor Especial por la condición de Cautivo y, en general, hizo posible reducir la tarifa de los consumidores cautivos y libres.

El modelo de comercialización del Sector Eléctrico Brasileño es un modelo híbrido y único en el mundo que establece **dos entornos de comercialización, para la competencia en generación**. Produjo una

profunda reforma en la metodología de contratación por parte de los Distribuidores, con el fin de la negociación bilateral (entre Generadores y Distribuidores), y también el fin de la autosuficiencia (Auto-negociación).

La coexistencia de los dos ambientes de contratación permite la comparación de las mediciones de los resultados entre sí; además, de que **la contabilidad y la liquidación de las diferencias no contratadas se producen en la CCEE para ambos ambientes**. Desde el punto de vista del vendedor, la energía puede ser contratada indistintamente en el ACR o el ACL, o no contratarse y liquidarse en la CCEE en el MCP al valor de PLD. Desde la perspectiva del comprador, la energía se puede contratar desde el ACL o el ACR, sujeto a condiciones y restricciones, como se describirá a continuación.

Los organismos intervinientes en el Sistema Eléctrico Brasileño (SEB), las relaciones entre ellos, los agentes y los ambientes de comercialización a cuales se vinculan se puede observar en la Figura 4.

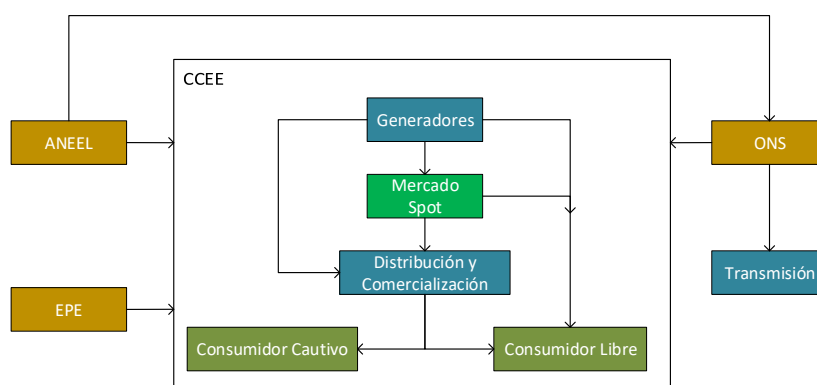


Figura 4. Estructura del SEB.

Además, el SINB, si bien se encuentra totalmente interconectado, para la comercialización se **divide en cuatro (4) submercados**, como se observa en la Figura 5.



Figura 5. Submercados eléctricos en Brasil.

a. Ambiente de Contratación Regulada (ACR)

El entorno de contratación regulado se caracteriza por los acuerdos de compra y venta que se realizan entre el generador y el distribuidor, supervisados por las normas de ANEEL, que regulan los precios y las

condiciones de suministro. La ventaja de este entorno de contratación es principalmente la **estabilidad de los precios que pagan los consumidores**, ya que ANEEL fija estos valores por adelantado y otorga ajustes anuales. En el entorno de contratación regulado, los **contratos son bilaterales entre distribuidores locales y agentes de venta de energía**.

Existen diferentes tipos de subastas dependiendo de los tipos de las centrales de generación y de las capacidades:

- **Subastas de Proyectos de Estructuración (A-7 a A-5):** Contratación de energía eléctrica de nuevos **proyectos de generación de gran tamaño (proyectos estructurantes)**, llevado a cabo con 7 a 5 años antes del inicio de la oferta. Hace viable proyectos de larga maduración, como las grandes centrales hidroeléctricas. **Prioridad para licitación e implementación debido a la naturaleza estratégica y el interés público, como las CH de Santo Antônio, Jirau, Belo Monte.** Transferencia completa en la tarifa. Límite de declaración según el año de entrega - Subasta A-X.
- **Subastas de Energías Nuevas (A-6 a A-3):** Subastas para **nuevas centrales o expansión de centrales existentes**. La entrega de energía tendrá lugar de 6 a 3 años después de la subasta. CCEARs en la **modalidad de cantidad** para centrales hidroeléctricas con plazos de 30 años de duración; y CCEARs en la **modalidad de disponibilidad**, para centrales termoeléctrica/eólica con plazos de 15 a 25 años de duración. Se deben ejecutar al menos 2 procesos de subastas por año, siempre que exista una demanda declarada por los agentes de distribución. Hace viable proyectos de media madurez, como las plantas termoeléctricas.
 - **Subastas A-6 y A-5:** Transferencia total de la tarifa. No hay límite para la declaración.
 - **Subastas A-4 y A-3:** hasta el 2% de la carga se transfiere completamente. Para el que excede el 2%, transfiere el valor más bajo entre el promedio ponderado de VL6 y VL5 y el promedio ponderado de VL4 y VL3 hasta el final del contrato. Debido a la transferencia, los agentes tienden a declarar un máximo del 2% de la carga (VLX valor de la subasta A-X).

Valor de Referencia (VR): es el precio medio ponderado de las subastas de Energía Nueva para entrega, publicado anualmente por la ANEEL.

- **Subastas de Fuentes Alternativas (A-6 a A-1):** Específicas para contratar energía de nuevas centrales cuya fuente primaria es energía alternativa (biomasa, eólica, fotovoltaica, PCHs, etc.). Estos contratos CCEAR son válidos por 10 a 30 años. La entrega comienza en el año siguiente o hasta el sexto año después de la subasta. Criterios para la transferencia completa. Límite de declaración según el año de entrega - Subasta A-X.
- **Subastas de Energía Existentes (A-5 a A-0):** Contratación de energía para proyectos de centrales de generación cuya operación comercial tuvo lugar antes de la subasta. La entrega de energía puede comenzar en el mismo año o hasta 5 años después. CCEAR en las modalidades de **cantidad o de disponibilidad**: duración de 1 a 15 años. Criterios para la transferencia completa. Límite de declaración:
 - Cantidades de reemplazo (MR): contratos que finalizan en el año A-1; y
 - Recuperación del mercado: suma del monto de reemplazo no contratado en los cinco años anteriores al año en que se realizó la subasta.
- **Subastas de Ajuste (A-2/A-1):** Energía existente para complementar el contrato anual. Contratación de energía a partir del mismo año del evento, válida por hasta 2 años. Sirven para "ajustar" las necesidades de los Distribuidores, creado para complementar la demanda de los distribuidores en situaciones ocasionales, imprevistas. **Límite de declaración del 5% de la carga.** Transferencia completa hasta el límite del valor más alto entre el promedio estimado del futuro CMO limitado al PLD mínimo y máximo del submercado de suministro de energía, refiriéndose a los períodos de suministro de los contratos negociados y el promedio móvil de cinco años de la VR actualizada. Duración usual de 8 años.
- **Subastas de Energía de Reserva:** Nueva energía, para aumentar la seguridad energética del SINB. Sistema similar al modelo de comprador único, donde el comprador único es la CCEE. No forma lastro. Contabilizado por la Cuenta de Energía de Reserva administrada por la CCEE (CONER) - pagado a través del Encargo de Energía de Reserva (EER) - dividido entre todos los consumidores

libres/especiales, autoprodutores y distribuidores (que repasa a los consumidores cautivos a través de la tarifa).

Desde el 2008 se tiene el mercado de energía de reserva, diseñado para aumentar la seguridad del suministro. Esta proviene de plantas especialmente contratadas para este fin, además de la cantidad contratada en el ACR. Esta modalidad de contratación se formaliza mediante la firma de contratos de reserva de energía, entre los agentes de venta en las subastas y la CCEE, como representante de los agentes de consumo. Como resultado de este proceso de contratación, el cargo energético de reserva se cobra a todos los usuarios. El cargo se calcula de acuerdo a reglas de comercialización de electricidad vigentes.

En la Figura 6 siguiente se aprecian cronológicamente los tipos de subastas de energía eléctrica para la contratación por las Distribuidoras y que son promovidas por la ANEEL.

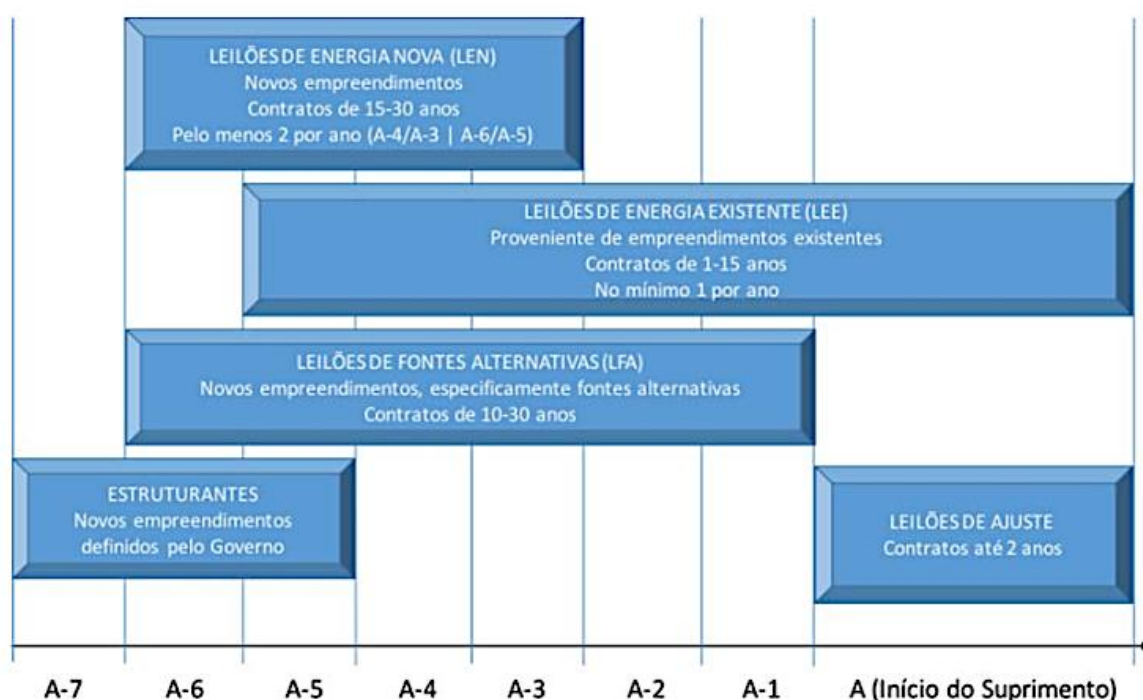


Figura 6. Subastas para la contratación de energía por las Distribuidoras promovidas por la ANEEL.

b. Ambiente de Contratación Libre (ACL)

El entorno de libre contratación es el mercado donde los consumidores pueden elegir su proveedor de energía, negociando libremente un conjunto de variables tales como plazo contractual, precios, ajustes, garantías, variación de precios a lo largo del tiempo y servicios asociados con la comercialización.

En este entorno, la comercialización entre generadores, importadores, comercializadores y consumidores libres no están sujetos a la interferencia estatal, y estas transacciones se realizan directamente entre las partes y son aprobadas y registradas por la CCEE.

En el Mercado de Corto Plazo (MCP) o Mercado Spot, la CCEE compara la generación y el consumo registrados con las cantidades contratadas, y las diferencias entre estos montos se liquidan en el MCP, al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD); este precio se basa en el Costo Marginal de Operación (CMO) y puede variar semanalmente entre el límite inferior (piso PLD) y el límite superior (techo PLD). Los valores de estos límites son ajustados cada año por la ANEEL.

c. Mecanismo de Realocación de Energía (MRE)

El Mecanismo de Realocación de Energía es un mecanismo financiero para compartir los riesgos hidrológicos asociados a la optimización electroenergética del SIN en relación al despacho centralizado

de las unidades de generación de energía eléctrica realizado por el Operador Nacional del Sistema.

El MRE busca permitir que todas las usinas participantes alcancen sus niveles de garantía física sobre el punto de vista contable, independientemente de sus niveles de producción de energía, desde que la generación total del MRE no esté abajo del total de la garantía física asociada al SINB.

Este mecanismo abarca a todas las usinas hidroeléctricas sujetas al despacho centralizado, conforme la reglamentación vigente.

La producción eléctrica de una usina está directamente relacionada con el despacho centralizado de la ONS. Este despacho considera la disponibilidad de cada una de las usinas en condiciones de operación en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Estas usinas son despachadas con el fin de minimizar los costos operativos y apuntando al menor costo marginal posible, teniendo en vista las afluencias hidrológicas, el almacenamiento de agua de los embalses, los precios ofertados por las centrales térmicas y las restricciones operativas. Por lo tanto, los agentes propietarios de usinas sujetas al despacho centralizado por la ONS no tienen control sobre su nivel de generación, independientemente de sus compromisos de venta de energía realizada en base a garantías físicas.

Dadas las grandes dimensiones territoriales del Brasil, existen también diferencias hidrológicas significativas entre las regiones, o sea, los periodos secos y húmedos no son coincidentes y, por tanto, demandan un flujo permanente de energía eléctrica entre esas regiones. Una región en periodo seco debe almacenar agua, y de esa forma, producir energía en niveles debajo de la media, en cuanto en una región húmeda produce arriba de la media.

El MRE fue concebido para compartir entre sus integrantes el riesgo financiero asociado a la comercialización de la energía por las usinas hidroeléctricas despachadas de modo centralizado y optimizado por el ONS.

Otro factor que explica la institución del MRE es la existencia de varias usinas en cascadas. En esas usinas, la operación óptima individual no necesariamente corresponde a la óptima operación global del sistema. Como el despacho es centralizado, o sea, como el agua es compartida por todos y su uso no es gerenciado por el propietario de la usina, el MRE minimiza y comparte entre los agentes integrantes el riesgo de venta de energía en el largo plazo.

El resultado del procesamiento del MRE debe ser tratado en función de las eventuales exposiciones entre los submercados y también utilizado para la determinación de las diferencias en el Mercado de Corto Plazo (MCP).

Por lo tanto, el MRE permite mitigar el riesgo de generación de las UHEs (riesgo del despacho y riesgo de la afluencia). Las usinas con potencia instalada de 30 MW tiene participación compulsoria en el MRE.

Cada UHE tiene una **Garantía Física (GF)**. La Garantía Física del pool del MRE está dada por la sumatoria de la Garantía Física de cada UHE individualmente.

El **Generation Scaling Factor (GSF)** es el factor que mide en base mensual la razón entre la Energía Generada (EG) por el conjunto de los generadores del MRE y la sumatoria de las Garantías Físicas (GF) de los mismos.

$$GF_{MRE} = \sum GF_{UHEi}$$

$$EG_{MRE} = \sum EG_{UHEi}$$

$$GSF = EG_{MRE} / GF_{MRE}$$

$$0 \leq GSF \leq 1$$

- a) Si la generación efectiva (Energía Generada) del pool del MRE fuere mayor que la Garantía Física del pool del MRE, todas las UHEs tendrán su Garantía Física asignada más una cantidad de energía llamada de Energía Secundaria asignada (Se aumenta la Garantía Física asignada del pool del MRE);

- b) Si la generación efectiva (Energía Generada) del pool del MRE fuere menor que la Garantía Física del pool del MRE, todas las UHEs tendrán su Garantía Física asignada menor que su Garantía Física (Se reduce la Garantía Física asignada del pool del MRE);

La UHE que genere arriba de su GF “transfiere” la generación adicional para la UHE que generó debajo de la GF, mediante el pago de la TEO (Tarifa de Energía de Optimización).

El pool del MRE puede vender como máximo la GF total de las usinas participantes.

- **La Energía Secundaria es liquidada a la Tarifa de Optimización Energética – TEO a favor de la usina que generó arriba de su garantía física.**

Los costos variables, asociados a la operación (excepto combustible) y compensación financiera por el uso del agua, referentes a la producción de energía que es reasignada dentro del MRE, son resarcidos por medio de la TEO asociada a cada usina participante del mecanismo. Esta tarifa, expresa en R\$/MWh, es establecida por la ANEEL y tiene por objetivo compensar financieramente a los agentes de generación que suministran energía al MRE individualmente. Ella es pagada por los agentes propietarios de usinas participantes del MRE que se tornan receptores líquidos de la energía eléctrica, sea en función de cobertura de garantía física o relativo a la asignación de energía secundaria. Esa compensación ocurre dentro del proceso de contabilización de la CCEE.

- **En caso de déficit del pool del MRE, el generador queda expuesto al PLD.**

La asignación de energía eléctrica, para cobertura de la garantía física en submercados diferentes de aquel donde se encuentran las usinas participantes del MRE, puede acarrear la llamada “exposición a diferencia de precios entre submercados”, en función de la diferencia entre los PLDs de los diferentes mercados. La asignación de parte de esa energía, en un submercado valorado a un PLD diferente de aquel en que se encuentra la usina, puede acarrear a una ganancia o perjuicio.

D. Características del Mercado Libre (ACL)

La contratación en el ACL se realiza a través de operaciones de compra y venta de electricidad en las que participan agentes concesionarios, titulares de permisos y generación autorizada, con agentes como comercializadores, importadores, exportadores de electricidad y consumidores libres y especiales.

Las relaciones comerciales entre los agentes en el ACL se acuerdan libremente y se rigen por contratos bilaterales negociados para la compra y venta de electricidad, en los que se establecerán precios, montos, términos y condiciones, entre otros. La principal Resolución Normativa N° 376, de 25 de agosto de 2009, establece las condiciones para la contratación de electricidad, dentro del SINB, para el consumidor libre.

Los agentes comercializadores de energía eléctrica son aquellos que están autorizados para ejercer la actividad de compra y venta de energía eléctrica en la CCEE, creada a partir de la reforma del Sector Eléctrico Brasileño en la década de 1990 con la Ley Federal N° 9.648/1998 y el Decreto Federal N° 2.655/1998.

La actividad se caracteriza como un facilitador (intermediario) de las transacciones entre los agentes, especialmente con los consumidores que pueden operar en el Mercado Libre de Energía, interesados en la compra y venta de electricidad.

Es obligatoria la participación en la CCEE de los comercializadores con un volumen anual de al menos 500 GWh, con base al año anterior. El agente vendedor puede participar tanto en el ACR o Mercado Regulado, a través de las subastas de energía existentes y de ajustes, como vendedor, como en el ACL o Mercado Libre como comprador de electricidad de los generadores, o importar energía, y como vendedor a consumidores finales, como se detalló anteriormente.

La Ley N° 10.848/2004 y el Decreto N° 5.163/2004 definieron que la comercialización de energía eléctrica entre los concesionarios, titulares de permisos y autorizados de servicios e instalaciones de energía eléctrica, así como de estos con sus consumidores, en el SEB, se produce a través de la contratación regulada o libre. La compra de electricidad por parte de concesionarios, titulares de permisos y autorizadas del servicio público de distribución de electricidad, y el suministro de energía

eléctrica para el mercado regulado están sujetos a contratos regulados.

La libre contratación, a su vez, tiene lugar bajo los términos del Artículo 10° de la Ley N° 9.648/1998, a través de la compra y venta de energía eléctrica con agentes concesionarios y autorizados de generación, comercializadores e importadores de energía eléctrica y los consumidores llamados Libres.

La venta de energía eléctrica en el SEB se realiza bajo los términos del Convenio de Comercialización, establecido por la ANEEL, y que establece las condiciones y bases de la organización, funcionamiento y atribuciones de la CCEE.

Como se trata de la comercialización de energía eléctrica en el SEB, en su funcionamiento son considerados: (a) la optimización del uso de los recursos de energía eléctrica para cumplir con los requisitos de carga, considerando las condiciones técnicas y económicas para el despacho de las centrales; (b) las necesidades energéticas de los agentes; (c) los mecanismos de seguridad operacional, que pueden incluir curvas de aversión al riesgo de déficit energético; (d) restricciones de transmisión; (e) el costo del déficit energético; y (f) interconexiones internacionales.

Las principales características del Mercado Libre del ACL son:

- Los consumidores pueden elegir libremente entre los proveedores de electricidad.
- El consumidor libre pasa a tener energía contratada (cautivo solo la demanda), con flexibilidades negociadas bilateralmente (variaciones anuales, mensuales y por hora) y diferencias establecidas en el MCP o Spot (con variaciones relevantes de precios).
- El contrato es financiero, la entrega física permanece a través del Distribuidor local, pero existe el riesgo del desempeño del Generador o del propio comercializador.
- Es necesario proporcionar garantías financieras, que incluyen: Garantía de pago para los contratos bilaterales y Garantía de pago a corto plazo.

Los participantes son principalmente:

- Consumidores Libres (CL)
- Consumidores Especiales (CE)
- Autoproductores de Energía (APE)
- Productores Independientes de Energía (PIE)
- Generadores de Servicios Públicos (SGP)
- Comercializadores (C)
- Importadores/Exportadores (IMP/EXP)

En el ACL, las sobras de energía eléctrica son liquidadas al PLD o bien se negocian en el ACL o también en el ACR.

Los criterios de elegibilidad para el consumidor cautivo tornarse libre o especial son resumidos en la Tabla 1 siguiente.

Tabla 1. Consumidores Cautivos, Libres y Especiales.

Consumidor	Demanda Mínima	Tensión Mínima	Fecha de conexión del Consumidor	Fuente
Tipo	kW	kV	Data	Tipo
Cautivo	-	-	-	Solamente Distribuidora
Especial	500 – 2500*	2.3	Cualquier fecha	Incentivada
Libre	> 2500*	> 2,3	Cualquier fecha	Convencional o Incentivada

* El 1º de enero de 2020 vale para consumidores que presentaren demanda igual o mayor que 2 MW.

Los tipos de clientes son cuatro (4):

- **Cautivo:** suministrado por el concesionario de distribución local. La tarifa es aprobada por la ANEEL y no hay posibilidad de negociación comercial entre las partes (Ambiente regulado).
- **Libres:** es aquel consumidor que accede al sistema de distribución o transmisión, pagando una tarifa de transporte al sistema de distribución o transmisión y compra energía de un agente comercializador o directamente del generador.
- **Parcialmente Libre:** consumidor libre que compra parte de su energía al Distribuidor en las mismas condiciones reguladas aplicables a los consumidores cautivos, incluidas las tarifas y los términos.
- **Especial:** consumidores con una demanda igual o superior a 500 kW, o reunidos por unión de derecho o, de hecho, que pueden ser "libres" siempre que compren energía incentivada y/o especial.

Ejemplo de comuniones de interés en derecho o de hecho:

- Intereses de derecho: Unidades (sucursales) del mismo CNPJ (RUC);
- Interés de hecho: diferentes CNPJ (RUC) ubicados en áreas contiguas.

La fecha límite para migrar al ACL: el consumidor debe informar al concesionario de Distribución hasta 180 días antes de la renovación automática del contrato, también puede migrar antes de pagar la multa contractual. **La fecha límite para volver al ACR:** el consumidor debe notificar al concesionario de Distribución con cinco (5) años de anticipación.

Los principales atractivos para migrar al ACL son:

- **Autoadministración del insumo de energía eléctrica;**
- **Negociación del precio de la energía, mejores precios y por lo tanto ganancias;**
- **Negociación del índice de ajuste;**
- **Posibilidad de tener varios proveedores, minimizando los riesgos de suministro;**
- **Posibilidad de ganancias con energía excedente, a través del control de carga vs PLD.**

En la migración al Mercado Libre, además del precio de compra de energía en el ACL, el consumidor debe tener en cuenta para evaluar si es ventajoso o no migrar además del precio de la energía eléctrica del Mercado Libre, el análisis de los costos adicionales y riesgos del ACL. También se debe calcular el punto de equilibrio para la toma de decisiones, para lo cual es necesario saber:

- **Perfil de carga del consumidor**
- **Tarifa de la distribuidora ACR (cautivo)**
- **Tasas de los tributos PIS/COFINS, y del ICMS**

Los costos adicionales, tales como:

- **Costos de Medición:**
 - Costo del medidor de retaguarda (excepto consumidor especial)
 - Costo del link de comunicación ~R\$ 1000
- **Costos en la CCEE:**
 - Encargo de Servicios del Sistema (ESS) + Energía de Reserva (EER), ~R\$ 15/MWh
 - Perdidas en la red básica y contribución asociativa (2,5%)
 - Representación en la CCEE (Contribución mensual) depende de la negociación ~R\$ 500
- **Garantía del Contrato Bilateral (Ex.: Carta de Fianza Bancaria)**

Los **principales riesgos del mercado de energía eléctrica** para evaluar si es ventajoso hacer la migración al ACL, generalmente son interdependientes y fueron clasificados de la siguiente forma:

1. Precio de mercado:
 - Alta volatilidad de los precios de electricidad cuando comparado a otros mercados.
 - Alta dependencia de la hidrología
 - Forma de cálculo del PLD – fuertemente influenciado por la Energía Natural Afluente (ENA)
2. Hidrológico

3. Precio del combustible
4. Liquidez de mercado
5. Congestionamiento de transmisión
6. Político/regulatorio:
 - Grande número de decretos y despachos alterando la estructura regulatoria
 - Alteración de las reglas de mercado
 - Gobernanza de las instituciones actuantes en el sector

a. Contratos en el Mercado Libre del Brasil

En relación a las **Fuentes de Energía Incentivada/Especial** hay cuatro (4) tipos de energía disponibles en el mercado:

1. **Convencional no Especial:** la energía solo puede ser comprada por consumidores libres y sin descuento en la Tarifa de Uso del Sistema de Distribución TUSD.
2. **Convencional Especial:** cualquier consumidor puede comprar energía y no se otorga ningún descuento en TUSD.
3. **Incentivada Especial:** cualquier consumidor puede comprar energía y se otorga un descuento en TUSD.
4. **Incentivada no Especial:** la energía puede ser comprada por consumidores libres y se otorga un descuento en TUSD.

Los tipos de contratos utilizados en el Mercado Libre del ACL son también cuatro:

1. **CCEAL - Contratos de Comercialización de Energía en el Ambiente Libre:** es cualquier contrato de energía convencional que tiene sus condiciones básicas para el servicio a largo plazo, la cantidad, el precio, el mecanismo de ajuste y otras cláusulas contractuales, negociadas libre y bilateralmente entre las partes. Funciona como un contrato a término en el que el comprador está obligado a pagar el precio previamente establecido y el vendedor realiza el registro del contrato en la CCEE.
2. **CCEIE - Contratos de Comercialización de Energía Incentivada Especial:** son contratos originados de fuentes de energía incentivada y tienen derecho a un descuento en la tarifa del transporte (hasta 30.000 kW). Tienen derecho al descuento:
 - Agentes vendedores propietarios o representantes de centrales que tienen derecho al descuento permanente otorgado por la ANEEL. Hay dos niveles de descuento.
 - Agentes compradores que compran energía con derecho al descuento repasado por el vendedor. La CCEE calcula el descuento e informa al agente de distribución.
3. **CCEICQ - Contratos de Comercialización de Energía Incentivada de Cogeneración Calificada.**
4. **CCECE - Contratos de Compra de Energía Convencional Especial:** los contratos se originaron a partir de fuentes de energía incentivadas y sin derecho a descuentos en la tarifa de uso (de > 30.000 kW a 50.000 kW).

Los contratos contemplan la estacionalidad, que es el proceso por el cual el valor anual de energía de los contratos se distribuye en valores mensuales, y la modulación, que es el proceso por el cual los valores mensuales de los contratos de energía se distribuyen en valores horarios, ambos de acuerdo también con la previsión del perfil de carga del agente.

Además de los Contratos de Compra y Venta de Energía (CCVE), que son contratos a plazo, bilaterales y estándar, con condiciones básicas para el suministro a largo plazo: plazo, cantidad, precio y forma de ajuste, otros tipos de contratos se utilizan como **protección seguro frente a diversos riesgos en el mercado de la energía eléctrica**, denominados de manera similar a los derivados negociados en la bolsa de valores, pero en el Brasil todavía no se negocian derivados de la energía en la bolsa de valores. Por lo tanto, los contratos tipo CCEAL también pueden ser:

- **Collar:** es una variación del CCVE con una banda central dentro de la cual el precio puede variar según el PLD + Descuento, pero con un precio mínimo y máximo definido.
- **Swap:** es un instrumento financiero para mitigar riesgos. Intercambio de posiciones en electricidad entre compañías, generalmente utilizadas para intercambiar submercados, energía de período, convencional versus energía incentivada o combinaciones de ellos. Por ejemplo, riesgo de submercado: un agente que tiene demanda en un submercado y la generación en otro estará expuesto a variaciones de precios entre los submercados, por lo que puede hacer un SWAP con otro agente en la posición opuesta en relación con el submercado. Para que se produzca el intercambio, siempre debemos tener dos partes con riesgos mutuamente excluyentes. Generalmente implica pago y prima.
- **Opción:** es una herramienta para protegerse contra los riesgos del mercado, que es un derecho, no una obligación de una parte de comprar o vender un contrato a un precio previamente establecido, durante un período de tiempo determinado. Es un instrumento financiero que le da derecho a un CCVE.

b. **Perspectivas para el Mercado Libre:**

Los estudios señalan que, teniendo en cuenta las normas actuales, el Mercado Libre de energía eléctrica, que hoy **representa el 30% del consumo de SIN, puede alcanzar el 35%**. Sin embargo, si la **demanda mínima se redujera de 2,5 MW a 1 MW, podría alcanzar el 55%**.

Durante 2016, a pesar de la crisis económica que tuvo lugar en el país, hubo una importante migración de consumidores al Mercado Libre, en vista del atractivo de los precios practicados en él. Los consumidores que alguna vez obtuvieron ahorros de 5 a 10% entre los ambientes ACR y ACL vieron una excelente oportunidad para reducir los costos en un momento de crisis, como se muestra en la Figura 7, que muestra la evolución del número de agentes asociados a la CCEE.

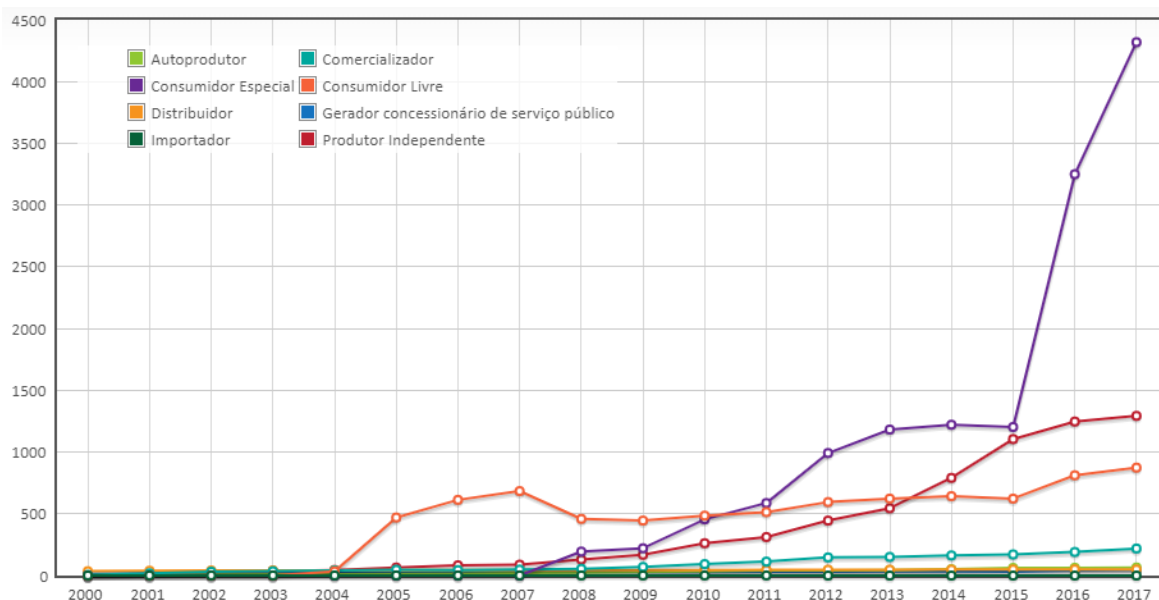


Figura 7. Histórico de la evolución de Agentes en número de Agentes asociados a la CCEE.

Tal migración masiva comenzó a preocupar a la CCEE sobre la operacionalización de tantos agentes, en la mayoría de las cargas cada vez más pequeñas. La CCEE, que al principio se llamaba Mercado Mayorista de Energía, está operando con un mayor número de consumidores libre de lo deseado. Hasta diciembre de 2017, había 874 consumidores libres y 4.319 consumidores especiales, las razones detrás del crecimiento fueron los precios reducidos del Mercado Libre y la flexibilidad en los sistemas de medición, con el uso opcional del medidor de respaldo.

El consumo de energía en el Mercado Libre alcanzó 18.046 MWmedios en junio de 2018, equivalente al 30% de la energía total utilizada en todo el SEB. Hace cuatro años, la participación era del 25%. Este mercado, que por ahora solo está disponible para grandes empresas, continuará atrayendo nuevos

consumidores libres y especiales, aunque a un ritmo más lento.

En los primeros seis meses de 2018, 402 consumidores migraron al ACL, totalizando 5.495 consumidores. Sin embargo, el número de participantes es un 55% más bajo que el registrado en el primer trimestre del año anterior. El auge del Mercado Libre tuvo lugar de 2015 a 2016, cuando el número de consumidores aumentó más del doble y pasó de 1.805 a 4.062. En junio, el país tenía 237 agentes calificados para vender energía en este mercado.

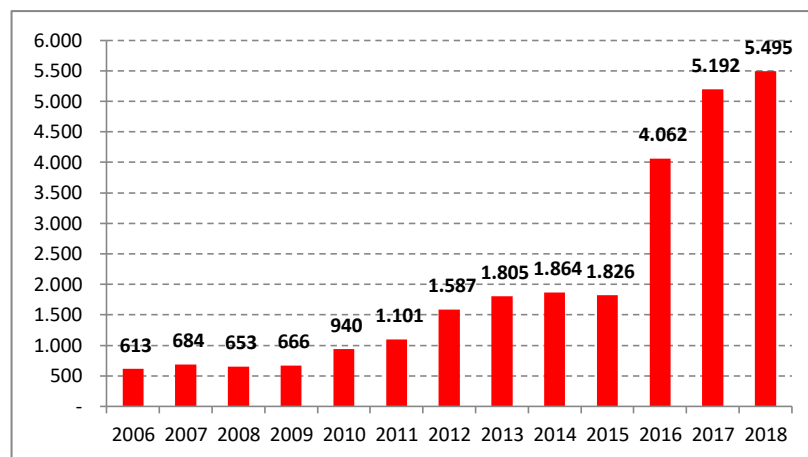


Figura 8. Histórico de la evolución del Mercado Libre de Energía (Cantidad de consumidores).

En abril de 2019, el volumen de energía comercializado en el ACL aumentó en un 0,6%, en comparación con el mismo período del año pasado. Eliminando el impacto de la migración de nueva carga, el ACL habría caído un 3,0%, en la misma comparación. Los consumidores libres disminuyeron en un 1,8%, mientras que los especiales aumentaron en un 13,4%, influenciado por esta migración. Suprimiendo este efecto, se observó una caída del 3,8% para los libres y un aumento del 3,0% para los especiales. Los autoprodutores disminuyeron su consumo en un 7,7%.

Los segmentos de la industria evaluados por la CCEE, incluidos los datos de autoprodutores, minoristas, consumidores libres y especiales, que registraron el mayor crecimiento del consumo fueron: transporte (23,7%), productos alimenticios (12,8%) y productos manufacturados diversos (11,7 %). Cuando excluimos la migración al ACL, verificamos los mismos ramos: productos alimenticios (5,3%), productos manufacturados diversos (5,2%) y transporte (4,8%).

E. Importación de energía eléctrica por Brasil

La cantidad de electricidad importada por Brasil en el año 2018 fue la más alta en los últimos 17 años, según datos del Operador del Sistema Eléctrico Nacional. El país importó 1.131 GWh de Argentina y Uruguay. La cuenta no considera la energía suministrada por Venezuela, que solo es suministrada al estado de Roraima (sistema aislado).

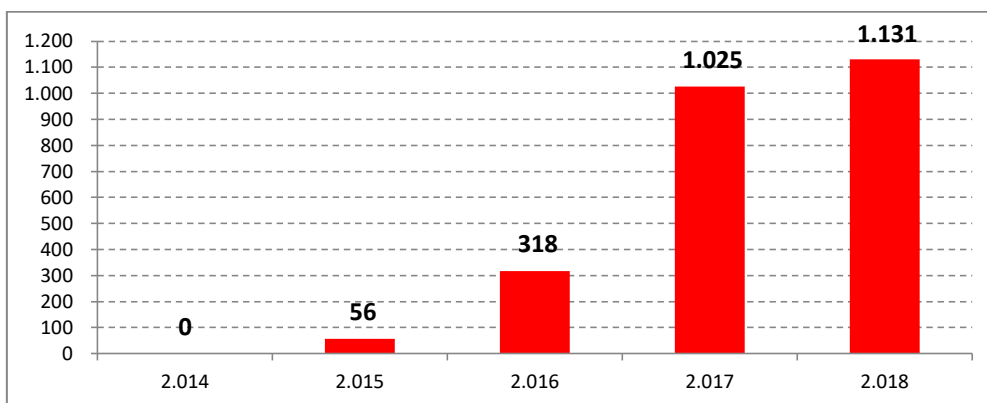


Figura 9. Histórico de la importación de Energía Eléctrica por el Brasil (En GWh).

Una de las razones en la importación de energía eléctrica por parte de Brasil es el aumento del precio de la energía producida dentro de Brasil, como resultado de la caída en el almacenamiento de agua en los embalses hidroeléctricos. La energía de Argentina y Uruguay reduce el uso de centrales térmicas y beneficia al consumidor.

Antes de 2018, la mayor importación se registró en 2001: 3.917 GWh. Ese año, el país sufrió un racionamiento debido a la falta de lluvia. El volumen importado en 2018 es equivalente a solo el 0,24% de toda la energía consumida en Brasil el año pasado (474.242 GWh). Aunque pequeños, los expertos señalan que la presencia de esta energía importada beneficia a los consumidores.

Brasil tiene interconexión eléctrica con Argentina, Uruguay y Paraguay y puede importar y exportar energía. Según el ONS, los intercambios ocurren cuando hay "sobras de energía y recursos de generación en un país y una necesidad en otro, o para atender emergencias". Aunque estas interconexiones han existido durante décadas, las medidas gubernamentales y las inversiones en la expansión de la red realizadas en los últimos años fueron esenciales para el aumento de las importaciones observado el año pasado.

En 2016, por ejemplo, entró en funcionamiento una nueva infraestructura que aumentó la capacidad de intercambio de energía entre Brasil y Uruguay. El año 2018, de los 1.131 GWh de energía importados por Brasil, 866 GWh vinieron de Uruguay. Además, el Ministerio de Minas y Energía ha autorizado a compañías, incluida Eletrobrás, a importar energía de Uruguay y Argentina para venderla en el mercado brasileño. Eletrobrás mencionó otros factores que explican el aumento de las importaciones, como el excedente de generación en los países vecinos y el aumento del precio de la energía producida en Brasil debido al bajo nivel de los reservorios de las centrales hidroeléctricas, lo que refleja la falta de lluvia.

Cuando esto sucede, el gobierno activa más plantas termoeléctricas, plantas que generan electricidad a través de la quema de combustibles como el petróleo y el gas. La medida ahorra agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas, pero hace que el costo de la producción de energía sea más caro, lo que afecta el bolsillo de los consumidores, que deben pagar las tasas adicionales de las banderas tarifarias. Según la Eletrobrás "todas las importaciones que ocurrieron en el año 2018 fueron ventajosas para el consumidor brasileño".

Aunque pequeña, la presencia de energía importada en el país es importante y ventajosa para los consumidores, ya que reemplaza la energía más costosa, que sería producida por las plantas termoeléctricas instaladas en el país. La importación ya ha evitado generar plantas térmicas muy caras. Además, la importación también contribuye a ahorrar agua de los embalses de las represas hidroeléctricas que pueden utilizarse durante el período más seco.

16. El 17 de agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Ordenanza MME N° 339, del 15 de agosto de 2018, que establece las normas para la importación de energía de Argentina y Uruguay. La energía importada se destinará al MCP, bajo los términos y condiciones establecidos en la Ordenanza, la cual es válida desde el 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2022.

La importación desde la República Argentina debe realizarse a través de las Estaciones Convertidoras de Frecuencia de Garabi I y II, hasta 2.200 MW de potencia y energía eléctrica asociada, ubicadas en el Municipio de Garruchos, y a través del Convertidor de Frecuencia de Uruguaiana, hasta 50 MW de potencia y la respectiva energía eléctrica asociada, ubicada en el Municipio de Uruguaiana, en el estado de Rio Grande do Sul, en la frontera con Argentina.

La importación desde la República Oriental del Uruguay debe realizarse a través de la Estación de la Convertidora de Frecuencia de Rivera, hasta 70 MW de potencia y energía eléctrica asociada, ubicada en la frontera de los Municipios de Rivera, Uruguay, y Santana do Livramento, Brasil, y desde el Convertidor de Frecuencia de Melo, hasta 500 MW de potencia y energía eléctrica asociada, ubicado en el municipio de Melo, Uruguay, cerca de la frontera con el Municipio de Jaguarão, también en el estado de Rio Grande do Sul.

La importación desde la República Oriental del Uruguay a través de las Estaciones Convertidoras de Frecuencia Rivera y Melo debe ir precedida de una Autorización o Contrato para utilizar las respectivas

Instalaciones de Transmisión de Interés Restringido a que se refiere la Resolución de Autorización ANEEL N° 153, del 23 de mayo 2000, y la Resolución de Autorización ANEEL N° 2.280, de 23 de febrero de 2010.

La declaración de las cantidades y los precios de la energía para la importación se realizará mediante ofertas al ONS antes de la programación/despacho de la operación y la formación del PLD, con la entrega de la energía en el centro de gravedad del SINB y destinado al MCP. Uno o más agentes comercializadores pueden ser autorizados como responsables de la importación ante la CCEE. El ONS utilizará la energía importada siempre que la importación permita reducir el costo inmediato de operación del SEB.

Aun así, según el decreto, no corresponderá a las comercializadoras autorizadas soportar las repercusiones financieras resultantes de un eventual incumplimiento, en el Mecanismo de Corto Plazo en el proceso de contabilizar la energía importada dentro del alcance de la CCEE.

En este contexto, recientemente, el 27 de junio de 2019, el Ministerio de Minas y Energía autorizó por ejemplo a la Copel Energía, la subsidiaria de comercialización de la Compañía, a importar energía de Argentina y Uruguay. La autorización es válida hasta el 31 de diciembre de 2022, así como a otras comercializadoras autorizadas.

Según una ordenanza publicada en el Diario Oficial de la Unión (DOU), la Comercializadora de la Copel adquiere la energía de estos países vecinos y la pasa al ONS para poder activarla cuando sea necesario para el sistema. Esta importación contribuirá al SEB en un momento de escasez de agua.

F. Constitución de una empresa para comercializar energía eléctrica en el Brasil

Para poder importar energía eléctrica del Paraguay y venderla en el Mercado Libre brasileño, la filial o nueva empresa que la ANDE constituya deberá tornarse un agente autorizado y para tal efecto precisará cumplir las reglas y procedimientos que deben ser observados en los pedidos de autorización de nacionalización o de la instalación de una filial, agencia o establecimiento en el País por parte de una empresa extranjera.

En cumplimiento de los requisitos exigidos por el Código Civil e Instrucción Normativa DREI N° 7, de 5 de diciembre de 2013, reduciendo así el período de tramitación de la autorización del Poder Ejecutivo, evitando demandas y reduciendo los costos de rectificación. También debe tenerse en cuenta el Artículo 1134° del Código Civil.

A continuación se resumen los principales pasos y procedimientos que deben llevarse a cabo para constituir una **nueva empresa comercializadora de electricidad en el mercado energético brasileño**:

- I. Junta Comercial del Estado: organismo estatal donde deben registrarse y archivar los documentos que constituyen las entidades/sociedades jurídicas y sus respectivas enmiendas, como los contratos sociales y estatutos sociales.
- II. Ministerio de Hacienda: Agencia del Gobierno Federal donde se lleva a cabo el registro de la Entidad Legal, que emitirá el Número de Registro de la Entidad Legal Nacional (CNPJ) necesario para convertirse en agente de la CCEE y llevar a cabo la comercialización de electricidad dentro de Brasil.
- III. Secretaría de Finanzas del Estado: Agencia del Gobierno del Estado donde la entidad legal está registrada para que pueda obtener el número de Registro del Estado necesario para la emisión de facturas para la compra y venta de energía.
- IV. Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL): dentro de sus atribuciones, la ANEEL debe autorizar la compra y venta de energía eléctrica en el Mercado Libre, publicando un acto normativo respectivo.
- V. Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE): la entidad legal que está interesada en llevar a cabo las operaciones de compra y venta en el Mercado Libre debe ser un Agente de la CCEE. Para ser un Agente de la CCEE, la empresa debe constituirse regularmente, presentar sus estatutos, registrarse en el Ministerio de Finanzas y en el Departamento de Finanzas, así como obtener la autorización de la ANEEL para comprar y vender electricidad, como citado anteriormente.

G. Los requerimientos para la comercialización de energía eléctrica en el Mercado Libre del Brasil

La Resolución Normativa Nº 678, de 1º de setiembre de 2015, establece los requisitos y los procedimientos atinentes a la obtención y a la manutención de la autorización para comercializar energía eléctrica en el SEB. Lo dispuesto en esta Resolución debe ser observado por los agentes comercializadores que posean, también, autorización específica para importar o exportar energía eléctrica, no siendo aplicable a los agentes de generación.

La actividad de comercialización de energía eléctrica comprende la compra y la venta de energía eléctrica en el SINB, de acuerdo con las normas regentes. La actividad de comercialización de energía eléctrica solamente podrá ser ejercida después de la obtención de la autorización de la ANEEL y la subsecuente adhesión a la CCEE, en los términos de las normas vigentes.

a. Autorización de la ANEEL para comercializar energía eléctrica

La Resolución Normativa Nº 678 establece en el Artículo 3º “La actividad de comercialización de energía eléctrica solamente podrá ser ejercida después de la obtención de la autorización de la ANEEL y la subsecuente adhesión a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE, en los términos de las normas vigentes”.

b. Adhesión a la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica CCEE

En el caso se una nueva comercializadora, una vez que se hayan completado todos los procedimientos anteriores ante los organismos Federales, Estatales y Municipales, la nueva compañía creada para vender electricidad en el Mercado Libre de Brasil e importar electricidad desde Paraguay debe solicitar la membresía en la Cámara de Comercio de Electricidad (CCEE) enviando los Términos de Adhesión y los Términos de Adhesión a la Convención Arbitral para el sometimiento de los conflictos, y tornarse así un agente habilitado de la CCEE.

La nueva compañía interesada en unirse como comercializadora de energía eléctrica debe cumplir con los requisitos establecidos en la Resolución Normativa ANEEL Nº 678/2015 y la Adhesión PdC 1.1, que establecen procedimientos previos para obtener el otorgamiento para la comercialización. Al comenzar su adhesión a la CCEE, la empresa también debe iniciar el proceso de apertura en la ANEEL informando la numeración del proceso abierto en el Sistema de Gestión de Procesos - SGP.

Una vez completada la etapa de envío de documentación relacionada con la adquisición de un otorgamiento, la CCEE proporcionará la Opinión Técnica y Legal y el Certificado de Regularidad y los enviará al candidato y a la ANEEL, quien publicará el otorgamiento en función del análisis realizado por la CCEE.

Una vez obtenido el otorgamiento, la empresa tiene hasta 90 días para completar su proceso de adhesión con la CCEE. La junta de la CCEE debe aprobar a la nueva empresa comercial como Agente de la CCEE, una vez aprobada, la empresa comercial podrá realizar sus operaciones de importación de electricidad desde Paraguay y vender la energía eléctrica a los consumidores finales en el Mercado Libre de Brasil.

c. Procedimientos del Operador Nacional do Sistema ONS

Debido a la posibilidad legal de la nueva empresa comercializadora constituida estar autorizada a comercializar energía eléctrica importada del Paraguay en el Mercado Libre del Brasil, el ONS podrá ser solicitado por el Poder Concedente a manifestarse sobre el asunto, y en los Términos del Estatuto del ONS, el Poder Concedente podrá atribuir funciones específicas para la comercialización de energía eléctrica importada del Paraguay y de propiedad de la ANDE para el abastecimiento del Mercado Libre del Brasil.

La importación de energía eléctrica autorizada no deberá afectar la seguridad eletroenergética del SINB, según los criterios utilizados por el ONS. A pesar de la no necesidad de realizar estudios técnicos del impacto, el ONS podrá ser responsable por procedimientos y reglamentos operativos necesarios no

previstos.

En cuanto a los Contratos de Acceso y uso da Rede Básica del SIN se deberá articular con el ONS así como la definición del punto o puntos de conexión para la importación da energía eléctrica del Paraguay.

En relación a la Garantía Física se deberá obtener del órgano competente, en el Paraguay, una garantía de la disponibilidad da energía eléctrica comercializada y observar en todo momento las normativas y disposiciones regulatorias brasileñas para la obtención de Garantía Física para la importación¹.

d. Autorización para Importar Energía Eléctrica

Después de que la ANEEL autorice a la nueva empresa comercializadora instalada oficialmente en el Brasil a vender electricidad en el Mercado Libre, también será necesario solicitar la **autorización de la ANEEL para importar electricidad desde el Paraguay, en este caso, la energía eléctrica propia de la ANDE.**

El Ministerio de Minas y Energía (MME) es responsable de emitir los actos de autorización necesarios para que la importación y exportación de energía eléctrica sea viable, de conformidad con el § 2, Artículo 21°, del Decreto N° 7.246, del 28 de julio de 2010, a través de una ordenanza similar a la Ordenanza N° 339, del 15 de agosto de 2018, pero con algunas diferencias significativas.

También corresponderá a la ANEEL emitir una Resolución de Autorización habilitando la nueva empresa comercializadora a importar y exportar energía eléctrica, mediante intercambio eléctrico entre el Brasil y el Paraguay, vía la Convertidora Estática de Frecuencia de la CH Acaray, que deberá ser reacondicionada y repotenciada, similar a la Resolución de Autorización de la ANEEL N° 91/2005, que autorizaba a la Copel GeT importar/exportar energía a través de la Convertidora de Frecuencia de Acaray. O bien **habilitar la utilización de la Estación Convertidora de Frecuencia de Fornos de 6300 MW localizada en la Subestación Foz do Iguaçu de Fornos.**

De acuerdo con el Decreto N° 5.668, de 10 de enero de 2006, la ANEEL es el órgano autorizado a aceptar las operaciones de importación y exportación de energía eléctrica realizadas en el Sistema Aislado y en el Sistema Interconectado Nacional Brasileño - SINB, en el ámbito del Sistema Integrado de Comercio Exterior - SISCOMEX.

La Instrucción Normativa N° 649, de 28 de abril de 2006, de la Secretaria de la Receita Federal, establece procedimientos para el despacho aduanero de importación y de exportación de energía eléctrica.

La función del organismo de consentimiento es analizar las operaciones de comercio exterior, permitiendo la ejecución de la Licencia de Importación (LI) o el Registro de Exportación (RE). El procedimiento de consentimiento se llevará a cabo electrónicamente a través de una computadora conectada al SISCOMEX.

La Resolución Normativa N° 225, de 18 de julio de 2006, estableció las condiciones para los consentimientos en el ámbito del SISCOMEX, las operaciones de importación y de exportación de energía eléctrica realizadas en el Sistema Interconectado Nacional Brasileño y en el Sistema Aislado. De acuerdo con esta resolución, los Agentes de Importación y Exportación deben después del Registro en el

¹ En el pasado el intercambio de energía eléctrica con el Paraguay fue realizado por medio de la Convertidora Estática de Frecuencia de la CH Acaray, 50/60 Hz, de 50 MW, de propiedad de la ANDE, que está localizada entre la SE Foz do Iguaçu, en el Estado de Paraná (Brasil), y la Central Hidroeléctrica Acaray (Paraguay). La Resolución de Autorización de la ANEEL N° 91/2005 autoriza a la COPEL-G a importar y exportar energía eléctrica, mediante intercambio eléctrico entre el Brasil y el Paraguay, vía la Convertidora de la CH Acaray. Desde el día 03 de setiembre de 2007 la Convertidora de la CH Acaray encuéntrase fuera de servicio por obsolescencia y debido al siniestro ocurrido en esa fecha. La Resolución de Autorización de la ANEEL N° 91/2005, autorizando a la Copel GeT importar/exportar energía a través de la Convertidora de la CH Acaray, feneció el 31 de diciembre de 2014 y no fue renovada.

SISCOMEX de la LI o del RE, encaminar para la ANEEL:

- 1) copia de la factura comercial;
- 2) copia del contrato de exportación o importación de energía; y
- 3) copia da autorización de exportación o de importación.

Siendo así, la ANEEL emitirá una resolución autorizando a la empresa comercializadora o empresa filial de la ANDE establecida en el Brasil a importar energía eléctrica de la ANDE del Paraguay. La ANEEL y el ONS deberán definir también los principales detalles de este proceso de importación de energía eléctrica del Paraguay propiedad de la ANDE.

e. Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica

La admisión a la CCEE es obligatoria para los agentes del mercado. Los agentes candidatos considerados son los concesionarios, ya sea o no con instalaciones, consumidores libres y especiales, que cumplen con los requisitos legales y regulaciones regulatorias vigentes, y quienes desean realizar operaciones de compra y venta de electricidad en el SINB, así como las operaciones de importación/exportación de energía eléctrica.

Inicialmente, la empresa debe obtener autorización para actuar como agente, según los términos de la Resolución N° 678/2015, y para comenzar el proceso, debe solicitar su adhesión a la CCEE, y luego formalizar el pedido con la ANEEL, informando el número del proceso abierto en la institución, conforme mencionado anteriormente.

Después de la presentación de los documentos requeridos. Para actuar como agente, la CCEE llevará a cabo un análisis y una emisión a la ANEEL:

- a) Certificado de vigencia, válido por treinta (30) días calendario desde la fecha de su envío;
- b) Opinión técnica y jurídica.

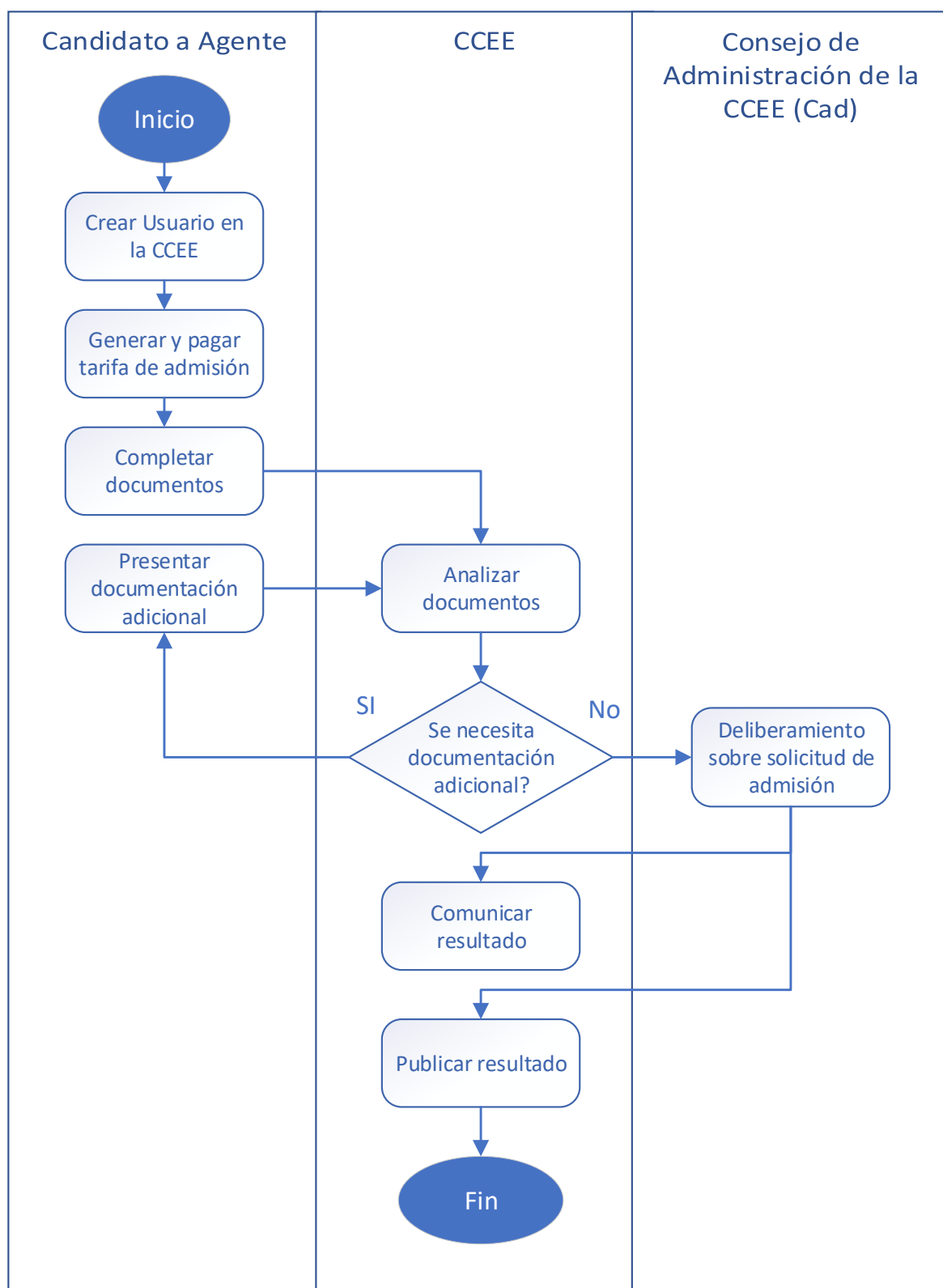
Después de recibir los documentos anteriores, la Agencia tendrá treinta (30) días para completar el análisis y decidir sobre la solicitud.

Finalmente, después de la publicación de la ley de autorización, la empresa debe completar su proceso de adhesión dentro de los noventa (90) días, bajo pena de revocación de la autorización.

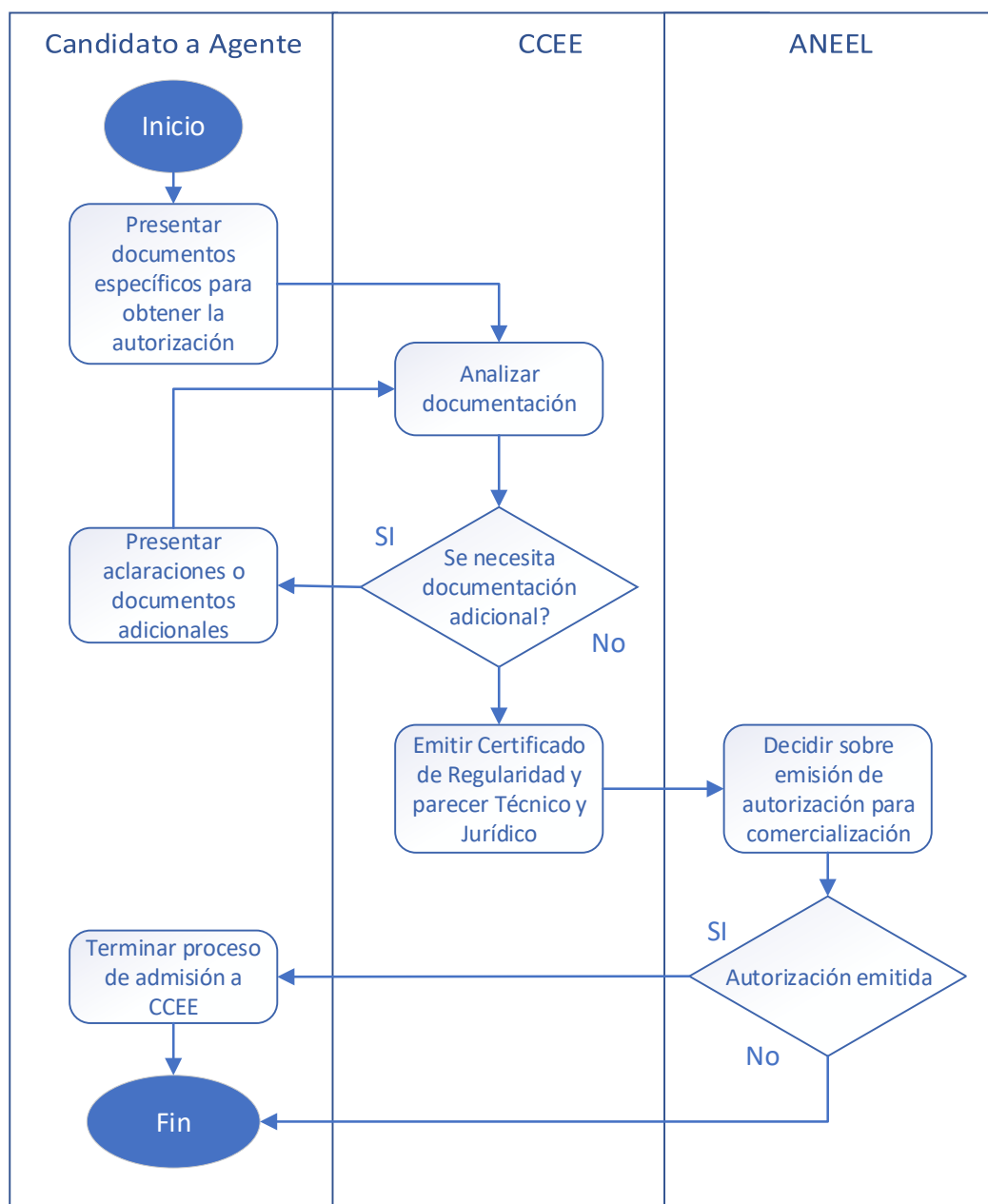
f. Documentos necesarios para solicitar la admisión/autorización

- Estatutos actualizados debidamente registrados ante el organismo competente
- Acuerdo de accionista o cuota y otros negocios legales que impactan el control corporativo
- Organigrama del grupo económico, con la indicación de las respectivas participaciones
- Lista que discrimina a todos los socios o accionistas
- Declaración de matrimonio, unión estable y relación consanguínea o relacionada
- Balance y estados contables de los últimos tres ejercicios, auditados
- Certificado de las deudas relacionadas con los impuestos federales Estatal y municipal, y la deuda activa
- Certificado negativo o positivo de la Seguridad Social con efectos negativos (INSS).
- Certificado negativo o positivo con efectos negativos, del registro FGTS.
- Certificado negativo de protestas y títulos.
- Certificado negativo de deudas laborales.
- Certificado negativo de quiebra y recuperación judicial y extrajudicial de la entidad jurídica del solicitante y sus socios directos o indirectos, así como la insolvencia civil, cuando un socio es persona física
- Demostración de aptitud técnica (plan de estudios de socios y/o personal técnico)

Flujograma para admisión a la CCEE



Flujograma para obtención de autorización para la comercialización de energía eléctrica



4. Perspectivas de comercialización de Energía Eléctrica en el Mercado del Brasil

a) Riesgos en la Contratación de Energía

Al contemplar la liberalización del mercado libre de energía, las medidas de modernización del sector eléctrico propuestas por el Proyecto de Ley del Senado N° 232 de 2016 “que establece el modelo comercial del sector eléctrico, la portabilidad de la factura eléctrica y las concesiones para la generación de energía eléctrica, modificando las Leyes N° 9.427, del 26 de diciembre de 1996, N° 9.478, del 6 de agosto de 1997, N° 9.648, del 27 de mayo de 1998, N° 10.847, del 15 de marzo de 2004, N° 10.848, del 15 de marzo de 2004, y N° 12.783, del 11 de enero de 2013, y la Medida Provisional N° 2.227, del 4 de septiembre de 2001, y hace otras disposiciones.”, se tornan aún más importantes, una vez que actúan en el sentido de mitigar el riesgo de la contratación de energía de las distribuidoras en el ACR, a través de las subastas promovidas por la ANEEL.

A diferencia de otras regiones del mundo, el proceso de des verticalización del sector eléctrico brasileño, que comenzó en la década de 1990, aún no ha dado como resultado una completa liberalización del mercado. La posibilidad de elegir un proveedor de energía todavía está restringida a los grandes consumidores y los distribuidores siguen teniendo la obligación de comprar energía, generalmente en contratos de montos importante de energía y largos, para garantizar el servicio de su mercado cautivo, y asumir los riesgos asociados.

En este contexto, los distribuidores terminan incurriendo en riesgos financieros con la venta de energía, una actividad totalmente ajena al negocio de la distribución, que básicamente consiste en la entrega de electricidad al consumidor a través de su red y otros posibles servicios derivados al consumidor final. Dichos riesgos financieros se producen principalmente debido a las variaciones del mercado y a la volatilidad del precio de la energía, en general, y más precisamente en el MCP que pueden afectar el flujo de caja de los distribuidores.

En períodos normales, este riesgo tiende a no tomar grandes proporciones debido a la planificación y a la gestión de esta contratación de energía por parte de los distribuidores, debidamente regulada por la ANEEL. Además, la regulación actual les permite a los distribuidores un margen de error de hasta el 5% en la compra de energía, pero los distribuidores deben asumir cualquier costo por sobrecontratación o subcontratación por encima de este límite. Cuando ocurren eventos críticos, como, por ejemplo, una reducción brusca, abrupta e imprevista del consumo, esta responsabilidad de comprar energía tiene consecuencias financieras extremadamente graves para los distribuidores. Vale la pena recordar que por cada 100 reales de factura pagados por el consumidor final, solo quedan unos 20 reales en los distribuidores, mientras que el monto restante se transfiere para pagar impuestos, cargos del sector, transmisión, y finalmente la energía misma suministrada. Por lo tanto, situaciones como la que se experimenta hoy con una marcada reducción en el mercado tienden a causar serios problemas de flujo de caja para los distribuidores.

El primer evento donde el riesgo asociado con la contratación de energía materializada fue durante el período de racionamiento, en el año 2001. En ese momento, la reducción obligatoria del consumo residencial en un 20% resultó en la necesidad de cambios en los contratos con las centrales de generación. En ese momento, la reducción en el consumo fue causada e impuesta por una escasez en el suministro de energía eléctrica, debido a la capacidad de generación limitada, lo que obligó a la reducción forzada de la demanda para mantener el equilibrio energético del SEB.

Aproximadamente una década después, a pesar de no ser causada por una reducción del mercado, la contratación de energía volvió a afectar el flujo de caja de los distribuidores. La baja tasa de lluvia durante los períodos lluviosos en 2013 y 2014 llevó los embalses hidroeléctricos a niveles críticos, lo que resultó en un gran gasto en el costo del despacho continuo del parque termoeléctrico, similar al periodo actual 2018-2020. Además, dado que la Ley N° 12.783/2013 asignó cuotas de agua para los generadores con contratos de concesión renovados para las distribuidoras, la reducción del despacho de agua agravó aún más el problema. Por lo tanto, considerando los gastos con la compra de energía mucho más altos de lo esperado, era inevitable contratar préstamos multimillonarios para garantizar la solvencia financiera de los concesionarios de distribución.

Al contemplar la liberalización del mercado de energía libre, las medidas para modernizar el sector eléctrico propuestas por el PLS N° 232/2016 cobran aún más importancia, ya que actúan para mitigar el riesgo de contratación de energía de las distribuidoras. Sin embargo, la efectividad de las directrices propuestas dependerá, principalmente, de cómo se regulará la figura del comercializador de última instancia y cuáles serán las reglas para contratar energía y demanda (lastro) en este segmento. Además, se debe prestar especial atención a las reglas de transición, de modo a que las variaciones abruptas del mercado no representen riesgos de sobrecontratación involuntaria o la expansión innecesaria del sector eléctrico.

La discusión debería ser más amplia. Es imperativo relacionar los impactos de la crisis COVID-19 con el proceso de liberalización del mercado libre. En este sentido, dada la premisa de que la reducción de la actividad económica puede tener un impacto en la curva de demanda de electricidad incluso después

del final de la pandemia, ante un periodo de retracción y recesión económica se espera un escenario de bajos precios de la energía eléctrica, para el presente año y para el corto plazo, donde la migración hacia el mercado libre se tornaría aún más atractivo, razón por la cual debe enfatizarse el cuidado con las condiciones de apertura abrupta del mercado.

Sin embargo, no se trata de cuestionar la necesidad o no de una apertura completa del mercado. Además de alinearse con las mejores prácticas internacionales, es un proceso inexorable debido a su propia dinámica tecnológica. Se explica por la amplia difusión de sistemas de recursos energéticos distribuidos, apalancados inicialmente por la generación renovable distribuida y, en el futuro, por otras tecnologías, tales como los almacenamientos distribuidos de energía, comienzan a ofrecer alternativas al consumidor para modificar su papel en relación con la contratación de energía y su relación con el sector, pasando en muchos casos de un rol de consumidor a un rol de prosumidor (consumidor autogenerador).

Por lo tanto, el establecimiento de un mercado liberalizado con reglas claras y tratado de manera oportuna y vinculada es un mecanismo esencial para garantizar la igualdad de condiciones entre los agentes. En última instancia, la liberalización del mercado es un paso intermedio hacia la creación de un entorno donde los recursos energéticos distribuidos puedan competir con la generación centralizada a través de minoristas y mayoristas.

b) Sobre oferta de energía hasta 2024 en el SINB

Un balance estructural presentado por la consultora PSR señala que hasta 2024 Brasil no necesita de nueva energía en el sistema, incluso con la recuperación de la economía, es decir, con un rápido crecimiento después de los efectos de la pandemia. En los escenarios evaluados, si el consumo muestra este desempeño, alcanzaría 80,5 GW promedio en el último año del horizonte estudiado, en vista de un suministro contractual de 85,4 GW promedio y 3,8 GW más en energía de reserva, en este escenario la sobreoferta es del orden del 11%.

Este es el mismo índice estimado para el año 2023. En otros años, el superávit es aún mayor, con 15% en 2022, 17% en 2021 y 23% este año. En el caso base post-covid-19, la opinión de PSR es que en el 2024 la demanda estará en un promedio de 77,3 GW, aumentando la sobreoferta al 15%. En la evaluación presentada el lunes 27 de abril, en un seminario web realizado para discutir la subasta de energía, la consultora afirma que incluso ajustando la garantía física no es necesario contratar energía de reserva desde un punto de vista energético.

La contratación de potencia se ha convertido en un punto importante debido a la mayor intermitencia del sistema. No solo por la fuerte penetración de las fuentes eólicas y solares, sino que también incluye el avance de UHE sin embalses con capacidad de regularización. PSR recordó el caso de la Central Hidroeléctrica de Belo Monte (11.233 MW, PA) cuya diferencia entre la producción en el período seco y húmedo llega a más 25 veces.

Un problema señalado por la consultora PSR es el hecho de que la forma en que el país contrata energía puede conducir a un aumento del exceso de oferta, ya que el 100% del consumo debe estar cubierto y todos los contratos deben estar respaldados por activos físicos (garantía física – lastro). Por esta razón, la cuestión de avanzar en la modernización del sector eléctrico a través del mencionado PLS N° 232 es importante, ya que existe el pronóstico de la separación entre el lastro y la energía. Sugiere que esperar este cambio puede ser una muy buena alternativa para la contratación.

En vista de la mayor complejidad de la operación del SINB, por las razones anteriormente mencionadas PSR define que es necesario aumentar la flexibilidad operativa del sistema. Un síntoma es la necesidad indicada por el Plan Decenal de Expansión de Energía PDE 2029 para la necesidad de contratar energía a partir de 2024.

En la versión actual del PDE 2029, la indicación es de 13 GW, pero eso debería revisarse. La razón de esta reevaluación es la reducción en la proyección de carga presentada en la revisión trimestral de ese período. Sin embargo, el ejecutivo señaló que este requisito de potencia no necesariamente tiene una relación lineal con la carga promedio, ya que depende de otros comportamientos del sistema en los

momentos más críticos.

Para tener ese nivel de contratación, sería necesario adoptar un mecanismo de garantía de suministro de energía. En este sentido, dependiendo del comportamiento de la economía y del resultado de las subastas de energía existente, A-4 y A-5 serán clave para tomar la decisión. Una forma de la transición de estos mecanismos podría ser mediante la subasta de energía de reserva para contratar esta potencia.

Se debe tener cuidado con las decisiones de contratación a largo plazo para no asignar costos al ACR precisamente en un momento en que se discute la apertura del mercado libre para todos y que está incluida en el PLS N° 232. En general, la opinión del PSR es que, dentro de las posibles alternativas para la contratación de energía, las que son más factibles en el escenario de exceso de oferta son las que son despachables. Entre las opciones enumeradas están los UHE reversibles, las baterías y la respuesta a la demanda, ya que no agregan energía al sistema, pero si cambian la hora en que esta potencia puede estar disponible.

Es necesario considerar la adopción de una remuneración específica para quienes brindan servicios auxiliares. La evaluación se refiere a la contratación para el atendimento al suministro de energía, pero la potencia debe continuar en el radar por medio del desarrollo de mecanismos que agreguen capacidad en las horas críticas. PSR simpatiza con la idea de la respuesta a la demanda, cuyo piloto, que todavía está activo y no ha evolucionado como resultado del incumplimiento en el MCP debido al hecho de que no hay un pago fijo por el servicio. Es importante asignar un pago fijo, por ejemplo, para las 100 horas más críticas del sistema, sugirió, y concluyó afirmando que el país necesita prepararse para reducir el horizonte de contratación, aún más con el PLS N° 232 que prevé un mercado libre.

c) Revisión de la Planificación Decenal de la Expansión de Energía 2030

En la situación actual que redunde en datos y más datos, los técnicos responsables de planificar el SEB en este momento, se encuentra en una inmersión real en información que va desde indicadores económicos, fluctuaciones en la demanda, expansión de la matriz energética y que incluso llegan al comportamiento del consumidor de energía y sus tendencias a medio y a largo plazo.

Esta es la descripción del entorno actual que rodea a la EPE en medio de la actividad de construir escenarios para la preparación del PDE 2030. Esta complejidad no fue suficiente, hay nuevos ingredientes, mejorados por la crisis de salud que deja reflejos económicos y reverberaciones obvias en el consumo de electricidad en el país, como se ve desde la segunda quincena de marzo.

El momento actual para planificar la matriz energética brasileña presenta grandes desafíos. Además de todas las tareas diarias, la empresa se encuentra en medio de estudios destinados a modernizar el sector. Las acciones tienen como objetivo subsidiar a la Autoridad Otorgante con la información más precisa posible para la adopción de una política energética asertiva.

En este nuevo escenario que muestra menos actividad económica que la proyectada anteriormente y que ha cambiado repentinamente genera una crisis diferente de otras que se están experimentando, cualquier comparación es tentadora, pero al mismo tiempo peligrosa cuando se intenta establecer paralelos y predecir lo que sucederá. Después de todo, la naturaleza de esto es diferente, es al mismo tiempo la salud pública la que trae consigo una crisis económica asociada. Y todavía se tiene un impacto en los patrones de consumo de energía. Es aún demasiado pronto para grandes predicciones con respecto al consumo y desempeño del sector eléctrico brasileño. Todos los días el escenario evoluciona rápido. Para los que trabajan en la planificación a mediano y largo plazo, no se debe en ese momento tratar de actualizar las proyecciones todo el tiempo. Este no es un trabajo muy útil, pero si se debe monitorear, haciendo una lectura cualitativa de lo que está sucediendo y de las perspectivas. En ciertos momentos se necesita traducir esto y poner números sobre la mesa, que es lo que sucedió en la revisión trimestral de carga, un paso que está planeado para el sector.

En este sentido, es necesario diferenciar tres implicaciones que se deben identificar:

- Primero están los efectos a corto plazo o temporales que trae esta crisis.
- Segundo son los efectos con una duración a medio y largo plazo. Se tiene poca claridad en esta categoría.

- Tercer punto son los elementos estructurales de la planificación energética que no cambian con esta crisis. Al menos en principio. La cuestión de la modernización del sector y la apertura del mercado del gas, son factores que no cambian, aunque son atropellados por acciones a corto plazo dada la urgencia.

Existe otra categoría de acciones que aún no ha surgido y que está comenzando a discutirse, que se compone de acciones para la reanudación de las actividades económicas, y hay una lista de estrategias que los gobiernos y las empresas deben tomar en los diferentes países, cuando se supere el momento más crítico de crisis. Por supuesto, hay desarrollos en el sector energético porque este es un sector de infraestructura, un segmento que termina siendo el centro de atención durante la recuperación.

Uno de los cambios más claros es la caída de la demanda, la revisión de carga trimestral mostró una reducción de carga de aproximadamente 3,5 GW promedio de 2020 a 2024. La revisión de carga trimestral es una imagen reciente de lo que se presenta actualmente, mucha incertidumbre, pero se puede volver a evaluar pronto. Primero, se trabaja con un formato de recuperación de crisis con la curva en V, es decir, que tiene una reducción aguda y rápida de las actividades y la demanda. En el momento en que pasa esta crisis, vuelve rápidamente al nivel de actividad anterior, recuperándose los niveles anteriores a la crisis. Este valle estimado es del orden de 3 meses, por lo que se tendría 3 meses de esta reducción abrupta y aguda de la demanda y la actividad económica, de modo a que en la segunda mitad del año se tenga un proceso de recuperación de estos niveles. Esto representa que la carga en el sistema interconectado en 2020 vería una reducción del 0,9% en relación con 2019, una inversión importante en relación con lo que se predijo en el escenario construido en diciembre del año pasado y que guía la planificación. Esta caída en la carga, básicamente, tiene el efecto de una caída en los sectores industrial y comercial. Ligeramente compensado por el aumento del sector residencial, que refleja este movimiento de personas dentro del hogar, utilizando sus dispositivos eléctricos y electrónicos con una mayor cantidad de horas conectados a la computadora, eventualmente utilizando el aire acondicionado.

En el escenario actual, la carga del 2020 será de aproximadamente 580 MW promedio menos que en el 2019. Este otoño es muy agudo a partir de marzo y considerando los tres meses de crisis, el proceso de recuperación comienza a ocurrir a partir de junio y una reanudación durante la segunda mitad. Obviamente, el escenario es incierto, no se tiene forma de saber cuánto dura este período de reclusión. Y todavía existe el aspecto de que la reanudación de las actividades, que puede no ocurrir el día después del final del aislamiento. Posiblemente se tenga un proceso gradual de recuperación y cuanto más largo es este período, mayor es el impacto en los ingresos y el empleo de las personas y, en consecuencia, en el consumo.

La primera revisión llegó en un momento oportuno, aunque desafiante. Se tiene certeza de una fuerte reducción en el consumo de energía. Además, la próxima revisión prevista a partir de agosto, por lo que se tiene tiempo para evaluar el comportamiento de los próximos meses y, de ser necesario, ONS y ANEEL formalizarán esta solicitud para eventualmente llevar a esta revisión extraordinaria. Pero eso es solo si se tiene los elementos para llevar a cabo esta acción. Se puede hacer, pero solo en casos excepcionales y muy apremiantes. Hubo un promedio de 3,5 GW menos en comparación con la proyección anterior. El tiempo para la próxima revisión será un momento apropiado para capturar cualquier cambio. Este es el peligro de realizar revisiones extraordinarias en períodos de volatilidad, tiene una fotografía y al día siguiente cambia con cierta evolución del escenario.

Tabla 2. Revisión Cuatrimestral de la Carga 2020-2024, divulgada al final de marzo.

Projeção	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Planej. Anual 2020-2024[A]	67.975	70.825	73.453	76.204	79.013	81.931
Variação (% a.a.)	2,1%	4,2%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
1ª Revisão Quad. 2020 [B]	67.835	67.249	70.057	72.745	75.385	78.112
Variação (% a.a.)	1,9%	-0,9%	4,2%	3,8%	3,6%	3,6%
[B] – [A]	-140	-3.576	-3.396	-3.459	-3.627	-3.819

En relación a la revisión del PDE 2030 se continuará monitoreando y siguiendo el escenario y sus impactos. Se está en el proceso de desarrollar escenarios para PDE 2030 y es un desafío desarrollar un plan en este momento. La primera etapa del plan son las pautas políticas del Ministerio de Minas y Energía y desde allí se tiene la etapa de construcción de los escenarios de crecimiento económico y demanda de energía, gas, biocombustibles y otros. El PDE 2030 buscará incorporar este escenario de incertidumbre y crisis a la planificación, obviamente, se buscará evaluar los impactos que esto tendrá bajo la estrategia de expansión. Este es el cambio principal en términos de escenarios.

Con relación al paralelo con el racionamiento a principios de la década de 2000, no se puede hacer esta comparación en el aspecto cualitativo del cambio de comportamiento. En la crisis de 2001, lo que sucedió fueron acciones para reducir la demanda y aumento de la eficiencia energética que terminaron teniendo un efecto de cambio estructural en el perfil de consumo y que continúa hasta hoy. Y este tipo de fenómeno puede ocurrir, ya no en la eficiencia energética, sino en relación con los hábitos de consumo.

Lo que puede suceder es que la forma en que se modela la carga de los sectores puede tener dificultades para identificar este proceso de recuperación. Lo que el equipo técnico hace es acompañar y monitorear el comportamiento para que, a lo largo de los ciclos, se tenga el enfoque técnico correcto para lidiar con lo que es un efecto cíclico o cambio permanente. Para este ciclo de planificación 2020-2030 todavía es difícil hacerlo, pero se puede comprender estos fenómenos durante los próximos meses y hasta años. Esto es parte del proceso de planificación para los próximos ciclos.

En relación a las subastas de energía existente previstas para este año 2020, la decisión de posponer las subastas es muy oportuna por dos razones. La primera porque es muy difícil para los distribuidores declarar una necesidad en un momento de incertidumbre en la tasa de crecimiento de la economía y por consecuencia de la carga. En segundo lugar, debido a esta incertidumbre en relación con el tipo de cambio, en relación con la recuperación de la economía, en relación con las tasas de interés, los precios del combustible, todos estos aspectos dificultan la toma de decisiones de inversión responsables, que colocan efectivamente las métricas de evaluación adecuada de riesgos. Por lo tanto, realizar subastas en este momento pondría en riesgo la credibilidad del mecanismo de subastas. Ahora el momento para la reprogramación está en cuestión y se está reevaluando. En principio, se podría tener espacio para reanudar las subastas en la segunda mitad, pero depende del ritmo de recuperación que se haya implementado.

Hay dos procesos paralelos que están en el Congreso Nacional (PL N° 3975 y PLS N° 232) y que son fundamentales, ya que son buenos proyectos y permiten confiar en que el sector eléctrico podrá seguir un camino más sostenible en términos de diseño de mercado, regulación y mayor apertura. Esto permanece en el radar, pero se enfatiza en que depende del momento y de la dinámica propia del proceso legislativo.

Hay otra etapa que se ejecuta en paralelo, que son los estudios detallados y técnicos que permiten la implementación de las directrices establecidas en el proyecto de ley. Ya se sabía que en el 2020 sería el año para llevar a cabo estos detalles, cómo implementar las pautas y, por lo tanto, se sigue este trabajo en la EPE. El MME había estado discutiendo con asociaciones para recaudar una serie de contribuciones de agentes. Tomó estas contribuciones y las trajo a la mesa, para discutir y enfatizar cada uno de los elementos. Hay problemas no legales que abren un gran espacio para detallar la separación de lastre y energía, estudios de apertura de mercado, estudios del MRE, la implementación de nuevos criterios de garantía de suministro, todo sigue siendo normal a la luz de lo que se coloca en el proyecto de ley. Se trabaja para que, a medida que el proceso sea exitoso, se tengan los elementos listos para dar las respuestas e implementar los mecanismos de acuerdo con las pautas que puedan aprobarse.

El PLS N° 232 estableció un plazo de 42 meses para la apertura del mercado libre para todos los de baja tensión. El proyecto de ley tiene un gran impacto porque la apertura del mercado a realizarse de manera equilibrada, sostenida y segura, requiere la implementación de separación de lastro y energía, de lo contrario se tendría un grave problema de asignación de costos que es difícil de manejar como el ACL. Esto afecta cómo la planificación establecerá las pautas de contratación de lastro. Se ha usado un

término diferente de lastro, ya que es un término que dificulta a muchas personas, por lo que se le llama un requisito del sistema para garantizar la seguridad y la confiabilidad. En última instancia, conlleva la responsabilidad de señalar de manera oportuna, en el momento adecuado, con la precisión, transparencia y credibilidad apropiadas cuáles son los requisitos y cómo se contratará de los agentes. Entonces, sí, la apertura del mercado tiene un gran impacto y es tan importante en el proceso de planificación que cambia la metodología en sí misma, y requiere el reajuste del proceso para dar todos los elementos que el MME pueda garantizar la seguridad del suministro y el funcionamiento adecuado del mercado. Lo peor que puede suceder es la apertura del mercado que conduce a desequilibrios y provoca retrocesos, un movimiento que no se desea.

Ahora, en relación al plazo de 42 meses, esta evaluación depende más de la CCEE y de la ANEEL, que se verán más afectados. Desde la perspectiva de los instrumentos de planificación para garantizar el suministro durante todo el proceso, se ve la posibilidad de establecer los mecanismos adecuados para garantizar la expansión en este horizonte. Desde la perspectiva de los instrumentos de planificación, la fecha límite no sería el cuello de botella o el punto crítico para esta medida.

5. Consideraciones Finales

Las principales consideraciones que se desprenden del análisis del mercado eléctrico brasileño se resumen a:

1. Existen dos ambientes de contratación: **el Ambiente de Contratación Regulado (ACR) y el Ambiente de Contratación Libre (ACL)**.
2. El **ACR** se caracteriza por los acuerdos de compra y venta que se realizan entre el generador y el distribuidor, supervisados por las normas de ANEEL, que regulan los precios y las condiciones de suministro. La ventaja de este entorno de contratación es principalmente la previsibilidad de los precios que pagan los consumidores, resultantes de los contratos bilaterales entre distribuidores locales y agentes de venta de energía (generadores) otorgados por medio de subastas públicas.
3. El **ACL** es el mercado donde los consumidores (consumidores libres, comercializadoras) pueden elegir su proveedor de energía (generadora, importadora) , negociando libremente un conjunto de variables tales como condiciones de suministro, plazo contractual, precios, ajustes, garantías, variación de precios a lo largo del tiempo y servicios asociados con la comercialización. En este entorno, la comercialización no está sujeta a la interferencia estatal, y estas transacciones se realizan directamente entre las partes y son aprobadas y registradas por la CCEE.
4. Un generador puede optar por diversificar el riesgo de su mercado y definir un porcentaje destinado al ACR y otro porcentaje destinado al ACL, siempre que la ANEEL así lo autorice.
5. En el **Mercado de Corto Plazo (MCP) o Mercado Spot**, la CCEE compara la generación y el consumo registrados con las cantidades contratadas, y las diferencias entre estos montos se liquidan en el MCP, al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD); este precio se basa en el Costo Marginal de Operación (CMO) y puede variar semanalmente entre el límite inferior (piso PLD) y el límite superior (techo PLD). Los valores de estos límites son establecidos cada año por la ANEEL.
6. El **Mecanismo de Realocación de Energía (MRE)** es un mecanismo financiero para compartir los **riesgos hidrológicos asociados a la optimización electroenergética del SIN en relación al despacho centralizado de las unidades de generación de energía eléctrica realizado por el Operador Nacional del Sistema (ONS)**. Este mecanismo abarca a **todas las usinas hidroeléctricas sujetas al despacho centralizado**, conforme la reglamentación vigente. El MRE permite mitigar el riesgo de generación de las UHEs (riesgo del despacho y riesgo de la afluencia). Cada **UHE tiene una Garantía Física (GF)**. La Garantía Física del pool del MRE está dada por la sumatoria de la Garantía Física de cada UHE individualmente. Otro factor que explica la institución del MRE es la existencia de varias usinas en cascadas. En esas usinas, la **operación óptima individual no necesariamente corresponde a la óptima operación global del sistema**. Como el despacho es centralizado, o sea, como el agua es compartida por todos y su uso no es gerenciado por el propietario de la usina, el MRE minimiza y comparte entre los agentes integrantes el riesgo de venta de energía en el largo plazo.

7. La Energía Secundaria (adicional a su garantía física) es liquidada a la **Tarifa de Optimización Energética (TEO)** a favor de la usina que la generó. En caso de déficit del pool del MRE, el generador queda expuesto al PLD. La TEO es establecida por la ANEEL para cada usina en forma anual.
8. El **consumidor libre (demanda mínima de 2,5 MW)** contrata su requerimiento de energía en el **ACL**, donde negocia las condiciones y flexibilidades en forma bilateral (variaciones anuales, mensuales y por hora) y diferencias establecidas en el MCP (con variaciones relevantes de precios). El contrato es financiero, la entrega física permanece a través del Distribuidor local, pero existe el riesgo del desempeño del Generador o del propio comercializador. Es necesario proporcionar garantías financieras, que incluyen: Garantía de pago para los contratos bilaterales y Garantía de pago a corto plazo.
9. Los estudios señalan que, teniendo en cuenta las normas actuales, el Mercado Libre de energía eléctrica, que hoy representa el 30% del consumo de SIN, puede alcanzar el 35%. Sin embargo, si la demanda mínima se redujera de 2,5 MW a 1 MW, la participación podría alcanzar el 55%.
10. El 17 de agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía publicó la **Ordenanza MME N° 339, del 15 de agosto de 2018**, que establece las normas para la importación de energía de Argentina y Uruguay. La energía importada se destinará al MCP, bajo los términos y condiciones establecidos en la Ordenanza, la cual es válida desde el 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2022.
11. La cantidad de **energía eléctrica importada** por Brasil en el año 2018 fue la más alta en los últimos 17 años, según datos del Operador del Sistema Eléctrico Nacional. El país importó **1.131 GWh de Argentina y Uruguay**. Una de las razones para la importación de energía eléctrica es el aumento del precio de la energía generada en el Brasil, como resultado de la caída en el almacenamiento de agua en los embalses hidroeléctricos. La energía de Argentina y Uruguay reduce el uso de centrales térmicas y beneficia al consumidor.
12. El 17 de agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía publicó la **Ordenanza MME N° 339, del 15 de agosto de 2018**, que establece las normas para la importación de energía de Argentina y Uruguay, que será destinada al MCP, bajo los términos y condiciones establecidos en la Ordenanza, la cual es válida desde el 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2022.
13. Los **principales riesgos del mercado de energía eléctrica** para evaluar si es ventajoso hacer la migración al ACL, generalmente son interdependientes y son: **Precio de mercado**, dada la alta volatilidad de los precios de electricidad cuando comparado a otros mercados. Presenta una alta dependencia de la hidrología y la formación del PLD está fuertemente influenciado por la Energía Natural Afluente (ENA); **Hidrológico**; **Precio del combustible**; **Liquidez de mercado**; **Congestionamiento de transmisión**; y **Político/regulatorio**.
14. Las opciones que se presentan para comercializar la energía paraguaya en el mercado brasileño son:
 - a. **ACR**: contratos de largo plazo vía subastas bajo condiciones de ANEEL, para lo que deben modificarse reglamentaciones vigentes con relación a la energía proveniente de Itaipu, además de realizar todas las gestiones para ser un agente del mercado.
 - b. **ACL**: contratos de corto y medio plazo donde se negocia libremente condiciones y precios, pero debe definirse la entrada al ACL vía filial o nueva empresa que la ANDE/Estado constituya, comercializadora existente, o importadora.
 - c. **MCP**: Es la venta de una parte de los excedentes nacionales al costo de oportunidad, es decir, al Precio de Liquidación de las Diferencias, con ofertas permanentes de sobrantes de energía, similar a lo practicado actualmente con las ofertas de Argentina y Uruguay.
15. La actividad de **comercialización de energía eléctrica** solamente podrá ser ejercida después de la obtención de la **autorización de la ANEEL y la subsecuente adhesión a la CCEE**, en los términos de las normas vigentes.
16. Para poder **importar energía eléctrica (de cualquier fuente) del Paraguay** y venderla en el Mercado Libre brasileño, la filial o nueva empresa que la ANDE constituya deberá tornarse un agente

autorizado y para tal efecto precisará cumplir las reglas y procedimientos que deben ser observados en los pedidos de autorización de nacionalización o de la instalación de una filial, agencia o establecimiento en el País por parte de una empresa extranjera.

17. El ONS podrá ser solicitado por el Poder Concedente a manifestarse sobre el asunto, y en los Términos del Estatuto del ONS, el Poder Concedente **podrá atribuir funciones específicas para la comercialización de energía eléctrica importada del Paraguay.**
18. En cuanto a los **Contratos de Acceso y uso da Rede Básica del SIN** se deberá articular con el ONS así como la **definición del punto o puntos de conexión para la importación da energía eléctrica del Paraguay.**
19. En relación a la **Garantía Física (GF)** se deberá obtener del órgano competente, en el Paraguay, una garantía de la disponibilidad da energía eléctrica comercializada y observar en todo momento las normativas y disposiciones regulatorias brasileñas para la obtención de Garantía Física para la importación.
20. En relación a la importación de energía paraguaya, una vez autorizada por la ANEEL, el **Ministerio de Minas y Energía (MME)** es responsable de emitir los actos de autorización necesarios para que la importación y exportación de energía eléctrica sea viable.
21. Se encuentra en estudio el **Proyecto de Ley del Senado N° 232 de 2016 “que establece el modelo comercial del sector eléctrico brasileño, la portabilidad de la factura eléctrica y las concesiones para la generación de energía eléctrica, modificando las Leyes N° 9.427, del 26 de diciembre de 1996, N° 9.478, del 6 de agosto de 1997, N° 9.648, del 27 de mayo de 1998, N° 10.847, del 15 de marzo de 2004, N° 10.848, del 15 de marzo de 2004, y N° 12.783, del 11 de enero de 2013, y la Medida Provisional N° 2.227, del 4 de septiembre de 2001, y hace otras disposiciones.”**, que definen medidas de mitigación del riesgo de la contratación de energía de las distribuidoras en el ACR, a través de las subastas promovidas por la ANEEL.
22. Hasta el 2024 Brasil el balance estructural señala que no se necesita de nueva energía en el sistema, incluso con la recuperación de la economía, es decir, con un rápido crecimiento después de los efectos de la pandemia. En los escenarios evaluados, si el consumo muestra este desempeño, alcanzaría 80,5 GW promedio en el último año del horizonte estudiado, en vista de un suministro contractual de 85,4 GW promedio y 3,8 GW más en energía de reserva, en este escenario la sobreoferta es del orden del 11%.

Este es el mismo índice estimado para el año 2023. En otros años, el superávit es aún mayor, con 15% en 2022, 17% en 2021 y 23% este año, En el 2024 la demanda estará en un promedio de 77,3 GW, aumentando la sobreoferta al 15%.
23. La cuestión de avanzar en la modernización del sector eléctrico a través del PLS N° 232 es importante, ya que existe el pronóstico de la separación entre el lastro y la energía. Se sugiere que esperar este cambio puede ser una muy buena alternativa para la contratación. El hecho de que la forma en que el país contrata energía puede conducir a un aumento del exceso de oferta, ya que el 100% del consumo debe estar cubierto y todos los contratos deben estar respaldados por activos físicos (garantía física – lastro).
24. Actualmente existe un escenario de incertidumbre y crisis en la planificación en el sector eléctrico brasileño, lo cual se deberá reflejar en la elaboración del próximo Plan de Decenal de Expansión de Energía PDE 2030.

6. Referencias

Anexo “Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas (Mercado Eléctrico del Brasil)”.

Datos extraídos de las siguientes entidades: MME, EPE, ANEEL, CCEE, ONS.

ANEXO al Informe GT.C N°01

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas

(Mercado Eléctrico del Brasil)

Mayo 2020

Contenido

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas.....	4
1.1 Mercado Eléctrico Brasileño.....	5
1.1.1 Características Generales.....	5
1.1.2 Interconexiones	5
1.1.3 Marco Regulatorio	6
1.1.4 Marco Institucional	7
1.1.5 Agentes del Sector Eléctrico	11
1.1.6 Reforma del mercado y liberalización en la práctica	13
1.1.7 Elementos de diseño del mercado actual	15
1.1.8 Precio de Liquidación por Diferencias Horario.....	15
1.2 Ambientes de Comercialización de Energía Eléctrica.....	18
1.3 Ambiente de Comercialización en el Mercado Libre	24
1.3.1 Características del Mercado Libre del Brasil	24
1.3.2 Criterios de elegibilidad para participar en el Mercado Libre do Brasil	25
1.3.3 Contratos en el Mercado Libre del Brasil	31
1.3.4 Precios del Mercado Libre	33
1.3.5 Perspectivas para el Mercado Libre	37
1.3.6 Importación de energía eléctrica por Brasil	39
1.3.7 Mejoramiento de la seguridad del mercado	42
1.4 Agente Comercializador	44
1.5 Constitución de una empresa para comercializar energía eléctrica en el Brasil	45
1.6 Requerimientos para la comercialización de energía eléctrica en el Mercado Libre del Brasil.....	46
1.6.1 Autorización de la ANEEL para comercializar energía eléctrica	47
1.6.2 Adhesión a la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica CCEE.....	49
1.6.3 Procedimientos del Operador Nacional do Sistema ONS.....	50
1.7 Autorización para importar energía eléctrica.....	51
1.8 Energía Eléctrica de la ANDE para la comercialización en el Mercado Libre del Brasil	55
1.9 Importación de Energía Eléctrica en el Brasil	57
1.10 Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica	64

1.11	Datos históricos	69
1.12	Perspectivas de comercialización de Energía Eléctrica en el Mercado del Brasil	73
1.12.1	Riesgos con la Contratación de Energía	73
1.12.2	Sobre oferta de energía hasta 2024 en el SINB	76
1.12.3	Revisión de la Planificación Decenal de la Expansión de Energía 2030.....	77
	Referencias	85

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas

1.1 Mercado Eléctrico Brasileño

1.1.1 Características Generales

El sistema eléctrico del Brasil alcanza a casi toda la población del país, de 207,6 millones de habitantes (con acceso de más de 99%). Con un Producto Interno Bruto de US \$ 2,055 trillones en 2017, creciendo a una tasa media de 1% al año, el Brasil es la mayor economía de América do Sul. En el año de 2018, el país tenía a un PIB per cápita de US\$ 8.921 por habitante (PIB per cápita (US\$ a precios actuales) – Brasil) y el consumo de electricidad era igual a 2.438 kWh por habitante.

El sistema brasileño existente, a fines de 2019, tenía una capacidad instalada total de 176 GW y consiste en un parque instalado formado por centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables (pequeñas centrales hidroeléctricas, eólicas, solares y de biomasa). El sistema brasileño es predominantemente renovable, con aproximadamente el 86% de la capacidad instalada, principalmente debido a las centrales hidroeléctricas, que representan el 70% del total¹.

1.1.2 Interconexiones

El sistema eléctrico brasileño comparte la Central de Itaipú de 14.000 MW con Paraguay. Además, Brasil también tiene sólidas interconexiones eléctricas con Argentina, Paraguay, Uruguay y Venezuela, con una capacidad total de más de 2.900 MW. Venezuela está actualmente conectada a un sistema aislado en el norte de Brasil, pero hay planes para interconectarlo al sistema nacional. Entre los nuevos proyectos de interconexión internacional en discusión en Brasil, destacan Arco Norte con las Guayanas y varios proyectos hidroeléctricos binacionales nuevos: con Argentina (Garabí y Panambí), Bolivia (Cachuela Esperanza) e Perú (Inambari).

En la Figura 8 siguiente se aprecian las interconexiones activas del Brasil con sus países vecinos.

¹ Plano Decenal de Expansão de Energia 2019-2029. EPE Empresa de Pesquisa Energética. 2019.

Interconexões com o Brasil

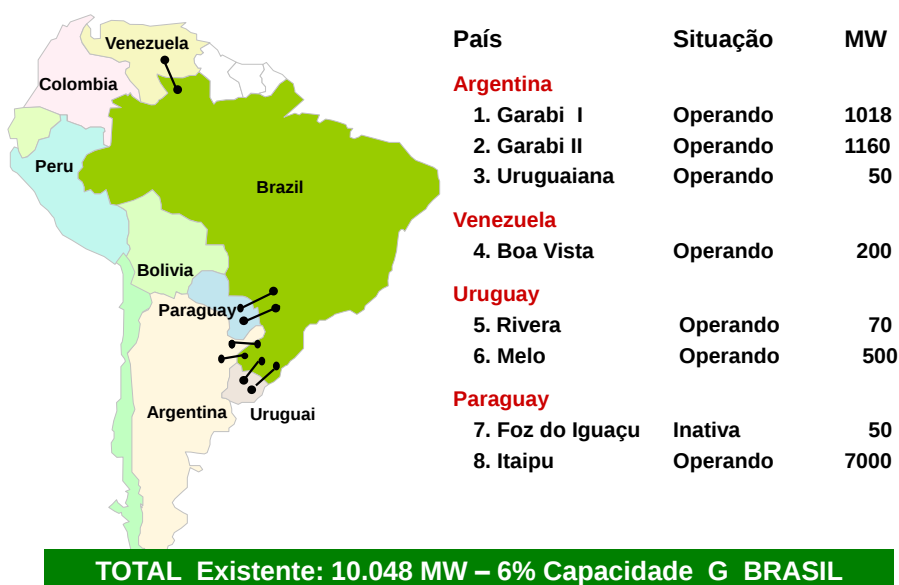


Figura 8. Interconexiones eléctricas activas del Brasil con los países de América del Sur.

Fuente: CIER.

1.1.3 Marco Regulatorio²

El último cambio en el sector eléctrico de Brasil, en cuanto a organización, se dió en el año 2004, en el ambiente de contratación, siendo el resultado de una mejora al cambio iniciado en el año 1998, con el Proyecto de Reestructuración del Sector Eléctrico Brasileño (Proyecto RE-SEB).

Actualmente se realizan subastas, por parte de la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE), por delegación de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), y utilizan el criterio de tarifa más baja, con el objetivo de reducir el costo de adquirir electricidad para pasar a los consumidores cautivos.

El modelo vigente requiere la contratación de la demanda total por parte de distribuidores y consumidores libres, contratación de plantas hidroeléctricas y termoeléctricas en proporciones que aseguren un mejor equilibrio entre garantía y costo de suministro, así como el monitoreo permanente de la seguridad del suministro. Este modelo fue implementado por las Leyes N° 10.847 y N° 10.848, del 15 de marzo de 2004, y por el Decreto N° 5.163, del 30 de julio de 2004.

En términos institucionales, el modelo actual definió la creación de la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) en 2004, como la organización sucesora del Mercado Mayorista de Energía (MAE). También se creó el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE), con el objetivo de evaluar permanentemente la seguridad del

² Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE 2020d; Lucas de Almeida Braga 2018

suministro de electricidad en el país, y la Empresa de Investigación Energética (EPE), responsable de la planificación a largo plazo del sector eléctrico.

La estructura sectorial se completa con la ANEEL, que actúa como el organismo regulador del sector, y con el Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS), responsable de la operación de las instalaciones de generación y transmisión en los sistemas interconectados de Brasil.

En la Figura 9 se observan los organismos estatales y su jerarquía, y en la Figura 10 se observan los organismos independientes.

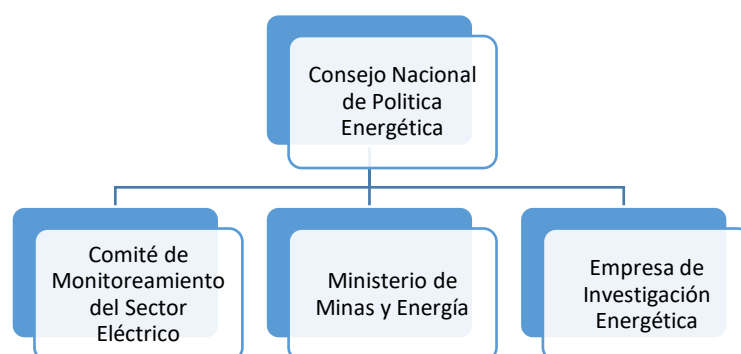


Figura 9. Organismos Estatales.

Fuente Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE

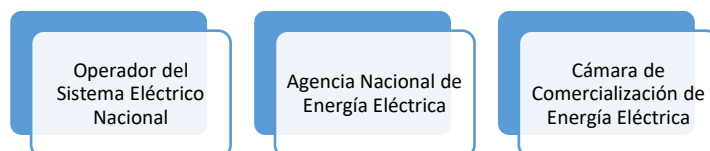


Figura 10. Organismos Independientes.

Fuente: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE.

1.1.4 Marco Institucional

Las principales instituciones en el mercado eléctrico brasileño, que se describirán brevemente a continuación, son:

1. Consejo Nacional de Política Energética (CNPE)
2. Ministerio de Minas y Energía (MME)
3. El Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE)
4. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
5. Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL)
6. Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS)
7. Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE)

Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) es un órgano asesor interministerial de la Presidencia establecido por la Ley N° 9.478/1997, cuyas principales funciones son

formular políticas y directrices energéticas que garanticen el suministro de insumos energéticos a todas las áreas del país. Define la Política Energética Nacional, en conjunto con otras políticas públicas; define también los proyectos de gran envergadura (estructurantes) y establece el criterio de garantía de suministro estructural.

El CNPE también es responsable de revisar periódicamente las matrices de energía aplicadas a las diversas regiones del país, de establecer pautas para programas específicos y para la importación y exportación de petróleo y gas natural.

Ministerio de Minas y Energía (MME) fue creado en el año 1960. El MME fue instituido a través de las leyes N° 3.782 y N° 8.422, y sus competencias se definen en la ley N° 10.683.

Anteriormente, los asuntos de minas y energía eran responsabilidad del Ministerio de Agricultura. El MME es la agencia del Gobierno Federal responsable de conducir las políticas energéticas del país. Sus principales obligaciones incluyen la formulación e implementación de políticas sectoriales, para el sector energético, de acuerdo con los lineamientos definidos por el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), además de inducir y supervisar su implementación.

El MME también es responsable de establecer la planificación del sector energético nacional, de monitorear la seguridad del suministro en el sector eléctrico brasileño y de definir acciones preventivas para restaurar la seguridad del suministro en caso de desequilibrios cíclicos entre el suministro y la demanda de energía.

El Ministerio también es responsable de los programas en áreas rurales financiados con recursos vinculados al Sistema Eléctrico Nacional, incluida la electrificación, y de garantizar el equilibrio coyuntural y estructural entre la oferta y la demanda de los recursos energéticos en el país (www.mme.gov.br).

Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico (CMSE) fue creado por la ley N° 10.848, de 2004. Es una agencia bajo la coordinación directa del MME, creada con la función de monitorear y evaluar permanentemente la continuidad y seguridad del suministro de energía eléctrica en todo el territorio nacional.

Sus funciones principales incluyen:

- Monitorear el desarrollo de las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica.
- Evaluar las condiciones de suministro y servicio.
- Identificar las dificultades y obstáculos que afectan la regularidad y seguridad del suministro y la expansión del sector.
- Preparar propuestas de ajustes y acciones preventivas que puedan restaurar la seguridad del suministro y el servicio eléctrico.

Según el Decreto N° 5.175, el CMSE está presidido por el Ministro del MME más cuatro representantes del mismo ministerio y por los titulares de otros organismos vinculados

al sector energético del país; ANEEL, ANP (Agencia Nacional del Petróleo), CCEE, EPE y ONS.

Empresa de Investigación Energética (EPE) fue establecido por la Ley N° 10.847/2004, y su creación fue regulada por el Decreto N° 5.184/2004. Es una institución vinculada al Ministerio de Minas y Energía cuyo propósito es proporcionar servicios en el área de estudios e investigaciones diseñados para la planificación del sector energético.

Entre sus principales funciones están

- Realizar de estudios y proyecciones de la matriz energética.
- Ejecutar estudios para la planificación integrada de los recursos energéticos y para la expansión de la generación, transmisión, y distribución de energía eléctrica a corto, mediano y largo plazo.
- Realizar análisis de viabilidad técnico-económica y socio-ambiental para centrales eléctricas.

Para cumplir con esta amplia gama de actividades y los objetivos propuestos por la EPE, tiene cuatro direcciones y diez superintendencias en su estructura.

Además, también tiene la función de planificar los sectores de petróleo y gas natural y sus derivados, carbón mineral, fuentes de energía renovables, eficiencia energética, entre otros. Como resultado de la planificación, cada año publica el Plan de Expansión de Energía (PDE) de 10 años con la planificación de la infraestructura eléctrica para los próximos 10 años, incluido el programa indicativo para la expansión de la red de generación y transmisión, así como un análisis de la seguridad energética del sistema, equilibrio de oferta y demanda de garantía física, disponibilidad de combustibles, recursos y necesidades identificadas por el planificador para satisfacer la demanda, entre otros (www.epe.gov.br).

Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) es el organismo regulador encargado de regular y supervisar la producción, transmisión, distribución y venta de electricidad, de manera transparente, imparcial y eficiente.

La ANEEL fue instituida por la Ley N° 9.427/96 y su constitución fue regulada por el Decreto N° 2.335/97. Comenzó sus actividades en diciembre de 1997, teniendo como funciones principales:

- Regular la generación, transmisión, distribución y venta de electricidad
- Supervisar, directamente o mediante acuerdos con agencias estatales, las concesiones, permisos y servicios de energía eléctrica
- Implementar las políticas y directrices del Gobierno Federal con respecto a la explotación de energía eléctrica y el uso de potenciales hidráulicos;
- Establecer las tarifas a ser aplicadas para los consumidores finales, siempre preservando la viabilidad económica y financiera de los agentes y la industria.
- Garantizar la calidad de los servicios prestados.
- Resolver diferencias, a nivel administrativo, entre agentes, y entre agentes y consumidores

- Promover las actividades de concesión, autorización y permisos de proyectos y servicios de energía eléctrica, por delegación del Gobierno Federal.

Los cambios en el año 2004 por el modelo actual, establecieron la responsabilidad de la ANEEL, la promoción de ofertas en la modalidad de subasta para la contratación de energía eléctrica por parte de los agentes de distribución del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Desde entonces ha delegado la operación de estas subastas a la CCEE (www.aneel.gov.br).

Operador del Sistema Eléctrico Nacional (ONS) establecida como una entidad privada, en forma de asociación civil sin fines de lucro, el ONS fue creado el 26 de agosto de 1998, por la Ley Nº 9.648, con los cambios introducidos por la Ley Nº 10.848/2004 y regulado por el Decreto Nº 5.081/2004. Es la institución responsable del funcionamiento del sistema eléctrico brasileño, operando, supervisando y controlando la generación de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y la administración de la red de transmisión.

El ONS está compuesto por miembros asociados y miembros participantes, que son generación, transmisión, distribución, consumidores libres, importadores y exportadores de energía. También participan el MME y representantes de los Consejos de Consumidores.

Los objetivos principales de ONS son:

- Cumplir con los requisitos de carga.
- Optimizar los costos de operación del SIN.
- Garantizar la confiabilidad del SIN.

Entre sus funciones, se encuentran la coordinación y el control de la operación de las instalaciones de generación y transmisión de electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), buscando el costo más bajo para la operación del sistema y respetando los criterios técnicos y de confiabilidad.

Otra responsabilidad de la institución es definir las condiciones de acceso a la red de transmisión de alta tensión del país, de manera que todos los agentes del sector eléctrico tengan acceso a la red de transmisión de manera no discriminatoria.

Además, es su competencia planificar la operación de sistemas aislados en el país y garantizar que todos los agentes del sector eléctrico tengan acceso a la red de transmisión (www.ons.org.br).

Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE) es responsable de la operación del mercado mayorista de electricidad del Brasil bajo condiciones que promuevan la competencia, la eficiencia y la imparcialidad. La misión de la CCEE es hacer viable la comercialización de energía eléctrica mediante la realización de una compensación financiera en el mercado a corto plazo, mediante la realización de subastas de energía eléctrica: proyectos de estructuración, energía existente, energía nueva, fuentes alternativas y energía de reserva y de ajuste, registro de los contratos de compra y venta, medición y recopilación de los registros de consumo y de generación, cálculo

del precio de liquidación de las diferencias (PLD), gestión de las cuentas sectoriales, estructuración y la gestión de procesos de energía de reserva, entre otros, según lo dispuesto en los Decretos N° 5.177/2004 y N° 6.353/ 2008 (www.ccee.org.br).

La principal empresa estatal en el sector energético en Brasil es todavía **Centrais Elétricas Brasileiras S.A. Eletrobrás**. La compañía estatal es la compañía más grande del sector eléctrico en América Latina, operando en los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización. Es el controlador de 10 filiales y participa en programas gubernamentales centrados en la eficiencia energética, el acceso universal a la electricidad y los incentivos a fuentes alternativas de energía (www.eletrobras.com.br). Eletrobrás aún tiene una participación muy importante, especialmente en el sector de transmisión, aunque últimamente las subastas de generación y transmisión han aumentado la participación de agentes privados. Además de Eletrobrás, Petrobras y empresas privadas de propiedad estatal, como AES, CTG, EDP, ENEL, Engie e Iberdrola, tienen una participación significativa en el sector de generación, y la mayor parte del sector de distribución ya ha sido privatizada. (www.eletrobras.com)

Además de los agentes institucionales y económicos, los agentes del sector eléctrico brasileño también son agentes de la CCEE, las compañías que operan en el sector de la energía eléctrica en las áreas de generación, distribución y comercialización, incluidos los importadores y exportadores. También hay consumidores cautivos, libres y consumidores especiales, conceptos asociados con la demanda y también con la fuente de generación de energía.

1.1.5 Agentes del Sector Eléctrico

Con las reformas de SEB, los segmentos de generación, transporte y comercialización de energía son independientes, y son gestionados y operados por diferentes agentes. Al haber libre competencia, el estado tiene la función de regular solo cuando es necesario. Así, los segmentos de generación y comercialización se caracterizaron como segmentos competitivos, marcados por la libre competencia y la ausencia de regulación económica.

Generación: la generación es el segmento de la industria responsable de la producción de energía eléctrica, inyectándola en los sistemas de transporte, bajo el cuidado de los agentes generadores que comercializan esta energía en un entorno cautivo o de libre comercio.

Los agentes generadores se pueden clasificar en:

- Concesionarios del Servicio de Generación Pública (CSPG); agente que posee una concesión para la explotación de activos de generación como ser servicio público.
- Productores independientes de energía eléctrica (PIE); agente individual o participante de un consorcio, que tiene la autorización para producir energía destinada a la venta bajo su propio riesgo.

- Autoprodutores (AP); agentes que tiene autorización para producir energía destinada a su uso exclusiva, pudiendo vender sus excedentes de energía con la autorización de la ANEEL.

Más de la mitad en términos de cantidad de generadores, están compuestos por plantas termoeléctricas alimentadas por gas natural, biomasa, diésel, fueloil o carbón mineral, sin embargo, en términos de capacidad instalada, el volumen de energía más grande proviene de grandes centrales hidroeléctricas, pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCHs, potencia entre 1 y 30 MW).

Transmisión y distribución: al segmento de transmisión y distribución tiene la función de transportar energía eléctrica de los generadores a los consumidores, asegurando la eficiencia económica y el libre acceso a los agentes de generación y comercialización. Los agentes de transmisión y distribución tienen la responsabilidad de administrar las redes de transmisión que pueden ser utilizadas por cualquier agente de SEB, por lo que se les cobra una tarifa por el uso de la red.

La construcción y operación de las redes se otorgan mediante subastas, para reducir el monto pagado por el consumidor final, los ganadores de las subastas son reembolsados independientemente de la cantidad de energía transportada por las redes. A diferencia de la generación, estos dos sectores están sujetos a regulación económica y técnica.

Consumidores: el consumidor final de energía se divide en tres categorías: consumidor cautivo, consumidor libre y consumidor especial. El primero normalmente representa un consumidor más pequeño, asociado con su distribuidor. El segundo es un consumidor más grande, que puede estar en el mercado de energía libre y elegir su proveedor. El tercero sería un conjunto de unidades bajo el mismo catastro nacional de personas jurídicas, que juntas tienen una demanda energética intermedia.

- Consumidor Cautivo; los consumidores son atendidos obligatoriamente por el distribuidor al que están conectados, pagando solo una factura mensual que incluye generación, transmisión y distribución, son tarifas reguladas por el gobierno. Este tipo de consumidor no tiene la posibilidad de negociar los precios de la energía eléctrica, y las tarifas son establecidas por ANEEL.
- Consumidor Libre; ellos pueden elegir su proveedor de electricidad, siempre que estén autorizados a vender en el mercado libre, pudiendo negociar el volumen, el precio y el plazo sin la intermediación del gobierno. El consumidor libre puede comprar energía independientemente de la fuente que la proporciona, ya sea convencional (generada a partir de fuentes convencionales como la hidroeléctrica y la termoeléctrica) o con incentivos (que proviene de fuentes alternativas de generación, como biomasa, solar, eólica y PCH). Para ser consumidor libre se debe contar con una potencia contratada mayor a 3 MW.

El 28/12/2018, el MME publicó la Ordenanza N° 514 del 27 de diciembre de 2018, cuyo objetivo era reducir los límites de carga para que los consumidores contraten electricidad. Para convertirse en un consumidor libre, los límites se han cambiado a:

- Desde el 01/07/2019, consumidores con una carga igual o mayor a 2.500 kW y cualquier nivel de tensión.
- A partir del 01/01/2020, los consumidores con una carga igual o mayor a 2.000 kW y cualquier nivel de tensión.
- Consumidor Especial; el consumidor está calificado como especial cuando la demanda contratada es mayor a 500 kW y menor a 3.000 kW. Para este consumidor, existe la posibilidad de agregar sus cargas para satisfacer la demanda requerida para convertirse en especial, siempre que estén bajo catastro nacional de personas jurídicas o ubicadas en un área contigua (sin separación por vías públicas). El consumidor especial tiene características similares al consumidor libre, la diferencia está en el tipo de fuente que genera la energía que el consumidor especial puede contratar, y esto es solo de una fuente con incentivos, una fuente con incentivos.

Comercializadores: son responsables de reducir los llamados costos de transacción, haciendo que la interacción entre generadores y consumidores sea eficiente. Con su actividad, hacen que el precio del saldo sea viable y otorgan racionalidad económica al reparto de los excedentes y déficits. Permiten el ajuste de las carteras de compra y venta. Asumen el riesgo de crédito del consumidor y el riesgo de rendimiento del productor. Ofrecen liquidez al mercado, lo que permite la competencia. Los comerciantes desarrollan productos y servicios asociados con el producto energético.

1.1.6 Reforma del mercado y liberalización en la práctica

El Brasil llevó a cabo su reforma energética a principios de la década de 1990. La reforma reestructuró el sector eléctrico, promovió la desagregación de los sectores industriales, introdujo la competencia en la generación y el acceso abierto a las redes de transmisión, promovió la privatización de los activos estatales, creó el mercado mayorista de electricidad, entre otros.

La reforma transformó el mercado eléctrico brasileño en un mercado mayorista competitivo. Esta clasificación se justifica por la presencia de algunas características fundamentales del mercado. Entre estas características, existe la separación entre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Otra característica importante es la existencia de un mercado mayorista que remunera a los generadores que eligen no vender su energía en contratos a largo plazo, basados en precios spot en el mercado a corto plazo.

Sin embargo, cuando se trata de la comercialización de energía, no todos los consumidores aún tienen total libertad para elegir entre posibles proveedores. Los usuarios con una demanda inferior a 500 kW están sujetos al Mercado Cautivo o al

Mercado Regulado, a través de una tarifa regulada. Los consumidores con una demanda contratada mayor o igual a 500 kW y menos de 2.500 kW, a partir del 1 de julio de 2019, solo pueden operar en el Mercado Libre si cuentan con el respaldo exclusivo de Incentivos o Energía Especial, lo que representa una limitación adicional a la elección de consumidor.

Los consumidores con una demanda contratada de al menos 2.500 kW pueden registrarse como consumidores libres y negociar libremente todas las condiciones comerciales, con el proveedor de energía, precio, cantidad, plazo de suministro y condiciones de pago, en el Mercado Libre, pudiendo contratar energía convencional o incentivada.

A partir del 1 de enero de 2020, la medida también se aplica a los consumidores con una demanda igual o superior a 2 MW. Este cambio brindará a los consumidores con más de 2 MW de demanda contratada, una mayor libertad para buscar el tipo de energía que optimiza sus costos de energía.

Los consumidores con menos de 2 MW de demanda también se beneficiarán indirectamente: el cambio en los límites trae un mejor equilibrio entre la disponibilidad de energía convencional y el 50% de energía de fuente incentivada. En el pasado reciente, la diferencia de precio entre las fuentes era mayor a 100 R\$/MWh, con el valor "normal" de esta diferencia está en el rango de R\$ 30/MWh a R\$ 45/MWh³.

En la práctica, el mercado eléctrico brasileño es un mercado competitivo promedio. Existe un monopolio sobre el agente de transmisión y se garantiza el libre acceso a la red. Aunque la estatal Eletrobrás mantiene una importante participación en la generación y transmisión, ya no tiene la capacidad de abastecer al país solo. En el caso de la participación privada, esto ha aumentado significativamente a lo largo de los años, principalmente debido a la organización de subastas competitivas para nuevos contratos de generación y transmisión.

Sin embargo, las oportunidades de financiamiento generalmente están muy enfocadas en subastas a largo plazo, con relativamente pocas oportunidades de suministro directo al Mercado Libre. Además, muchos de los proyectos contratados en Brasil hasta hace poco dependían mucho del financiamiento de bancos estatales, como el BNDES (Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social). Desde 2012, Brasil ha enfrentado una situación de inestabilidad regulatoria y, más recientemente, dificultades con la liquidez financiera debido a la crisis del agua, incluidas las demandas de agentes que limitan las liquidaciones del mercado, una situación agravada por la crisis económica que el país ha enfrentado desde 2015. Las autoridades iniciaron un proceso de reforma del mercado (que incluyó una Consulta Pública N° 33 iniciada en el año 2017 y un proyecto de ley presentado en el año 2018 para abordar muchas de las debilidades y problemas identificados en el mercado brasileño actual.

³ Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL.

1.1.7 Elementos de diseño del mercado actual

El mercado mayorista de energía eléctrica en Brasil involucra un mercado de liquidación semanal, con precios calculados para diferentes bloques de horas ex ante. Los precios son zonales y diferentes para cada uno de los Submercados, ubicados en cuatro regiones geográficas brasileñas (sur, sudeste/centro-oeste, norte y noreste). Los agentes pueden registrar posiciones contractuales con el operador del mercado y resolver las diferencias entre sus posiciones asumidas y su generación o consumo en el precio de Mercado Spot o Mercado de Corto Plazo (MCP).

El Precio de Liquidación de las Diferencia (PLD) se calcula para valorar la energía eléctrica liquidada en el Mercado a Corto Plazo, donde las diferencias entre la energía contratada y las cantidades realmente generadas o consumidas por los agentes de la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica se contabilizan y liquidan (CCEE).

Actualmente, funciona de la siguiente manera:

- Todos los viernes, CCEE publica un precio que será válido para la semana siguiente, considerando tres niveles: ligero, medio y pesado, en cada submercado del SEB (Norte, Noreste, Sureste/Centro-oeste y Sur). Los niveles corresponden, respectivamente, al consumo de energía bajo, medio y alto.
- El cálculo se realiza por medio de dos modelos computacionales y considera algunas variables, entre ellas: pronóstico de consumo, almacenamiento de los embalses de las cuencas hidrográficas, precipitación en las áreas de los reservorios hidroeléctricos y la carga prevista del sistema.
- Al final de cada mes, se conoce un promedio ponderado, conocido como PLD mensual. La contratación en el mercado a corto plazo se basa en el PLD mensual, que puede tener una prima o descuento por parte de los vendedores, dependiendo del tipo de energía contratada, ya sea convencional o incentivada.
- El modelo actual fue construido para una matriz energética brasileña con un alto predominio de fuentes hidráulicas, en la cual hay menos variación y mayor previsibilidad. Con el aumento de la participación de fuentes renovables intermitentes en la matriz energética brasileña, como la solar y la eólica, surgió la iniciativa de la CCEE de cambiar el método de cálculo, para brindar más flexibilidad y competitividad al sector.

1.1.8 Precio de Liquidación por Diferencias Horario

Los precios por hora se utilizarán en 2020 solo para el despacho por parte de ONS. El Ministerio de Minas y Energía anunció el 31 de julio de 2019 la decisión de implementar el Precio de Energía por Hora en dos fases. Inicialmente, el precio por hora será utilizado por el ONS para realizar la programación de la operación y el

despacho, mientras que solo en 2021 la CCEE implementará el PLD por hora en la contabilidad del mercado a corto plazo.

Según el MME, el uso de un modelo horario para la programación de la operación y el despacho reducirá las asimetrías de información y permitirá una mayor reproducibilidad de datos por parte de los agentes. Mientras tanto, el aplazamiento del PLD por hora hasta 2021 permitirá a los agentes prepararse para los cambios por adelantado.

¿Qué cambia con el PLD por hora?

La principal diferencia es que la energía en el mercado a corto plazo tendrá un precio diario y por hora, ya no se calculará semanalmente y en niveles (pesado, medio y ligero). Los beneficios esperados son:

- Precios más cercanos al costo real de operar el Sistema Eléctrico: se cree que habrá más correspondencia entre los precios cobrados y el comportamiento real de la operación del sistema.
- Distribución más justa de los costos: se favorecería a los agentes que pueden generar más o consumir menos cuando el sistema más lo necesita.
- Reducción del Cargo por Servicio del Sistema (ESS): las simulaciones realizadas por la CCEE en 2017 indicaron una reducción de R\$ 139 millones a R\$ 2 millones en el cargo generado por las plantas térmicas enviadas fuera del orden de mérito.
- Nuevas oportunidades de negocio: respuesta a la demanda, generación distribuida, programas de almacenamiento de energía, como bancos de baterías y automóviles eléctricos, entre otras posibilidades.

Con respecto a las preocupaciones que rodean el cambio, algunos agentes cuestionan si el sector está listo y lo suficientemente maduro para la transición. Se entiende que es necesario modernizar el sector eléctrico, pero existen dudas sobre el momento ideal para aplicar el nuevo cálculo.

Algunos agentes también señalan que las plantas con mayor generación al amanecer, por ejemplo, se verían perjudicadas, ya que el precio calculado por hora tendería a ser menor debido a la baja demanda.

También existe una falta de confianza entre los agentes, el programa de computadora que realizará los cálculos del PLD horario, DESSEM, desarrollado por la Comisión Permanente para el Análisis de Metodologías y Programas de Computación para el Sector Eléctrico (CPAMP).

Además de la credibilidad en los precios calculados, se espera que haya transparencia en la formación de valores.

Horario PLD y Precio Sombra

Precisamente debido a las incertidumbres sobre el mejor momento para poner en práctica el PLD por hora y la seguridad de los cálculos realizados por DESSEM, CCEE ha implementado, desde diciembre de 2018, el "Precio Sombra", un período de prueba del PLD por hora, mientras que el mercado continúa operando con el precio semanal por nivel. El objetivo principal de la iniciativa es anticipar los posibles impactos de la adopción del precio por hora, calculado ex ante (el día anterior) por el modelo DESSEM, basado en información predicha.

Por lo tanto, CCEE crea y publica la contabilidad "sombra" para el PLD del día siguiente y por hora, mientras mantiene el cálculo semanal oficial. Con esto, los agentes pueden observar cómo se comporta el nuevo modelo y evaluar los impactos del cambio en sus negocios.

Todavía existen dudas con respecto al plazo previsto para la adopción del PLD por hora en el Brasil en el año 2021 y sobre algunas reglas que afectarán el nuevo modelo, incluido la comercialización de energía.

Para los grandes consumidores, el cambio puede representar oportunidades, siempre que haya madurez en el proceso de toma de decisiones en la gestión de la energía y una planificación adecuada que tenga en cuenta todas las variables del nuevo modelo. El sector eléctrico está experimentando transformaciones y su modernización puede estar acompañada de nuevos negocios, para aquellos que saben cómo adaptarse y planificar.

El mercado brasileño utiliza costos estimados centralmente para el proceso de formación de precios. Los agentes termoeléctricos que participan en las subastas declaran que sus costos variables dependen de algún índice internacional de precios de combustible y, en condiciones normales, los parámetros de esta dependencia no pueden revisarse durante la vida útil de la planta. Los agentes termoeléctricos que negocian contratos en el Mercado Libre o venden energía en el mercado spot pueden cambiar su costo de combustible declarado, si lo aprueba el agente regulador. La formación de precios tiene en cuenta los costos de oportunidad de las centrales hidroeléctricas mediante un cálculo centralizado del valor del agua por modelo computarizado, que también tiene en cuenta elementos de aversión al riesgo para evitar el vaciado de los embalses. El modelo no representa explícitamente los costos iniciales de las plantas térmicas o la demanda de reserva de generación, aunque hay propuestas en evaluación con el objetivo de incorporarlas.

El mercado eléctrico brasileño no incluye pagos explícitos por energía firme. Sin embargo, existen obligaciones de contratar el 100% de la demanda para todos los consumidores, por lo tanto, en general, los generadores pueden obtener una remuneración adicional proporcional a su contribución a la seguridad del suministro (garantía física), necesaria para respaldar dichos contratos. El mercado brasileño incluye un beneficio para las fuentes renovables, como un descuento en la tarifa de transmisión y distribución.

El sistema brasileño de subastas a largo plazo se implementó en el año 2004, en una segunda reforma del mercado eléctrico después de una crisis de suministro en 2001. Las empresas de distribución, responsables de los consumidores regulados, declaran su demanda de manera descentralizada en subastas regulares, aunque también hay subastas en las que la demanda se determina de manera totalmente centralizada. Los contratos ofrecidos en estos procesos, que duran de 15 a 30 años, implican compromisos energéticos adaptados a cada tipo de central de generación. El consumidor absorbe una gran parte de los riesgos de precio y cantidad. La subasta permite cierta competencia entre diferentes tecnologías de generación, aunque diferentes condiciones (incluidos diferentes precios máximos) se aplican a diferentes tecnologías.

1.2 Ambientes de Comercialización de Energía Eléctrica

La comercialización de energía eléctrica entre Comercializadores, Generadores, ambos debidamente habilitados por la ANEEL y consumidores, concesionarios, permisionarios y autorizados de servicios e instalaciones de energía eléctrica, así como estos con sus consumidores en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, se lleva a cabo en el Ambiente de Contratación Regulada - ACR o en el Ambiente de Contratación Libre - ACL, según lo dispuesto en el Decreto N° 5.163 del 30 de julio de 2004.

La Cámara de Comercio de Energía Eléctrica - CCEE, anteriormente llamada ASMAE, fue autorizada por la Ley N° 10.848 del 15 de marzo de 2004 e instituida por el Decreto N° 5.177 del 12 de agosto de 2004, como una entidad legal de derecho privado, sin fines lucrativos, bajo la regulación y fiscalización de la ANEEL. Su propósito es viabilizar la comercialización de energía eléctrica entre los agentes del SIN.

Todos los contratos para la compra y venta de energía eléctrica celebrados, ya sea bajo el ACR, llamado CCER (Contrato de compra y venta de energía regulada) o el ACL, llamado CCVEE (Contratos de compra y venta de electricidad) deben registrarse con la CCEE. La CCEE contabiliza las diferencias de lo que se consumió, se produjo y se contrató. La diferencia puede ser positiva o negativa y se liquida en el Mercado de Corto Plazo, se valora al Precio de Liquidación de Diferencias - PLD determinado semanalmente para cada nivel de carga y para cada submercado del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En el Mercado a Corto Plazo también hay contratos, de acuerdo con las Reglas de comercialización.

La Ley N° 10.848, de 15 de marzo de 2004, regulada por el Decreto N° 5.163/2004, establece:

- Agentes y sus roles.
- Ambientes de contratación de energía
- Reglas y procedimientos de comercialización.
- Subastas de electricidad

- El Mercado de Corto Plazo (spot)

La Medida Provisional N° 579 del 11 de septiembre de 2012, convertida en la Ley N° 12.783, del 11 de enero de 2013, impactó las ventas de energía principalmente en los siguientes puntos: estableció cuotas de energía para integrar el respaldo (lastro) del distribuidor, modificó el plazo de retorno del Consumidor Especial por la condición de Cautivo y, en general, hizo posible reducir la tarifa de los consumidores cautivos y libres.

Por lo tanto, el modelo de comercialización del Sector Eléctrico Brasileño es un modelo híbrido y único en el mundo que establece dos entornos de comercialización, para la competencia en generación. Produjo una profunda reforma en la metodología de contratación por parte de los Distribuidores, con el fin de la negociación bilateral (entre Generadores y Distribuidores), y también el fin de la autosuficiencia (Auto-negociación).

La coexistencia de los dos ambientes de contratación permite la comparación de las mediciones de los resultados entre sí; además, de que la contabilidad y la liquidación de las diferencias no contratadas se producen en la CCEE para ambos ambientes. En opinión del vendedor, la energía puede contratarse indistintamente a ACR o ACL, o no contratarse y liquidarse en CCEE en el mercado a corto plazo al valor de PLD. Desde la perspectiva del comprador, la energía se puede contratar desde el ACL o el ACR, sujeto a condiciones y restricciones, como se describirá a continuación.

Los organismos intervinientes en el SEB, las relaciones entre ellos, los agentes y los ambientes de comercialización a cuales se vinculan se puede observar en la Figura 11.

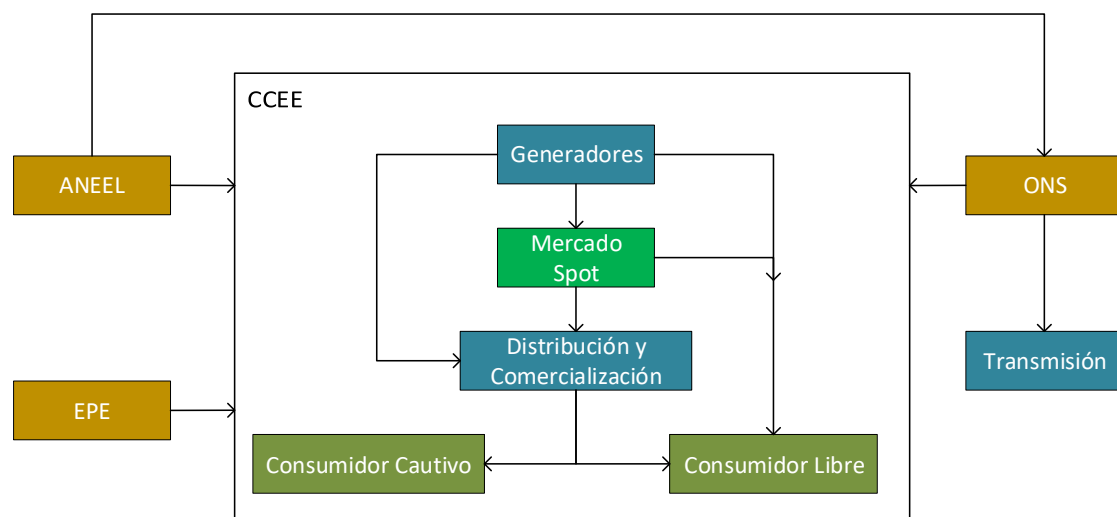


Figura 11. Estructura del SEB. Fuente: Lucas de Almeida Braga

Además, el Sistema Interconectado Nacional Brasileño (SINB), si bien se encuentra totalmente interconectado, para la comercialización se divide en cuatro (4) submercados, como se observa en la Figura 12.



Figura 12. Submercados eléctricos en Brasil. Fuente: Empresa de Pesquisas Energética - EPE y Ministério de Minas e Energia (2019)

En el mercado eléctrico brasileño existen cuatro ambientes de comercialización de potencia y energía eléctrica para los generadores; 4

- Ambiente de Contratación Regulada
- Ambiente de Contratación Libre
- Mercado de Corto Plazo o Spot
- Energía de Reserva

Ambiente de Contratación Regulada (ACR): el entorno de contratación regulado se caracteriza por los acuerdos de compra y venta que se realizan entre el generador y el distribuidor, supervisados por las normas de ANEEL, que regulan los precios y las condiciones de suministro. La ventaja de este entorno de contratación es principalmente la estabilidad de los precios que pagan los consumidores, ya que ANEEL fija estos valores por adelantado y otorga ajustes anuales. En el entorno de contratación regulado, los contratos son bilaterales entre distribuidores locales y agentes de venta de energía.

Existen diferentes tipos de subastas dependiendo de los tipos de las centrales de generación y de los tamaños:

⁴ Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE 2020c; Lucas de Almeida Braga 2018; Mercado Livre - ABRAEEL 2020; Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE 2020d.

- Subastas de Proyectos de Estructuración (A-7 a A-5): Contratación de energía eléctrica de nuevos proyectos de generación de gran tamaño (proyectos estructurantes), llevado a cabo con 7 a 5 años antes del inicio de la oferta. Hace viable proyectos de larga maduración, como las grandes plantas hidroeléctricas. Prioridad para licitación e implementación debido a la naturaleza estratégica y el interés público, como las CH de Santo Antônio, Jirau, Belo Monte. Transferencia completa en la tarifa. Límite de declaración según el año de entrega - subasta A-X.
- Subastas de Energías Nuevas (A-6 a A-3): Subastas para nuevas centrales o expansión de centrales existentes. La entrega de energía tendrá lugar de 6 a 3 años después de la subasta. CCEARs en la modalidad de cantidad para centrales hidroeléctricas: 30 años de duración y CCEARs en la modalidad de disponibilidad, para centrales termoeléctrica/eólica: 15 a 25 años de duración. Se deben ejecutar al menos 2 contratos por año, siempre que exista una demanda declarada por los agentes de distribución. Hace viable proyectos de media madurez, como las plantas termoeléctricas.
 - Subastas A-6 y A-5: Transferencia total de la tarifa. No hay límite para la declaración.
 - Subastas A-4 y A-3: hasta el 2% de la carga se transfiere completamente. Para el que excede el 2%, transfiere el valor más bajo entre el promedio ponderado de VL6 y VL5 y el promedio ponderado de VL4 y VL3 hasta el final del contrato. Debido a la transferencia, los agentes tienden a declarar un máximo del 2% de la carga (VLX valor de la subasta A-X).

Valor de Referencia (VR): es el precio medio ponderado de las subastas de Energía Nueva para entrega, publicado anualmente por la ANEEL.
- Subastas de Fuentes Alternativas (A-6 a A-1): Específicas para contratar energía de nuevas centrales cuya fuente primaria es energía alternativa (biomasa, eólica, fotovoltaica, PCHs, etc.). Estos contratos CCEAR son válidos por 10 a 30 años. La entrega comienza en el año siguiente o hasta el sexto año después de la subasta. Criterios para la transferencia completa. Límite de declaración según el año de entrega - subasta A-X.
- Subastas de Energía Existentes (A-5 a A-0): Contratación de energía para proyectos de centrales de generación cuya operación comercial tuvo lugar antes de la subasta. La entrega de energía puede comenzar en el mismo año o hasta 5 años después. CCEAR en las modalidades de cantidad o de disponibilidad: duración de 1 a 15 años. Criterios para la transferencia completa. Límite de declaración:
 - Cantidades de reemplazo (MR): contratos que finalizan en el año A-1, y

- Recuperación del mercado: suma del monto de reemplazo no contratado en los cinco años anteriores al año en que se realizó la subasta.
- Subastas de Ajuste (A-2/A-1): Energía existente para complementar el contrato anual. Contratación de energía a partir del mismo año del evento, válida por hasta 2 años. Sirven para "ajustar" las necesidades de los Distribuidores, creado para complementar la demanda de los distribuidores en situaciones ocasionales, imprevistas. Límite de declaración del 5% de la carga. Transferencia completa hasta el límite del valor más alto entre el promedio estimado del futuro CMO limitado al PLD mínimo y máximo del submercado de suministro de energía, refiriéndose a los períodos de suministro de los contratos negociados y el promedio móvil de cinco años de la VR actualizada. Duración usual de 8 años.
- Subastas de Energía de Reserva: Nueva energía, para aumentar la seguridad energética del SINB. Sistema similar al modelo de comprador único, donde el comprador único es la CCEE. No forma lastro. Contabilizador por la Cuenta de Energía de Reserva administrada pela CCEE (CONER) - pagado a través del Encargo de Energía de Reserva (EER) - dividido entre todos los consumidores libres/especiales, autoprodutores y distribuidores (que repasa a los consumidores cautivos a través de la tarifa).

En la Figura 13 siguiente se aprecian cronológicamente los tipos de subastas de energía eléctrica para la contratación por las Distribuidoras y que son promovidas por la ANEEL.

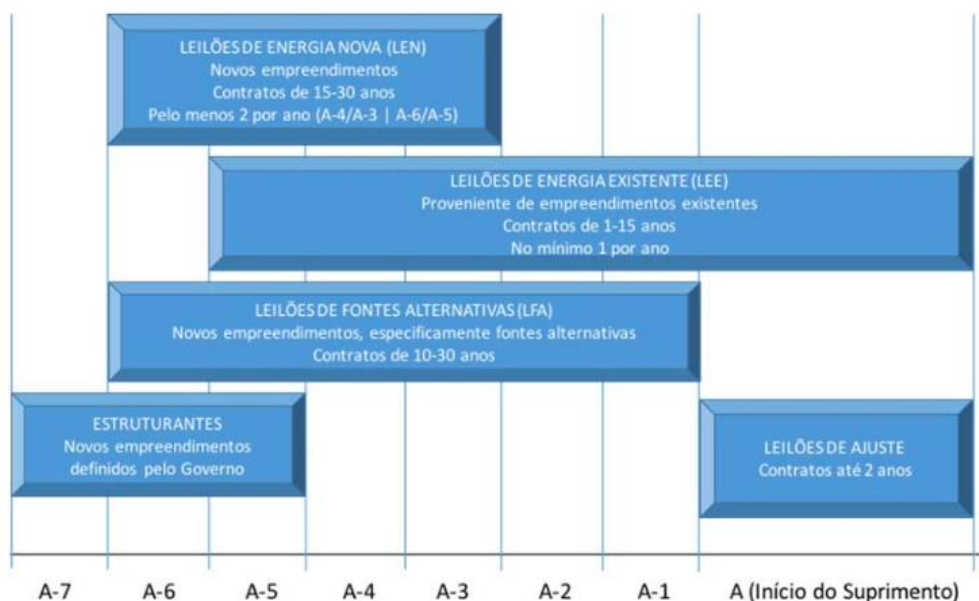


Figura 13. Subastas para la contratación de energía por las Distribuidoras promovidas por la ANEEL.

Valor de Referencia (VR) de la energía para el año:

- límite para repase de los costos de energía a las tarifas;
- usado para “valorar” las penalidades;
- actualizado por el Índice de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) para enero del año base y mantenido constante a lo largo de todo el Año Civil.

Ambiente de Contratación Libre (ACL): el entorno de libre contratación es el mercado donde los consumidores pueden elegir su proveedor de energía, negociando libremente un conjunto de variables tales como plazo contractual, precios, variación de precios a lo largo del tiempo y servicios asociados con la comercialización.

En este entorno, la comercialización entre generadores, importadores, los comerciantes y consumidores libres no están sujetos a la interferencia estatal, y estas transacciones se realizan directamente entre las partes y son aprobadas por la CCEE.

Mercado de Corto Plazo (MCP) o Mercado Spot: la CCEE compara la generación y el consumo registrados en los contadores de energía, y las cantidades contratadas. Las diferencias entre estos montos se liquidan en el MCP, al Precio de Liquidación por Diferencia (PLD), este precio se basa en el Costo Marginal de Operación (CMO) y puede variar semanalmente entre el límite inferior (piso PLD) y el límite superior (techo PLD). Los valores de estos límites son ajustados cada año por la ANEEL.

Cálculo de PLD ⁵: con los modelos matemáticos (NEWAVE y DECOMP) se calcula el Costo Marginal de Operación (CMO). El PLD se determina en función del CMO de la primera semana del horizonte de planificación, considerando los límites máximos y mínimos definidos anualmente por ANEEL.

Los modelos matemáticos son utilizados para planificar la operación de sistemas hidrotérmicos con representación individual del parque termoeléctrico y representación agregada, mediante reservas de energía equivalentes, del parque hidroeléctrico.

El objetivo del modelo NEWAVE es determinar la función de costos futuros. A través de esta modelo se lleva a cabo el enlace con el modelo DECOMP, de corto plazo, haciendo que la política de operación a corto plazo sea compatible con la política de operación a mediano plazo.

Energía de Reserva: desde el 2008 se tiene el mercado de energía de reserva, diseñado para aumentar la seguridad del suministro. Esta proviene de plantas especialmente contratadas para este fin, además de la cantidad contrata en el ACR.

Esta modalidad de contratación se formaliza mediante la firma de contratos de reserva de energía, entre los agentes de venta en las subastas y la CCEE, como representante de los agentes de consumo.

⁵ Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE 2020b.

Como resultado de este proceso de contratación, el cargo energético de reserva se cobra a todos los usuarios. El cargo se calcula de acuerdo a reglas de comercialización de electricidad vigentes.

1.3 Ambiente de Comercialización en el Mercado Libre

La Ley N° 9.074, de 7 de julio de 1995, al conferir la prerrogativa de elección del proveedor de electricidad a un determinado grupo de consumidores, siempre que se cumplan los requisitos establecidos en los artículos 15° y 16°, hizo necesario la reglamentación de las condiciones para contratar electricidad y la separación entre la compra de energía y la contratación de acceso a las redes de distribución y/o transmisión, contemplando el uso y la conexión a estos sistemas.

La contratación en el ACL se realiza a través de operaciones de compra y venta de electricidad en las que participan agentes concesionarios, titulares de permisos y generación autorizada, con agentes como comercializadores, importadores, exportadores de electricidad y consumidores libres y especiales.

Las relaciones comerciales entre los agentes en el ACL se acuerdan libremente y se rigen por contratos bilaterales negociados para la compra y venta de electricidad, en los que se establecerán precios, montos, términos y condiciones, entre otros. La principal Resolución Normativa N° 376, de 25 de agosto de 2009, establece las condiciones para la contratación de electricidad, dentro del Sistema Interconectado Nacional - SIN, para el consumidor libre.

1.3.1 Características del Mercado Libre del Brasil

Las principales características del Mercado Libre del ACL son:

- Los consumidores pueden elegir libremente entre los proveedores de electricidad.
- El consumidor libre pasa a tener energía contratada (cautivo solo la demanda), con flexibilidades negociadas bilateralmente (variaciones anuales, mensuales y por hora) y diferencias establecidas en el Mercado de Corto Plazo o Spot (con variaciones relevantes de precios).
- El contrato es financiero, la entrega física permanece a través del Distribuidor local, pero existe el riesgo del desempeño del Generador o del propio comercializador.
- Es necesario proporcionar garantías financieras, que incluyen: Garantía de pago para los contratos bilaterales y Garantía de pago a corto plazo.

Los participantes son principalmente:

- Consumidores Libres (CL)
- Consumidores Especiales (CE)

- Autoprodutores de Energía (APE)
- Productores Independientes de Energía (PIE)
- Generadores de Servicios Públicos (SGP)
- Comercializadores (C)
- Importadores/Exportadores (IMP/EXP)

En el ACL, las sobras son liquidadas al PLD o bien se negocian en el ACL o también en el ACR.

1.3.2 Criterios de elegibilidad para participar en el Mercado Libre do Brasil

Los criterios de elegibilidad para el consumidor cautivo tornarse libre o especial son resumidos en la Tabla 3.

Tabla 3. Consumidores Cautivos, Libres y Especiales.

Consumidor	Demanda Mínima	Tensión Mínima	Fecha de conexión del Consumidor	Fuente
Tipo	kW	kV	Data	Tipo
Cautivo	-	-	-	Solamente Distribuidora
Especial	500 – 2500*	2.3	Cualquier fecha	Incentivada
Libre	> 2500*	> 2,3	Cualquier fecha	Convencional o Incentivada

* El 1º de enero de 2020 vale para consumidores que presentaren demanda igual o maiyor que 2 MW.

Fuente: FGV.

Los tipos de clientes son cuatro (4):

- Cautivo: suministrado por el concesionario de distribución local. La tarifa es aprobada por la ANEEL y no hay posibilidad de negociación comercial entre las partes.
- Libres: es aquel consumidor que accede al sistema de distribución o transmisión, pagando una tarifa de transporte al sistema de distribución o transmisión y compra energía de un agente comercializador o directamente del generador.
- Parcialmente Libre: consumidor libre que compra parte de su energía al Distribuidor en las mismas condiciones reguladas aplicables a los consumidores cautivos, incluidas las tarifas y los términos.

- Especial: consumidores (Grupo A4 o superior) con una demanda igual o superior a 500 kW, o reunidos por unión de derecho o, de hecho, que pueden ser "libres" siempre que compren energía incentivada y/o especial.

Ejemplo de comuniones de interés en derecho o de hecho:

- Intereses de derecho: Unidades (sucursales) del mismo CNPJ (RUC);
- Interés de hecho: diferentes CNPJ (RUC) ubicados en áreas contiguas.

La fecha límite para migrar al ACL: el consumidor debe informar al concesionario de Distribución hasta 180 días antes de la renovación automática del contrato, también puede migrar antes de pagar la multa contractual. La fecha límite para volver al ACR: el consumidor debe notificar al concesionario de Distribución con cinco (5) años de anticipación.

Los principales atractivos para migrar al ACL son:

- Autoadministración del insumo de energía eléctrica;
- Negociación del precio de la energía, mejores precios y por lo tanto ganancias;
- Negociación del índice de ajuste;
- Posibilidad de tener varios proveedores, minimizando los riesgos de suministro;
- Posibilidad de ganancias con energía excedente, a través del control de carga versus PLD.

La tarifa de energía eléctrica en el Mercado Libre se compone de los costos mostrados en la Figura 14⁶.

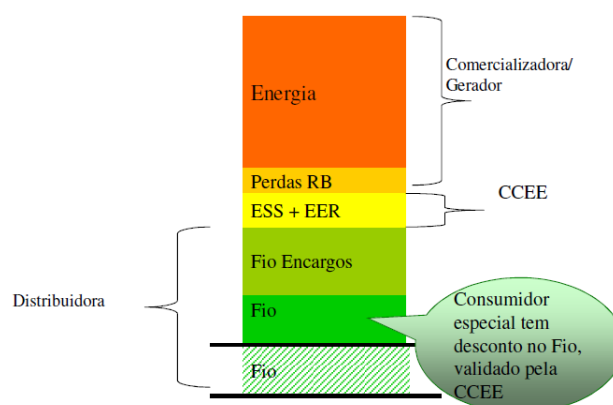


Figura 14. Componentes de la tarifa en el Mercado Libre (ACL).

Fuente: FGV.

⁶ Ricardo Rossini Daelli. Apostila Comercialização de Energia e Leilões. Fundação Getúlio Vargas. MBA Setor Elétrico. Curitiba, 2018.

En la migración al Mercado Libre, además del precio de compra de energía en el ACL, el consumidor debe tener en cuenta para evaluar si es ventajoso o no migrar además del precio de la energía eléctrica del Mercado Libre, el análisis de los costos adicionales y riesgos del ACL. También se debe calcular el punto de equilibrio para la toma de decisiones, para lo cual es necesario saber:

1. Perfil de carga del consumidor
2. Tarifa de la distribuidora ACR (cautivo)
3. Tasas de PIS/COFINS, y del ICMS

Los costos adicionales, tales como:

4. Costos de Medición:
 - Costo del medidor de retaguarda (excepto consumidor especial)
 - Costo del link de comunicación ~R\$ 1000
5. Costos en la CCEE:
 - Encargo de Servicios del Sistema (ESS) + Energía de Reserva (EER), ~R\$ 15/MWh
 - Perdidas en la red básica y contribución asociativa (2,5%)
 - Representación en la CCEE (Contribución mensual) depende de la negociación ~R\$ 500
6. Garantía del Contrato Bilateral (Ex.: Carta de Fianza Bancaria)

Los principales riesgos del mercado de energía eléctrica para evaluar si es ventajoso hacer la migración al ACL, generalmente son interdependientes y fueron clasificados por Roberto Mayo⁷ de la siguiente forma:

1. Precio de mercado:
 - Alta volatilidad de los precios de electricidad cuando comparado a otros mercados.
 - Alta dependencia de la hidrología
 - Forma de cálculo del PLD – fuertemente influenciado por la Energía Natural Afluyente (ENA)
2. Precio del combustible
3. Contraparte
4. Volumétrico
5. Congestionamiento de transmisión
6. Base
7. Liquidez de mercado
8. Hidrológico
9. Político/regulatorio:
 - Grande número de decretos y despachos alterando la estructura regulatoria
 - Alteración de las reglas de mercado

⁷ Mayo, Roberto - Derivativos de Eletricidade & Gerenciamento de Risco, Synergia, 2009.

- Gobernanza de las instituciones actuantes en el sector

En relación a las Fuentes de Energía Incentivada/Especial hay cuatro tipos de energía disponibles en el mercado⁸:

1. Convencional no Especial: la energía solo puede ser comprada por consumidores libres y sin descuento en TUSD.
2. Convencional Especial: cualquier consumidor puede comprar energía y no se otorga ningún descuento en TUSD.
3. Incentivada Especial: cualquier consumidor puede comprar energía y se otorga un descuento en TUSD.
4. Incentivada no Especial: la energía puede ser comprada por consumidores libres y se otorga un descuento en TUSD.

La clasificación del tipo de energía que tiene cada generador se da de acuerdo con parámetros tales como: fuente, energía y fecha de autorización de la planta. El siguiente diagrama muestra cómo se realiza la clasificación de acuerdo con estos parámetros.

Fonte	Data de Autorização / Participação em Leilão**	Montante de Uso do Sistema de Distribuição ou Transmissão (MUSD/MUST)*			
		0	30	50	300
Solar	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Eólica	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Convencional Especial	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Biomassa	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Não Especial	Convencional Não Especial
Hidráulica*	Anterior a 2016	Incentivada Especial	Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Especial		Incentivada Especial (parcial)	Convencional Não Especial
Cogeração Qualificada	Anterior a 2016	Incentivada Não Especial		Convencional Não Especial	
	Após 2016	Incentivada Não Especial			Convencional Não Especial
Demais Fontes	-	Convencional Não Especial			

*Considerar a Capacidade Instalada para Usinas Hidráulicas.

**Comercialização em Leilão (aqueles destinados à expansão da oferta de energia, assim classificados, não restritivamente, os leilões: A-5, A-3, de energia de reserva (LER) e de fontes alternativas (LFA)), observada a condição de ampliação conforme atos emitidos pela ANEEL ou MME.

Figura 15. Clasificación del tipo de energía.

Fuente: Mercado Libre de Energía del Brasil.

Cantidad de uso del Sistema de Distribución o Transmisión MUSD/MUST

En el caso de las energías de tipo incentivada (que transfieren los descuentos de TUSD), los descuentos pueden ser del 50%, 80% o 100%, siendo las energías del 50% las más líquidas del mercado.

Los descuentos se aplican directamente a las tarifas Demanda Punta y Fuera de Punta, en el caso de los consumidores con tarifas azules. Para los consumidores con tarifas

⁸ <https://www.mercadolivredeenergia.com.br/consumidores-livres-e-especiais/energia-incentivada-especial/>

verdes, el descuento se aplica a la Demanda y TUSD Encargo Punta, reduciendo el TUSD Encargo Fuera Punta.

El precio de la energía varía según el tipo de energía y el descuento repasado, por lo que el mejor tipo de energía variará según el perfil de consumo de la unidad, el distribuidor al que está conectado el consumidor y el precio de cada tipo de energía.

Energía Renovable: la energía renovable es la energía de recursos naturales como el sol, el viento, la lluvia, las mareas y la energía geotérmica, que son recursos renovables (que se reponen naturalmente).

Para la generación de electricidad, las fuentes renovables más comunes son las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - PCH, energía térmica de biomasa, eólica, solar y biogás.

Fuentes de generación de energía de incentivada:

- PCH (PIE, AP) con cuya potencia instalada 1000 kW y 30,000 kW
- Desarrollos con potencia instalada de hasta 1000 kW
- Energía solar, eólica o de biomasa inyectada en la línea de distribución y / o transmisión hasta 30,000 kW
- Durante la operación de la planta, la potencia inyectada se calculará en función de la generación verificada de la planta.

Centrales: descuento permanente definido por ANEEL

Hay dos niveles de descuento en la energía vendida: 50% y 100%

Si el Agente compra energía bajo contratos de energía convencionales en una cantidad mayor al 49% de su Garantía física

- La planta, junto con el Distribuidor, no pierde su descuento original.
- La planta, con el fin de repasar al comprador, pierde el descuento original.
- La planta pierde el descuento si excede el límite de potencia de 30 MW

Consumidores Especiales:

- El consumidor especial puede comprar energía del 50%, 100% o ambos
- El descuento final para el consumidor especial será el promedio ponderado de los descuentos asociados con la energía comprada.
- Si solo compraste un 50% de energía, el descuento final será del 50%
- Si solo compró el 100% de energía, el descuento final será del 100%
- Si compró ambos tipos de energía, el descuento será entre 50% y 100%

La verificación del descuento final del Consumidor Especial será mensual. No existen límites de intermediación para la Comercialización de Energía de Incentivada.

Para dar un tratamiento adecuado en comercialización, surgen 4 tipos de energías:

- Incentivada Especial;
- Especial convencional;

- Cogeneración Calificada;
- Convencional

El tratamiento de modelado es necesario para separar la energía convencional de la energía de incentivada y/o especial, mediante la creación de perfiles llamados agentes vinculados.

El cálculo contable y de penalización se realiza por separado, es decir, por perfil:

- CB006 único, pero desglosado por perfil
- Liquidación por CNPJ, total consolidado

Contratos: Qué puede vender el agente generador/comercializador y a quién. Qué puede comprar el Consumidor libre o especial y de quién.

- CCEIE: Contrato de compra de energía de incentivada especial
- CCEICQ: Contrato de compra de energía incentivada de cogeneración calificada
- CCECE: Contrato especial de compra de energía convencional
- CB: Contrato bilateral

Lastro: Punto de atención al contratar energía, ya que no todos los contratos sirven como lastro para determinar la penalización.

Descuento: El beneficio de descuento existe solo para algunos tipos de contrato y la transferencia solo es válida para algunos Agentes.

Aplicación del descuento: Consumidor

Para los consumidores especiales, los consumidores gratuitos y el perfil de consumo del productor propio, el descuento mensual que se aplicará efectivamente a TUST/TUSD será el promedio de los descuentos para toda la energía comprada.

Los consumidores con una cobertura de consumo mensual insuficiente tienen su descuento reducido proporcionalmente.

El descuento final del consumidor gratuito o especial se publica en MS + 22, a través de los informes del CCEE, después del cálculo del mes de cálculo.

Puede suceder que el descuento final calculado sea diferente del contratado con los vendedores de energía de incentivo, por las siguientes razones:

- Los vendedores pasan un descuento menor o mayor que el contratado, una situación que el consumidor puede tomar precauciones, a través de la disposición contractual.
- Los consumidores tienen una cobertura de consumo insuficiente, lo que afecta directa y proporcionalmente su propio descuento final.

Informes de descuentos al consumidor.

EI002 • Descuento mensual de energía fomentado por consumidores especiales.

EI004 • Lista de vendedores alentados.

CO001 • Contratos bilaterales insertados.

PE021 • Sanciones determinadas para consumidores libres y especiales.

ME007 • Medición total del perfil de consumo.

GE031 • Matriz de cálculo de descuentos.

Aún con respecto a CO001, el Agente puede observar que, si tiene, por ejemplo, 2 contratos en este informe como el mismo Agente, aparecerán dos códigos codificados, los valores correspondientes, etc. Sin embargo, al verificar el informe EI004, responsable de mostrar los contratos que ha comprado, podrá ver solo la suma total de los contratos que firmó con ese Agente y no individualmente.

1.3.3 Contratos en el Mercado Libre del Brasil

Los tipos de contratos utilizados en el Mercado Libre del ACL son cuatro:

1. CCEAL - Contratos de Comercialización de Energía en el Ambiente Libre: es cualquier contrato de energía convencional que tiene sus condiciones básicas para el servicio a largo plazo, la cantidad, el precio, el mecanismo de ajuste y otras cláusulas contractuales, negociadas libre y bilateralmente entre las partes. Funciona como un contrato a término en el que el comprador está obligado a pagar el precio previamente establecido y el vendedor realiza el registro del contrato en la CCEE.

2. CCEIE - Contratos de Comercialización de Energía Incentivada Especial: son contratos originados de fuentes de energía incentivada y tienen derecho a un descuento en la tarifa del transporte (hasta 30.000 kW). Tienen derecho al descuento:

- Agentes vendedores propietarios o representantes de centrales que tienen derecho al descuento permanente otorgado por la ANEEL. Hay dos niveles de descuento.
- Agentes compradores que compren energía con derecho al descuento repasado por el vendedor. La CCEE calcula el descuento e informa al agente de distribución.

3. CCEICQ - Contratos de Comercialización de Energía Incentivada de Cogeneración Calificada.

4. CCECE - Contratos de Compra de Energía Convencional Especial: los contratos se originaron a partir de fuentes de energía incentivadas y sin derecho a descuentos en la tarifa de uso (de > 30,000 kW a 50,000 kW).

Los contratos contemplan la estacionalidad, que es el proceso por el cual el valor anual de energía de los contratos se distribuye en valores mensuales, y la modulación, que es el proceso por el cual los valores mensuales de los contratos de energía se distribuyen en valores horarios, ambos de acuerdo también con la previsión del perfil de carga del agente.

Además de los contratos de compra y venta de energía (CCVE), que son contratos a plazo, bilaterales y estándar, con condiciones básicas para el suministro a largo plazo: plazo, cantidad, precio y forma de ajuste, otros tipos de contratos se utilizan como protección frente a diversos riesgos en el mercado de la energía eléctrica, denominados de manera similar a los derivados negociados en la bolsa de valores, pero en el Brasil todavía no se negocian, en la bolsa de valores, derivados de la energía. Por lo tanto, los contratos tipo CCEAL también pueden ser también:

- Collar: es una variación del CCVE con una banda central dentro de la cual el precio puede variar según el PLD + Descuento, pero con un precio mínimo y máximo definido.
- Swap: es un instrumento financiero para mitigar riesgos. Intercambio de posiciones en electricidad entre compañías, generalmente utilizadas para intercambiar submercados, energía de período, convencional versus energía incentivada o combinaciones de ellos. Por ejemplo, riesgo de submercado: un agente que tiene demanda en un submercado y la generación en otro estará expuesto a variaciones de precios entre los submercados, por lo que puede hacer un SWAP con otro agente en la posición opuesta en relación con el submercado. Para que se produzca el intercambio, siempre debemos tener dos partes con riesgos mutuamente excluyentes. Generalmente implica pago y prima.
- Opción: es una herramienta para protegerse contra los riesgos del mercado, que es un derecho, no una obligación de una parte de comprar o vender un contrato a un precio previamente establecido, durante un período de tiempo determinado. Es un instrumento financiero que le da derecho a un CCVE.

Tabla 4. Tipos de Contratos en el Mercado Libre del ACL y sus variantes.

	CCVE	COLLAR	SWAP	OPCIÓN
Partes	Comprador/ Vendedor	Comprador/ Vendedor	Contrapartes	Titular/ Lanzador
Objeto	Energía	Energía	Flujo de caja	Contrato
Valor	Precio definido	Precio variable	Valor: fijo x variable	Premio
Flexibilidad	Estacionalizado, flexibilidades mensuales	Estacionalizado, flexibilidades mensuales	-	Ejercer o no
Plazo	Hasta el término del suministro	Hasta el término del suministro	Hasta el término del flujo	Hasta la fecha de validad

Fuente: FGV.

1.3.4 Precios del Mercado Libre

Los precios de la electricidad en el Mercado Libre se acuerdan bilateralmente, y los registros de los contratos de energía en el Mercado Libre en CCEE contienen solo los datos de compradores y vendedores, la cantidad de energía y el plazo de los contratos. Sin embargo, los precios varían de acuerdo con el Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD), que se utiliza para valorar los montos liquidados en el Mercado de Corto Plazo (MCP) y sirve como referencia en el Mercado Libre de la ACL, siempre con un margen de beneficio o Premio del agente comercializador o agente vendedor.

Debido a la preponderancia de las centrales hidroeléctricas en el parque de generación brasileño, se utilizan modelos matemáticos para calcular el PLD, cuyo objetivo es encontrar la solución de equilibrio óptima entre el beneficio actual del uso del agua y el beneficio futuro de su almacenamiento, medido en términos del ahorro de combustible esperado de las plantas termoeléctricas. El uso máximo de la energía hidroeléctrica disponible en cada período es la premisa más económica, desde un punto de vista inmediato, ya que minimiza los costos de combustible. Sin embargo, esta suposición da como resultado mayores riesgos de déficits futuros. A su vez, la máxima fiabilidad de suministro se logra manteniendo el nivel del depósito lo más alto posible, lo que significa utilizar más generación térmica en el presente y, por lo tanto, aumentar los costos operativos.

Basado en las condiciones hidrológicas de las cuencas hidrográficas, el nivel de los reservorios, la demanda de energía, los precios del combustible, el costo del déficit, la entrada de nuevos proyectos y la disponibilidad de equipos de generación y transmisión, el modelo de precios obtiene el despacho (generación) óptima para el período de estudio, definiendo la generación hidráulica y la generación térmica requerida para cada submercado. Como resultado de este proceso, se obtienen los Costos Marginales de Operación (CMO) para el período estudiado, para cada nivel de carga y para cada submercado. El Sistema Nacional Interconectado (SIN) está dividido en cuatro (4) submercados, como se muestra en la Figura 14. Solo el estado de Roraima aún no está interconectado al SIN.



Figura 14. Submercados del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Fuente: FGV.

El PLD es un valor determinado semanalmente para cada nivel de carga basado en el Costo Marginal de Operación, limitado por un precio máximo y mínimo vigente para cada período de cálculo y para cada submercado, establecido anualmente por la ANEEL. El ONS determina los intervalos de duración de cada nivel para cada mes de cálculo y los informa a la CCEE para que sean considerados. La muy alta volatilidad del PLD perjudica la liquidez porque los agentes están esperando una señal concreta para ejecutar sus compras y ventas de electricidad.

Uno de los factores que pueden influir en la volatilidad del PLD es la Energía Natural Afluente (ENA), que refleja la capacidad de generar energía a partir de los caudales naturales afluentes en las principales cuencas hidrográficas del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

La Figura 15 muestra la evolución histórica del promedio mensual del PLD promedio desde mayo de 2003 hasta febrero de 2020, donde es posible observar el aumento en los valores promedio de PLD desde el comienzo de la crisis del agua en el año 2013-2015 en relación con los valores previamente registrado, y con una tendencia cíclica en los años 2016-2019, pero con valores altos que oscilan entre R\$ 50/MWh y R\$ 500/MWh aproximadamente.

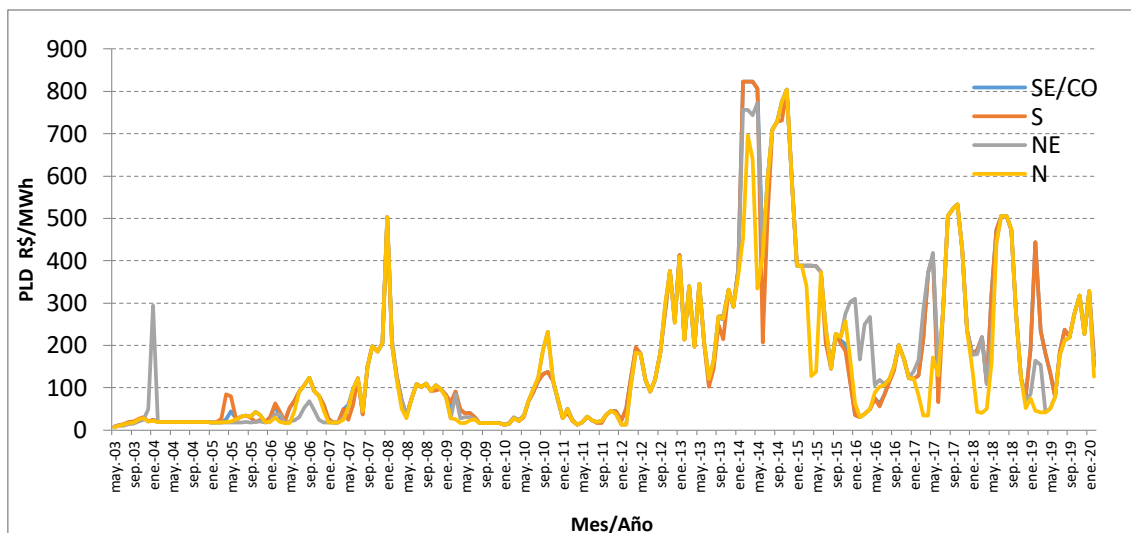


Figura 15. Serie histórica de los precios medios del PLD por submercados del SIN.

Fuente: CCEE.

El InfoPLD, boletín de CCEE que trata sobre PLD, trajo un indicador PLD promedio para 2019 por un monto de R\$ 89,00/MWh, revelando una perspectiva de buenos precios para el año pasado, ya para el año 2020 el PLD medio anual del SE/CO: R\$ 123,11 /MWh. Pero, es importante recordar que esta es la referencia de compra de energía eléctrica en el Mercado de Corto Plazo, ya que para los contratos bilaterales a largo plazo, el PLD se usa de manera diferente, ya que es considerado en el proceso de formación del precio del comercializador.

También es necesario calificar la dinámica de su valor, que cambia significativamente cada mes. Por lo tanto, no es posible esperar que este valor sea fijo. Por otro lado, incluso teniendo en cuenta estas posibles variaciones, las perspectivas para 2019 fueron de precios más baratos que en el año 2018 (PLD medio anual de R\$ 288/MWh.) En otras palabras, un escenario de mejores precios, pero también nuevos desafíos en el equilibrio de oportunidades y seguridad en la gestión de los recursos energéticos.

La Figura 16 siguiente muestra la evolución histórica de los valores mínimo, medio y máximo del PLD anual y de los cuatro submercados en promedio desde 2003 hasta febrero de 2020

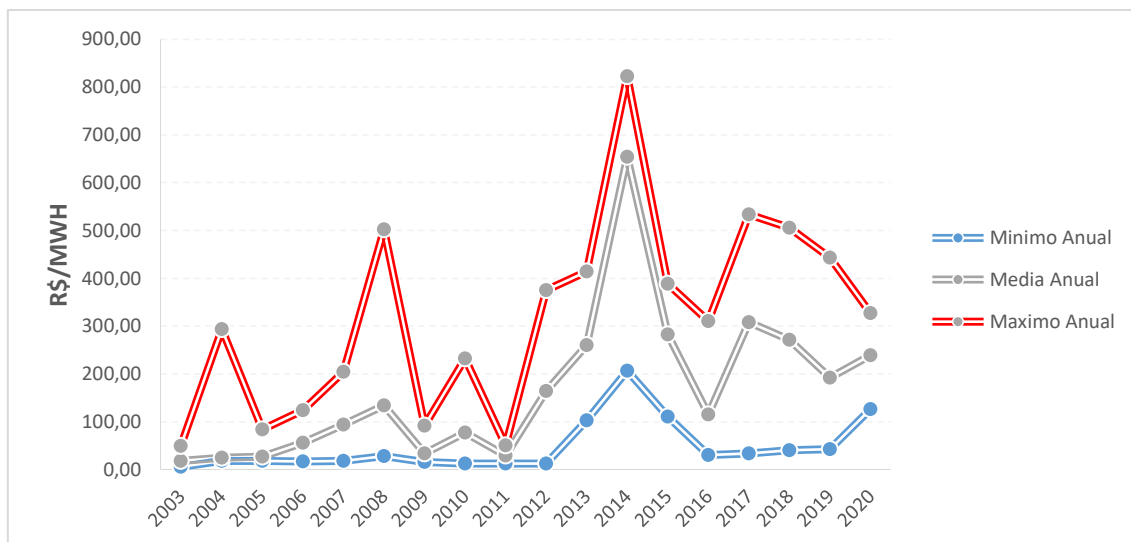


Figura 16. Variación anual de los precios mínimo, medio, y máximo del PLD.

Fuente: CCEE.

La Figura 17 siguiente ilustra la variación mensual histórica de los valores promedios del PLD mensual y por submercado (valores estacionales).

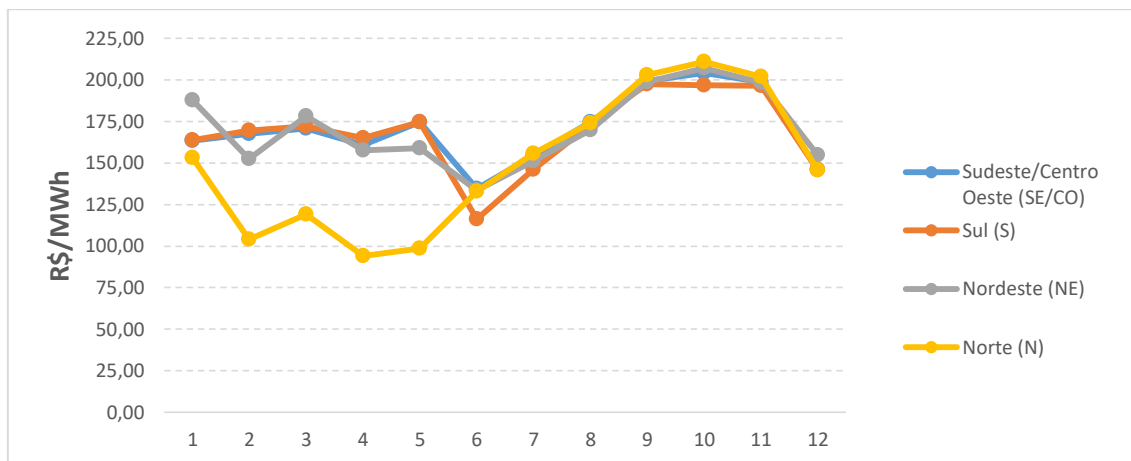


Figura 8. Variación mensual histórica de los valores promedios del PLD y por submercado.

Fuente: CCEE.

La Figura 18 siguiente ilustra la variación anual histórica de los valores promedios del PLD y de los cuatro submercado, de los periodos húmedos (5 meses, de diciembre a abril) y seco (7 meses, de mayo a noviembre).

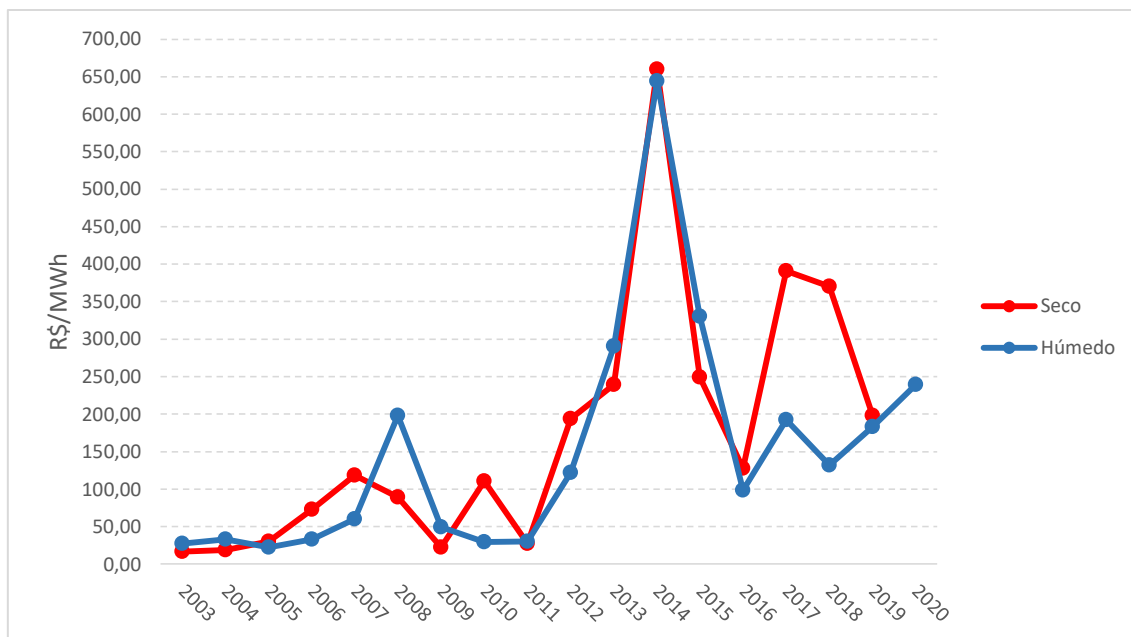


Figura 18. Variación mensual histórica de los valores promedio del PLD y por submercado.

Fuente: CCEE.

1.3.5 Perspectivas para el Mercado Libre

Los estudios señalan que, teniendo en cuenta las normas actuales, el Mercado Libre de energía eléctrica, que hoy representa el 30% del consumo de SIN, puede alcanzar el 35%. Sin embargo, si la demanda mínima se redujera de 2,5 MW a 1 MW, podría alcanzar el 55%⁹.

Durante 2016, a pesar de la crisis económica que tuvo lugar en el país, hubo una importante migración de consumidores al Mercado Libre, en vista del atractivo de los precios practicados en él. Los consumidores que alguna vez obtuvieron ahorros de 5 a 10% entre los ambientes ACR y ACL vieron una excelente oportunidad para reducir los costos en un momento de crisis, como se muestra en la Figura 19, que muestra la evolución del número de agentes asociados a la CCEE.

⁹ Por Luísa Melo, G1 — Brasília - 14/08/2018 – Globo Economia. Mercado livre já responde por 30% da energia consumida no Brasil; entenda como funciona.

<https://g1.globo.com/economia/noticia/2018/08/14/mercado-livre-ja-responde-por-30-da-energia-consumida-no-brasil-entenda-como-funciona.ghtml>

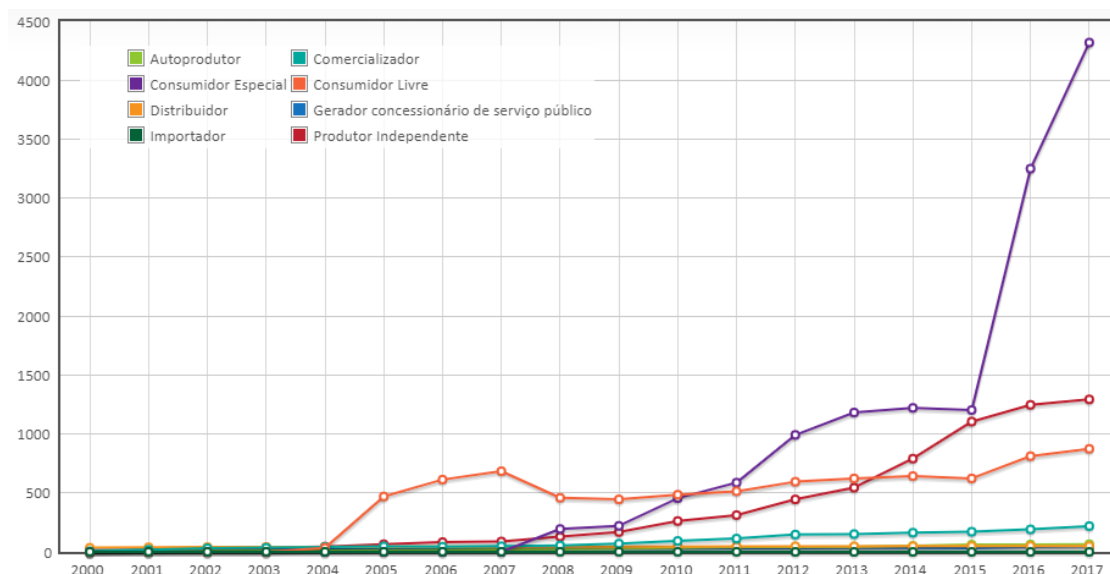


Figura 19. Histórico de la evolución de Agentes en número de Agentes asociados a la CCEE.

Fuente: FGV.

Tal migración masiva comenzó a preocupar a la CCEE sobre la operacionalización de tantos agentes, en la mayoría de las cargas cada vez más pequeñas. La CCEE, que al principio se llamaba Mercado Mayorista de Energía, está operando con un mayor número de consumidores libre de lo deseado. Hasta diciembre de 2017, había 874 consumidores libres y 4.319 consumidores especiales, las razones detrás del crecimiento fueron los precios reducidos del Mercado Libre y la flexibilidad en los sistemas de medición, con el uso opcional del medidor de respaldo.

El consumo de energía en el Mercado Libre alcanzó 18.046 MWmedios en junio, equivalente al 30% de la energía total utilizada en todo el sistema eléctrico en Brasil. Hace tres años, la participación era del 25%. Este mercado, que por ahora solo está disponible para grandes empresas, continuará atrayendo nuevos consumidores libres y especiales, aunque a un ritmo más lento.

En los primeros seis meses de 2018, 402 consumidores migraron al ACL, totalizando 5.495 consumidores. Sin embargo, el número de participantes es un 55% más bajo que el registrado en el primer trimestre del año anterior. El auge del Mercado Libre tuvo lugar de 2015 a 2016, cuando el número de consumidores aumentó más del doble y pasó de 1.805 a 4.062. En junio, el país tenía 237 agentes calificados para vender energía en este mercado.

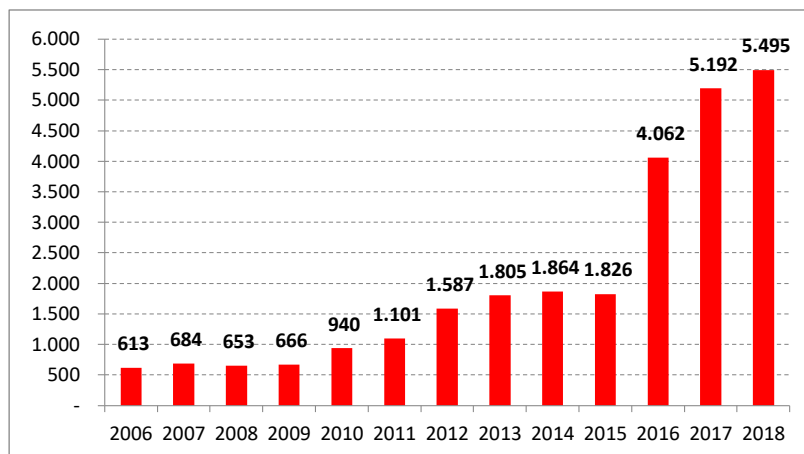


Figura 20. Histórico de la evolución del Mercado Libre de Energía (Cantidad de consumidores).

Fuente: Globo Economía.

En abril de 2019, el volumen de energía comercializado en el ACL aumentó en un 0,6%, en comparación con el mismo período del año pasado. Eliminando el impacto de la migración de nueva carga, el ACL habría caído un 3,0%, en la misma comparación. Los consumidores libres disminuyeron en un 1,8%, mientras que los especiales aumentaron en un 13,4%, influenciado por esta migración. Suprimiendo este efecto, se observó una caída del 3,8% para los libres y un aumento del 3,0% para los especiales. Los autoprodutores disminuyeron su consumo en un 7,7%.

Los segmentos de la industria evaluados por el CCEE, incluidos los datos de autoprodutores, minoristas, consumidores libres y especiales, que registraron el mayor crecimiento del consumo fueron: transporte (23,7%), productos alimenticios (12,8%) y productos manufacturados diversos (11,7 %). Cuando excluimos la migración al ACL, verificamos los mismos ramos: productos alimenticios (5,3%), productos manufacturados diversos (5,2%) y transporte (4,8%)¹⁰.

1.3.6 Importación de energía eléctrica por Brasil

La cantidad de electricidad importada por Brasil en el año 2018 fue la más alta en los últimos 17 años, según datos del Operador del Sistema Eléctrico Nacional. El año pasado, el país importó 1.131 gigavatios-hora (GWh) de Argentina y Uruguay. La cuenta no considera la energía suministrada por Venezuela, que solo sirve al estado de Roraima.

¹⁰ Boletim InfoMercado Semanal Dinâmico, da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, que traz dados prévios de geração e consumo de energia, além da posição contratual líquida atual dos consumidores livres e especiais.

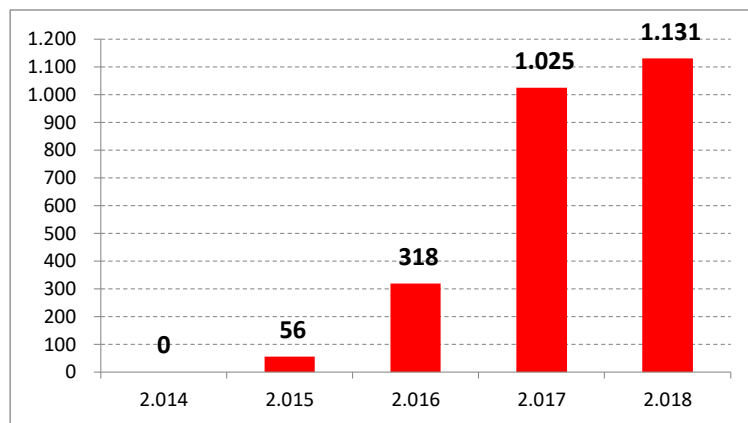


Figura 21. Histórico de la importación de Energía Eléctrica por el Brasil (En GWh).

Fuente: Propia.

Una de las razones del aumento en la importación de energía eléctrica por parte de Brasil es el aumento del precio de la energía producida dentro de Brasil, como resultado de la caída en el almacenamiento de agua en los embalses hidroeléctricos. La energía de Argentina y Uruguay reduce el uso de centrales térmicas y beneficia al consumidor.

Antes de 2018, la mayor importación se registró en 2001: 3.917 GWh. Ese año, el país sufrió un racionamiento debido a la falta de lluvia. El volumen importado en 2018 es equivalente a solo el 0.24% de toda la energía consumida en Brasil el año pasado (474.242 GWh). Aunque pequeños, los expertos señalan que la presencia de esta energía importada beneficia a los consumidores (lea más abajo en este texto).

Brasil tiene interconexión eléctrica con Argentina, Uruguay y Paraguay y puede importar y exportar energía. Según el ONS, los intercambios ocurren cuando hay "sobras de energía y recursos de generación en un país y una necesidad en otro, o para atender emergencias".

Aunque estas interconexiones han existido durante décadas, las medidas gubernamentales y las inversiones en la expansión de la red realizadas en los últimos años fueron esenciales para el aumento de las importaciones visto el año pasado.

En 2016, por ejemplo, entró en funcionamiento una nueva infraestructura que aumentó la capacidad de intercambio de energía entre Brasil y Uruguay. El año 2018, de los 1.131 GWh de energía importados por Brasil, 866 GWh vinieron de Uruguay. Además, el Ministerio de Minas y Energía ha autorizado a compañías, incluida Eletrobrás, a importar energía de Uruguay y Argentina para venderla en el mercado brasileño.

La Eletrobrás mencionó otros factores que explican el aumento de las importaciones, como el excedente de generación en los países vecinos y el aumento del precio de la

energía producida en Brasil debido al bajo nivel de los reservorios de las centrales hidroeléctricas, lo que refleja la falta de lluvia.

Cuando esto sucede, el gobierno activa más plantas termoeléctricas, plantas que generan electricidad a través de la quema de combustibles como el petróleo y el gas. La medida ahorra agua de los embalses de las centrales hidroeléctricas, pero hace que el costo de la producción de energía sea más caro, lo que afecta el bolsillo de los consumidores, que deben pagar las tasas adicionales de las banderas tarifarias. Según Eletrobrás, "todas las importaciones que ocurrieron en el año 2018 fueron ventajosas para el consumidor brasileño".

Aunque pequeña, la presencia de energía importada en el país es importante y ventajosa para los consumidores, ya que reemplaza la energía más costosa, que sería producida por las plantas termoeléctricas instaladas en el país. La importación ya ha evitado generar plantas térmicas muy caras. Además, la importación también contribuye a ahorrar agua de los embalses de las represas hidroeléctricas que pueden utilizarse durante el período más seco.

El 17 de agosto de 2018, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Ordenanza N° 339/2018, que establece las normas para la importación de energía de Argentina y Uruguay. La energía importada se destinará al Mercado Brasileño de Corto Plazo, bajo los términos y condiciones establecidos en la Ordenanza MME N° 339, del 15 de agosto de 2018. La ordenanza es válida desde el 1 de enero de 2019 hasta el 31 de diciembre de 2022.

La importación desde la República Argentina debe realizarse a través de las Estaciones Convertidoras de Frecuencia de Garabi I y II, hasta 2.200 MW de potencia y energía eléctrica asociada, ubicadas en el Municipio de Garruchos, y a través del Convertidor de Frecuencia de Uruguaiana, hasta 50 MW de potencia y la respectiva energía eléctrica asociada, ubicada en el Municipio de Uruguaiana, en el Estado de Rio Grande do Sul, en la frontera con Argentina.

La importación desde la República Oriental del Uruguay debe realizarse a través de la Estación de Conversor de Frecuencia de Rivera, hasta 70 MW de potencia y energía eléctrica asociada, ubicada en la frontera de los Municipios de Rivera, Uruguay, y Santana do Livramento, Brasil, y desde el Convertidor de frecuencia Melo, hasta 500 MW de potencia y energía eléctrica asociada, ubicado en el municipio de Melo, Uruguay, cerca de la frontera con el Municipio de Jaguarão, en el estado de Rio Grande do Sul.

La importación desde la República Oriental del Uruguay a través de las Estaciones de Conversor de Frecuencia Rivera y Melo debe ir precedida de una Autorización o Contrato para utilizar las respectivas Instalaciones de Transmisión de Interés Restringido a que se refiere la Resolución ANEEL N° 153, del 23 de mayo 2000, y Resolución de Autorización ANEEL N° 2.280, de 23 de febrero de 2010.

La declaración de las cantidades y los precios de la energía para la importación se realizará mediante ofertas al ONS antes de la programación/despacho de la operación y la formación del Precio de Liquidación de las Diferencias - PLD, con la entrega de la energía en el centro de gravedad del Sistema Interconectado Nacional - SIN y destinado al Mercado de Corto Plazo - MCP. Uno o más agentes comercializadores pueden ser autorizados como responsables de la importación ante la CCEE. El ONS utilizará la energía importada siempre que la importación permita reducir el costo inmediato de operación del Sistema Interconectado Nacional.

Aun así, según el decreto, no corresponderá a las comercializadoras autorizadas soportar las repercusiones financieras resultantes de un eventual incumplimiento, en el Mecanismo de Corto Plazo en el proceso de contabilizar la energía importada dentro del alcance de la CCEE.

En este contexto, recientemente, el 27 de junio de 2019, el Ministerio de Minas y Energía autorizó por ejemplo a Copel Energía, la subsidiaria de comercialización de la Compañía, a importar energía de Argentina y Uruguay. La autorización es válida hasta el 31 de diciembre de 2022¹¹, así como a otras comercializadoras autorizadas.

Según una ordenanza publicada en el Diario Oficial de la Unión (DOU), la Comercializadora de la Copel adquiere la energía de estos países vecinos y la pasa al ONS para poder activarla cuando sea necesario para el Sistema Eléctrico Nacional. Esta importación contribuirá al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en un momento de escasez de agua.

1.3.7 Mejoramiento de la seguridad del mercado

La CCEE envió la Nota Técnica¹² a la ANEEL, el 07/06/2019, con la propuesta de Mejora de los Mecanismos de Seguridad del Mercado. El documento detalla la creación de nuevos indicadores de mercado, la adopción del cálculo de margen semanal y la aplicación de nuevos criterios para la participación en el mercado eléctrico.

Como se presentó en el Fórum de Debates de Seguridad del Mercado, promovido el 22 de mayo de 2019 por la institución en asociación con ANEEL y el Ministerio de Minas y Energía, las iniciativas apuntan a mejorar la seguridad a corto plazo, pero con nuevos avances en el mediano y largo plazo. El establecimiento de la llamada de margen semanal sería el primer paso en un camino futuro hacia la implementación de la contabilidad y liquidación semanal, e incluso la creación de una cámara de compensación de energía.

¹¹ ANPr <http://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=102695>

¹² Nota Técnica NT CCEE – 0042/2019
file:///C:/Users/asu04769/Downloads/Nota%20Tecnica%20CCEE%200042-19%20ANEEL%2007.06.19_Seguranca%20do%20Mercado.pdf

Después de una introducción que destaca el escenario actual del mercado energético y la discusión constante de las mejoras en las garantías financieras, la Nota técnica presenta las propuestas divididas en tres frentes:

a) Criterios de participación en el mercado energético.

En contacto constante con la Agencia Reguladora, que es responsable de definir la regulación del mercado energético, CCEE propone una expansión de la lista de requisitos para la adhesión de los comerciantes, con el fin de aumentar la seguridad del mercado. Las compañías que tienen intereses de propiedad en otras que están siendo monitoreadas no deben ser aprobadas. Además, todos los nuevos agentes, cuando sean elegibles, deben presentar nuevos documentos como el Balance general, el Estado de resultados del año, entre otros.

También se sugiere solicitar evidencia financiera y de registro periódica, a fin de garantizar la continuidad de la información proporcionada en el acto de adhesión. Otro cambio es la posibilidad de sanciones contra los agentes que no cumplan con las obligaciones no financieras, como actualizar su registro y cumplir con las llamadas de monitoreo, con base en REN 701/16.

La desconexión de los consumidores del mercado libre también puede verse alterada, reduciendo el plazo de corte de los distribuidores (15 a 5 días), haciendo que la acción sea más rápida y efectiva.

b) Cálculo de margen de llamada semanal

Para mejorar la seguridad del mercado y mitigar el riesgo de incumplimiento por adelantado, CCEE propone la adopción del llamado margen semanal a partir de enero de 2020, que debería aumentar la liquidez del mercado a corto plazo. Con el registro semanal de las cantidades de energía negociadas en los contratos, será posible calcular la exposición financiera eventual por adelantado, mitigando el riesgo de incumplimiento en cantidades altas al final del mes.

La Nota técnica detalla los procedimientos operativos, como la fecha límite para registrar contratos todos los lunes de la semana anterior, y los reembolsos en otros procesos de CCEE, como la adhesión, desconexiones, medición, modelado y contratos. Con los detalles de las reglas y premisas adoptadas, el mercado podrá prepararse para los cambios.

c) Indicadores de seguimiento del mercado.

Finalmente, la Nota técnica presenta la construcción de nuevos indicadores de mercado, que apuntan a aumentar la simetría de la información y el análisis, otorgando a los agentes una mayor claridad para evaluar el riesgo del negocio y sus contrapartes. La primera entrega sería en julio de 2019, con la implementación de un formato dinámico para los datos ya puestos a disposición por CCEE, como los agentes de terminación, con contratos ajustados en los últimos 12 meses y aquellos que no proporcionaron la garantía calculada del mes.

En enero de 2020 habrá la segunda entrega de indicadores específicos de categoría al mercado. Por ejemplo, los distribuidores tendrán una comparación de la cantidad negociada en el MCSD versus el recurso, mientras que el generador tendrá un indicador de garantía física para el Mercado Libre.

Además de los indicadores compuestos de datos ya públicos, el CCEE propone el establecimiento de nueva información que necesitaría la evolución del apoyo regulatorio, como la evaluación del riesgo financiero de las exposiciones futuras de los comerciantes versus el historial de los montos registrados en el CCEE.

1.4 Agente Comercializador

Los agentes comercializadores de energía eléctrica son aquellos que están autorizados para ejercer la actividad de compra y venta de energía eléctrica en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), creada a partir de la reforma del Sector Eléctrico Brasileño en la década de 1990 con la Ley Federal N° 9.648/1998 y Decreto Federal N° 2.655/1998.

La actividad se caracteriza como un facilitador (intermediario) de las transacciones entre los agentes, especialmente con los consumidores que pueden operar en el Mercado Libre de Energía, interesados en la compra y venta de electricidad.

Es obligatoria la participación en la CCEE de los comercializadores con un volumen anual de al menos 500 GWh, con base al año anterior. El agente vendedor puede participar tanto en el Ambiente de Contratación Regulado (ACR) o Mercado Regulado, a través de las subastas de energía existentes y de ajustes, como vendedor, como en el Ambiente Contratación Libre (ACL) o Mercado Libre como comprador de electricidad de los generadores, o importar energía, y como vendedor a consumidores finales, como se detalló anteriormente.

La Ley N°. 10.848/2004 y el Decreto N° 5.163/2004 definieron que la comercialización de energía eléctrica entre los concesionarios, titulares de permisos y autorizados de servicios e instalaciones de energía eléctrica, así como de estos con sus consumidores, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se produce a través de la contratación regulada o libre.

La compra de electricidad por parte de concesionarios, titulares de permisos y autorizadas del servicio público de distribución de electricidad, y el suministro de energía eléctrica para el mercado regulado están sujetos a contratos regulados.

La libre contratación, a su vez, tiene lugar bajo los términos del Art. 10° de la Ley N° 9.648/1998, a través de la compra y venta de energía eléctrica con agentes concesionarios y autorizados de generación, comercializadores e importadores de energía eléctrica y los consumidores llamados Libres.

La venta de energía eléctrica en el SIN se realiza bajo los términos del Convenio de Comercialización, establecido por la ANEEL, y que establece las condiciones y bases de la organización, funcionamiento y atribuciones de la CCEE.

Como se trata de la comercialización de energía eléctrica en el ámbito del SIN, en su funcionamiento son considerados: (a) la optimización del uso de los recursos de energía eléctrica para cumplir con los requisitos de carga, considerando las condiciones técnicas y económicas para el despacho de las centrales; (b) las necesidades energéticas de los agentes; (c) los mecanismos de seguridad operacional, que pueden incluir curvas de aversión al riesgo de déficit energético; (d) restricciones de transmisión; (e) el costo del déficit energético; y (f) interconexiones internacionales.

1.5 Constitución de una empresa para comercializar energía eléctrica en el Brasil

Para poder importar energía eléctrica del Paraguay y venderla en el Mercado Libre brasileño la filial o nueva empresa que la ANDE constituya deberá tornarse un agente autorizado y para tal efecto precisará cumplir las reglas y procedimientos que deben ser observados en los pedidos de autorización de nacionalización o de la instalación de una filial, agencia o establecimiento en el País por parte de una empresa extranjera.

En cumplimiento de los requisitos exigidos por el Código Civil e Instrucción Normativa DREI Nº 7, de 5 de diciembre de 2013, reduciendo así el período de tramitación de la autorización del Poder Ejecutivo, evitando demandas y reduciendo los costos de rectificación. También debe tenerse en cuenta que el Artículo 1134° del Código Civil establece:

La empresa extranjera, cualquiera que sea su objeto, no puede, sin autorización del Poder Ejecutivo, operar en el país, aunque los establecimientos subordinados pueden, sin embargo, excepto en los casos expresados por ley, ser accionistas de una corporación brasileña.

§ 1° A la solicitud de autorización se debe agregar:

I - prueba de que la empresa está constituida de acuerdo con la legislación de su país;

II - contenido completo del contrato o estatuto;

III - lista de miembros de todos los órganos de administración de la empresa, con nombre, nacionalidad, profesión, domicilio y, a excepción de las acciones al portador, el valor de cada participación en el capital de la empresa;

IV - copia de la ley que autorizó la operación en el Brasil y fijó el capital destinado a operaciones en el territorio nacional;

V - comprobante de nombramiento del representante en Brasil, con poderes expresos para aceptar las condiciones requeridas para la autorización;

VI - último balance.

§ 2 Los documentos serán autenticados, de conformidad con la legislación nacional de la empresa solicitante, legalizados en el consulado brasileño de la sede respectiva y acompañados de una traducción vernácula.

El procedimiento se establece en las Instrucciones Normativas DREI N° 34, 2017, que prevé la presentación de actos por parte de empresas, compañías o cooperativas en las que los residentes extranjeros y domiciliados en Brasil, particulares, brasileños o extranjeros, residentes y domiciliados en el extranjero y entidades legales con sede en el extranjero (Alterada por la Instrucción Normativa N° 40, de 02 de mayo de 2017), y la DREI N° 38, de 2017, y deben hacerse directamente antes de los Registros Comerciales.

A continuación se resumen los principales pasos y procedimientos que deben llevarse a cabo para constituir una nueva empresa comercializadora de electricidad en el mercado energético brasileño:

- i. Junta Comercial del Estado: organismo estatal donde deben registrarse y archivar los documentos que constituyen las entidades/sociedades jurídicas y sus respectivas enmiendas, como los contratos sociales y estatutos sociales.
- ii. Ministerio de Hacienda: Agencia del Gobierno Federal donde se lleva a cabo el registro de la Entidad Legal, que emitirá el Número de Registro de la Entidad Legal Nacional (CNPJ) necesario para convertirse en agente de la CCEE y llevar a cabo la comercialización de electricidad dentro de Brasil.
- iii. Secretaría de Finanzas del Estado: Agencia del Gobierno del Estado donde la entidad legal está registrada para que pueda obtener el número de Registro del Estado necesario para la emisión de facturas para la compra y venta de energía.
- iv. Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL): dentro de sus atribuciones, la ANEEL debe autorizar la compra y venta de energía eléctrica en el Mercado Libre, publicando un acto normativo respectivo.
- v. Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE): la entidad legal que está interesada en llevar a cabo las operaciones de compra y venta en el Mercado Libre debe ser un Agente de la CCEE. Para ser un Agente de la CCEE, la empresa debe constituirse regularmente, presentar sus estatutos, registrarse en el Ministerio de Finanzas y en el Departamento de Finanzas, así como obtener la autorización de ANEEL para comprar y vender electricidad, como citado anteriormente.

1.6 Requerimientos para la comercialización de energía eléctrica en el Mercado Libre del Brasil

A Resolución Normativa N° 678, de 1° de setiembre de 2015, establece los requisitos y los procedimientos atinentes a la obtención y a la manutención de la autorización para comercializar energía eléctrica no Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Lo dispuesto en esta Resolución debe ser observado por los agentes comercializadores que posean, también, autorización específica para importar o exportar energía eléctrica, no siendo aplicable a los agentes de generación.

La actividad de comercialización de energía eléctrica comprende la compra y la venta de energía eléctrica en el SIN, de acuerdo con las normas de regencia. La actividad de comercialización de energía eléctrica solamente podrá ser ejercida después de la obtención de la autorización de la ANEEL y la subsecuente adhesión a la CCEE, en los términos de las normas vigentes.

1.6.1 Autorización de la ANEEL para comercializar energía eléctrica

La Resolución Normativa Nº 678 establece en el Artículo 3º *“La actividad de comercialización de energía eléctrica solamente podrá ser ejercida después de la obtención de la autorización de la ANEEL y la subsecuente adhesión a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE, en los términos de las normas vigentes”*.

En el CAPÍTULO II - ACTO AUTORIZATIVO - Sección I - Requisitos para la Obtención de la Autorización establece en el Artículo 4º *“La ANEEL autorizará el ejercicio de la actividad de comercialización, en el ámbito del SIN, de energía eléctrica por persona jurídica que, sin perjuicio de otros requisitos establecidos por la legislación, satisfaga a los siguientes puntos:*

- I - o objeto social da pessoa jurídica apresente designação específica para exercer tal atividade;*
- II - sede social em endereço comercial, comprovada por meio de contrato de aluguel ou outro documento válido para o mesmo fim;*
- III - indicação completa do grupo societário ao qual pertence, informando os percentuais das participações societárias e o organograma do grupo, conforme modelo disponível no endereço eletrônico da CCEE;*
- IV - declaração de matrimônio, união estável ou de parentesco por consanguinidade ou por afinidade, entre sócios ou acionistas, administradores, diretores, conselheiros e demais prepostos do proponente e sócios ou acionistas, controladores diretos, intermediários ou indiretos, administradores, diretores ou conselheiros de outros agentes do setor elétrico;*
- V - nome empresarial não coincidente, total ou parcialmente, com o de outro agente autorizado, aplicando-se subsidiariamente as normas que regem o Registro Público de Empresas Mercantis;*
- VI - capital social integralizado de, no mínimo, R\$ 1.000.000,00 (um milhão de reais);*
- VII - parecer da CCEE indicativo, conclusivo e não vinculante à ANEEL, com análise técnica e jurídica, que observe o atendimento aos requisitos para obtenção de autorização, bem como de outros detalhes que, se não atendidos, inviabilizariam ou prejudicariam a prática da atividade de comercialização;*
- VIII - comprovação do adimplemento intrassetorial dos sócios e acionistas controladores diretos ou indiretos;*

IX - comprovação de aptidão para desempenho de atividade de comercialização e indicação das instalações e do aparelhamento e do pessoal técnico adequados e disponíveis, bem como da qualificação de cada um dos membros da equipe técnica que se responsabilizará pelos trabalhos, e

X - comprovação da regularidade jurídica, da regularidade fiscal e da idoneidade econômico financeira, conforme o disposto no Art. 5º.

§ 1º Os argumentos adicionais apresentados pela CCEE no parecer de que trata o inciso VII do caput, que comprovem a inviabilidade ou o prejuízo à atividade de comercialização, poderão ser considerados como requisitos não atendidos para a obtenção da autorização.

§ 2º O parecer de que trata o inciso VII do caput deverá ser enviado pela CCEE à ANEEL e ao candidato a agente, em até 10 (dez) dias após o recebimento de todos os documentos necessários, sem prejuízo de análises complementares da CCEE no processo de adesão.

§ 3º A solicitação de autorização à ANEEL sem a apresentação dos documentos que atendam a todos os requisitos poderá ensejar o arquivamento do pedido pela ANEEL.

§ 4º Após o recebimento do parecer de que trata o inciso VII do caput, a ANEEL terá 30 (trinta) dias para finalizar a análise e decidir.

En el Art. 5º establece “La comprobación de la regularidad jurídica, de la regularidad fiscal y de la idoneidad económico-financiera debe ser realizada por la presentación de los siguientes documentos:

I - cópia autenticada do Estatuto ou do Contrato Social em vigor, devidamente registrado no órgão competente;

II - cópia autenticada de eventual acordo de acionistas ou cotistas e dos demais negócios jurídicos que impactem o controle societário;

III - diagrama do grupo econômico, observando-se:

a) a indicação dos percentuais das participações societárias das controladas, controladoras, coligadas e simples participações, acompanhada dos nomes empresariais das sociedades envolvidas no controle direto, intermediário e indireto;

b) a apresentação das participações diretas e indiretas no capital social até seu último nível, inclusive minoritário, e

c) a dispensa da apresentação de participação inferior a 5%, salvo se integrante do Grupo de Controle.

IV - certidão emitida pela CCEE, atestando que a pessoa jurídica requerente, assim como os sócios e os acionistas direta ou indiretamente integrantes de seu respectivo Grupo de Controle:

a) não possuem, na data de solicitação, inadimplências no âmbito da CCEE;

b) não estão em processo de desligamento da CCEE, e

c) não controlam agente da CCEE em processo de desligamento.

V - cópia simples do cartão de inscrição no Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica - CNPJ; do cartão de inscrição no Cadastro de Contribuinte Estadual; e do cartão de inscrição no Cadastro de Contribuinte Municipal, quando aplicável;

VI - certidão negativa, ou positiva com efeito de negativa, de débitos relativos a tributos federais, estaduais, municipais e à dívida ativa da União, dos tributos relativos às contribuições previdenciárias, de débitos trabalhistas e de protestos e títulos;

VII - prova de regularidade perante o Fundo de Garantia por Tempo de Serviço - FGTS;

VIII - declaração de isenção de inscrição cadastral como contribuinte ou documentação comprobatória da inexistência correspondente, quando houver;

IX - certidão negativa de falência, recuperação judicial e extrajudicial da pessoa jurídica requerente e de seus sócios e acionistas diretos e indiretos, bem assim de insolvência civil, quando se tratar de sócio ou acionista pessoa física, e X - balanço patrimonial e demonstrações contábeis desde a criação da pessoa jurídica, limitada aos últimos três últimos exercícios financeiros.

§ 1º A ANEEL poderá determinar, a qualquer tempo, a apresentação de outros documentos não referidos no caput, a bem do interesse público, para verificar a regularidade jurídica, a regularidade fiscal ou a idoneidade econômico-financeira do interessado.

§ 2º Os documentos e certidões a que aludem esta Resolução devem ser mantidos pelo interessado atualizados e válidos até a emissão da decisão.

§ 3º O adimplemento intrassetorial dos sócios e acionistas controladores diretos ou indiretos será verificado mediante consulta de ofício aos sistemas de informação da ANEEL.

§ 1º A ANEEL poderá determinar, a qualquer tempo, a apresentação de outros documentos não referidos no caput, a bem do interesse público, para verificar a regularidade jurídica, a regularidade fiscal ou a idoneidade econômico-financeira do interessado.

§ 2º Os documentos e certidões a que aludem esta Resolução devem ser mantidos pelo interessado atualizados e válidos até a emissão da decisão.

§ 3º O adimplemento intrassetorial dos sócios e acionistas controladores diretos ou indiretos será verificado mediante consulta de ofício aos sistemas de informação da ANEEL.

1.6.2 Adhesión a la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica CCEE

Una vez que se hayan completado todos los procedimientos anteriores ante los organismos Federales, Estatales y Municipales, la nueva compañía creada para vender electricidad en el Mercado Libre de Brasil e importar electricidad desde Paraguay debe solicitar la membresía en la Cámara de Comercio de Electricidad (CCEE) enviando los Términos de Adhesión y los Términos de Adhesión a la Convención Arbitral para el sometimiento de los conflictos, y tornarse así un agente habilitado de la CCEE.

La nueva compañía interesada en unirse como comercializadora de energía eléctrica debe cumplir con los requisitos establecidos en la Resolución Normativa ANEEL N°

678/2015 y la Adhesión PdC 1.1, que establecen procedimientos previos para obtener el otorgamiento para la comercialización.

Al comenzar su adhesión a la CCEE, la empresa también debe iniciar el proceso de apertura en la ANEEL informando la numeración del proceso abierto en el Sistema de Gestión de Procesos - SGP.

Una vez completada la etapa de envío de documentación relacionada con la adquisición de un otorgamiento, la CCEE proporcionará la Opinión Técnica y Legal y el Certificado de Regularidad y los enviará al candidato y a la ANEEL, quien publicará el otorgamiento en función del análisis realizado por la CCEE.

Una vez obtenida el otorgamiento, la empresa tiene hasta 90 días para completar su proceso de adhesión con la CCEE. La junta de la CCEE debe aprobar a la nueva empresa comercial como Agente de la CCEE: una vez aprobada, la empresa comercial podrá realizar sus operaciones de importación de electricidad desde Paraguay y vender la energía eléctrica a los consumidores finales en el Mercado Libre de Brasil.

1.6.3 Procedimientos del Operador Nacional do Sistema ONS

Debido a la posibilidad legal de la nueva empresa comercializadora constituida estar autorizada a comercializar energía eléctrica importada del Paraguay en el Mercado Libre del Brasil, el ONS podrá ser solicitado por el Poder Concedente a manifestarse sobre el asunto, y en los Términos del Estatuto del ONS, el Poder Concedente podrá atribuir funciones específicas para la comercialización de energía eléctrica importada del Paraguay y de propiedad de la ANDE para el abastecimiento del Mercado Libre del Brasil.

La importación de energía eléctrica autorizada no deberá afectar la seguridad eletroenergética del Sistema Interconectado Nacional - SIN, según los criterios utilizados por el Operador Nacional do Sistema Eléctrico - ONS. A pesar de la no necesidad de realizar estudios técnicos del impacto, el ONS podrá ser responsable por procedimientos y reglamentos operativos no previstos.

En cuanto a los Contratos de Acceso y uso da Rede Básica del SIN se deberá articular con el ONS así como la definición del punto de conexión para la importación da energía eléctrica del Paraguay.

En relación a la Garantía Física se deberá obtener del órgano competente, en el Paraguay, una garantía de la disponibilidad da energía eléctrica comercializada y observar en todo momento las normativas y disposiciones brasileñas para la obtención de Garantía Física para la importación.

En el pasado el intercambio de energía eléctrica con el Paraguay fue realizado por medio de la Convertidora Estática de Frecuencia de la CH Acaray, 50/60 Hz, de 50 MW, de propiedad de la ANDE, que está localizada entre la SE Foz do Iguaçu, en el Estado de Paraná (Brasil), y la Central Hidroeléctrica Acaray (Paraguay). La Resolución de Autorización de la ANEEL Nº 91/2005 autoriza a la COPEL-G a importar y exportar

energía eléctrica, mediante intercambio eléctrico entre el Brasil y el Paraguay, vía la Convertidora de la CH Acaray. Desde el día 03 de setiembre de 2007 la Convertidora de la CH Acaray encuéntrase fuera de servicio por obsolescencia y debido al siniestro ocurrido en esa fecha. La Resolución de Autorización de la ANEEL N° 91/2005, autorizando a la Copel GeT importar/exportar energía a través de la Convertidora de la CH Acaray, feneció el 31 de diciembre de 2014 y no fue renovada.

1.7 Autorización para importar energía eléctrica

Después de que la ANEEL autorice a la nueva empresa comercializadora instalada oficialmente en el Brasil a vender electricidad en el Mercado Libre, también será necesario solicitar la autorización de la ANEEL para importar electricidad desde el Paraguay, en este caso, la energía eléctrica propia de la ANDE.

El Ministerio de Minas y Energía - MME es responsable de emitir los actos de autorización necesarios para que la importación y exportación de energía eléctrica sea viable, de conformidad con el § 2, Art. 21°, del Decreto N° 7.246, del 28 de julio de 2010, a través de una ordenanza similar a la Ordenanza N° 339, del 15 de agosto de 2018, pero con algunas diferencias significativas tales como:

Portaria MME N° ____/2019

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87º, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o que consta do Processo nº _____, resolve:

Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria, as seguintes diretrizes para a importação de energia elétrica da República do Paraguai:

I - A importação da República do Paraguai deverá ocorrer por meio da Estação Conversora de Acaray (2 x 50 MW), localizada no Município de Hernandarias, Departamento de Alto Paraná, no Paraguai, e interligada á Subestação Foz do Iguaçu, e/ou de Furnas (6300 MW), na subestação de Foz do Iguaçu de Furnas ambas no município de Foz de Iguaçu, no Estado de Paraná.

§ 1º A declaração dos montantes da energia para importação de que trata o caput será realizada pelo Agente Comercializador autorizado, e devidamente registrado na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, desde que adimplente e autorizado nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011.

§ 2º Com entrega da energia elétrica no centro de gravidade do Sistema Interligado Nacional - SIN e tendo como destino o Mercado Livre – ACL e o Mercado de Curto Prazo - MCP.

§ 3º Os montantes da energia comercializados através da importação não serão considerados nos processos de planejamento e programação da operação associados ao Programa Mensal da Operação - PMO e de formação do PLD.

§ 4º Os montantes de energia elétrica para importação serão considerados interrompíveis e/ou contínuos e estarão limitados às restrições elétricas existentes no SIN.

§ 4º A autorização de que trata o caput terá vigência de 1º de janeiro de 2020 até 31 de dezembro de 2030.

Art. 2º A importação de energia elétrica de que trata esta autorização não deverá afetar a segurança eletroenergética do Sistema Interligado Nacional - SIN, segundo os critérios utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.

Parágrafo único. A energia importada será destinada ao Mercado Livre e ao Mercado de Curto Prazo brasileiro, nos termos e condições estabelecidos na Portaria MME nº ____, de 201__.

Art. 3º As transações decorrentes da importação de energia elétrica, objeto desta autorização, deverão atender as seguintes condições:

I - as estabelecidas na Portaria MME nº ____, de 201__;

II - as definidas pelo Poder Concedente, nos termos do art. 4º do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004;

III - a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109, de 26 de outubro de 2004;

IV - as disposições contidas nas Regras e Procedimentos de Comercialização; e

V - o disposto nas Resoluções Normativas ANEEL nº 225, de 18 de julho de 2006, e nº 783, de 26 de setembro de 2017.

Art. 4º Sem prejuízo de outras obrigações e encargos estabelecidos, a Autorizada fica obrigada a cumprir os seguintes requisitos:

I - pagar a Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, nos prazos e nas condições estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

II - submeter-se à fiscalização da ANEEL;

III - submeter-se a toda e qualquer regulamentação de caráter geral que venha a ser estabelecida, especialmente àquelas relativas à importação e comercialização de energia elétrica;

IV - ingressar com pedido de adesão à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, no prazo de dez dias úteis após a publicação da autorização de importação;

V - informar mensalmente à ANEEL no prazo de quinze dias após a contabilização da CCEE, todas as transações de importações realizadas;

VI - cumprir os procedimentos administrativos previstos na legislação que rege a importação de energia elétrica;

VII - honrar os encargos decorrentes das operações de importação de energia elétrica de que trata esta Portaria;

VIII - contabilizar, em separado, as receitas, as despesas e os custos incorridos com a atividade de importação autorizada, de acordo com os princípios contábeis praticados pelo Setor;

IX - efetuar o pagamento dos encargos de Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica decorrentes da autorização, nos termos da regulamentação específica, quando couber;

X - atender, no que couber, às obrigações tributárias, aduaneiras e de natureza cambial, relativas às atividades de importação de energia elétrica; e

XI - manter regularidade fiscal durante todo o período da autorização, estando sujeita às penalidades previstas na regulamentação.

Art. 5º A importação de energia elétrica, de que trata esta Portaria, deverá ser suportada pelos seguintes Contratos:

I - Contrato de Uso do Sistema de Transmissão - CUST;

II - Contrato de Compra de Energia Elétrica celebrado com a ANDE da República do Paraguai para atendimento à importação, quando aplicável; e

§ 1º A Autorizada deverá apresentar à ANEEL o Contrato referido no inciso I até trinta dias após sua celebração.

§ 2º O Contratos referido no inciso II deverá ser registrados na ANEEL e na CCEE, em conformidade com a regulamentação.

Art. 6º A presente autorização poderá ser revogada na ocorrência de qualquer uma das seguintes situações:

I - comercialização de energia elétrica em desacordo com a legislação ou regulamentação aplicável;

II - descumprimento das obrigações decorrentes da autorização;

III - transferência, a terceiros, de bens e instalações utilizados no intercâmbio de energia elétrica, necessários ao cumprimento dos Contratos celebrados, sem prévia e expressa autorização; e

IV - a qualquer momento, no interesse da Administração Pública.

Parágrafo único. A revogação da autorização não acarretará para o Poder Concedente ou para a ANEEL, em nenhuma hipótese, qualquer responsabilidade com relação a encargos, ônus, obrigações ou compromissos assumidos pela Autorizada com terceiros, inclusive os relativos aos seus empregados.

§ 5. Excepcionalmente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE poderá decidir por considerar a importação como recurso adicional ao SIN, sem

substituição de geração de usinas termelétricas, devendo apresentar justificativa para a medida.

§ 6. Não caberá aos Agentes Comercializadores autorizados arcar com as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência, no MCP, resultante do Processo de Contabilização da Energia Elétrica importada nos termos desta Portaria, no âmbito da CCEE.

Art. 7º A CCEE e o ONS deverão disponibilizar, respectivamente, as regras e procedimentos de comercialização específicos para a contabilização e liquidação da energia a ser importada, os procedimentos operativos específicos, bem como celebrar acordos operacionais aderentes que permitam a importação de energia elétrica, conforme disposto nesta Portaria.

Art. 8º Esta Portaria entra em vigor na data de sua publicação.

También corresponderá a la ANEEL emitir una Resolución de Autorización habilitando la nueva empresa comercializadora a importar y exportar energía eléctrica, mediante intercambio eléctrico entre el Brasil y el Paraguay, vía la Convertidora Estática de Frecuencia de la CH Acaray, que deberá ser reacondicionada y repotenciada, similar a la Resolución de Autorización de la ANEEL Nº 91/2005, que autorizaba a la Copel GeT importar/exportar energía a través de la Convertidora de Acaray, que feneció el 31 de diciembre de 2014 y que no fue renovada. O bien habilitar la utilización de la Estación Convertidora de Furnas de 6300 MW localizada en la Subestación Foz do Iguaçu de Furnas.

De acuerdo con el Decreto Nº 5.668, de 10 de janeiro de 2006, la ANEEL es el órgano autorizado a aceptar a las operaciones de importación y exportación de energía eléctrica realizadas en el Sistema Aislado y en el Sistema Interconectado Nacional - SIN, en el ámbito del Sistema Integrado de Comercio Exterior - SISCOMEX.

La Instrucción Normativa Nº 649, de 28 de abril de 2006, de la Secretaria de la Receita Federal, establece procedimientos para el despacho aduanero de importación y de exportación de energía eléctrica, como sigue:

“Art. 2º Somente poderão importar ou exportar energia elétrica as empresas devidamente autorizadas pelo Poder Concedente, nos termos do inciso III do art. 26º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pelo art. 4º da Lei nº 9.648, de 25 de maio de 1998.

Parágrafo único. As autorizações a que se refere o caput serão controladas por meio do Siscomex, previamente ao início do despacho de importação ou de exportação, na etapa do licenciamento de importação ou do registro de exportação.

Art. 3º A quantificação e a contabilização da energia transacionada e, quando for o caso, da potência, serão realizadas considerando os termos dos

respectivos contratos de compra e venda, pelo próprio importador ou exportador.

§ 1º A quantificação a que se refere o caput será submetida ao controle da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, por meio de anuência no âmbito do Siscomex.”

La función del organismo de consentimiento es analizar las operaciones de comercio exterior, permitiendo la ejecución de la Licencia de Importación (LI) o el Registro de Exportación (RE). El procedimiento de consentimiento se llevará a cabo electrónicamente a través de una computadora conectada al SISCOMEX.

La Resolución Normativa Nº 225, de 18 de julio de 2006, estableció las condiciones para los consentimientos en el ámbito del SISCOMEX, las operaciones de importación y de exportación de energía eléctrica realizadas en el Sistema Interconectado Nacional y en el Sistema Aislado. De acuerdo con esta resolución, los Agentes de Importación y Exportación deben después del Registro en el SISCOMEX de la LI o del RE, encaminar para la ANEEL:

- (1) copia de la factura comercial;
- (2) copia del contrato de exportación o importación de energía; y
- (3) copia da autorización de exportación o de importación.

Siendo así, la ANEEL emitirá una resolución autorizando a la empresa comercializadora o empresa filial de la ANDE establecida en el Brasil a importar energía eléctrica de la ANDE del Paraguay. La ANEEL y el ONS deberán definir también los principales detalles de este proceso de importación de energía eléctrica del Paraguay propiedad de la ANDE.

1.8 Energía Eléctrica de la ANDE para la comercialización en el Mercado Libre del Brasil

Se presentan a continuación, la comparación de los resultados obtenidos de las proyecciones de Energía Requerida y Demanda Máxima de Potencia entre los Modelos Tendencial y Econométrico. Para éste último, se consideran solamente los escenarios extremos que corresponden al Optimista con 95% de Probabilidad (Superior) e Intermedio Esperado (Inferior), de manera a tener así un haz de proyecciones que cubran la mayor probabilidad de escenarios posibles.

En el caso del Modelo Econométrico, para los escenarios de crecimiento económico Optimista e Intermedio adoptados, además de las proyecciones correspondientes a los esperados (probabilidad acumulada de 50%), se han considerado como alternativas los escenarios correspondientes a un 95% de probabilidad acumulada. Éstos últimos fueron estimados a partir del Error Estándar (calculado por el software econométrico Eviews).

Las proyecciones de Energía Requerida de acuerdo a cada escenario se muestran en el siguiente gráfico:

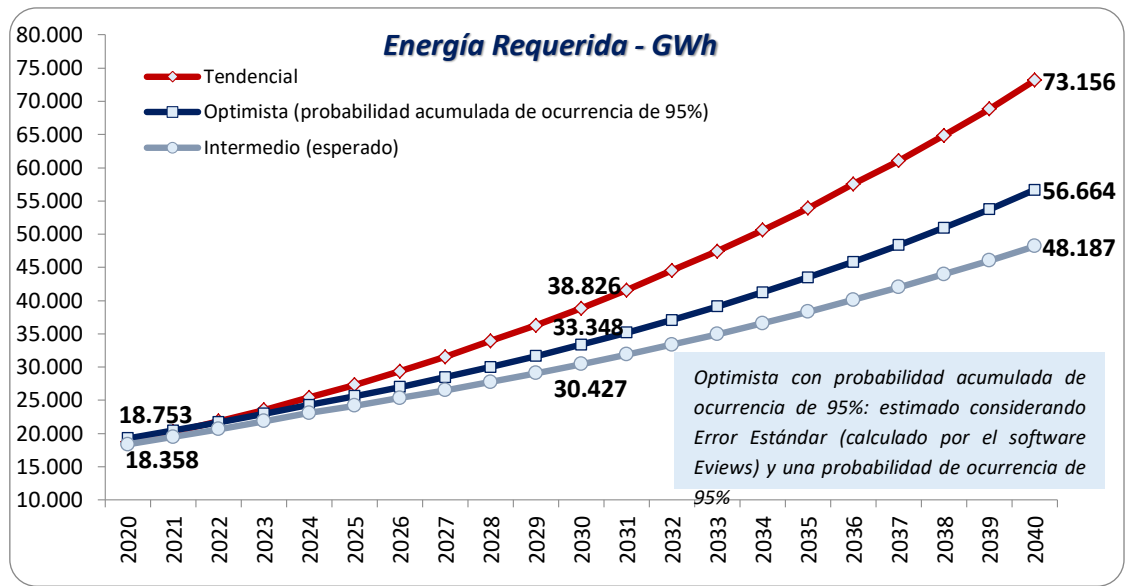


Figura 22: Proyecciones de Energía Requerida para el periodo 2020-2040. Fuente: ANDE (2020)

Crecimiento Medio Anual (%)			
Período	Tendencial	Optimista (Probabilidad 95%)	Intermedio Esperado
2020-2030	7,5%	5,6%	5,2%
2030-2040	6,5%	5,4%	4,7%
2020-2040	7,0%	5,5%	4,9%

En base al cuadro anterior, para el período 2020 - 2030, el crecimiento medio anual estimado de la Energía Requerida para el Escenario Tendencial es de 7,5%, para el Optimista con 95% de probabilidad es de 5,6% y para el Intermedio esperado, 5,2%. Por otro lado, se puede apreciar que la tasa de crecimiento medio anual para el período 2030 - 2040 es de 6,5% para el Tendencial, 5,4% para el Escenario Optimista con 95% de probabilidad, mientras que para el Escenario Intermedio llegaría al 4,7%. Para el período de proyección de 20 años (2020 - 2040) las tasas de crecimiento medio anual serían de 7,0%, 5,5% y 4,9% respectivamente para los tres escenarios considerados.

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las proyecciones de demanda máxima de potencia para cada escenario:

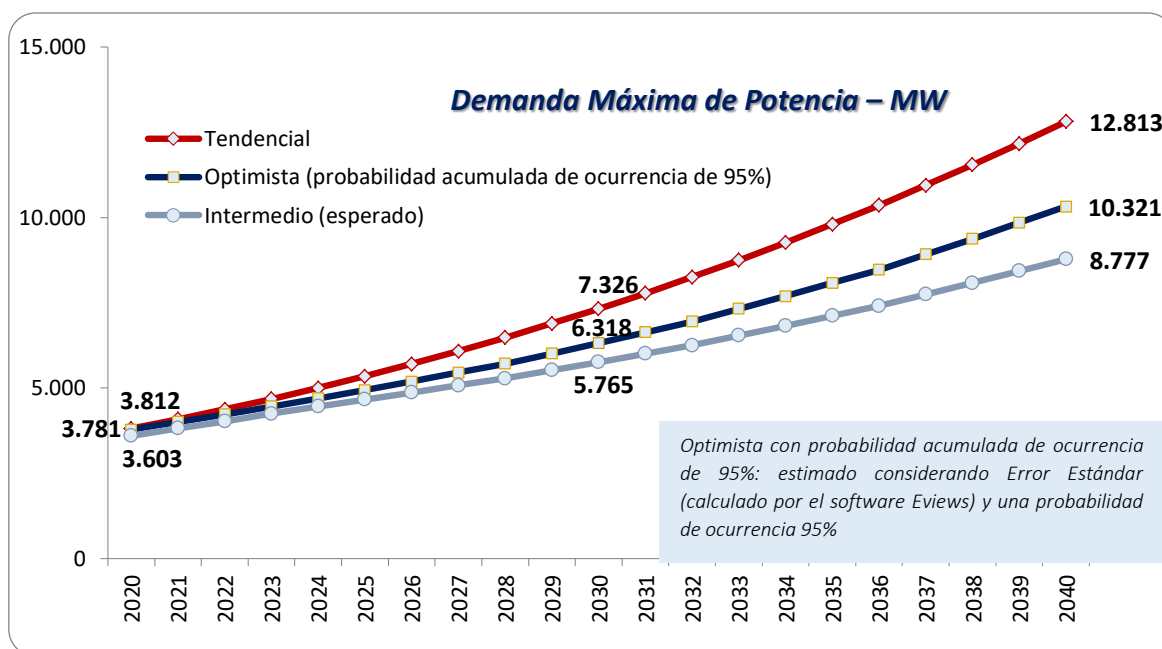


Figura 23: Proyecciones de Demanda Máxima de Potencia para el periodo 2020-2040. Fuente: ANDE (2020)

Crecimiento Medio Anual (%)			
Período	Tendencial	Optimista (Probabilidad 95%)	Intermedio Esperado
2020 - 2030	6,7%	5,3%	4,8%
2030 - 2040	5,7%	5,0%	4,3%
2020 - 2040	6,2%	5,1%	4,6%

En relación al crecimiento para el período 2020 - 2030, la Demanda Máxima de Potencia presenta un incremento con una tasa media anual de 6,7% para el escenario Tendencial, 5,3% para el Escenario Optimista con probabilidad de 95% y 4,8% para el Intermedio esperado. Sin embargo, para el período 2030 - 2040, el crecimiento presenta una tasa media anual de 5,7%, 5,0% y 4,3% para los escenarios Tendencial, Optimista con 95% de probabilidad e Intermedio esperado respectivamente. Finalmente, si consideramos el período total de proyección (2020 - 2040), los crecimientos de la Demanda Máxima de Potencia llegarían a una tasa media anual de 6,2%, 5,1% y 4,6% para los tres escenarios considerados respectivamente.

1.9 Importación de Energía Eléctrica en el Brasil

El Brasil es el principal importador de energía eléctrica de la región, en la Tabla 3, se observan los valores de energía comercializados con otros países. En donde el principal exportador es el Paraguay, correspondiente a la energía cedida de la central ITAIPU.

Tabla 6. Importación de Energía Eléctrica en Brasil (GWh).

Año	Argentina	Paraguay	Uruguay	Venezuela	Total
2014	1	32.939	0	839	33.779
2015	56	33.971	7	913	34.947
2016	321	40.322	22	648	41.313
2017	69	34.385	988	1.078	36.520
2018	262	32.898	855	1.000	35.015
2019	-	-	-	-	-

Fuente: (Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2013, 2014, 2015b, 2017, 2016)

Paraguay¹³

En 1966 se reunieron los Ministros de Relaciones Exteriores del Paraguay y Brasil, para buscar una solución originada por diferencias en la interpretación del Tratado de Cotegipe y Loizaga de 1872, como resultado de las negociaciones establecieron que el territorio de conflicto sea considerado en condominio de y por ambos países, lo que quedaría establecido de común acuerdo en el Acta de YGUAZU. En 1973 se dio lugar el encuentro entre los presidentes de Paraguay y Brasil para la firma del Tratado de ITAIPÚ, instrumento jurídico utilizado para realizar el aprovechamiento hidroeléctrico del Rio Paraná a través de la Central Hidroeléctrica de ITAIPU, cuya operación empezó en 1984.

La energía producida por la central ITAIPU es comercializada dentro del alcance de la CCEE por Electrobras. El Decreto N° 4.550, del 27 de diciembre de 2002 establece las normas y directrices reguladoras para la comercialización de la energía producida en las plantas de Electrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear e ITAIPU Binacional. Electrobras, como agente de bolsa de ITAIPU, es responsable de la comercialización de electricidad que se consume en Brasil. En cumplimiento de lo dispuesto en el Art. 3 de la Ley N° 5.899, de 5 de julio, 1973, las cuotas de energía contenidas en la transferencia de compromiso por parte de Electrobras se distribuirán entre los concesionarios de distribución de electricidad, mientras que la ANEEL establece la reglamentación necesaria, sujeta al párrafo único del Art. 9 de la dicha ley, incluido por el Decreto N° 5.287 de 2004. Los compromisos para la adquisición y transferencia a los concesionarios de distribución de los servicios de electricidad de ITAIPU firmado por Furnas y Eletrosul, se subroga a Electrobras. El compromiso de comprar los servicios de electricidad de ITAIPU definirá la energía contratada y las cantidades de energía vinculadas a la energía contratada y el compromiso de transferir los servicios de

¹³ Presidência da República - Casa Civil 2019 ; Richard Rios 2017; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a; Nivalde de Castro et al. 2015.

electricidad de ITAIPU a los concesionarios de distribución definirá la energía contratada y la garantía física, como energía asegurada.

La ANEEL establece, anualmente, la tarifa de transferencia a ser practicada por Electrobras en la comercialización de energía eléctrica de ITAIPU, dado por el Decreto N° 6.265 de 22 de noviembre de 2007.

La tarifa mencionada se basa en:

- el costo unitario del servicio eléctrico ITAIPU regulado en el Anexo "C" del Tratado ITAIPU.
- el costo de la remuneración por la energía proveída por Paraguay.
- la parte del diferencial definido anualmente por orden ministerial de los Ministros de Hacienda y de Minas y Energía, que deriva de la eliminación del factor de ajuste anual que se refiere el Art. 6° de la Ley N° 11.480/2007.
- el saldo de la cuenta de Comercialización de Electricidad de ITAIPU.

A los efectos de la aplicación de las normas y procedimientos de Comercio de Energía, la planta de ITAIPU se considera participante en el Mecanismo de Realocacao de Energía (MRE), y ELETROBRÁS, como Agente de Comercio de Energía de ITAIPU, es el titular de las cuentas realizadas en la CCEE.

La generación de ITAIPU y la cantidad de energía retirada por Brasil en MW medios se observa en la Figura 24, también el porcentaje que representa esta energía en el mercado brasileño.

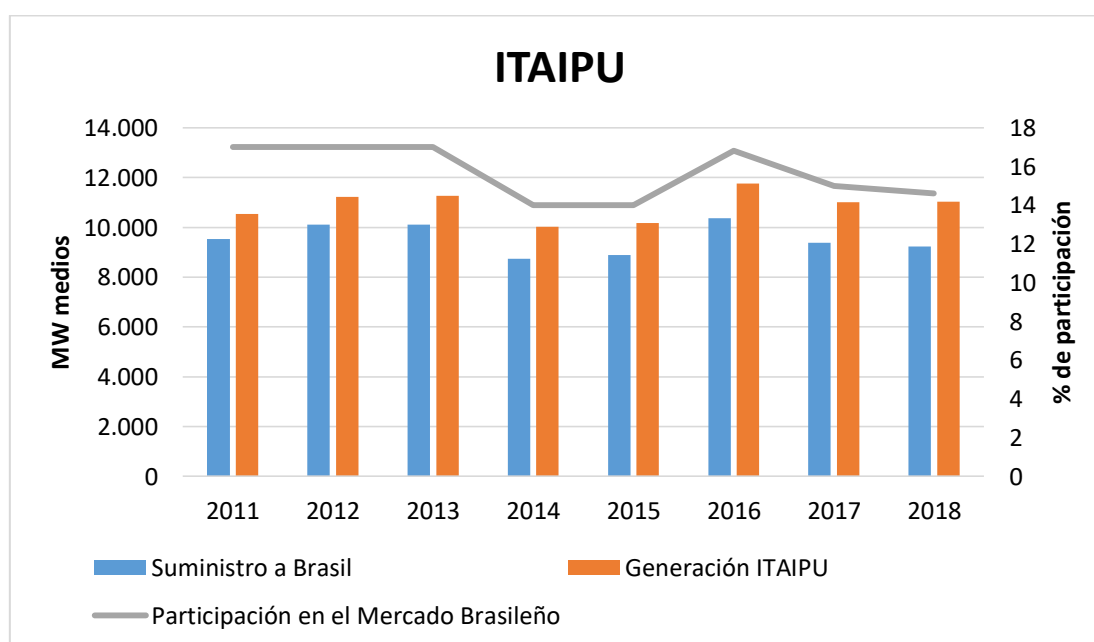


Figura 24: Generación y participación de ITAIPU en Brasil. Fuente: ITAIPU BINACIONAL (2020)

Argentina¹⁴

En abril de 1996, se firmó el Protocolo de Intenciones sobre Cooperación e Interconexión Energética entre Brasil y Argentina. El objetivo central era la exportación de energía firme para el Brasil con base en la generación térmica de energía a partir del gas natural de Argentina. En junio del año 2000, se inauguró el convertidor de Garabí. Con la interconexión (a 500 kV) entre los dos sistemas se abrió la posibilidad de flujo de energía de Argentina a Brasil. La importación estaba a cargo de la empresa CIEN a través de diversos contratos que sumaban un total de 2.100 MW de energía firme.

En diciembre del 2000, también comenzó a funcionar la central de Uruguayana, operada con gas natural. Esta central fue concebida para ser central de base. El suministro de gas desde Argentina se realizó mediante un contrato entre las empresas privadas, AES Uruguayana del Brasil y la empresa argentina Repsol/YPF.

El contrato comercial entre las dos empresas privadas tenía como base la premisa de oferta firme del gas argentino. Sin embargo, esta premisa no se mantuvo debido a la crisis de abastecimiento de gas en ese país a partir de 2004. En 2008, la ANEEL fijó en cero la energía proveniente de los contratos de AES Uruguayana, permitiendo que las distribuidoras brasileñas contrataran en régimen especial para cubrir el déficit en sus portafolios de contratos, las consecuencias de la falta de disponibilidad de gas para la térmica de Uruguayana y de la energía asociada al contrato de CIEN, representaron una reducción de más de 2.500 MW de energía firme para el sistema eléctrico brasileño.

Esta pérdida condujo al gobierno brasileño a adoptar, como requisito básico para la comercialización internacional de energía eléctrica, la firma de tratados internacionales aprobados por los respectivos Congresos con el fin de garantizar la seguridad jurídica y de suministro.

Actualmente la importación desde la República Argentina debe realizarse a través de las estaciones convertidoras de frecuencias Garabí I y II (2 x 1.100 MW), ubicadas en el municipio de Garruchos, y el convertidor de Uruguayana (50 MW).

Uruguay¹⁵

En setiembre de 1994, se firmó en la ciudad de Nueva York, el Protocolo al Tratado de Amistad, Cooperación y Comercio entre Brasil y Uruguay para la Interconexión Eléctrica. En mayo de 1997, se firmó el Memorando de Entendimiento entre los gobiernos de Brasil y Uruguay acerca de la interconexión en extra alta tensión de los sistemas eléctricos de los dos países. Como resultado de estas negociaciones, en el año 2001 entró en funcionamiento el convertidor de Rivera, a través de un acuerdo entre

¹⁴ Nivalde de Castro et al. 2015; Nivalde de Castro et al. 2014; Portaria MME Nº 339 DE 15/08/2018 - Federal 2020. Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a

¹⁵ Nivalde de Castro et al. 2014; Nivalde de Castro et al. 2015; Portaria MME Nº 339 DE 15/08/2018 - Federal 2020. Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a

la empresa estatal Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) y Electrosul, subsidiaria de Electrobras, con una capacidad nominal de 70 MW, ubicada en territorio uruguayo. Este convertidor de frecuencia es propiedad de la UTE y ha sido usada para atender emergencias energéticas de Brasil y Uruguay, así como en oportunidades puntuales para la exportación de energía a Argentina. El agente formal de importación y exportación de esta interconexión es Eletrobrás.

El convertidor de Rivera está siendo utilizada con regularidad, principalmente, para responder a situaciones energéticas críticas en Argentina y Uruguay. Las centrales termoeléctricas ociosas son utilizadas en la exportación de energía de carácter comercial, según los criterios de despacho de carga del ONS.

La importación también se realiza desde el convertidor de Melo (500 MW), ubicado en el municipio de Melo, Uruguay, cerca de la frontera con el municipio de Jaguarão, en el estado de Rio Grande do Sul.

Venezuela¹⁶

La interconexión Guri - Roraima entre Venezuela y Brasil se construyó con el propósito específico de mejorar la calidad y costo del abastecimiento de la capital del estado de Roraima, Boa Vista. El estado de Roraima era y aún continúa siendo un sistema aislado, sin conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN). El sistema eléctrico que respondía por el suministro a Boa Vista presentaba costos altos debido a que los grupos generadores que atendían la demanda de energía funcionaban con combustible fósil. En 1997 se firmó un contrato entre Eletronorte, subsidiaria de Electrobras y Electrificación del Caroní (EDELCA) de venezolana, para la construcción de un sistema de transmisión de 676 km, de los cuales, 485 km pertenecen a Venezuela y 191 km a Brasil. Esta línea de transmisión permitió conectar el complejo hidroeléctrico de Guri - Macagua con la ciudad de Boa Vista.

El contrato garantiza la compra de energía durante 20 años, con un monto contratado de 200 MW. El sistema entró en funcionamiento en 2001, disminuyendo los gastos elevados de operación y mantenimiento y, favoreciendo el crecimiento del mercado de energía eléctrica, principalmente, con la instalación de industrias en la región. Las inversiones fueron presupuestas, en la época del contrato (1997), aproximadamente en US\$ 185 millones, de los cuales US\$ 55 millones eran de Brasil y US\$ 130 millones de Venezuela.

El estado de Roraima no está conectado al SIN, esa interconexión es diferente a la de los otros proyectos de integración eléctrica. Se trata de una conexión a una ciudad del sistema aislado, con un contrato de energía firme que se comercializa en bases seguras y benéficas para ambos países. Sólo en 2011 se presentaron problemas con el abastecimiento de energía, consecuencia directa de la situación crítica de las reservas

¹⁶ Nivalde de Castro et al. 2015; Nivalde de Castro et al. 2014; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a.

en Venezuela, pero que fueron negociados dentro de los marcos del propio contrato comercial.

Las instrucciones para la comercialización de energía eléctrica importada desde Argentina y Uruguay se encuentran en la Portaria N° 339 de 15 de agosto de 2018 del MME)¹⁷.

Ordenanza MME N° 339 DE 15/08/2018

O MINISTRO DE ESTADO DE MINAS E ENERGIA, no uso da atribuição que lhe confere o art. 87, parágrafo único, inciso IV, da Constituição, e tendo em vista o que consta do Processo nº 48370.000704/2017-57, resolve:

Art. 1º Estabelecer, nos termos desta Portaria, as seguintes diretrizes para a importação de energia elétrica interruptível da República Argentina e da República Oriental do Uruguai:

I - a importação da República Argentina deverá ocorrer por meio das Estações Conversoras de Garabi I e II (2 x 1.100 MW), localizadas no Município de Garruchos, e da Conversora de Uruguaiana (50 MW), localizada no Município de Uruguaiana, no Estado do Rio Grande do Sul, fronteira com a Argentina; e

II - a importação da República Oriental do Uruguai deverá ocorrer por meio da Estação Conversora de Rivera (70 MW), localizada na fronteira dos Municípios de Rivera, Uruguai, e Santana do Livramento, Brasil, e da Conversora de Melo (500 MW), localizada no Município de Melo, Uruguai, próximo da fronteira com o Município de Jaguarão, no Estado do Rio Grande do Sul.

§ 1º A declaração dos montantes e dos preços da energia para importação de que trata o caput será realizada por meio de ofertas ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, anteriormente à programação da operação e à formação do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, com entrega da energia no centro de gravidade do Sistema Interligado Nacional - SIN e tendo como destino o Mercado de Curto Prazo - MCP.

§ 2º Os montantes e preços da energia ofertados para importação não serão considerados nos processos de planejamento e programação da operação associados ao Programa Mensal da Operação - PMO e de formação do PLD.

§ 3º Poderão ser autorizados um ou mais Agentes Comercializadores como responsáveis pela importação de energia elétrica perante a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, desde que adimplentes e autorizados nos termos da Portaria MME nº 596, de 19 de outubro de 2011.

§ 4º Os montantes de energia para importação serão considerados interruptíveis e estarão limitados às restrições elétricas existentes no SIN.

§ 5º Os montantes de energia para importação serão utilizados pelo ONS desde que essa importação viabilize redução do custo imediato de operação do SIN.

¹⁷ Portaria MME N° 339 DE 15/08/2018 - Federal 2020.

§ 6º Os montantes de energia para importação deverão substituir o despacho de parcelas flexíveis de usinas termelétricas dos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul, que forem despachadas por ordem de mérito de custo, na ordem decrescente dos seus Custos Variáveis Unitários - CVU.

§ 7º Os montantes de energia ofertados para importação, nos termos do § 1º, poderão ser utilizados de forma parcial pelo ONS, considerando como recurso para importação os montantes e preços da energia ofertados, de forma a obter o mínimo custo de importação, observando as quantidades e as condições passíveis de substituição termelétrica, de que trata o § 6º.

§ 8º Os montantes de geração termelétrica cujos CVU correspondentes sejam inferiores ao PLD máximo e deixarem de ser gerados em razão da importação farão jus ao recebimento de Encargo de Serviços de Sistema - ESS por constrained off, observadas as especificidades da contratação das respectivas usinas termelétricas substituídas.

§ 9º Caso o montante da energia efetivamente importada seja inferior ao montante definido pelo ONS nos termos do § 5º, os Agentes Comercializadores responsáveis pela importação deverão arcar com o custo dessa diferença de energia, que será valorada de acordo com os critérios a seguir estabelecidos:

I - caso o CVU da usina termelétrica substituída seja inferior ao limite máximo do PLD, a valoração se dará pela diferença entre o PLD médio semanal vigente no submercado da usina termelétrica substituída e o CVU dessa usina termelétrica, se positiva; ou

II - caso o CVU da usina termelétrica substituída seja superior ao limite máximo do PLD, o valor será de 5% (cinco por cento) do limite máximo do PLD.

§ 10. O valor obtido nos termos do parágrafo anterior deverá ser revertido em benefício da conta de Encargo de Serviços de Sistema - ESS.

§ 11. Os custos relativos à importação dessa energia elétrica que forem superiores ao PLD, por ocasião da contabilização pela CCEE, poderão ser recuperados por meio do encargo destinado à cobertura dos custos do serviço do sistema, conforme dispõe o art. 59 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

§ 12. Nos casos em que os custos com a importação forem inferiores ao PLD e a substituição de que trata os §§ 5º e 6º gerar saldo financeiro positivo, a diferença deve ser apurada na contabilização da CCEE e ser revertida em benefício da conta de ESS.

§ 13. Excepcionalmente, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE poderá decidir por considerar a importação como recurso adicional ao SIN, sem substituição de geração de usinas termelétricas, devendo apresentar justificativa para a medida.

§ 14. Não caberá aos Agentes Comercializadores autorizados arcar com as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência, no MCP, resultante do Processo de Contabilização da Energia Elétrica importada nos termos desta Portaria, no âmbito da CCEE.

§ 15. A autorização de importação de que trata o caput terá validade de 1º de janeiro de 2019 até 31 de dezembro de 2022.

Art. 2º Esta Portaria entra em vigor em 1º de janeiro de 2019.

W. MOREIRA FRANCO

Instrucciones de Comercialización

La declaración de las cantidades y los precios de la energía para la importación se realizan mediante ofertas al ONS, antes de la programación de la operación y la formación del PLD, con entrega de energía en el centro de gravedad del Sistema Interconectado Nacional - SIN y destinado al Mercado de Corto Plazo (MCP).

Además, las cantidades y los precios de la energía ofrecida para la importación no se consideran en los procesos de planificación y programación de la operación asociada con el Programa de Operación Mensual.

Agentes comerciales pueden ser autorizados como responsables de la importación de energía eléctrica ante la CCEE, siempre que cumplan y estén autorizados bajo los términos de la Ordenanza MME N° 596, del 19 de octubre de 2011.

Instrucciones de Operación

Las cantidades de energía para la importación se consideran interrumpibles y se limitan a las restricciones eléctricas existentes en el SIN. El ONS utiliza las cantidades de energía de importación, siempre que esta importación permita reducir el costo inmediato de operar el SIN.

Las cantidades de energía para la importación deben reemplazar el envío de instalaciones flexibles de plantas termoeléctricas en los subsistemas Sureste/Centro-Oeste y Sur, que se envían en orden de mérito de costo, según sus costos variables.

Las termoeléctricas cuyos costos variables correspondientes son inferiores al PLD máximo y dejan de generar debido a la importación tendrán derecho a recibir el cargo por servicios del sistema por restricción, observando las especificidades de la contratación de las respectivas plantas termoeléctricas reemplazadas.

Excepcionalmente, el CMSE puede decidir considerar la importación como un recurso adicional para el SIN, sin reemplazar la generación de plantas termoeléctricas, y debe presentar una justificación para la medida.

1.10 Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica¹⁸

La admisión a la CCEE es obligatoria para los agentes del mercado. Los agentes candidatos considerados son los concesionarios, ya sea o no con instalaciones, consumidores libres y especiales, que cumplen con los requisitos legales y regulaciones regulatorias vigentes, y quienes desean realizar operaciones de compra y venta de

¹⁸ Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE; Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE 2019b; Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE 2015.

electricidad en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), así como las operaciones de importación/exportación de energía eléctrica.

Inicialmente, la empresa debe obtener autorización para actuar como agente, según los términos de la Resolución N° 678/2015, y para comenzar el proceso, debe solicitar su adhesión a la CCEE, y luego formalizar el pedido con la ANEEL, informando el número del proceso abierto en la institución.

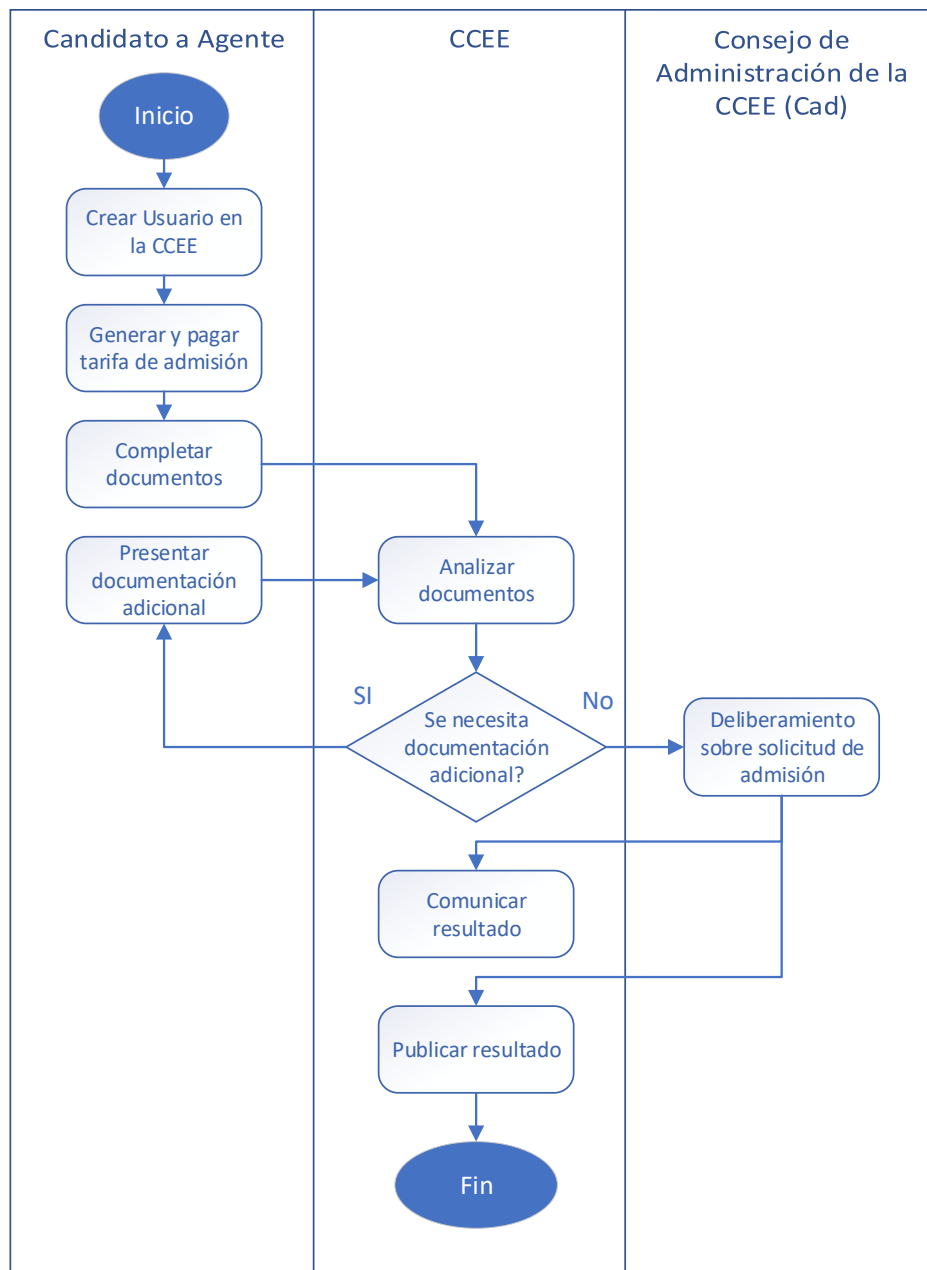
Después de la presentación de los documentos requeridos. Para actuar como agente, la CCEE llevará a cabo un análisis y una emisión a la ANEEL:

- a) Certificado de vigencia, válido por treinta (30) días calendario desde la fecha de su envío;
- b) Opinión técnica y jurídica.

Después de recibir los documentos anteriores, la Agencia tendrá treinta (30) días para completar el análisis y decidir sobre la solicitud.

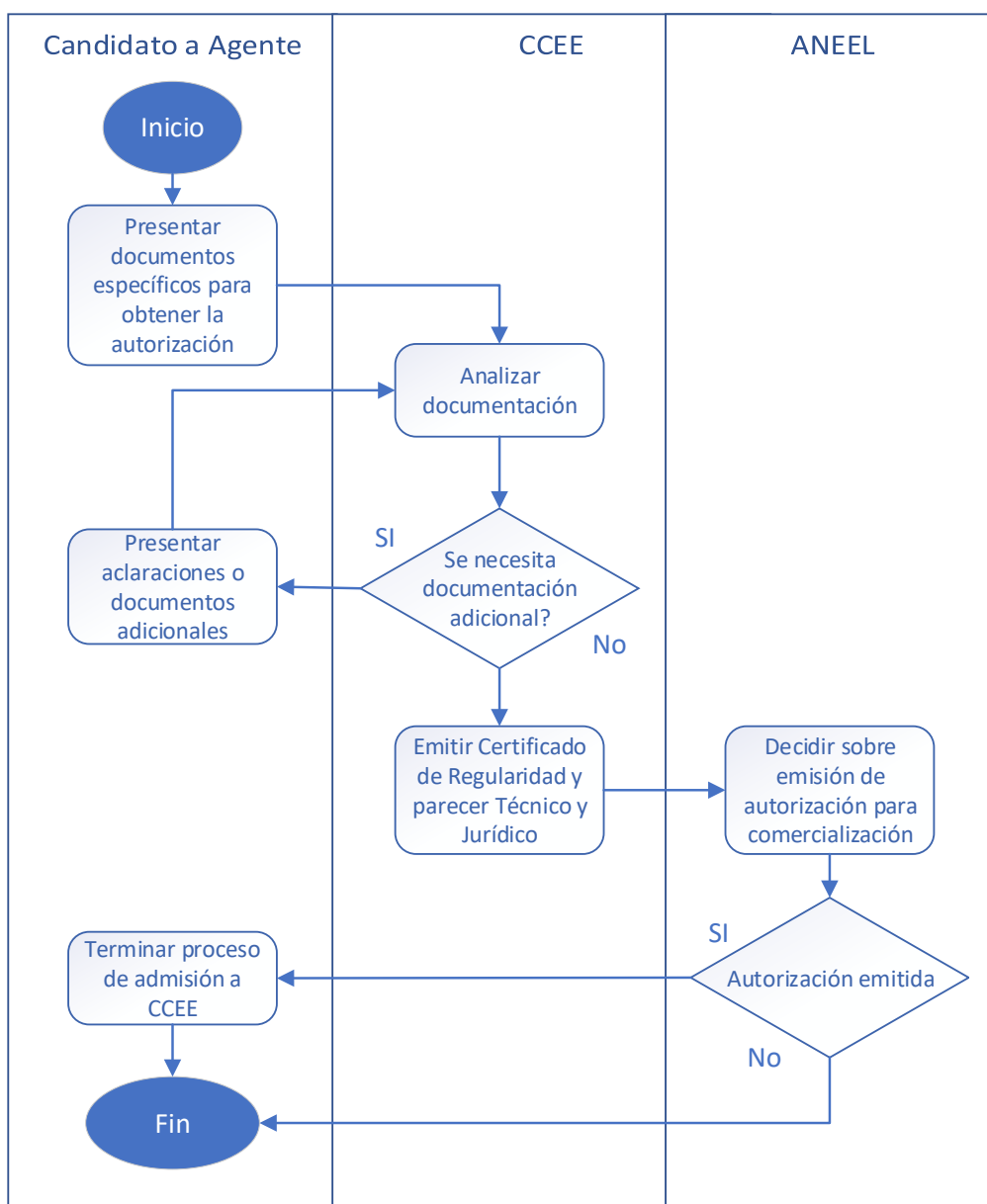
Finalmente, después de la publicación de la ley de autorización, la empresa debe completar su proceso de adhesión dentro de los noventa (90) días, bajo pena de revocación de la autorización.

Flujograma para admisión a la CCEE



Fuente: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE (2019b)

Flujograma para obtención de autorización para la comercialización de energía eléctrica



Fuente: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE (2019b)

Documentos necesarios para solicitar la admisión/autorización

- Estatutos actualizados debidamente registrados ante el organismo competente
- Acuerdo de accionista o cuota y otros negocios legales que impactan el control corporativo
- Organigrama del grupo económico, con la indicación de las respectivas participaciones
- Lista que discrimina a todos los socios o accionistas
- Declaración de matrimonio, unión estable y relación consanguínea o relacionada
- Balance y estados contables de los últimos tres ejercicios, auditados

- Certificado de las deudas relacionadas con los impuestos federales Estatal y municipal, y la deuda activa
- Certificado negativo o positivo de la Seguridad Social con efectos negativos (INSS).
- Certificado negativo o positivo con efectos negativos, del registro FGTS.
- Certificado negativo de protestas y títulos.
- Certificado negativo de deudas laborales.
- Certificado negativo de quiebra y recuperación judicial y extrajudicial de la entidad jurídica del solicitante y sus socios directos o indirectos, así como la insolvencia civil, cuando un socio es persona física
- Demostración de aptitud técnica (plan de estudios de socios y/o personal técnico)

1.11 Datos históricos

Los valores de demanda máxima del SINB para los últimos años, y la variación anual representada por la tasa de crecimiento se observan en la Figura 25.

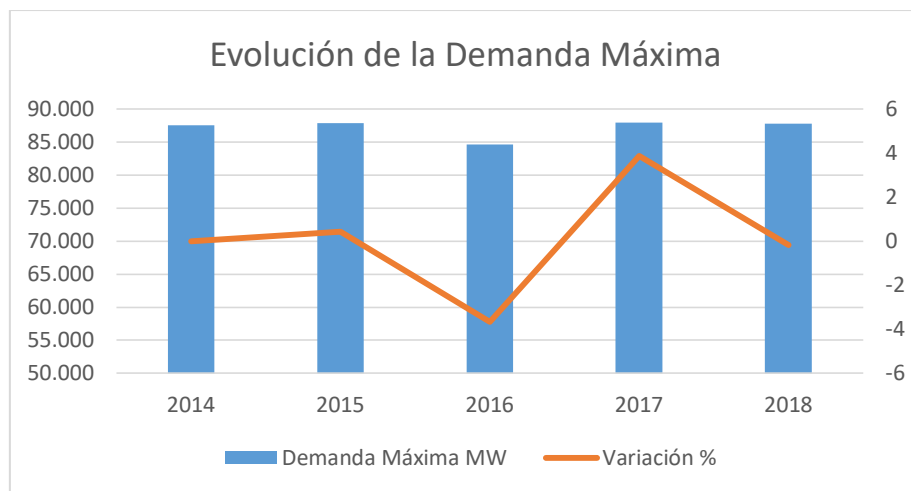


Figura 25: Evolución de la Demanda Máxima. Fuente: Empresa de Pesquisas Energética - EPE y Ministério de Minas e Energia (2019)

El aumento de la demanda máxima también es acompañado por la demanda de energía por parte del sistema, lo que se observa en la Figura 26, en la cual se puede distinguir según la fuente de energía primaria.

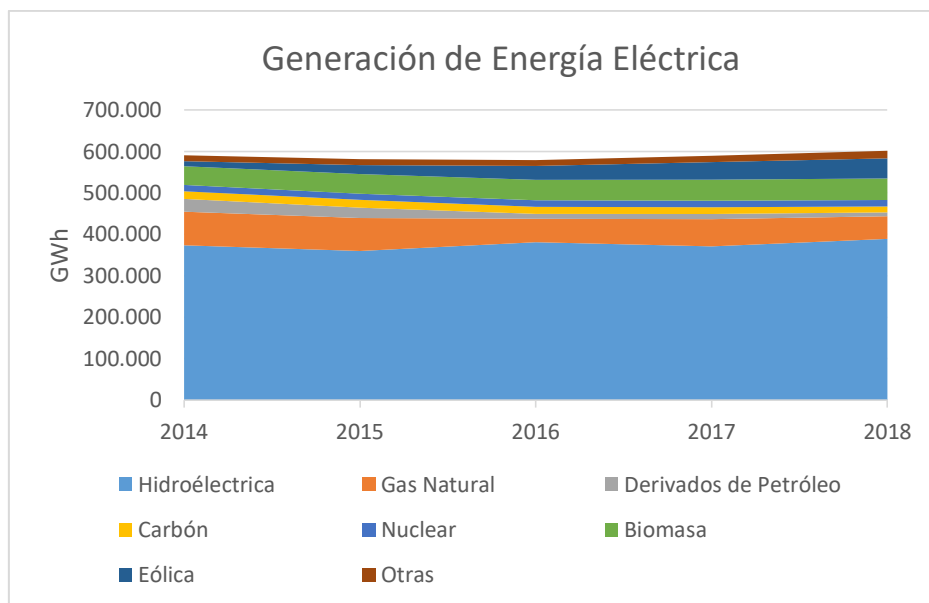


Figura 26: Generación de Energía Eléctrica. Fuente: Empresa de Pesquisas Energética - EPE y Ministério de Minas e Energia (2019)

Los distintos precios del mercado se pueden observar en las Figuras 27, 28 y 29, los cuales están cotizados en Reales. Si bien el SINB opera totalmente interconectado, se discriminan los precios y tarifas por cada subsistema.

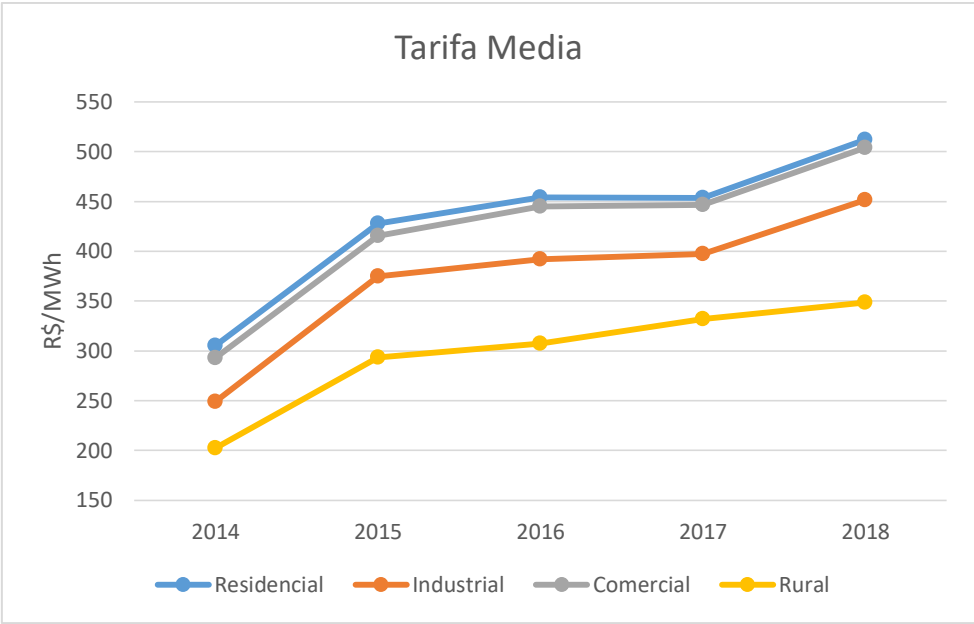


Figura 27: Tarifa Media por categoría de consumo. Fuente: Empresa de Pesquisas Energética - EPE y Ministério de Minas e Energia (2019).

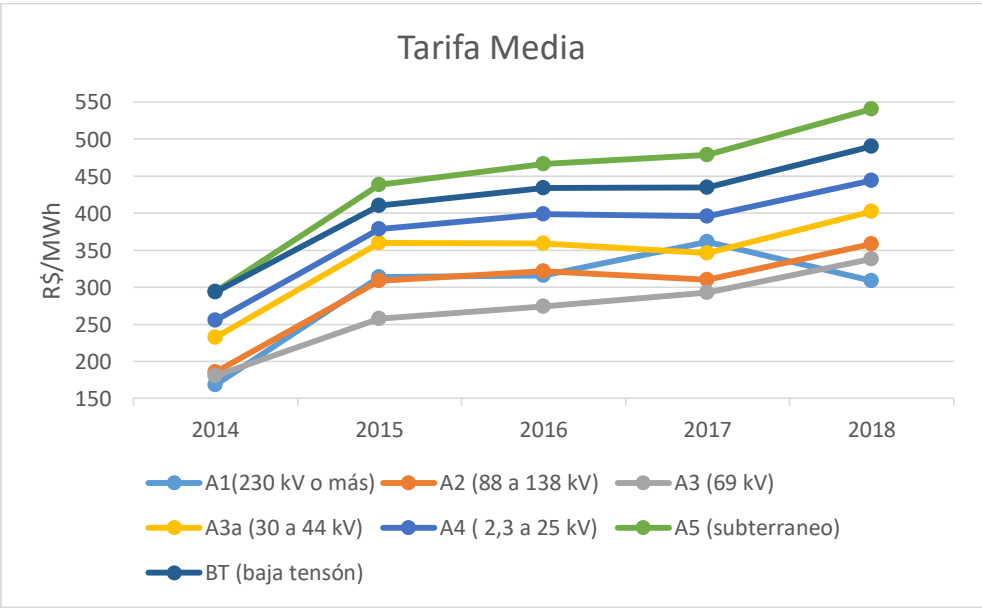


Figura 28: Tarifa Media por nivel de tensión. Fuente: Empresa de Pesquisas Energética - EPE y Ministério de Minas e Energia (2019).

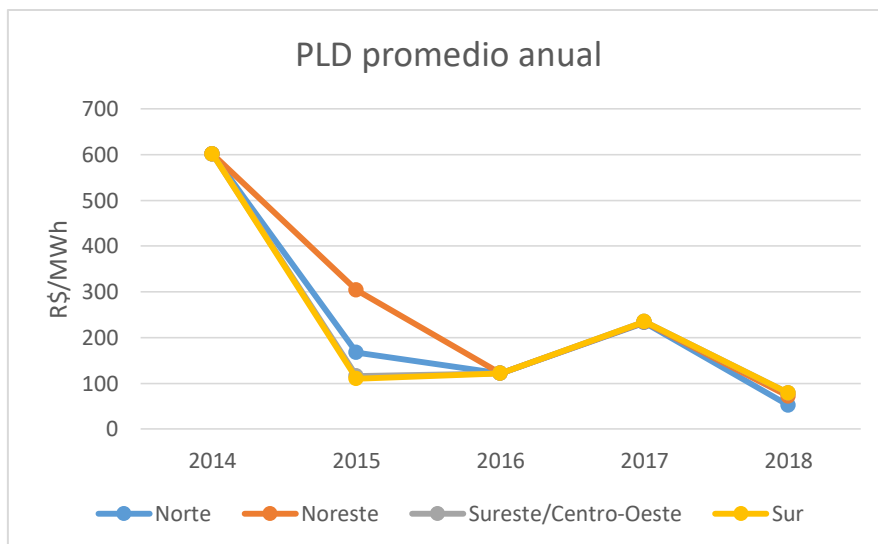


Figura 29: Precio de PLD promedio ponderado por hora y nivel de carga. Fuente: Empresa de Pesquisas Energética - EPE y Ministério de Minas e Energia (2019).

La CCEE calcula mensualmente el promedio mensual del Precio de Liquidación por Diferencias (PLD), por submercado. El cálculo considera los precios semanales por nivel de carga (ligero, medio y pesado) ponderado por el número de horas en cada nivel y cada semana del mes. En la Figura 30 se observan los valores para los últimos meses.

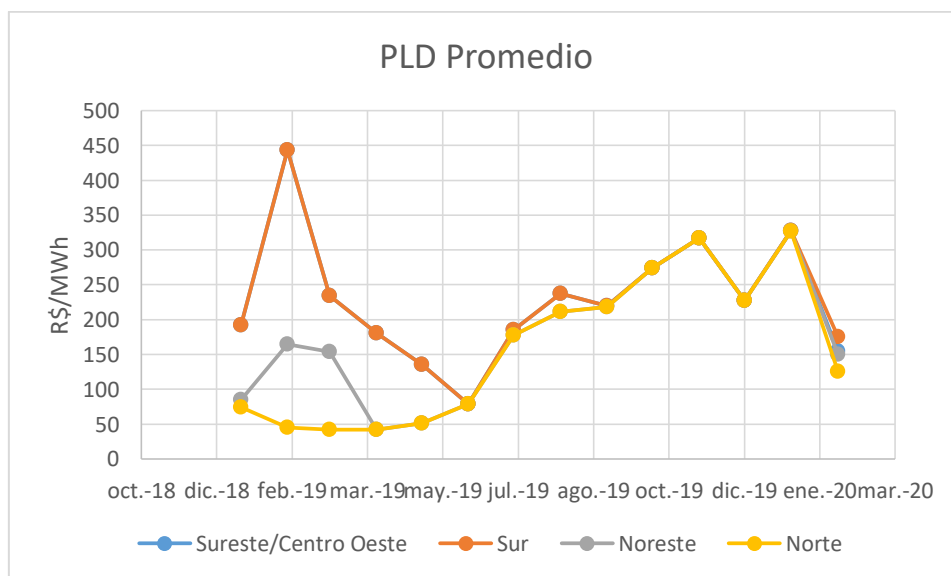


Figura 30: Valor de PLD promedio. Fuente: Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE (2020d).

En el ACR la energía se vende por paquetes o lotes, los cuales se subastan para determinar los proveedores al menor precio posible. En la Tabla 1 se observan las últimas subastas realizadas en la categoría A-1, correspondiente a centrales existentes y ya en operación.

Las subastas de energía eléctrica de proyectos existentes están previstas en el Art.19° del Decreto N° 5.163, del 30/07/2004, con el objetivo de vender electricidad de proyectos existentes para satisfacer las necesidades del mercado de los distribuidores.

Tabla 7: Subastas de Energía Existente A-1

Fecha	Precio Medio (R\$/MWh)	Energía Contratada (MWmedios)	Energía Contratada (MWh)	Monto de la subasta (R\$)
06/12/2019	158,37	29	508.776	80.574.855
07/12/2018	142,99	4	70.176	10.034.466
06/02/2018	177,46	288	5.045.760	895.420.570

Fuente: (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE 2018, 2019a, 2020a)

Este aumento de la demanda de energía y potencia implica inversiones en infraestructura de generación y transmisión, lo cual se puede observar en la Figuras 31 y la Tabla 8.

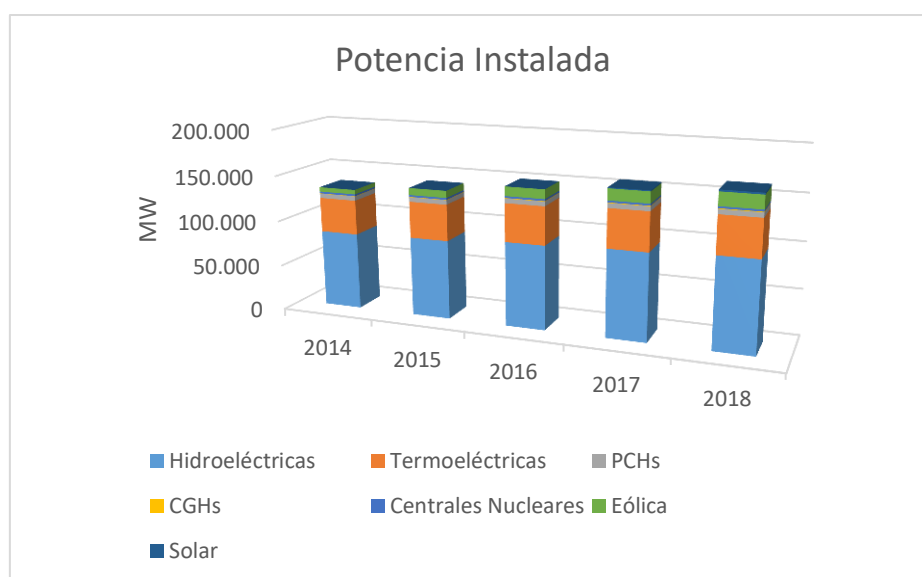


Figura 31: Potencia Instalada en el SINB, según tecnología. Fuente: Empresa de Pesquisas Energética - EPE y Ministério de Minas e Energia (2019)

Tabla 8

Líneas de Transmisión del SINB	
Tensión (kV)	Longitud (km)

800 (CC)	9.204
750 (AC)	1.722
600 (CC)	9.544
500 (AC)	51.121
440 (AC)	6.911
345 (AC)	9.515
230 (AC)	53.739
Total	141.756

Fuente: Operador del Sistema Eléctrico Nacional - ONS (2020a)

1.12 Perspectivas de comercialización de Energía Eléctrica en el Mercado del Brasil

1.12.1 Riesgos con la Contratación de Energía

Al contemplar la liberalización del mercado libre de energía, las medidas de modernización del sector eléctrico propuestas por el Proyecto de Ley del Senado N° 232 de 2016 *“que establece el modelo comercial del sector eléctrico, la portabilidad de la factura eléctrica y las concesiones para la generación de energía eléctrica, modificando las Leyes N° 9.427, del 26 de diciembre de 1996, N° 9.478, del 6 de agosto de 1997, N° 9.648, del 27 de mayo de 1998, N° 10.847, del 15 de marzo de 2004, N° 10.848, del 15 de marzo de 2004, y N° 12.783, del 11 de enero de 2013, y la Medida Provisional N° 2.227, del 4 de septiembre de 2001, y hace otras disposiciones.”*, se tornan aún más importantes, una vez que actúan en el sentido de mitigar el riesgo de la contratación de energía de las distribuidoras en el Ambiente de Contratación Regulada (ACR), a través de las subastas promovidas por la ANEEL.

A diferencia de otras regiones del mundo, el proceso de des verticalización del sector eléctrico brasileño, que comenzó en la década de 1990, aún no ha dado como resultado una completa liberalización del mercado. La posibilidad de elegir un proveedor de energía todavía está restringida a los grandes consumidores y los distribuidores siguen teniendo la obligación de comprar energía, generalmente en contratos de montos importante de energía y largos, para garantizar el servicio de su mercado cautivo.

En este contexto, los distribuidores terminan incurriendo en riesgos financieros con la venta de energía, una actividad totalmente ajena al negocio de la distribución, que básicamente consiste en la entrega de electricidad al consumidor a través de su red y otros posibles servicios derivados al consumidor final. Dichos riesgos financieros se producen principalmente debido a las variaciones del mercado y a la volatilidad del

precio de la energía, en general, y más precisamente en el Mercado de Corto Plazo que pueden afectar el flujo de caja de los distribuidores.

En períodos normales, este riesgo tiende a no tomar grandes proporciones debido a la planificación y a la gestión de esta contratación de energía por parte de los distribuidores, debidamente regulada pela ANEEL. Además, la regulación actual les permite a los distribuidores un margen de error de hasta el 5% en la compra de energía, pero los distribuidores deben asumir cualquier costo por sobrecontratación o subcontratación por encima de este límite. Cuando ocurren eventos críticos, como, por ejemplo, una reducción brusca, abrupta e imprevista del consumo, esta responsabilidad de comprar energía tiene consecuencias financieras extremadamente graves para los distribuidores. Vale la pena recordar que por cada 100 reales de factura pagados por el consumidor final, solo quedan unos 20 reales en los distribuidores, mientras que el monto restante se transfiere para pagar impuestos, cargos del sector, transmisión, y finalmente la energía misma suministrada. Por lo tanto, situaciones como la que se experimenta hoy con una marcada reducción en el mercado tienden a causar serios problemas de flujo de caja para los distribuidores.

El primer evento donde el riesgo asociado con la contratación de energía materializada fue durante el período de racionamiento, en el año 2001. En ese momento, la reducción obligatoria del consumo residencial en un 20% resultó en la necesidad de cambios en los contratos con las centrales de generación. En ese momento, la reducción en el consumo fue causada e impuesta por una escasez en el suministro de energía eléctrica, debido a la capacidad de generación limitada, lo que obligó a la reducción forzada de la demanda para mantener el equilibrio energético del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Aproximadamente una década después, a pesar de no ser causada por una reducción del mercado, la contratación de energía volvió a afectar el flujo de caja de los distribuidores. La baja tasa de lluvia durante los períodos lluviosos en 2013 y 2014 llevó los embalses hidroeléctricos a niveles críticos, lo que resultó en un gran gasto en el costo del despacho continuo del parque termoeléctrico, similar al periodo actual 2018-2020. Además, dado que la Ley N° 12.783/2013 asignó cuotas de agua para los generadores con contratos de concesión renovados para las distribuidores, la reducción del despacho de agua agravó aún más el problema. Por lo tanto, considerando los gastos con la compra de energía mucho más altos de lo esperado, era inevitable contratar préstamos multimillonarios para garantizar la solvencia financiera de los concesionarios de distribución.

Al contemplar la liberalización del mercado de energía libre, las medidas para modernizar el sector eléctrico propuestas por PLS N° 232/2016 cobran aún más importancia, ya que actúan para mitigar el riesgo de contratación de energía de las distribuidoras. Sin embargo, la efectividad de las directrices propuestas dependerá, principalmente, de cómo se regulará la figura del comercializador de última instancia y cuáles serán las reglas para contratar energía y demanda (lastro) en este segmento.

Además, se debe prestar especial atención a las reglas de transición, de modo a que las variaciones abruptas del mercado no representen riesgos de sobrecontratación involuntaria o la expansión innecesaria del sector eléctrico.

Antes de que esta situación y discusión avance, en la coyuntura actual, la explosión de la pandemia del COVID-19 surgió como un nuevo evento crítico para las distribuidoras. Como ejemplo, solo en las últimas semanas de marzo, después del decreto de cuarentena en gran parte del país, ya se ha verificado una reducción en el consumo de alrededor del 7,4%. Esta situación nuevamente lleva al sector a discutir mecanismos para lidiar con los impactos financieros de esta reducción abrupta en el mercado en el cuadro principal del sector: los distribuidores.

La discusión debería ser más amplia. Es imperativo relacionar los impactos de la crisis COVID-19 con el proceso de liberalización del mercado libre. En este sentido, dada la premisa de que la reducción de la actividad económica puede tener un impacto en la curva de demanda de electricidad incluso después del final de la pandemia, ante un periodo de retracción y recesión económica se espera un escenario de bajos precios de la energía eléctrica, para el presente año y para el corto plazo, donde la migración hacia el mercado libre se tornará aún más atractivo. Razón por la cual debe enfatizarse el cuidado con las condiciones de apertura abrupta del mercado.

Sin embargo, no se trata de cuestionar la necesidad o no de una apertura completa del mercado. Además de alinearse con las mejores prácticas internacionales, es un proceso inexorable debido a su propia dinámica tecnológica. Se explica por la amplia difusión de sistemas de recursos energéticos distribuidos, apalancados inicialmente por la generación renovable distribuida y, en el futuro, por otras tecnologías, tales como los almacenamientos distribuidos de energía, comienzan a ofrecer alternativas al consumidor para modificar su papel en relación con la contratación de energía y su relación con el sector, pasando en muchos casos de un rol de consumidor a un rol de prosumidor (consumidor autogenerador).

Por lo tanto, el establecimiento de un mercado liberalizado con reglas claras y tratado de manera oportuna y vinculada es un mecanismo esencial para garantizar la igualdad de condiciones entre los agentes. En última instancia, la liberalización del mercado es un paso intermedio hacia la creación de un entorno donde los recursos energéticos distribuidos puedan competir con la generación centralizada a través de minoristas y mayoristas. Sin embargo, este proceso debe ocurrir de forma a minimizar las distorsiones en el sector. Es lógico pensar que la modernización del sector eléctrico será más exitosa cuanto menor sea el número de pasivos que quedan en el camino.¹⁹

¹⁹ <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53133514/o-risco-com-a-contratacao-de-energia-ja-deveriamos-ter-aprendido-essa-licao>Haga clic aquí para escribir texto.

1.12.2 Sobre oferta de energía hasta 2024 en el SINB

Evaluación se refiere a la contratación para el atendimento al suministro de energía, pero la potencia debe continuar en el radar por medio del desarrollo de mecanismos que agreguen capacidad en las horas críticas

Un balance estructural presentado por la consultora PSR ²⁰ señala que hasta 2024 Brasil no necesita de nueva energía en el sistema, incluso con la recuperación de la economía, es decir, con un rápido crecimiento después de los efectos de la pandemia. En los escenarios evaluados, si el consumo muestra este desempeño, alcanzaría 80,5 GW promedio en el último año del horizonte estudiado, en vista de un suministro contractual de 85,4 GW promedio y 3,8 GW más en energía de reserva, en este escenario la sobreoferta es del 11%.

Este es el mismo índice estimado para el año 2023. En otros años, el superávit es aún mayor, con 15% en 2022, 17% en 2021 y 23% este año. En el caso base post-covid-19, la opinión de PSR es que en el 2024 la demanda estará en un promedio de 77,3 GW, aumentando la sobreoferta al 15%. En la evaluación presentada el lunes 27 de abril, en un seminario web realizado para discutir la subasta de energía, la consultora afirma que incluso ajustando la garantía física no es necesario contratar energía de reserva desde un punto de vista energético.

Según PSR, discutir la contratación de potencia se ha convertido en un punto importante debido a la mayor intermitencia del sistema. No solo por la fuerte penetración de las fuentes eólicas y solares, sino que también incluye el avance de UHE sin embalses con capacidad de regularización. PSR recordó el caso de la Central Hidroeléctrica de Belo Monte (11.233 MW, PA) cuya diferencia entre la producción en el período seco y húmedo llega a más 25 veces.

Un problema señalado por la consultora PSR es el hecho de que la forma en que el país contrata energía puede conducir a un aumento del exceso de oferta, ya que el 100% del consumo debe estar cubierto y todos los contratos deben estar respaldados por activos físicos (garantía física – lastro). Por esta razón, la cuestión de avanzar en la modernización del sector eléctrico a través del mencionado PLS N° 232 es importante, ya que existe el pronóstico de la separación entre el lastro y la energía. Sugiere que esperar este cambio puede ser una muy buena alternativa para la contratación.

En vista de la mayor complejidad de la operación del SINB, por las razones anteriormente mencionadas PSR define que es necesario aumentar la flexibilidad operativa del sistema. Un síntoma es la necesidad indicada por el Plan Decenal de Expansión de Energía PDE 2029 para la necesidad de contratar energía a partir de 2024.

²⁰ https://www.canalenergia.com.br/noticias/53133228/brasil-tem-sobreoferta-de-energia-ate-2024-aponta-psr?utm_source=Assinante+CanalEnergia&utm_campaign=824bb528bc-PrincipaisSemana&utm_medium=email&utm_term=0_e9f71adea7-824bb528bc-153706865

En la versión actual del PDE 2029, la indicación es de 13 GW, pero eso debería revisarse, como comentó el presidente de la Compañía de Investigación de Energía (Empresa de Pesquisa de Energia EPE), Thiago Barral, a la Agencia CanalEnergia, en una entrevista exclusiva a principios de abril. La razón de esta reevaluación es la reducción en la proyección de carga presentada en la revisión trimestral de ese período. Sin embargo, el ejecutivo señaló que este requisito de potencia no necesariamente tiene una relación lineal con la carga promedio, ya que depende de otros comportamientos del sistema en los momentos más críticos.

Para tener ese nivel de contratación, argumenta la consultora, sería necesario adoptar un mecanismo de garantía de suministro de energía. En este sentido, dependiendo del comportamiento de la economía y del resultado de las subastas de energía existente, A-4 y A-5 serán clave para tomar la decisión. Una forma de la transición de estos mecanismos podría ser mediante la subasta de energía de reserva para contratar esta potencia.

El director técnico de PSR, Bernardo Bezerra, presentó algunas experiencias internacionales que podrían aplicarse localmente. En México, por ejemplo, hay PPA a largo plazo, otros países con contratos de uno a tres años. Ahora, una preocupación es que los costos son asumidos por el ACR, pero este es un problema sistémico, no apenas un problema específico de un ambiente de comercialización.

Se debe tener cuidado con las decisiones de contratación a largo plazo para no asignar costos al ACR precisamente en un momento en que se discute la apertura del mercado libre para todos y que está incluida en el PLS N° 232. En general, la opinión del PSR es que, dentro de las posibles alternativas para la contratación de energía, las que son más factibles en el escenario de exceso de oferta son las que son despachables. Entre las opciones enumeradas están los UHE reversibles, las baterías y la respuesta a la demanda, ya que no agregan energía al sistema, pero si cambian la hora en que esta potencia puede estar disponible.

Es necesario considerar la adopción de una remuneración específica para quienes brindan servicios auxiliares. Además, Bezerra señaló que PSR simpatiza con la idea de la respuesta a la demanda, cuyo piloto, que todavía está activo y no ha evolucionado como resultado del incumplimiento en el mercado a corto plazo debido al hecho de que no hay un pago fijo por el servicio. Es importante asignar un pago fijo, por ejemplo, para las 100 horas más críticas del sistema, sugirió. Y concluyó afirmando que el país necesita prepararse para reducir el horizonte de contratación, aún más con el PLS N° 232 que prevé un mercado libre.

1.12.3 Revisión de la Planificación Decenal de la Expansión de Energía 2030

EL director de la Empresa de Pesquisa Energetica (EPE), Thiago Barral, destacó que la situación actual redundaba en datos y más datos. Así es como se ven los técnicos responsables de planificar el sector eléctrico nacional brasileño en este momento. Una inmersión real en información que va desde indicadores económicos, fluctuaciones en

la demanda, expansión de la matriz energética y que incluso llegan al comportamiento del consumidor de energía y sus tendencias a largo plazo.

Esta es la descripción del entorno actual que rodea a la EPE en medio de la actividad de construir escenarios para la preparación del PDE 2030. Esta complejidad no fue suficiente, hay nuevos ingredientes, mejorados por la crisis de salud que deja reflejos económicos y reverberaciones obvias en el consumo de electricidad en el país, como se ve desde la segunda quincena de marzo.

En una entrevista reciente con la Agencia CanalEnergia²¹, otorgada en la semana siguiente a la divulgación de la primera revisión trimestral de carga en 2020, el presidente de la EPE, Thiago Barral, describe el momento actual para planificar la matriz energética brasileña frente a estos desafíos. Además de todas las tareas diarias, la empresa se encuentra en medio de estudios destinados a modernizar el sector. En palabras del ejecutivo, las acciones tienen como objetivo subsidiar a la Autoridad Otorgante con la información más precisa posible para la adopción de una política energética asertiva.

En este nuevo escenario que muestra menos actividad económica que la proyectada anteriormente y que ha cambiado repentinamente genera una crisis diferente de otras que se están experimentando, cualquier comparación es tentadora, pero al mismo tiempo peligrosa cuando se intenta establecer paralelos y predecir lo que sucederá. Después de todo, la naturaleza de esto es diferente, es al mismo tiempo la salud pública la que trae consigo una crisis económica asociada. Y todavía se tiene un impacto en los patrones de consumo de energía. Es aún demasiado pronto para grandes predicciones con respecto al consumo y desempeño del sector eléctrico brasileño. Todos los días el escenario evoluciona rápido. Para los que trabajan en la planificación a mediano y largo plazo, no se debe en ese momento tratar de actualizar las proyecciones todo el tiempo. Este no es un trabajo muy útil, pero si se debe monitorear, haciendo una lectura cualitativa de lo que está sucediendo y de las perspectivas. En ciertos momentos se necesita traducir esto y poner números sobre la mesa, que es lo que sucedió en la revisión trimestral de carga, un paso que está planeado para el sector.

En este sentido, es necesario diferenciar tres implicaciones que se deben identificar. Primero están los efectos a corto plazo o temporales que trae esta crisis. El segundo son los efectos con una duración a medio y largo plazo. Se tiene poca claridad en esta categoría. El tercer punto son los elementos estructurales de la planificación energética que no cambian con esta crisis. Al menos en principio. La cuestión de la modernización del sector y la apertura del mercado del gas, son factores que no cambian, aunque son atropellados por acciones a corto plazo dada la urgencia. Con estos 3 grupos se trabajan con otras tres categorías de acciones que son emergencias a corto plazo. Se ha visto una casi superposición de efectos este año, primero con los

<http://www.epe.gov.br/pt/imprensa/noticias/thiago-barral-da-epe-a-arte-de-planejar-em-meio-a-crisis>Haga clic aquí para escribir texto.

ataques de los Estados Unidos en Irak, el tema de la guerra por el precio del petróleo y ahora esta crisis viene con la pandemia que requiere acciones a corto plazo y de emergencia.

Existe otra categoría de acciones que aún no ha surgido y que está comenzando a discutirse, que se compone de acciones para la reanudación de las actividades económicas, y hay una lista de estrategias que los gobiernos y las empresas deben tomar en los diferentes países, cuando se supere el momento más crítico de crisis. Por supuesto, hay desarrollos en el sector energético porque este es un sector de infraestructura, un segmento que termina siendo el centro de atención durante la recuperación. Las terceras son líneas de acciones estratégicas que siguen siendo válidas, pero que deben reevaluarse a la luz de ese momento, sobre todo, no por su mérito, sino por el momento y su calendario de implementación.

Uno de los cambios más claros es la caída de la demanda, la revisión de carga trimestral mostró una reducción de carga de aproximadamente 3,5 GW promedio de 2020 a 2024. La revisión de carga trimestral es una imagen reciente de lo que se presenta actualmente, mucha incertidumbre, pero se puede volver a evaluarse pronto. Primero, se trabaja con un formato de recuperación de crisis con la curva en V, es decir, que tiene una reducción aguda y rápida de las actividades y la demanda. En el momento en que pasa esta crisis, vuelve rápidamente al nivel de actividad anterior, recuperándose los niveles anteriores a la crisis. Este valle estimado es del orden de 3 meses, por lo que se tendría 3 meses de esta reducción abrupta y aguda de la demanda y la actividad económica, de modo a que en la segunda mitad del año se tenga un proceso de recuperación de estos niveles. Esto representa que la carga en el sistema interconectado en 2020 vería una reducción del 0,9% en relación con 2019, una inversión importante en relación con lo que se predijo en el escenario construido en diciembre del año pasado y que guía la planificación.

Esta caída en la carga, básicamente, tiene el efecto de una caída en los sectores industrial y comercial. Ligeramente compensado por el aumento del sector residencial, que refleja este movimiento de personas dentro del hogar, utilizando sus dispositivos eléctricos y electrónicos con una mayor cantidad de horas conectados a la computadora, eventualmente utilizando el aire acondicionado. En compensación, los otros dos han estado cayendo y, en conjunto, tenemos esta retracción en el 2020. Se ve un movimiento de recuperación en la segunda mitad del año, lo que lleva al volumen verificado en 2019 y luego, en los años siguientes, se tendría la recuperación.

En el escenario actual, la carga del 2020 será de aproximadamente 580 MW promedio menos que en el 2019. Este otoño es muy agudo a partir de marzo y considerando los tres meses de crisis, el proceso de recuperación comienza a ocurrir a partir de junio y una reanudación durante la segunda mitad. Obviamente, el escenario es incierto, no se tiene forma de saber cuánto dura este período de reclusión. Se ven expertos comentando que una terminación temprana de este aislamiento social podría conducir a una segunda ola de contagio y esto podría, en este escenario, conducir a una mayor

duración de la crisis. Y todavía existe el aspecto de que la reanudación de las actividades, que puede no ocurrir el día después del final del aislamiento. Posiblemente se tenga un proceso gradual de recuperación y cuanto más largo es este período, mayor es el impacto en los ingresos y el empleo de las personas y, en consecuencia, en el consumo. Esto ralentiza el proceso de recuperación, pero todo sigue siendo muy incierto.

La primera revisión llegó en un momento oportuno, aunque desafiante. Se tiene certeza de una fuerte reducción en el consumo de energía. Además, la próxima revisión prevista a partir de agosto, por lo que se tiene tiempo para evaluar el comportamiento de los próximos meses y, de ser necesario, ONS y ANEEL formalizarán esta solicitud para eventualmente llevar a esta revisión extraordinaria. Pero eso es solo si se tiene los elementos para llevar a cabo esta acción. Se puede hacer, pero solo en casos excepcionales y muy apremiantes. Hubo un promedio de 3,5 GW menos en comparación con la proyección anterior. El tiempo para la próxima revisión será un momento apropiado para capturar cualquier cambio. Este es el peligro de realizar revisiones extraordinarias en períodos de volatilidad, tiene una fotografía y al día siguiente cambia con cierta evolución del escenario.

Tabla 9

Projeção	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Planej. Anual 2020-2024 [A]	67.975	70.825	73.453	76.204	79.013	81.931
Varição (% a.a.)	2,1%	4,2%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
1ª Revisão Quad. 2020 [B]	67.835	67.249	70.057	72.745	75.385	78.112
Varição (% a.a.)	1,9%	-0,9%	4,2%	3,8%	3,6%	3,6%
[B] – [A]	-140	-3.576	-3.396	-3.459	-3.627	-3.819

Fuente: EPE, Revisión Cuatrimestral de la Carga 2020-2024, divulgada al final de marzo.

En relación a la revisión del PDE 2030 Se continuará monitoreando y siguiendo el escenario y sus impactos. Se está en el proceso de desarrollar escenarios para PDE 2030 y es un desafío desarrollar un plan en este momento. La primera etapa del plan son las pautas de política del Ministerio de Minas y Energía y desde allí se tiene la etapa de construcción de los escenarios de crecimiento económico y demanda de energía, gas, biocombustibles y otros. El PDE 2030 buscará incorporar este escenario de incertidumbre y crisis a la planificación, obviamente, se buscará evaluar los impactos que esto tendrá bajo la estrategia de expansión. Este es el cambio principal en términos de escenarios.

En referencia a las otras pautas, no habrá nada perjudicial en relación con lo que se ha estado discutiendo abiertamente con el sector en los últimos meses. Se continuará trabajando para fortalecer la visión integrada entre el gas y la electricidad en el plan, lo que representó una gran evolución en el último PDE y se continuará en este camino

con mejoras metodológicas, trayendo una discusión sólida y completa. Otra dimensión tiene que ver con la evolución de la generación distribuida. El año pasado se vio un gran dinamismo en este segmento y se intentará llevar esta discusión completamente a este nuevo plan decenal. Otro aspecto a destacar es que se ha percibido en un aspecto cualitativo con respecto a los hábitos y al comportamiento de consumo de las personas, si hay algún cambio repentino y abrupto en el comportamiento y si algunos de los efectos pueden volverse permanentes.

Con relación al paralelo con el racionamiento a principios de la década de 2000, no se puede hacer esta comparación en el aspecto cualitativo del cambio de comportamiento. En la crisis de 2001, lo que sucedió fueron acciones para reducir la demanda y aumento de la eficiencia energética que terminaron teniendo un efecto de cambio estructural en el perfil de consumo y que continúa hasta hoy. Y este tipo de fenómeno puede ocurrir, ya no en la eficiencia energética, sino en relación con los hábitos de consumo. Por ejemplo, en este período muchas personas están experimentando por primera vez comprando en el supermercado a través de Internet o una aplicación. Este comportamiento puede no tener un impacto en el consumo de energía, pero es solo un ejemplo. Después de esta crisis, ¿no seguirán las personas usando esta conveniencia? La pregunta es identificar si experimentaron esta plataforma debido a la crisis y terminaron incorporándola a sus hábitos de consumo.

Por conveniencia, ¿pueden terminar teniendo una experiencia positiva con este tipo de servicio y terminar adoptando este comportamiento de manera más permanente?. Todavía es prematuro tener una respuesta sobre cuál será el perfil del consumo de energía de las personas. Y aún es necesario identificar cómo afecta la movilidad en las ciudades, el horario laboral de las personas, si esto representa a más personas en el hogar, lo que afecta el perfil del consumo residencial, los servicios, los aspectos comerciales y otros que son difíciles de predecir.

Lo que puede suceder es que la forma en que se modela la carga de los sectores puede tener dificultades para identificar este proceso de recuperación. Lo que el equipo técnico hace es acompañar y monitorear el comportamiento para que, a lo largo de los ciclos, se tenga el enfoque técnico correcto para lidiar con lo que es un efecto cíclico o cambio permanente. Para este ciclo de planificación 2020 todavía es difícil hacerlo, pero se puede comprender estos fenómenos durante los próximos meses y hasta años. Esto es parte del proceso de planificación para los próximos ciclos.

En relación a las subastas de energía existente previstas para este año 2020, la decisión de posponer las subastas es muy oportuna por dos razones. La primera porque es muy difícil para los distribuidores declarar una necesidad en un momento de incertidumbre en la tasa de crecimiento de la economía y por consecuencia de la carga. En segundo lugar, debido a esta incertidumbre en relación con el tipo de cambio, en relación con la recuperación de la economía, en relación con las tasas de interés, los precios del combustible, todos estos aspectos dificultan la toma de decisiones de inversión responsables, que colocan efectivamente las métricas de evaluación adecuada de

riesgos. Por lo tanto, realizar subastas en este momento pondría en riesgo la credibilidad del mecanismo de subastas. Ahora el momento para la reprogramación está en cuestión y se está reevaluando. En principio, se podría tener espacio para reanudar las subastas en la segunda mitad, pero depende del ritmo de recuperación que se haya implementado.

- Subasta de energía existente: esta es una subasta con el escenario A-4 y A-5 precisamente para promover la participación de nuevos emprendimientos y hacer posible satisfacer la demanda a través de proyectos nuevos y más eficientes que los existentes. Para tener éxito, requiere atribuir a los nuevos la capacidad de desafiar las plantas ya construidas. Entonces, el tiempo para este tipo de decisión no es favorable. El segundo aspecto es que se tiene una perspectiva de sobrecontratación de las distribuidoras. Por lo tanto, en tal escenario, el reemplazo de los contratos existentes no necesariamente tiene sentido desde la perspectiva de la gestión de la cartera. Las distribuidoras tienden a no declarar la demanda debido a la incertidumbre sobre el nivel de contratación. En segunda instancia, se espera una declaración de recuperación del mercado. El concesionario vive con el escenario para lidiar con la sobrecontratación durante algún tiempo y a medida que el mercado se recupera y la demanda vuelve a crecer, se hace esta declaración. Además de esto, lo que se ve es que la migración hacia el mercado libre continúa sucediendo, lo que aumenta la complejidad de la evaluación.
- Subastas de transmisión: no se tiene un diagnóstico para aprobar, se necesita evaluar las obras una por una. Algunas de ellos están planeados para reforzar el servicio debido al crecimiento de la carga, otros para conectar ciertas plantas a la Red Básica y otros, como el pronóstico de Amazonas Energía, para transferir los activos existentes.

Por lo tanto, depende de un análisis caso por caso para verificar la necesidad y esta evaluación se realiza en el momento adecuado para esta subasta, programada para diciembre y para tener las obras que son realmente importantes en este entorno.

- Subasta de nueva energía: dependiendo del escenario de recuperación de la carga y la demanda, este horizonte de sobrecontratación de las distribuidoras puede, en ciertos casos, dar lugar a la realización de LEN (Leilao de Energia Nova) posiblemente este año. Pero esa estimación aún es prematura. En principio, si se confirma el escenario de crisis y recuperación en formato V y no en forma de U o alguna curva más lenta, la subasta en el segundo semestre puede ser oportuna. Aun así, esta discusión es prematura, y en ese momento no será efectiva.
- Ahora, otro aspecto importante es el suministro de potencia, esa energía para las horas más críticas del sistema. Esta es una discusión entre la transición del diseño actual y la modernización del sector eléctrico. Esta reevaluación de la

necesidad de energía es parte del cronograma de actividades y continúa haciéndose para evaluar el momento adecuado para que se tenga esta subasta y la necesidad de esta contratación continúa. En el horizonte de 10 años, el volumen es de 13 GW para PDE 2029. Pero estos números están siendo reevaluados, se está trabajando con el ONS discutiendo este nuevo escenario de proyección de carga, recordando que el requisito de potencia no necesariamente tiene relación lineal con la carga promedio. Depende de otros comportamientos del sistema.

Hay dos procesos paralelos que están en el Congreso Nacional (PL N° 3975 y PLS N° 232) y que son fundamentales, ya que son buenos proyectos y permiten confiar en que el sector eléctrico podrá seguir un camino más sostenible en términos de diseño de mercado, regulación y mayor apertura. Esto permanece en el radar, pero se enfatiza en que depende del momento y de la dinámica propia del proceso legislativo.

Hay otra etapa que se ejecuta en paralelo, que son los estudios detallados y técnicos que permiten la implementación de las directrices establecidas en el proyecto de ley. Ya se sabía que en el 2020 sería el año para llevar a cabo estos detalles, cómo implementar las pautas y, por lo tanto, se sigue este trabajo en la EPE. El MME había estado discutiendo con asociaciones para recaudar una serie de contribuciones de agentes. Tomó estas contribuciones y las trajo a la mesa, para discutir y enfatizar cada uno de los elementos.

Se está en el proceso de tomar las contribuciones punto por punto para probar y validar. Los estudios técnicos suelen seguir, por ejemplo, la separación de lastro y energía, por ejemplo, se está discutiendo casi a diario para que este proceso de detallar la implementación no sea el cuello de botella cuando el proceso en el legislativo avance. Hay problemas no legales que abren un gran espacio para detallar la separación de lastre y energía, estudios de apertura de mercado, estudios de MRE (Mecanismo de Realocacao de Energia), la implementación de nuevos criterios de garantía de suministro, todo sigue siendo normal a la luz de lo que se coloca en el proyecto de ley. Se trabaja para que, a medida que el proceso sea exitoso, se tengan los elementos listos para dar las respuestas e implementar los mecanismos de acuerdo con las pautas que puedan aprobarse.

El PLS N° 232 estableció un plazo de 42 meses para la apertura del mercado libre para todos los de baja tensión. El proyecto de ley tiene un gran impacto porque la apertura del mercado a realizarse de manera equilibrada, sostenida y segura, requiere la implementación de separación de lastro y energía, de lo contrario se tendría un grave problema de asignación de costos que es difícil de manejar como el ACL. Esto afecta cómo la planificación establecerá las pautas de contratación de lastro. Se ha usado un término diferente de lastro, ya que es un término que dificulta a muchas personas, por lo que se le llama un requisito del sistema para garantizar la seguridad y la confiabilidad. En última instancia, conlleva la responsabilidad de señalar de manera oportuna, en el momento adecuado, con la precisión, transparencia y credibilidad

apropiadas cuáles son los requisitos y cómo se contratará de los agentes. Entonces, sí, la apertura del mercado tiene un gran impacto y es tan importante en el proceso de planificación que cambia la metodología en sí misma, y requiere el reajuste del proceso para dar todos los elementos que el MME pueda garantizar la seguridad del suministro y el funcionamiento adecuado del mercado. Lo peor que puede suceder es la apertura del mercado que conduce a desequilibrios y provoca retrocesos, un movimiento que no se desea.

Ahora, en relación al plazo de 42 meses, esta evaluación depende más de CCEE y ANEEL, que se verán más afectados. Desde la perspectiva de los instrumentos de planificación para garantizar el suministro durante todo el proceso, se ve la posibilidad de establecer los mecanismos adecuados para garantizar la expansión en este horizonte. Desde la perspectiva de los instrumentos de planificación, la fecha límite no sería el cuello de botella o el punto crítico para esta medida.

Referencias

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: Primeiros Passos na CCEE. Guia prático para novos agentes da Câmara
Guia prático para novos agentes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2015): Manual provisório para obtenção da autorização para comercialização de energia elétrica. Disponível em linha em

<https://www.aneel.gov.br/documents/655808/0/Manual+provis%C3%B3rio+para+obten%C3%A7%C3%A3o+da+autoriza%C3%A7%C3%A3o+para+comercializa%C3%A7%C3%A3o+de+energia+el%C3%A9trica/9bf8394a-47eb-45ea-aba7-ac1992006a85>.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2018): 17 Leilão Energia Existente (A-1). Disponível em linha em

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=50658443750780&_adf.ctrl-state=19qfuysfpn_1#!%40%40%3F_afLoop%3D50658443750780%26_adf.ctrl-state%3D19qfuysfpn_5.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2019a): 19 Leilão Energia Existente (A-1). Disponível em linha em

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=50658443750780&_adf.ctrl-state=19qfuysfpn_1#!%40%40%3F_afLoop%3D50658443750780%26_adf.ctrl-state%3D19qfuysfpn_5.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2019b): Procedimentos de Comercialização. Módulo 1 - Agentes. Disponível em linha em

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=50658443750780&_adf.ctrl-state=19qfuysfpn_1#!%40%40%3F_afLoop%3D50658443750780%26_adf.ctrl-state%3D19qfuysfpn_5.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2020a): 21 Leilão Energia Existente (A-1). Disponível em linha em

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=50658443750780&_adf.ctrl-state=19qfuysfpn_1#!%40%40%3F_afLoop%3D50658443750780%26_adf.ctrl-state%3D19qfuysfpn_5.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2020b): Regras de Comercialização. Preço de Liquidação por Diferenças (PLD). Disponível em linha em

https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=50658443750780&_adf.ctrl-state=19qfuysfpn_1#!%40%40%3F_afLoop%3D50658443750780%26_adf.ctrl-state%3D19qfuysfpn_5.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2020c): Mercado Livre de Energia Elétrica. Disponible en línea en <https://www.mercadolivredeenergia.com.br/mercado-livre-de-energia/>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (2020d): Sector eléctrico - Conozca el entorno en el que se inserta CCEE. Disponible en línea en https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=ohbemheog_1&_afLoop=54784001771579#!%40%40%3F_afLoop%3D54784001771579%26_adf.ctrl-state%3Dohbemheog_5, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2013): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2014): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2015a): Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión. Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2015b): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2016): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2017): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Conheça a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL (2020). Disponible en línea en <https://www.aneel.gov.br/a-aneel>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Empresa de Pesquisas Energética - EPE (2020): Quem Somos. Disponible en línea en <http://epe.gov.br/pt/a-epe/quem-somos>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Empresa de Pesquisas Energética - EPE; Ministério de Minas e Energia (2019): Anuário Estatístico de Energia Elétrica.

ITAIPU BINACIONAL (2020): Participación en los mercados. Disponible en línea en <https://www.itaipu.gov.py/es/energia/participacion-en-los-mercados>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Lucas de Almeida Braga (2018): Um Estudo sobre o Mercado de Energia Elétrica no Brasil.

Mercado Livre - ABRACEEL (2020). Disponible en línea en <https://abraceel.com.br/mercado-livre/#como-funciona-o-mercado-livre>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Ministério de Minas e Energia (2020a): CMSE - Ministerio de Minas y Energía. Disponible en línea en <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Ministério de Minas e Energia (2020b): CNPE - Ministerio de Minas y Energía. Disponible en línea en <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Ministério de Minas e Energia (2020c): El Ministerio. Disponible en línea en <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/institucional/o-ministerio>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Nivalde de Castro; Roberto Brandão; Nelson Hubner; Guilherme Dantas; Rubens Rosental (2014): La formación del precio de la energía eléctrica: Experiencias internacionales y el modelo brasileño. Grupo de estudos do Setor Elétrico UFRJ.

Nivalde de Castro; Roberto Brandão; Rubens Rosental; Paola Dorado (2015): Integración eléctrica internacional de Brasil: Antecedentes, situación actual y perspectivas. Grupo de estudos do Setor Elétrico UFRJ.

Operador del Sistema Eléctrico Nacional - ONS (2020a): El Sistema en Números. Disponible en línea en <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Operador del Sistema Eléctrico Nacional - ONS (2020b): O que é ONS. Disponible en línea en <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Portaria MME Nº 339 DE 15/08/2018 - Federal (2020). Disponible en línea en <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=366276>, Última actualización el 16/03/2020, Última comprobación el 16/03/2020.

Presidência da República - Casa Civil (2019): DECRETO Nº 4.550, DE 27 DE DEZEMBRO DE 2002. Regulamenta a comercialização de energia elétrica gerada pela Eletrobrás Termonuclear S/A - ELETRONUCLEAR, por ITAIPU Binacional e dá outras providências. Disponible en línea en http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/D4550.htm, Última actualización el 12/09/2019, Última comprobación el 16/03/2020.

Richard Rios (2017): Análisis de opciones de comercialización de Energía Eléctrica paraguaya de ITAIPÚ Binacional en el mercado eléctrico brasileiro.

Yasmin Martins de Oliveira (2017): O Mercado Livre do Energia do Brasil: Aprimoramentos para sua expansao. Brasilia.

<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53133514/o-risco-com-a-contratacao-de-energia-ja-deveriamos-ter-aprendido-essa-licao>Haga clic aquí para escribir texto.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 02

ASUNTO: “Comercialización de energía de Itaipu en el mercado eléctrico del Brasil”

Fecha: 01.06.2020

Informe N° GT.C – 02

Fecha: 01.06.2020

Asunto: Comercialización de energía de Itaipu en el mercado eléctrico del Brasil

Participantes:

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de la ANDE; Coordinador del GT.C

Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME

Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE

Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU

Ing. Gerardo Blando, representante de ITAIPU

Ing. María de la Paz Barrail, representante de la ANDE

Ing. Felipe Mitjans, representante del MRE

1. Objeto y descripción del tema

Analizar la normativa vigente relacionada a la comercialización de la energía eléctrica proveniente de la CH Itaipú en el mercado brasileño.

2. Bases e informaciones utilizadas

Los datos e informaciones utilizadas están referenciados en el Anexo “Comercialización de energía de Itaipu en el mercado eléctrico del Brasil”, adjunto al presente informe.

3. Desarrollo del tema

A. Agente Comercializador

La Potencia que Itaipú pondrá, con carácter permanente, a disposición de las entidades compradoras, en los periodos de tiempo y en las condiciones de los respectivos contratos de compra-venta de los servicios de electricidad, es de **12.135 MW**.

Conforme al ítem II.4 del Anexo “C” del Tratado, cada Entidad tiene derecho a utilizar la energía que pueda ser producida por la potencia por ella contratada, hasta el límite que será establecido por la ITAIPU para cada lapso de operación.

La producción de energía **promedio de 90.743 GWh/año** corresponde al periodo de generación desde el año 1997 (año oficial de entrada en operación comercial de Itaipu) al 2019 y, la energía garantizada, utilizada para planificación, es de **75.340 GWh**. En el 2019, con una producción de 79.444,51 GWh, Itaipu suministró a las Entidades Compradoras 78.893,40 GWh, descontando el consumo propio, siendo direccionado al Brasil el 80% de la producción, y el 20% restante consumido por el Paraguay. La energía de Itaipu representó el 11% de la energía consumida en el Brasil mientras que en el Paraguay representó el 88% del consumo.

Toda la energía de Itaipu es **comercializada en el Brasil por la Centrais Eletricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, definida como Agente Comercializador de la Energía de Itaipu por Ley N° 5.899/1973 y su modificatoria Ley N° 10.438/2002**, siendo ella la responsable por la adquisición de la totalidad de los servicios de electricidad de Itaipu en el Brasil, en el régimen de cotas, y repasada a las distribuidoras de las regiones Sudeste, Centro-Oeste y Sur. Para el efecto fue definida la llamada **Tarifa de Repase de Potencia de Itaipu**, calculada anualmente por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL. Por **Decreto N° 4.550/2002** se reglamentó el cálculo de la tarifa de repase de potencia proveniente de Itaipu así como la definición de la Cuenta de Comercialización de Energía de Itaipu.

El acuerdo establecido en el **Tratado de Itaipu** con relación a la prestación del servicio de electricidad a las empresas compradoras se encuentra en el **Artículo XIII**, donde expresa que **la energía producida será dividida en partes iguales entre los dos países**; en el párrafo único del mismo Artículo especifica que **ambos países se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente, en la forma que acordaren el total de la potencia instalada**.

En relación a la obligación de adquisición del total de la potencia instalada, en la Nota Reversal N.R. 5 de fecha 26.04.1973, se establece que el Gobierno Brasileño, por intermedio de la Eletrobras, se compromete a celebrar contratos con Itaipu, en las condiciones establecidas en el Tratado y sus Anexos, de manera tal que **el total de la potencia contratada sea igual al total de la potencia instalada**. Es por ello, que en el Artículo 4° de la **Ley N° 5.899/1973** se **designa a la Eletrobras para la adquisición de la totalidad de los mencionados servicios de electricidad de Itaipu**.

B. Ambiente de comercialización de la energía de Itaipu

El **Decreto N° 4.550, del 12/27/2002**, establece las directrices para la comercialización de la energía producida en la Usina Itaipu Binacional, conforme indicado en el Artículo 29° del Decreto N° 2.655 del 02.07.1998, en el Artículo 4° de la Ley N° 5.899 del 05.07.1973 y en los Artículos 19° a 21° de la Ley N° 10.438 del 26.04.2002.

Conforme al Artículo 13° del Decreto N° 4.550/2002, modificado por el Decreto N° 6.265 de 2007 y Decreto N° 5.287 de 2004, para fines de aplicación de las reglas y procedimientos de Comercialización de Energía, la usina de Itaipu es considerada **participante del Mecanismo de Realocación de Energía - MRE, del Ambiente de Comercialización Regulada, con tratamiento similar a cualquier generación hidráulica, y la Eletrobras**, como Agente Comercializador de Energía de Itaipu, es la titular de las contabilizaciones efectuadas en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, correspondiente a la energía cedida o recibida por Itaipu en función de la optimización de la operación, derivadas del MRE.

C. Garantía física de Itaipu

La garantía física de la UHE Itaipu para el Sistema Eléctrico Brasileño (SEB), fue definida con base en el **Decreto N° 2655 de 02.07.1998 en 8.612 MWmedios**, teniendo como referencia el Plan de Operación de 1998 del Grupo de Coordinación para la Operación Interconectada – GCOI, que fue definido como la energía vinculada a la potencia contratada de Itaipu, coincidente con la energía garantizada de Itaipu.

La **Garantía Física (GF)** es una magnitud físico-económica medida en MWmedios, que representa la contribución de cada usina hidroeléctrica (UHE) para la confiabilidad energética del Sistema Interconectado Nacional Brasileño (SINB). **Es el límite máximo de contratación de un generador en el sistema y representa su factor de participación en el MRE**. Las GFs pueden ser revisadas a cada 5 años, con un límite de 5% en cada revisión y 10% en el total, conforme definido en el Decreto N° 2.655/1998.

Cuadro: Evolución de la Garantía Física de Itaipu

Periodo	Garantía Física	Reducción		Instrumento
	MWmedios	MWmedios	%	
Hasta 31/12/2007	8.612			
De 01/01/2008 a 31/12/2017	8.182	430,0	5,0%	MME N° 303/04 de 18/11/2004
A partir de 01/01/2018	7.772,9	409,1	5,0%	MME N° 178/2017 de 03/05/2017

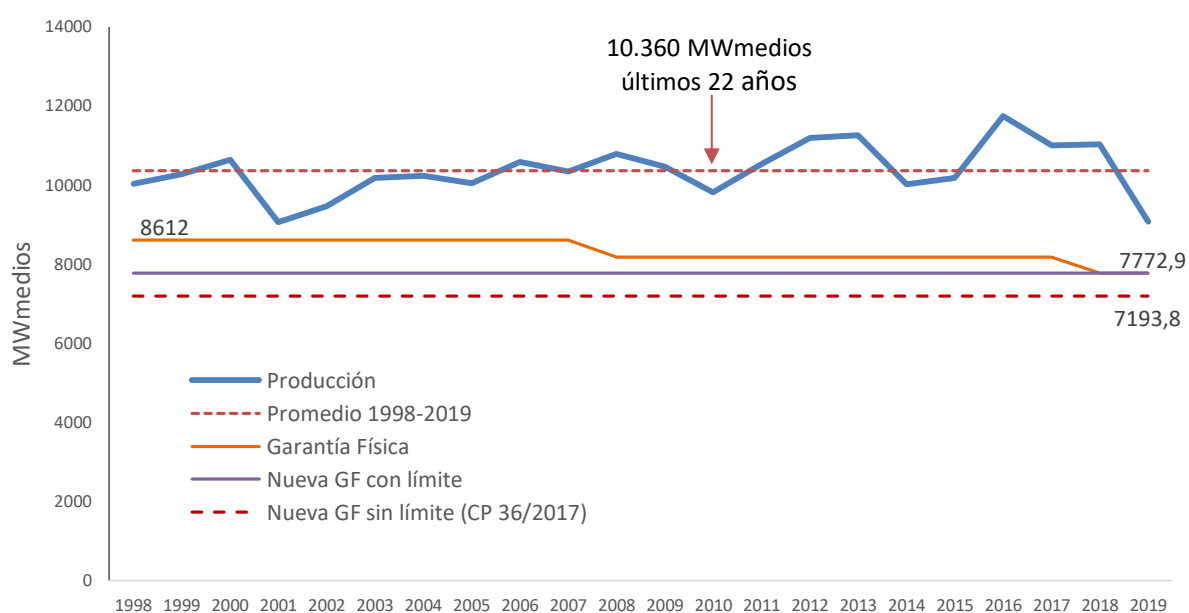
Según consta en el informe elaborado por Itaipu como contribución a la Consulta Pública N° 85/2019, ***“considerando la renegociación entre Brasil y Paraguay de las bases financieras de Itaipu en 2023, y por tanto la incerteza aun existente en relación al tratamiento comercial que será dado a la energía proveniente de la usina, es extremadamente relevante que la garantía física de la UHE Itaipu considerada para el SEB esté adecuada”***.

Asimismo, según lo expresado en el mismo informe del 2019, la Itaipu es una entidad binacional, de derecho público internacional, creada y regida por el Tratado que la creó, firmada por los gobiernos del Brasil y Paraguay. En estos términos Itaipu no es detentora de concesión otorgada por la Unión¹ en los términos de la legislación brasileña. Su naturaleza peculiar implica en tratamientos específicos, conforme reconocido por la propia ANEEL en el Parecer N° 101/2002 PCE/ANEEL:

“(…) la Itaipu Binacional no es detentora de concesión otorgada por la Unión, goza ella de una situación singularísima, ya que el potencial hidráulico/recursos hídricos por ella aprovechados pertenecen en condominio, en partes iguales, al Brasil y al Paraguay, y el derecho de explotación para generación de energía eléctrica le fue otorgado por medio de Tratado internacional entre dos países, no pudiendo por eso, ser sometida a las mismas exigencias de las concesiones otorgadas por la Unión, si tales exigencias no se armonizan con los principios que delinearon el Tratado Binacional”.

En las dos últimas Consultas Públicas que guardan relación con la revisión de la Garantía Física de las Usinas Hidroeléctricas despachadas centralizadamente, Itaipu propuso que el Ministerio de Minas y Energía (MME) estudie medidas de mejora de la metodología de definición de los montos de las garantías físicas, ya que a pesar de la elevada generación de Itaipu frente a la garantía física a ella atribuida, tal garantía viene sistemáticamente siendo disminuida por las metodologías vigentes. En la Consulta Pública N° 36/2017, la propuesta del MME consistía en que a partir del 2018, sean considerados la integralidad de los resultados obtenidos en el cálculo realizado para la revisión ordinaria, que para Itaipu esto significaría la reducción de la garantía física a **7.193,8 MWmedios**. En el siguiente cuadro se puede verificar lo afirmado.

Gráfico: Generación anual verificada y garantías físicas de Itaipu (MWmedios) 1998 – 2019



¹ La Unión es la persona jurídica de derecho público interno, entidad federativa autónoma en relación a los Estados miembros, Municipios y Distrito Federal, que posee competencias administrativas y legislativas determinadas constitucionalmente.

La Eletrobras por su parte, en su **Contribución para la Consulta Pública N° 36/2017** hace mención a que cualquier tipo de modificación en la Garantía Física de Itaipu no presupone la alteración de la energía vinculada, que es un parámetro propio de la UHE ITAIPU, cuyo costo está incluido en el Costo Unitario del Servicio de Electricidad (CUSE) de la Itaipu Binacional y repasado a las Distribuidoras cotistas. Al cambiar la garantía física de la ITAIPU en el MRE, se está infringiendo las disposiciones del Tratado cuando se refiere a la división de la energía en partes iguales dividiendo la potencia instalada de la planta. Continúa refiriéndose a que la energía vinculada de ITAIPU, diferente de la garantía física del ITAIPU en el MRE, traerá desequilibrio, ya que los consumidores cautivos están pagando la tarifa de potencia y energía asociada, pero recibiendo el lastro de una garantía física mucho menor, que la disponible para contratación.

D. Potencia Contratada y Energía asociada a Itaipu

Conforme establecido por **Decreto N° 4.550, del 12/27/2002**, y posteriormente su modificación por **Decreto N° 5.287, de 11/26/2004**, *la ANEEL establecerá anualmente la potencia contratada y el monto de energía eléctrica, referente a cada concesionaria de distribución; la ANEEL podrá revisar los montos de potencia y energía contratadas por los concesionarios cota-partistas, de conformidad con lo establecido en el párrafo único del Artículo 9° de la Ley N° 5.899/1973, en función de la evolución de los mercados de energía de los concesionarios.*

Las cotas-partes son utilizadas con el fin de prorratear la potencia y energía de Itaipu, y corresponden a la razón del mercado facturado (cautivo y de abastecimiento, cuando hubiera) de cada distribuidora en relación a la suma de los mercados facturados de todas las distribuidoras, correspondiente a las concesionarias de servicio público de distribución de las Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste.

Por **Resolución Homologatoria N° 2.642** del 26 de noviembre de 2019 fueron definidos los montos de las **potencias contratadas, las cotas partes y la energía eléctrica referente a la Usina Hidroeléctrica – UHE Itaipu** para el año de 2020, que deberán ser repasadas a las concesionarias de Distribución de energía eléctrica de las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste en el 2020, que totalizan 30; también se definen los **valores correspondientes a las cotas partes, prorrateo de potencia y energía, para el año 2027.**

Cabe destacar que el Anexo C del Tratado de Itaipu está en vigor hasta el 2023, por lo que podrían plantearse preguntas sobre la eficacia o no del cálculo de las cuotas parciales para 2027. Pero como recomienda la **Nota Técnica N° 069/2018-SRG-SGT/ANEEL**, la ANEEL continuará calculando los valores correspondientes a la cotas-partes a ser consideradas en el prorrateo de potencia y energía para el año de 2027, correspondientes a la potencia contratada de Itaipu hasta que el Ministerio de Minas y Energía (MME) disponga lo contrario.

33. Habiendo el Tratado de Itaipu entrado en vigor el 13/08/1973, se desprende que la expiración del plazo de 50 años tendrá lugar el 13/08/2023, ocasión en que serán revisadas las disposiciones del Tratado. (...)

(...) 35. Debe señalarse que esa orientación es competencia del MME. Así pues, hasta tanto no haya indicación al contrario, la ANEEL seguirá calculando las cotas del Itaipu de conformidad con la legislación vigente, considerando que cualquier modificación del Tratado de Itaipu sólo surtirá efecto cuando la energía se asigne a partir de 2023.

Los valores considerados para el cálculo fueron definidos de la siguiente forma:

- a) La Potencia Contratada promedio de Eletrobras para el año 2019 de 10.802 MW, y para la ANDE de 1.333 MW, totalizando la potencia disponible de Itaipu de 12.135 MW.
- b) La carga de la ANDE para el 2019 es de **941,678 MWmedios**.
- c) La garantía física de Itaipu es de **7.772,9 MWmedios**.

- d) La energía eléctrica anual de Itaipu a ser comercializada con las Distribuidoras cotistas es de **6.831,222 MWmedios**, resultado de la diferencia entre la garantía física y la carga de ANDE.
- e) Considerando los días y horas de cada mes, la energía eléctrica de Itaipu al SINB, correspondiente a la garantía física, asciende a **60.005.457,599 MWh**. En cuanto a la Energía no vinculada a la Potencia Contratada de Itaipu, correspondiente al monto de energía suministrada al Brasil por Itaipu que exceda el monto de energía vinculada a la potencia contratada, es la Eletrobras quien arcará con los costos de royalties, resarcimientos y de remuneración por cesión de energía derivados de la energía secundaria asignadas a la usina de Itaipu; dicha energía es contabilizada en la CCEE a favor de Eletrobras, obedeciendo las reglas y procedimientos de comercialización aprobadas por la ANEEL.

E. Tarifa de Repase de Potencia de Itaipu

La ANEEL establece anualmente la **Tarifa de Repase** a ser practicada por la Eletrobras en la comercialización de la energía eléctrica proveniente de Itaipu; y los concesionarios abonan a Eletrobras el valor resultante de la multiplicación de su cota-parte mensual de potencia por la Tarifa de Repase.

Por **Resolución Homologatoria N° 2.654** del 17 de diciembre de 2019 se establece la **Tarifa de Repase de Potencia Contratada de Itaipu para el año 2020**, a ser practicada por Eletrobras a todas las concesionarias detentoras de cota-parte de Itaipu (30 Distribuidoras), a las facturaciones realizadas del 1° de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2020, en Reales equivalentes a **28,41 USD/KW.mes**.

La referida Tarifa se basará en:

I - El **costo unitario del servicio de electricidad Itaipu (CUSE)** conforme definido en el Anexo "C" del Tratado de ITAIPU;

II - El costo de la **remuneración de la energía cedida** al Brasil por el Paraguay;

III- La parte del **Diferencial** resultante de la **retirada del factor de ajuste anual** que trata el Artículo 6° de la **Ley N° 11.480/2007** *“Autoriza la renegociación de los créditos de la Unión y de la Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS con Itaipu Binacional, y da otras providencias”*.

IV - El saldo de la **Cuenta de Comercialización de Electricidad de Itaipu**, garantizando el reembolso a Eletrobras de los gastos incurridos.

Entre los gastos se incluyen los resultados consolidados del Mecanismo de Realocación de Energía – MRE y de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica - CCEE:

Ingresos relativos a la cesión de energía de Itaipu a las demás usinas participantes del MRE, por la energía superior a su garantía física, remunerada por medio de la **Tarifa de Energía de Optimización** de la Central Hidroeléctrica Itaipu (**TEO Itaipu**) del orden de **R\$ 39,68/MWh** conforme Resolución Homologatoria REN N° 2.655, de 17.12.2019;

Egresos como los pagos referentes a la adquisición de energía de otras usinas participantes del MRE, para atender a la garantía física de su potencia contratada en caso de déficit; compras de energía en la CCEE para cubrir eventuales exposiciones de Eletrobras provenientes de compromisos anuales de entrega de energía vinculada a la potencia contratada; costos de naturaleza operacional, tributaria y administrativa incurridos por la Eletrobras como consecuencia de la comercialización de energía proveniente de Itaipu.

Si el **resultado final de la Cuenta es negativo**, se incorpora al **cálculo de la Tarifa de Repase de la Potencia Contratada de Itaipu para el año siguiente**, que será pagada por los consumidores de las distribuidoras cotistas, localizadas en las regiones S/SE/CO. **Si el resultado final es positivo está destinado a los consumidores del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, categorías Residenciales y Rurales, con un consumo mensual inferior a 350 kWh**, mediante un crédito de un

“bono”, en las cuentas de energía eléctrica, proporcional al consumo individual, de acuerdo con el Artículo 21° de la Ley N° 10.438 de 26 de abril de 2002.

A modo informativo, se detallan los resultados de las Tarifas de Repase de Potencia de Itaipu de los últimos 6 años, que fueron pasando por varias modificaciones reglamentarias en cuanto a liquidaciones, variaciones de las condiciones del mercado, tasa de cambios, factores de ajustes, entre otros.

Cuadro: Histórico de la Tarifa de Repase de Itaipu

Componentes	USD/kW.mes					2020
	2015	2016	2017	2018	2019	
Costo Unitario del Servicio de Electricidad de Itaipu	22,6	22,6	22,6	22,6	22,60	22,60
Costo de la Energía Cedida al Brasil	0,7387	0,7042	3,1489	2,5818	1,52	2,02
Parte del Diferencial debido a la retirada del Factor de Ajuste	2,9396	2,4791	1,8836	2,6605	3,4687	3,7634
Saldo de la Cuenta de Comercialización	11,79	-	1,09	1,11	0,12	0,02
Tarifa de Repase de Potencia Contratada (USD/kW.mes)	38,07	25,78	28,72	28,95	27,71	28,41

2016 - Saldo de la cuenta fue positivo; 2017 - FM 15,3 desde 17.11.2016/Ley N° 13.360

Transporte de energía de Itaipu

Por otra parte, en el **Decreto N° 2655 del 2 de julio de 1998**, en su Artículo 27° establece que el repase de la energía eléctrica generada por Itaipu Binacional será objeto de contratos específicos celebrados directamente entre los concesionarios y autorizados (Distribuidores cotistas) que actúan en el sistema interconectado Sur/Sudeste/Centro-Oeste y Eletrobras. Dichos contratos **deben prever el pago, a FURNAS, para el transporte de energía eléctrica desde ITAIPU Binacional.**

Por **Resolución Homologatoria REH N° 2.562, de 25 de junio de 2019** se establece el valor de las Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión - TUST de energía eléctrica, componentes del Sistema Interconectado Nacional para el ciclo 2019-2020, y en su Artículo 3° se define en **10.357,15 R\$/MW.mes** el valor de la tarifa mensual de transporte de energía eléctrica proveniente de Itaipu Binacional, con vigencia desde el 1 de julio de 2019 hasta el 30 de junio de 2020, que se aplicará a sus Distribuidoras cotistas. Los cargos derivados de la aplicación de la tarifa de transporte **son abonados a Furnas Centrais Elétricas S.A.**, por el uso de las instalaciones de conexión dedicadas a Itaipu Binacional.

Costo de la energía de Itaipu para las Distribuidoras del Brasil

De manera a hacer algunos cálculos estimados en relación al costo fijo que tienen las Distribuidoras Cotistas tenemos los siguientes resultados en el siguiente cuadro, según el tipo de cambio que se utilice, ya que los costos son en Dólares americanos.

Cuadro: Costo final de la energía de Itaipu para el Distribuidor – Cotista

	CASO 1	CASO 2
Tarifa de Repase de Potencia Contratada (USD/kW.mes)	28,41	28,41
Considerando TC variable de los últimos doce meses (máximo 5,35 R/USD; mínimo 4,02 R/USD) – feb/2020	4,02	5,35
Tarifa de Repase de Potencia Contratada (R\$/MW.mes)	114.191,15	151.970,77
Tarifa de Transporte de Itaipu - FURNAS (R\$/MW.mes)	10.357,15	10.357,15
Tarifa de Transporte de Itaipu - FURNAS (USD/MW.mes)	2.576,40	1.935,92
Total (R\$/MW.mes)	124.565,35	162.350,65
Potencia Eletrobras MW (<i>considerada p/ 2020</i>)	129.619,00	129.619,00
Total costos (R\$ 2020)	16.146.036.101,65	21.043.728.902,35
Total costos (USD 2020)	4.016.426.890,96	3.933.407.271,47
Garantía Física MWh (<i>considerada p/ 2020</i>)	60.005.454,05	60.005.454,05
Costo R\$/MWh para el Distribuidor	269,08	350,70
Costo USD/MWh para el Distribuidor	66,93	65,55

Cotas post 2023

Conforme expresado en la Nota Técnica N° 069/2018-SRG-SGT/ANEEL, fue sugerido por el **Instituto de Engenharia do Paraná – IEP Energia** un nuevo criterio de prorrateo de cotas-parte de Itaipu a partir del 2023, así como que se mantengan los actuales cotistas, bajo las siguientes exposiciones:

- En la época de la implantación de Itaipu, los consumidores de COPEL y otras empresas verticalizadas, tuvieron que renunciar a energías baratas que sus usinas producían, y pagar una energía mucho más cara.
- De acuerdo con el Anexo C del Tratado de Itaipu, luego de 50 años será revisado. Visto que esta discusión aún no ocurrió, se desconoce cuál será la energía asegurada de Itaipu que el Paraguay venderá al Brasil.
- La amortización de los préstamos para el pago de la deuda de Itaipu terminan en el primer trimestre del 2023 lo que representara una economía mínima de cerca de 2.000 millones de USD por año.
- Los consumidores de las regiones Sur y Sudeste que en los cuarenta años anteriores soportaron el costo total de las tarifas altas, ciertamente van a querer continuar con la exclusividad en la compra de la energía de hasta 60% menor.
- Finalmente propone que la determinación de las cotas-parte de cada distribuidora sea revisada y considere el mercado facturado de cada una de ellas pero de los últimos 40 años.

Por otro lado, manifiesta que las cuestiones de orden jurídica, técnica y económica-financiera, sugieren la necesidad de reevaluar en el momento oportuno el criterio de prorrateo de la comercialización de la energía de Itaipu, especialmente en cuanto a la posibilidad de la extensión a todas las concesionarias de Distribución de energía eléctrica del SINB.

4. Conclusiones

En cuanto al tratamiento que tiene la energía proveniente de la UHE Itaipu en el mercado brasileño es importante concluir:

- i. En el mercado brasileño **se realizan transacciones de energía eléctrica**, e **Itaipu** vende **Potencia** a las Entidades Compradoras.
- ii. La única empresa autorizada a comercializar energía proveniente de la UHE Itaipu en el mercado brasileño es la **Eletrobras**. Para su alteración o inclusión de otra entidad autorizada habría que modificar leyes y decretos reglamentarios vigentes en el Brasil.
- iii. Toda la energía proveniente de la UHE Itaipu está destinada al **Mercado Regulado**, y comparte los **riesgos hidrológicos** con las demás usinas hidroeléctricas a través de un mecanismo llamado MRE. La garantía física es asignada bajo la modalidad de cotas a las Distribuidoras definidas por la ANEEL. En caso de querer comercializar la energía paraguaya de Itaipu en un ambiente diferente deberían modificarse reglamentaciones internas.
- iv. La Eletrobras **repasa su contrato de potencia con Itaipu** conforme a **cotas prorrateadas aprobadas, a las distribuidoras de los Sistemas Sudeste y Centro-Oeste**. Cada año se define la **Tarifa de Repase de Potencia de Itaipu**, en USD/kW mes, a ser aplicado a las Distribuidoras.
- v. La garantía física es el límite máximo de energía que puede ser asignado a una distribuidora en proporción a la potencia contratada a ella repasada, bajo la modalidad de cotas a las Distribuidoras brasileñas, definidas por el Ente Regulador- ANEEL. Es el límite definido conforme a las reglamentaciones internas del mercado brasileño, a efectos de comprometer energía en contratos.
- vi. El concepto de garantía física no es el mismo concepto que la energía garantizada de Itaipu a sus Entidades Compradoras. En términos de potencia media, la garantía física de la UHE Itaipu considerada a los efectos de contratación en el mercado brasileño, pasó de 8.612 MWmedios a 7.772,9 MWmedios (10% a menos), conforme a las reglamentaciones del mercado.
- vii. La definición de la garantía física de la UHE Itaipu es un tema de gran importancia que debe ser tratado en el ámbito de la revisión del Anexo C, ya **“considerando la renegociación entre Brasil y Paraguay de las bases financieras de Itaipu en 2023, y por tanto la incerteza aun existente en relación al tratamiento comercial que será dado a la energía proveniente de la usina, es extremadamente relevante que la garantía física de la UHE Itaipu considerada para el Sistema Eléctrico Brasileiro esté adecuada”**. El límite establecido para comprometer en contratos es la garantía física y, tiene fuerte influencia en el costo final para las distribuidoras del Brasil en la energía que adquieren. Consecuentemente, tiene impacto sobre la competitividad de la energía eléctrica paraguaya de Itaipu en el Brasil. La diferencia de costos para las distribuidoras brasileñas, debida a la diferencia entre energía garantizada y garantía física, podría estimarse en el orden de 5,5 a 6 US\$/MWh.
- viii. La UHE Itaipu es la **última usina de la cascada**, no tiene prioridad alguna en el despacho centralizado y debe someterse a las reglas de optimización del sistema hidroenergético como un todo. Los riesgos hidrológicos y del mercado, son repasados a la Tarifa en la Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica, y es repasado a los consumidores.
- ix. Las Distribuidoras cotistas **pagan por potencia**, en USD, y reciben energía asociada dependiendo de las condiciones hidrológicas y del resultado de la optimización del despacho. Como la tendencia de la energía garantizada es ir disminuyendo y, el tipo de cambio Dólar/Real aumentando, la presión sobre la tarifa de Itaipu a las Distribuidoras es cada vez mayor.
- x. La presión de las Distribuidoras cotistas sobre la reducción de la tarifa de Itaipu post 2023 probablemente irá en aumento, así como de mantener el régimen de cotas pero con tarifa baja.

5. Referencias

Anexo “Comercialización de energía de Itaipu en el mercado eléctrico del Brasil”

Anexo al Informe GT.C. N°02
Comercialización de energía paraguaya de Itaipu en el
mercado eléctrico del Brasil

Mayo 2020

Contenido

Comercialización de energía paraguaya de Itaipu en el mercado eléctrico del Brasil.....	2
1 VISIÓN GENERAL DE ITAIPU BINACIONAL.....	2
2 ASPECTOS REGLAMENTARIOS DE LA COMERCIALIZACION DE LA ENERGIA ELECTRICA DE ITAIPU.....	5
2.1 MARCO NORMATIVO DE LA COMERCIALIZACION DE LA ENERGIA GENERADA POR ITAIPU	5
2.2 ENERGIA DE ITAIPU EN EL MECANISMO DE REALOCACION DE ENERGIA - MRE.....	8
2.3 GARANTIA FISICA DE ITAIPU	10
2.4 POTENCIAS CONTRATADAS Y ENERGIA ELECTRICA DE ITAIPU.....	17
2.4.1 Definición de la Potencia Contratada para el 2020	21
2.5 TARIFA DE REPASE DE POTENCIA DE ITAIPU	25
2.5.1 Costo Unitario de los Servicios de Electricidad de Itaipu – CUSE	26
2.5.2 Remuneración de la Energía Cedida del Paraguay al Brasil	29
2.5.3 Diferencial resultante de la Retirada del Factor de Ajuste	32
2.5.4 Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipu	33
2.5.5 Resultados obtenidos.....	35
2.6 TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU	36
2.7 IMPACTO DEL RIESGO HIDROLÓGICO DE ITAIPU EN LAS BANDERAS TARIFARIAS	37
2.7.1 Riesgos en la comercialización de energía hidroeléctrica	39
3 ASPECTOS ADICIONALES QUE GUARDAN RELACION CON LA UHE ITAIPU	43
3.1 PERSPECTIVAS PARA LA PRODUCCION DE LA UHE ITAIPU EN 2020	43
3.2 ITAIPU Y EL TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA UNION -TCU.....	45
3.3 VENCIMIENTO/REVISIÓN DE LAS CONCESIONES ITAIPU Y TUCURUÍ	47
3.4 COTAS POST 2023	49
4 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN / COSTOS DE RENOVACIÓN DE LAS CONCESIONES	49
4.1 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ITAIPU	49
4.2 CONCESIONES	52

Comercialización de energía paraguaya de Itaipu en el mercado eléctrico del Brasil

1 VISIÓN GENERAL DE ITAIPU BINACIONAL

El “**Tratado entre la República Federativa de Brasil y la República de Paraguay para el Aprovechamiento Hidroeléctrico de los Recursos Hídricos del río Paraná, pertenecientes en Condominio a los dos países, desde e inclusive el Salto Grande de Siete Caídas o Salto de Guairá hasta la boca del río Iguazú**”, firmado el 26.04.1973 entre los dos países, definidos como Altas Partes Contratantes, establece reglas para el aprovechamiento hidroeléctrico del río Paraná, perteneciente en condominio a los dos países, por medio de la creación de Itaipu, entidad binacional, en igualdad de derechos y obligaciones. Esta entidad es constituida por **ANDE y Eletrobras**, con igual participación en el capital.

El Tratado posee **tres Anexos**: Anexo A, que contiene el Estatuto de Itaipu; Anexo B, que presenta la descripción general de las instalaciones destinadas a la producción de energía eléctrica y de las obras auxiliares; y Anexo C, el cual contiene las bases financieras y de prestación de los servicios de electricidad. A pesar de que el Tratado no tiene fecha de término, el Anexo C posee una cláusula que prevé su revisión en un plazo de 50 años, periodo que Cierra en el año 2023 (Acta de Canje del Tratado de Itaipu de fecha 13.08.1973). Existen además **Notas Reversales (Notas Diplomáticas)**, que son garantías sobre el acuerdo, sometidas a la aprobación de los Parlamentos de ambos países.

Los Órganos de administración de Itaipu son el **Consejo de Administración** (12 Consejeros) y un **Directorio Ejecutivo** (12 miembros), integrados por igual número de nacionales de ambos países. Los Consejeros tienen un periodo de mandato de 4 años, pudiendo ser reelegidos sin que haya limite.

Cada uno de los países es **propietario del 50% de la usina y de la energía generada**. El acuerdo también prevé que el Brasil tiene **derecho de adquisición** de la energía que no es utilizada por el Paraguay para su propio consumo, monto conocido como “energía cedida”, cuya compensación en USD/GWh está definida en el Anexo C.

La ITAIPU cuenta con una **potencia instalada de 14.000 MW**, correspondiente a 20 unidades de generación de 700 MW cada una. El aprovechamiento hidroeléctrico de Itaipu comporta un conjunto generador compuesto de 18 unidades de 700 MW cada una y cuenta con 2 unidades generadoras de reserva, que tienen la función de sustituir a cualquiera de las unidades mientras esta tenga su operación interrumpida por motivos de orden técnico. Las unidades de reserva no son consideradas como «potencia instalada» para los fines de la contratación de potencia, previstos en el Artículo XIII, parágrafo único. La primera unidad generadora entró en operación en el año 1984 y las últimas dos en mayo del 2007. En condiciones favorables del Rio Paraná, la capacidad total de generación de Itaipu puede alcanzar y superar los 100.000 GWh.

El funcionamiento simultáneo de las 20 unidades se encuentra restringido asimismo por el **Acuerdo Tripartito firmado entre Paraguay, Argentina y Brasil en 1979**. Este Acuerdo estableció los parámetros aguas debajo de la ITAIPU: i) variación horaria del nivel de 50 cm, ii) variación diaria del nivel de 2 m, iii) velocidad superficial normal de 2 m/s y iv) un caudal del orden de 12.600 m³/s.

La potencia que Itaipú pondrá, con carácter permanente, a disposición de las entidades compradoras, en los periodos de tiempo y en las condiciones de los respectivos contratos de compra-venta de los servicios de electricidad, es de **12.135 MW**, correspondiente a 20 unidades de 700 MW – 2 x 700 MW – reserva operativa y consumo interno. Conforme al ítem II.4 del Anexo “C”, cada Entidad tiene derecho a utilizar la energía que pueda ser producida por la potencia por ella contratada, hasta el límite que será establecido por la ITAIPU para cada lapso de operación.

La producción de energía **promedio de 90.743 GWh/año** corresponde al promedio de generación desde el año 1997 (año oficial de entrada en operación comercial de Itaipu) al 2019. En el 2019, con una producción de 79.444,51 GWh, que descontado el consumo propio, fue disponibilizado a las Entidades Compradoras 78.893,40 GWh siendo direccionado al Brasil el 80% de la producción de Itaipu, siendo el 20% restante consumido por el Paraguay. La energía de Itaipu representó el 11% de la energía consumida en el Brasil mientras que en el Paraguay representó el 88% del consumo.

Toda la energía de Itaipu es **comercializada en el Brasil por la Centrais Eletricas Brasileiras S.A. -Eletrobras, definida como Agente Comercializador de la Energía de Itaipu por Ley N° 5.899/1973**, siendo ella **la responsable por la adquisición de la totalidad de los servicios de electricidad de Itaipu en el Brasil**, en el régimen de cotas (la ANEEL anualmente prorroga la Garantía Física de los generadores, en este caso de Itaipu, entre las distribuidoras, y las parcelas de los prorrateos son llamadas de cotas), y repasada a las distribuidoras de las regiones Sudeste, Centro-Oeste y Sur. Para el efecto fue instituida la llamada **Tarifa de Repase de Potencia de Itaipu**, definida anualmente por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, compuesta por los ítems:

- a) Costo Unitario del Servicio de Energía Eléctrica (CUSE);
- b) Costo de la remuneración de la energía cedida por el Paraguay;
- c) Saldo de la cuenta de Comercialización de Energía de Itaipu; y
- d) Diferencial del factor de ajuste de la inflación americana retirada de los saldos deudores.

Por **Decreto N° 4.550/2002** se reglamentó la cuenta de Comercialización de Energía de Itaipu y disciplinó el cálculo de la tarifa de repase de potencia proveniente de Itaipu.

La fijación de los precios de energía de Itaipu sigue los parámetros de la regulación por el costo del servicio, muy utilizada en los años 1980. El modelo busca garantizar, a favor de la firma regulada, precios que remuneran los costos totales y contienen margen de lucro que proporcione una tasa interna de retorno adecuada a la continuidad de la producción de los bienes y/o servicios. Este modelo ha sido cada vez menos utilizado, pues presenta mayores posibilidades de apropiación de ganancias para las generadoras y menos incentivos a la eficiencia económica que los modelos regulatorios más precisos que le sucedieron.

El acuerdo establecido en el **Tratado de Itaipu** con relación a la prestación del servicio de electricidad a las empresas compradoras se encuentra en el **artículo XIII**, donde expresa que **la energía producida será dividida en partes iguales entre los dos países**; en el párrafo único del mismo Artículo especifica que **ambos países se comprometen a adquirir, conjunta o separadamente, en la forma que acordaren el total de la potencia instalada**.

Según las normativas vigentes, estos Contratos deberían tener una duración de 20 años, siendo posteriormente dividido en dos subperíodos de 10 años según lo acordado en la N.R. N° 1 del año 1974. En diciembre del año 2019 se han formalizado los contratos de compra-venta entre Itaipu – Ande y Eletrobras hasta el año 2022.

Asumiendo que el Paraguay no tendría forma de consumir toda su parte en un largo periodo de tiempo (considerando su mercado interno), se determinó por medio de la Nota Reversal N° 5 en el año 1973 que la ANDE tendría prioridad de definir su necesidad de potencia a contratar (de su parte), y toda aquella potencia no contratada la Eletrobras obligatoriamente debería contratarla. Esta condición de venta asegurada fue lo que viabilizó el proyecto de Itaipu y el pago de las obligaciones financieras de la entidad.

El modelo de contrato de ITAIPU, se basa en la modalidad “Take or Pay”, concepto que se utiliza en contratos de compra venta de un determinado producto (en este caso Potencia), en donde el comprador (ANDE y Eletrobras) queda obligado a pagar independiente del consumo que realice.

En este apartado se busca exponer como es considerada la energía eléctrica proveniente de la UHE Itaipu, comercializada por la Eletrobras en modalidad de cotas, la metodología de definición de sus tarifas a ser repasadas a los consumidores, las normativas vigentes en cuanto a la operación, contabilización y liquidación de la energía en el mercado, su garantía física según definiciones vigentes y los riesgos regulatorios que debe enfrentar así como su impacto.

Asimismo, analizaremos algunas cuestiones importantes relacionadas a la operación hidroenergética del sistema brasileño y su impacto en la UHE Itaipu.

Es importante tener presente las siguientes informaciones, que serán desarrolladas a lo largo del informe:

- i. La única empresa autorizada a comercializar energía proveniente de la CH-Itaipu en el mercado brasileiro es la **Eletrobras**. Para su alteración o inclusión de otra aiutorizada habría que modificar leyes y decretos reglamentarios vigentes del Brasil.
- ii. Toda la energía proveniente de la CH-Itaipu está destinada al **Mercado Regulado**, y comparte los riesgos hidrológicos con las demás usinas hidroeléctricas a través de un mecanismo llamado MRE. En caso de querer comercializarla en un ambiente diferente deberían modificarse reglamentaciones internas.
- iii. La Eletrobras **repasa su contrato de potencia con Itaipu** conforme cotas prorrateadas aprobadas, a las distribuidoras de los Sistemas Sudeste y Centro-Oeste. Cada año se define la **Tarifa de Repase de Potencia de Itaipu** , en Usd/kw mes, a ser aplicado a las Distribuidoras.

- iv. La **garantía física de la CH-Itaipu** considerada a los efectos de contratación en el mercado brasileiro, pasó de 8.612 MWmedios a 7.772,9 MWmedios, conforme a las reglamentaciones del mercado. **El concepto de garantía física no es el mismo concepto que la energía garantizada de Itaipu a sus Entidades Compradoras.**
- v. La definición de la garantía física de la UHE Itaipu es un tema que debe ser tratado en el ámbito de la revisión del Anexo C, ya **“considerando la renegociación entre Brasil y Paraguay de las bases financieras de Itaipu en 2023, y por tanto la incerteza aun existente en relación al tratamiento comercial que será dado a la energía proveniente de la usina, es extremadamente relevante que la garantía física de la UHE Itaipu considerada para el Sistema Eléctrico Brasileiro esté adecuada”**. El límite establecido para comprometer en contratos es la garantía física.
- vi. La CH-Itaipu es la **última usina de la cascada**, no tiene prioridad alguna en el despacho centralizado y debe someterse a las reglas de optimización del sistema hidroenergético como un todo.
- vii. Las Distribuidoras cotistas **pagan por potencia**, en USD, y reciben energía asociada dependiendo de las condiciones hidrológicas y del resultado de la optimización del despacho. Como la tendencia de la energía garantizada es ir disminuyendo, la presión sobre la tarifa de Itaipu es cada vez mayor.
- viii. La energía de Itaipu no está considerada como de importación, y la CH-Itaipu no es definida como punto de interconexión/intercambio.

2 ASPECTOS REGLAMENTARIOS DE LA COMERCIALIZACION DE LA ENERGIA ELECTRICA DE ITAIPU

2.1 MARCO NORMATIVO DE LA COMERCIALIZACION DE LA ENERGIA GENERADA POR ITAIPU

La **Ley N° 5.899, de 07.05.1973¹** y sus modificaciones por **Ley N° 10.438 de 04.26.2002²**, disponen sobre la adquisición de los servicios de electricidad de Itaipu, y define a la **Eletrobras** como el órgano de competencia técnica, financiera y administrativa del sector de energía eléctrica, para promover la construcción y operación, a través de subsidiarias de ámbito regional, de centrales de interés supra-estadual, y de sistemas de transmisión en alta y extra alta tensión, que busquen la integración inter-estadual de los sistemas eléctricos, así como de los sistemas de transmisión destinados al transporte de energía eléctrica producida en aprovechamientos energéticos binacionales.

En su artículo 3º se establece que la totalidad de los servicios de electricidad de Itaipu, usina de base, que, por el Tratado celebrado el 26.04.1973, con la República del Paraguay, para el aprovechamiento hidroeléctrico del Rio Paraná entre el Salto Grande de Sete Quedas o Salto del Guaira y Foz de Iguazu, el Brasil se obligó a adquirir, será utilizado por las empresas concesionarias, en las cotas que les fueran destinadas por el Poder Concedente.

En relación a la obligación de adquisición por parte del Brasil, se hace referencia a la Nota Reversal N.R. 5 de fecha 26.04.1973, que establece que el Gobierno Brasileiro, por intermedio de la Eletrobras, se compromete a celebrar contratos con Itaipu, en las condiciones establecidas en el Tratado y sus Anexos, de manera tal que el total de la

¹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5899.htm

² http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm

potencia contratada sea igual al total de la potencia instalada. Es por ello, que en el artículo 4º se designa a la Eletrobras para la adquisición de la totalidad de los mencionados servicios de electricidad de Itaipu.

Por tanto, la Eletrobras será el Agente Comercializador de Energía de Itaipu, quedando encargada de realizar la comercialización de la totalidad de la energía eléctrica de Itaipu consumida en el Brasil, en los términos de reglamentaciones de la ANEEL.

En cuanto a la construcción y operación de los sistemas de transmisión en extra alta tensión, así como las ampliaciones que sean necesarias en los respectivos sistemas ya existentes, para el transporte de la energía de Itaipu hasta los puntos de entrega a las empresas concesionarias, las mismas fueron encargadas a **Furnas Centrais Elétricas S.A. y Eletrosul, subsidiarias de la Eletrobras.**

El **Decreto N° 4.550, del 12/27/2002³**, establece las directrices para la comercialización de la energía producida en las Usinas Eletronuclear e Itaipu Binacional, conforme indicado en el Artículo 29º del Decreto N° 2.655 del 02.07.1998, en el Artículo 4º de la Ley N° 5.899 del 05.07.1973 y en los Artículos 19º a 21º de la Ley N° 10.438 del 26.04.2002.

Se definen los siguientes conceptos, para aplicación del Decreto:

- I. **Potencia Contratada de Itaipu:** potencia en kW que Itaipu coloca en carácter permanente a disposición de las Altas Partes Contratantes, indicadas en el Tratado celebrado el 26.04.1973, conforme Carta Compromiso o Instrumento contractual firmado entre Itaipu y Eletrobras;
- II. **Energía Vinculada a la Potencia Contratada de Itaipu:** monto de energía que cada entidad contratante puede utilizar en función de la potencia contratada, definido para cada mes calendario, conforme Carta Compromiso o Instrumento contractual firmado entre Itaipu y Eletrobras;
- III. **Energía no vinculada a la Potencia Contratada de Itaipu:** monto de energía suministrada al Brasil por Itaipu que exceda el monto de energía vinculada a la potencia contratada.
- IV. **Energía Secundaria del Sistema:** parte del total de la energía producida por los generadores, miembros del *Mecanismo de Realocação de Energia – MRE*, instituido por Decreto N° 2.655, de 02.07.1998 del cual participan las usinas hidroeléctricas con el objetivo de compartir entre ellas los riesgos hidrológicos, que excede el monto de energía asegurada del sistema, prorrateable entre los referidos generadores;
- V. **Energía Secundaria asignada a Itaipu:** parte de la energía secundaria del sistema asignada a Itaipu, en los términos de las reglas del MRE.

Según lo dispuesto en el Artículo 3º de la Ley N° 5.899 de 05.07.1973, las **cotas de energía constantes del compromiso de repase de la Eletrobras serán distribuidas entre los concesionarios de distribución de energía eléctrica (Distribuidoras cotistas)**, quedando a cargo de la ANEEL establecer la reglamentación necesaria. En el ítem 2.4 d se desarrolla este tema.

³ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/D4550.htm

El compromiso de adquisición de los servicios de electricidad de Itaipu, define la potencia contratada y los montos de energía vinculada a la potencia contratada. Los compromisos de repase de los servicios de electricidad de Itaipu a los concesionarios de distribución, define la potencia contratada y la garantía física, a título de energía asegurada.

La ANEEL, observando lo dispuesto en el Tratado y en el Artículo 4° del Decreto N° 5.163, de 30.07.2004 por el cual debe proponer criterios generales de garantía física de suministro, con vistas a asegurar el adecuado equilibrio entre confiabilidad de abastecimiento y modicidad de tarifas y precios, homologa, anualmente, la potencia contratada y los montos de energía eléctrica referente a cada concesionario.

Los montos de energía son calculados con la misma metodología empleada en el cálculo de la garantía física, a título de energía asegurada de las usinas participantes del MRE, y están sujetas a revisiones con la misma periodicidad y en las mismas condiciones, además de los ajustes previstos.

Los **riesgos hidrológicos asociados a la generación de Itaipu**, considerando el MRE, son asumidos por las concesionarias de distribución en la proporción del monto de energía eléctrica asignado a cada concesionaria y la proyección de ese resultado, para cada año, y deberá ser considerada por la ANEEL en la definición de las **banderas tarifarias**. En un apartado posterior, ítem 2.7, se desarrolla como impactan los costos de Itaipu en la **Cuenta Centralizadora de los Recursos de Banderas Tarifarias**.

Por otro lado, la ANEEL establece anualmente la **Tarifa de Repase** a ser practicada por la Eletrobras en la comercialización de la energía eléctrica proveniente de Itaipu; y los concesionarios abonan a Eletrobras el valor resultante de la multiplicación de su cota-parte mensual de potencia por la Tarifa de Repase. En el ítem 2.5 se desarrolla este tema.

Conforme al artículo 13° del Decreto N° 4550/2002, modificado por los Decretos N° 6.265 de 2007 y N° 5287 de 2004, para fines de aplicación de las reglas y procedimientos de Comercialización de Energía, la usina de Itaipu es considerada **participante del MRE y la Eletrobras, como Agente Comercializador de Energía de Itaipu, es la titular de las contabilizaciones efectuadas en la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE** derivadas del MRE.

- *En el MRE, la Usina de Itaipu tendrá tratamiento similar a cualquier generación hidráulica.*
- *La contabilización debe corresponder a la energía cedida o recibida por Itaipu en función de la optimización de la operación, consideradas las reglas del MRE.*

La **energía secundaria** derivada de la asignación hecha por el MRE a Itaipu es contabilizada en la CCEE a favor de Eletrobras, obedeciendo las reglas y procedimientos de comercialización aprobadas por la ANEEL.

- *La Eletrobras arcará con los costos de royalties y resarcimientos y de remuneración por cesión de energía derivados de la energía secundaria asignadas a la usina de Itaipu.*

La **energía secundaria** en el ámbito de la Itaipu Binacional corresponde a la energía adicional a la energía garantizada, y resulta en cargas adicionales para Itaipu no previstas en el Costo del Servicio de Electricidad, por tanto los pagos referentes a los Royalties y Resarcimientos de Cargas de Administración y Supervisión de la energía utilizada, son realizados por las Entidades Compradores que utilicen, en forma mensual. Por Resolución del Consejo de Administración **RCA N° 20/2002**, de fecha 30.08.2002, se puso en vigencia esta normativa.

2.2 ENERGIA DE ITAIPU EN EL MECANISMO DE REALOCACION DE ENERGIA - MRE

El **Mecanismo de Realocación de Energía – MRE** pasó a tener vigencia con el **Decreto N° 2655⁴ del 02.07.1998**, y tiene por objetivo compartir los riesgos hidrológicos entre las Usinas Hidroeléctricas - UHE participantes del mecanismo, siendo opcional para las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas - PCH y obligatorio para las demás generadoras de esta fuente.

El **riesgo hidrológico**, que es el riesgo asociado al volumen de agua de los ríos y, consecuentemente, al volumen de agua de los reservatorios, es inherente a la generación hidroeléctrica y posee tres componentes: el ciclo natural del agua; la disposición de las hidroeléctricas a lo largo de un mismo flujo (existencia de usinas en cascada, donde la operación óptima individual puede no necesariamente corresponder al óptimo global del sistema, la producción de energía de una usina libera más agua para el reservatorio de la usina siguiente, mejorando su potencial de producción) y la operación centralizada del Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS.

La **Garantía Física – GF** es una grandeza físico-económica medida en MWmedios, que representa la contribución de cada UHE para la confiabilidad energética del Sistema Interconectado Nacional – SIN. **Es el límite máximo de contratación de un generador en el sistema y representa su factor de participación en el MRE.** Las GFs son atribuidas por el Poder Concedente a las UHEs en el acto de otorgamiento de la concesión y pueden ser revisadas a cada 5 años, con un límite de 5 % en cada revisión y 10% en el total.

Del punto de vista individual de cada UHE, esos ítems, además de la propia carga o demanda del sistema, representan ejemplos de riesgos de mercado, y no son directamente gerenciados por los agentes.

El MRE es un sistema que comparte los riesgos individuales de cada usina con todas las UHEs componentes de su submercado y entre los submercados del país. **La participación relativa de cada UHE en el MRE es medida por la relación entre su GF y la suma de las GFs de todos los participantes del MRE.** Una GF mal determinada por el Poder Concedente representa un subsidio cruzado de un agente para otro.

Por **Resolución Normativa REN N° 584⁵, del 29 de octubre de 2013**, se estableció que la sazonalización de la garantía física para fines de asignación de energía en el MRE, la Usina de Itaipu y otras cotistas, seguirá el perfil de sazonalización de los demás agentes participantes en el MRE. Esta forma de sazonalización garantiza neutralidad en el proceso de asignación de energía de estas usinas, que perciben una asignación igual a si el proceso fuese considerado flat.

“La sazonalización de la energía vinculada relacionada con Itaipu debe ser uniforme, proporcional al número de horas de cada mes del año y la modulación de la garantía física sazonalizada a efectos de asignación de energía en el MRE debe llevarse a cabo, para cada período de comercialización, de acuerdo con el perfil de generación total de las plantas MRE”.

El hecho de compartir los riesgos en el MRE es realizado contablemente, sin una contrapartida energética, y ocurre en dos niveles: **primero, dentro del submercado, entre las UHEs componentes; y después, entre los submercados de UHEs integrantes del SIN.**

⁴ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm

⁵ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013584.pdf>

En cada periodo de comercialización, equivalente a 15 minutos, se determinan las producciones y las GFs de cada UHE. Con esa información, se calibra el **factor de ajuste del MRE** de ese periodo, dado por la **razón entre la suma de la generación de todas las UHEs participantes del MRE y sus respectivas GFs**. En la secuencia, el factor de ajuste es aplicado a la GF de cada UHE, determinando el monto que le es debido en relación al volumen total de la energía generada por los condóminos del MRE. El mismo cálculo es realizado para todas las UHEs y en seguida es realizado para cada submercado, momento en el cual se identifican los **submercados deficitarios y los superavitarios**.

A partir de esta determinación, se compara el volumen individualmente generado por la UHE con el factor de ajuste alcanzado en su submercado específico. **Si la UHE generó más del monto equivalente a ese ajuste**, el excedente es repasado a las UHEs que estén en situación deficitaria dentro del submercado, hasta que todas las UHEs del submercado estén en el mismo nivel de asignación. Caso esa asignación dentro del submercado sea insuficiente para que las UHEs alcancen el factor de ajuste calculado para todo el MRE, o sea, caso el submercado sea deficitario, las UHEs de ese submercado tendrán derecho a la **producción excedente de los submercados superavitarios**, hasta que todas las **UHEs del país perciban un mismo factor de ajuste**.

La relación entre el total de la generación verificada y el total de la GF de todo el MRE es el llamado Generation Scaling Factor – GSF:

- a) cuando la generación verificada total excede la GF total, el factor **GSF es mayor que 1**. En este caso, el excedente del MRE es llamado de **“Energía Secundaria”** y los ingresos decurrentes de ella, liquidada al precio **Precio de Liquidación de Diferencias – PLD** y distribuida a todos los integrantes del MRE en la proporción de su GF's. La **Tarifa de Energía de Optimización - TEO** cubre los costos de operación y mantenimiento de las UHE, y es remunerada a las usinas que generaron arriba de su GF practicado en el periodo, por la **“Energía Secundaria”**.
- b) cuando la **GSF es menor que 1**, las UHEs del mecanismo poseen derechos de montos de energía inferiores a sus garantías físicas. Por consiguiente, cada UHE que tenga vendido contratos encima del monto recibido vía MRE quedará expuesto al **Mercado de Corto Plazo – MCP** (PLD) y la volatilidad del precio spot, o sea, debe pagar por esa energía en la proporción de su garantía física.

Por **Resolución Normativa N° 858⁶ de 2019**, del 1 de octubre de 2019, la ANEEL estableció los criterios y procedimientos para calcular los límites máximo y mínimo del **Precio de Liquidación de Diferencias (PLD)** y el valor de la **Tarifa de Energía de Optimización** relacionada con la cesión de energía realizada por el comercializador de energía de la Central Hidroeléctrica Itaipu (TEO Itaipu). En el ítem 2.5.2 se desarrolla el cálculo de la TEO Itaipu.

Los límites máximos de PLD deben ser actualizados por ANEEL anualmente por la variación del Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio - IPCA de los siguientes valores, a precios de septiembre de 2019: R\$ 556.58/MWh, para el PLD max_estrutural; y R\$ 1.141.85/MWh, para el PLD max_horário. La actualización se hace en diciembre para utilizar a partir de enero del año siguiente.

El valor mínimo del PLD es calculado anualmente por ANEEL considerando el valor más alto entre: la Tarifa de Energía de Optimización de UHE Itaipu (TEO Itaipu) y la Tarifa de Energía

⁶ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019858.pdf>

de Optimización (TEO) de las otras centrales hidroeléctricas del SIN. Al calcular el valor de TEO Itaipu, deben considerarse: el pago de la cesión de energía de Paraguay, los royalties y resarcimientos por la administración de la usina por Eletrobras. Al determinar la cantidad de energía proporcionada por Paraguay, se debe considerar la mitad de la generación de la planta prevista para el año siguiente, restada de la energía que se suministrará directamente a la Administración Nacional de Electricidad – ANDE.

Al calcular el valor de la TEO de las demás usinas, deben tenerse en cuenta los costos incrementales incurridos en la operación y el mantenimiento de las centrales hidroeléctricas y el pago de una compensación financiera por el uso de los recursos hídricos.

Itaipu posee condiciones diferentes para el establecimiento de su TEO, ya que Itaipu no tiene gestión sobre sus costos variables, visto que están vinculados al Tratado, y que por tanto no cumpliría la TEO su objetivo como lo haría con las demás usinas y que Itaipu entregaría energía en un monto muy superior a lo que adquiere, por lo que deberá pagar esos costos mencionados.

Por **Resolución Homologatoria REN N° 2.655, de 17.12.2019**, la ANEEL establece los valores de las Tarifas de Energía de Optimización - TEO y TEO Itaipu, la Tarifa de Servicios de Ancilares - TSA y los límites mínimos y máximos del Precio de Liquidación de Diferencia - PLD para el año 2020, con vigencia a partir del 1° de enero de 2020:

Tarifa de Energía de Optimización – TEO en R\$ 12,77/MWh
Tarifa de Energía de Optimización de la Usina Hidroeléctrica de Itaipu – TEO _{Itaipu} en R\$ 39,68/MWh
Valor del límite máximo estructural (PLD _{max_estructural}) de R\$ 559,75/MWh
Valor del límite mínimo (PLD _{min}) de R\$ 39,68/MWh

La remuneración de las cesiones en el MRE tiene como base la Tarifa de Energía de Optimización – TEO, pero es un valor relativamente bajo y puede no ser un incentivo suficiente para que los propietarios de las usinas tomen actitudes dentro de su alcance para mejorar y perfeccionar la performance de las usinas, ni incentivo para que las usinas no despachadas aumenten su producción. Además ese valor no recompensa comercialmente aquellas usinas que presentan recurrentemente generación superior al monto resultante de la metodología de definición de Garantía Física.

La TEO es pagada por los agentes propietarios de usinas participantes del MRE que se tornan receptores líquidos de energía eléctrica, sea en función de cobertura de garantía física o relativo a asignación de energía secundaria. Esa compensación ocurre dentro del proceso de contabilización de la CCEE, en forma de ajuste en la pre liquidación de las empresas.

2.3 GARANTIA FISICA DE ITAIPU

A. Histórico de los valores de la GF de UHE Itaipu

La garantía física de la UHE Itaipu para el Sistema Eléctrico Brasileiro – SEB, fue definida con base en el **Decreto N°2655 de 02.07.1998 en 8.612 MWmedios**, teniendo como referencia el Plan de Operación de 1998 del Grupo de Coordinación para la Operación Interconectada – GCOI, que fue definido como la energía vinculada a la potencia contratada de Itaipu, coincidente con la energía garantizada de Itaipu.

La ANEEL por Resolución N° 244 del 30 de julio de 1998, que establecía los criterios de cálculo de los montos de energía y demanda de potencia que serían considerados en los contratos iniciales, define a la Energía Asegurada como el volumen a ser contratado entre generadores y distribuidores existentes, y que dicho volumen sería de 95% del valor de la Energía Garantizada, menos para Itaipu, indicando que *“la energía vinculada a la potencia contratada de la Usina de Itaipu por las empresas distribuidoras deberá ser igual a la energía garantizada calculada por el GCOI”*. De esta forma la garantía física de Itaipu para fines de los contratos de Itaipu con las Distribuidoras cotistas permanecería igual a la energía vinculada a la potencia contratada.

A partir del 1° de enero de 2008 y hasta el 31 de diciembre de 2014, en los términos de la **Ordenanza N° 303/2004** y en los estudios base, el valor atribuido a la garantía física de Itaipu para el SEB fue reducido en 430 MWmedios, atribuyendo exclusivamente a Itaipu la corrección de la garantía física del bloque hidráulico. Así la garantía pasó a ser de **8.182 MWmedios** a partir del 2008, representando una reducción del 5% conforme los límites impuestos por el Artículo 21° numeral 5 del Decreto.

En diciembre de 2006 y marzo de 2007, entraron en operación comercial dos nuevas unidades generadoras en Itaipu, las cuales agregaron 1.400 MW de capacidad instalada a la usina, que pasó de 12.600 a 14.000 MW. Aun así, la decisión del MME fue la de utilizar Itaipu para corregir la garantía física del bloque hidráulico.

Los valores de la GF permanecieron inalterados de enero de 2015 a diciembre de 2017, conforme las Ordenanzas MME N° 681/2014, MME N° 537/2015 y MME N° 714/2016.

En mayo de 2017, la Ordenanza - **PRT MME N° 178⁷, de 05.03.2017** aprobó la metodología de criterios, premisas y configuraciones para la revisión ordinaria, a partir del 1° de enero de 2018, de las garantías físicas de las UHEs despachadas centralizadamente en el SIN, incluyendo a Itaipu. Independientemente de la elevada generación de energía de la UHE Itaipu y la entrada en operación de dos nuevas unidades generadoras, el monto de la GF de energía de Itaipu fue nuevamente revisto e reducido de los 8.182 MWmedios vigentes para **7.772,9 MWmedios**. La reducción fue de 409,1 MWmedios, resultando en exactos 5%. Ya en relación a la garantía física original tal reducción corresponde a 9,74%. Ambos porcentuales están de acuerdo a los límites establecidos por Decreto.

Cuadro: Evolución de la Garantía Física de Itaipu

Periodo	Garantía Física MWmedios	Reducción MWmedios %		Instrumento
Hasta 31/12/2007	8.612			
De 01/01/2008 a 31/12/2017	8.182	430,0	5,0%	MME N° 303/04 de 18/11/2004
A partir de 01/01/2018	7.772,9	409,1	5,0%	MME N° 178/2017 de 03/05/2017

B. Consulta Pública N° 85/2019⁸

El Ministerio de Minas y Energía divulgó para Consulta Pública por medio de la Ordenanza N°346 del 10 de setiembre de 2019, la **Nota Técnica N° EPE-DEE-RE-046/2019-r2⁹** realizado

⁷ <http://www.mme.gov.br/documents/prt2017178mme.pdf>

⁸ <http://www.mme.gov.br/consultapublica/85-2019>

por la Empresa de Pesquisa Energética – EPE titulada “Revisión de la Garantía Física de las Usinas Despachadas Centralizadamente – Contribuciones sobre medidas de corto plazo”.

La Itaipu remitió **Contribuciones a la Consulta Pública N° 85/2019¹⁰**, en fecha **16 de octubre de 2019**, que enfatizan que la garantía física considerada para la UHE Itaipu, está siendo sistemáticamente reducida por la aplicación de la metodología vigente, a pesar de la elevada generación de la usina que supera a la garantía física que le fue atribuida, conforme ya fuera apuntado en la ocasión de la CP N° 36/2017 de fecha 15 de agosto de 2017, "Evaluación de los Límites de Revisión de la Garantía Física de las Centrales Hidroeléctricas".

Según la **Nota Técnica N° EPE-DEE-RE-046/2019-r2**, a pesar que la garantía física es una grandeza de carácter estructural, sobre ella son observadas variaciones por cuenta de una serie de factores, y como resultado puede ocurrir un desfase entre el valor de la garantía física formalmente atribuida a una usina, y el valor corriente de su contribución energética al sistema. Por tanto, revisiones periódicas propuestas de la garantía física facilitarían, la adecuación entre la suma de certificados vigentes (total lastro comercial) y la cantidad de energía que el sistema consigue suministrar, habiendo evaluado que el referido desequilibrio tiende a ser reestablecido con el pasar del tiempo en caso que la revisión propuesta no sea sistematizada y frecuente.

En resumen, en base a las directrices del MME, la Nota Técnica propone:

- i. Realizar una revisión excepcional desde las garantías físicas de energía de todos los emprendimientos despachados centralizadamente, cuyo cálculo se prevé para el primer semestre de 2020, con vigencia de nuevos valores para el 1° de enero de 2021.
- ii. Considerar para esta revisión excepcional la integralidad de los resultados obtenidos en la revisión, no siendo aplicables los límites de reducción previstos para las UHE en el Decreto N° 2655/1998, que son, 5% del valor establecido en la revisión anterior y en el total, de 10% del valor de base, durante la vigencia de la concesión. Para este efecto la Nota reconoce la necesidad de revisar lo dispuesto en el Decreto N°2655/1998.
- iii. Instituir revisiones ordinarias anuales de las GF's de los emprendimientos despachados centralizadamente.

Actualmente el Decreto prevé dos modalidades de revisión de GF: a cada 5 años (ordinaria), o en la ocurrencia de hechos relevantes (Extraordinarias). La próxima revisión ordinaria de las GF está prevista para el 2022, con vigencia a partir del 2023.

C. Imposibilidad de reducción de la GF de Itaipu más allá de los límites establecidos en el Decreto N° 2655/1998

En 2017, el MME realizó una **Consulta Pública CP N° 36/2017¹¹** en la cual fue sometido a contribución de los interesados el relatorio en el que se recomendó evaluar la pertinencia de la violación de los límites del 10%, ya alcanzados por la **Ordenanza MME N° 178/2017** de 03.05.2017, para un conjunto de usinas que incluía a la Itaipu. Para esas usinas, el MME proponía considerar, a partir del 2018, la integralidad de los resultados obtenidos en el

⁹ <http://www.mme.gov.br/notatecnica>

¹⁰ <http://www.mme.gov.br/contribucionItaipu>

¹¹ <http://www.mme.gov.br/consultas-publicas-36-2017>

cálculo realizado en aquella revisión ordinaria. **En el caso de Itaipu esto significaría la reducción de la garantía física a 7.193, 8 MWmedios.**

El MME evaluó que su propuesta acarrearía como consecuencia la mejora de niveles de Generation Scaling Factor – GSF y reducción de la contratación de energía de reserva, ya que la garantía física del sistema sería más adherente a la generación efectiva, según Relatorio Técnico **“Evaluación de los límites de Revisión de Garantía Física de energía de Usinas Hidroeléctricas”**¹² de fecha 7.08.2017. El GSF representa la relación entre el volumen de energía efectivamente generada dentro del MRE y la garantía física total del conjunto de las hidroeléctricas, tal como fuera ya definido, y expresa el riesgo hidrológico. Habiendo analizado escenarios con y sin violación de los límites, concluyó que la violación de los límites previstos permite una mejora del GSF esperado para el horizonte 2018-2021 con elevación en torno a 1,5%, propiciando un ambiente regulatorio más eficiente. También reconoció que la medida tiende a elevar los costos de la energía para los consumidores cautivos a partir del 2018, pero también favorece a los consumidores que adquieren energía en el mercado libre, por exigir menor contratación de energía de reserva.

Esta medida propuesta afectaba a las UHEs en régimen de cotas e Itaipu debido a los siguientes hechos: (i) sus ingresos no están atados a la garantía física; (ii) el riesgo hidrológico es asumido al consumidor regulado; (iii) las inversiones de implantación, en el caso de usinas cotistas, ya fueron amortizados durante el periodo de concesión; y (iv) la remuneración de las inversiones a ser realizadas no está atada a la garantía física.

Así la reducción a partir del 01/01/2018 para Itaipu habría sido bien mayor, de **988,2 MWmedios** o 12,08% en relación a la garantía física entonces vigente de 8.182 MWmedios. En relación a la base, habría sido una reducción de **1.418,2 MWmedios** o 16,47%.

La reducción de la garantía física de Itaipu considerada para el SEB, con base en la Ordenanza MME N° 178/2017, ya respondía por el 31,06% de la reducción total de la garantía física de las UHE del SIN ocurridas en la revisión ordinaria. En la hipótesis de la aprobación de la violación de los límites, Itaipu sola habría representado el 68,5% del total de la reducción adicional de las garantías físicas de esas usinas. La contribución de Itaipu de 31,06% pasaría a ser de 45,70% del total reducido de las UHEs del SIN.

Según expresiones de la Directora Jurídica de la Margen Izquierda de Itaipu, según consta en el informe **Contribuciones a la Consulta Publica N° 85/2019**¹³, ***“considerando la renegociación entre Brasil y Paraguay de las bases financieras de Itaipu en 2023, y por tanto la incerteza aun existente en relación al tratamiento comercial que será dado a la energía proveniente de la usina, es extremadamente relevante que la garantía física de la UHE Itaipu considerada para el SEB esté adecuada”***. Por ese motivo, Itaipu, preocupada con el impacto para los consumidores de su energía remitió en fecha 19.12.2017 una contribución a la CP N° 36/2017, **manifestándose contraria a la reducción adicional de la garantía física, fundamentada en un parecer jurídico especializado sobre la cuestión**¹⁴.

También Itaipu sometió a análisis del MME un relatorio técnico externo independiente, **“Revisão da Garantia Física da UHE Itaipu – Avaliação Crítica da Metodologia de Cálculo e suas Consequências na CP MME N° 36/2017”** realizada por Thymos Energia, incluyendo en sus conclusiones que las sucesivas reducciones de garantía física de UHE Itaipu, las cuales

¹² http://www.mme.gov.br/Relatorio_2017

¹³ <http://www.mme.gov.br/contribucionItaipu>

¹⁴ <http://www.mme.gov.br/contribucionItaipu2017>

contrastan con su elevada generación, estaban relacionadas a la no estacionalidad de las series de caudales de la cuenca incremental de la usina, además de los impactos para los consumidores.

La propuesta de la CP N° 36/2017 no fue efectivizada. Según datos que constan en la contribución realizada por Itaipu en el 2019, la memoria de la reunión del **Grupo Técnico MRE de fecha 14.11.2017**¹⁵ dejó registrado que:

“Con respecto a la UHE Itaipu, fue levantado también que la discusión sobre la revisión de la garantía física debería ocurrir en conjunto con el Ministerio de Relaciones Exteriores, preservando la relación armónica entre los intereses de Paraguay y Brasil [...] y se encaminó que debe haber discusión en cuanto a la temporalidad de la revisión integral de la garantía física de la UHE Itaipu, si es concomitante o no con la revisión del Anexo C del Tratado Brasil - Paraguay [...]”.

Por su parte el **Comité de Monitoreo del Sector Electrico – CMSE en fecha 22.12.2017**¹⁶ rechazó la propuesta de violación de los límites del Decreto N° 2655/1998 deliberando aun que ***“las discusiones sobre la garantía física de Itaipu serían coordinadas con las tratativas para la revisión del Anexo C del Tratado”.***

Según lo expresado en la contribución de Itaipu en el 2019, la Itaipu es una entidad binacional, de derecho público internacional, creada y regida por el Tratado que la creó, firmada por los gobiernos del Brasil y Paraguay. En estos términos Itaipu no es detentora de concesión otorgada por la Unión en los términos de la legislación brasilera. Su naturaleza peculiar implica en tratamientos específicos, conforme reconocido por la propia ANEEL en el Parecer N° 101/2002 PCE/ANEEL:

“(...) la Itaipu Binacional no es detentora de concesión otorgada por la Unión, goza ella de una situación singularísima, ya que el potencial hidráulico/recursos hídricos por ella aprovechados pertenecen en condominio, en partes iguales, al Brasil y al Paraguay, y el derecho de explotación para generación de energía eléctrica le fue otorgado por medio de Tratado internacional entre dos países, no pudiendo por eso, ser sometida a las mismas exigencias de las concesiones otorgadas por la Unión, si tales exigencias no se armonizan con los principios que delinearon el Tratado Binacional”.

D. Consideraciones Técnicas adicionales sobre la garantía física de UHE Itaipu

En las **Contribuciones a la Consulta Pública N° 85/2019**¹⁷, se observa que al comparar los valores realizados de producción de Itaipu a partir del 1997, la garantía física de 7.772,9 MWmedios se percibe muy baja. El año 1997 marca el fin del vertimiento continuo en la usina, momento a partir del cual la producción pasó a ser determinada por la disponibilidad hídrica y no apenas por la demanda. En el periodo de 1998-2018 la generación media fue de **10.411 MWmedios, variando de 9.053 MWmedios** (en 2001 durante el racionamiento de energía) a **11.737 MWmedios** (record de producción en 2016).

En valores medios la producción de UHE Itaipu entre 1997 y 2018 (10.411 MWmedios) es 44,7% superior a la garantía física calculada por el modelo (7.193,8 MWmedios). La figura

¹⁵ http://www.mme.gov.br/memoria_GTMRE_2017

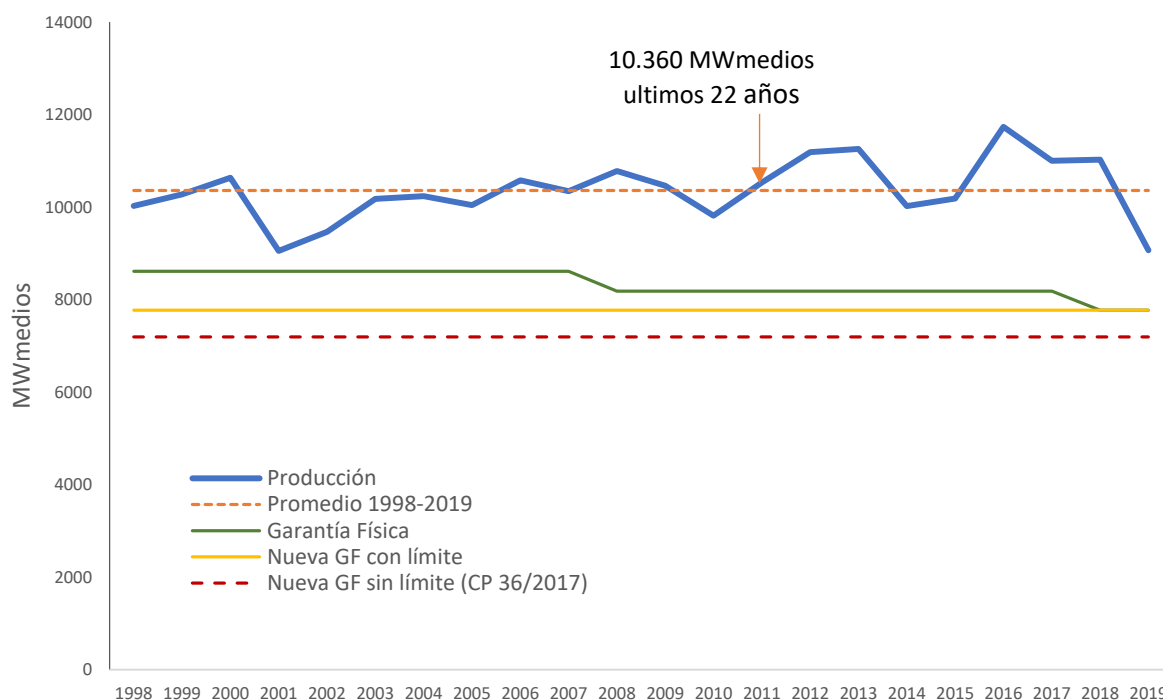
¹⁶ http://www.mme.gov.br/CMSE_2017

¹⁷ <http://www.mme.gov.br/contribucionItaipu>

extraída del relatorio “**Revisão da Garantia Física da UHE Itaipu – Avaliação Crítica da Metodologia de Cálculo e suas Consequências na CP MME N° 36/2017**”, presentada por Itaipu, permite verificar la elevada generación de la usina, frente a la garantía física vigente de aquel momento (8.182 MWmedios) y la que fuera prevista con vigencia a partir de enero de 2018 (7.772,9 MWmedios).

En el siguiente grafico se observan los valores actualizados a diciembre de 2019.

Gráfico: Generación anual verificada y garantías físicas de Itaipu (MWmedios) 1998 – 2019



El modelo de cálculo de garantía física presenta varios factores que no son considerados, conforme apuntado en el Relatorio:

- La ganancia proporcionada por la regularización de las usinas en cascada, denominado beneficio indirecto. Este factor es solamente aplicado a las usinas más recientes, siendo calculada por la diferencia entre la sumatoria de energía firme de las usinas en la cascada con y sin la usina en cuestión.
- Las mudanzas en el perfil de la matriz eléctrica, la entrada de nuevos sistemas de transmisión y nuevas fuentes de generación, principalmente eólicas.
- Aún siendo Itaipu la centralizadora de los beneficios indirectos de las usinas en cascada del Rio Paraná, la diferencia de producción es bastante superior al beneficio obtenido por la regularización de la cuenca. La metodología utilizada impide la real comparación entre el valor que sería garantizado y el efectivamente producido por una usina cualquiera, escondiendo los reales puntos de ineficiencia.
- En estudio realizado en 2018, fueron evaluadas las condiciones de no estacionalidad de las series históricas de puestos pluviométricos formadores del Rio Paraná, y el análisis de los resultados indicó la presencia de la tendencia

en la mayor parte de las series. Al aplicar un factor de corrección se obtuvo un aumento de la Energía Afluyente a Itaipu, en especial en el periodo más antiguo de la serie que es el utilizado para el cálculo de la GF.

- e) Se destaca un cambio en el comportamiento de los flujos incrementales a la usina a partir del 1971, con valores sensiblemente superiores. La hidrología de Itaipu desde la década de los 70's se mostró mejor que la media de todo el histórico al contrario de otras UHEs del SEB. Según los relatorios, el aumento en ese periodo es permanente, siendo que el nuevo periodo crítico para la usina sería 1970-1977.

Teniendo en cuenta una ventana similar de 8 años del período crítico original (1949-1956) después de 1970, es posible identificar que el período crítico para Itaipu en este nuevo contexto de 1970 a 2014 es la ventana de 1970 a 1977. La ENA promedio en el período crítico original **de 1949-1956 es de 7.264 MWmedios**, y un nuevo período crítico de **1970 a 1977 este mismo promedio de los 8 años es de 10.475 MWmedios**. Este es el valor de la ENA más baja en un período de 8 años desde 1970, es decir, más de 40 años después ningún otro período de 8 años fue peor. Claramente no es sólo un efecto de coyuntura sobre el Itaipu, sino un efecto estructural permanente.

- f) En cuanto a las tasas de indisponibilidad, los estudios concluyen que al contrario de reducción debería haber un aumento de la garantía física considerando el nuevo periodo crítico y su tasa de disponibilidad real.

De los parámetros de cálculo utilizados se destacan los valores de Indisponibilidad Forzada y Programada - TEIF e IP. Para Itaipu, la EPE utilizó para el cálculo en la revisión ordinaria los valores TEIF de 3,115% y los valores IP del 8,263%, lo que representa una **disponibilidad del 88,62%**. Cabe destacar aquí que los valores calculados por el ONS 2011-2015 fueron una IP del 4,979% y un TEIF del 2,882%, totalizando la disponibilidad en el 92,14%. Además, los valores de IP y TEIF calculados por Itaipu Binacional en el mismo período 2011-15 son del 3,94% y del 1,51%, respectivamente, lo que da como resultado una **disponibilidad del 94,61% de la planta**.

Por último, evaluando el impacto en los consumidores, si hubiera una reducción de la Garantía Física de Itaipu, los distribuidores cotistas pagarían la misma cantidad para tener derecho a una menor cantidad de energía, por tanto su costo medio de energía aumentaría.

La Eletrobras por su parte, en la **Contribución para la Consulta Pública N° 36/2017**¹⁸ hace mención a que cualquier tipo de modificación en la Garantía Física de Itaipu no presupone la alteración de la energía vinculada, que es un parámetro de la UHE ITAIPU, y en la que se centra la tarifa a los cotistas. Al cambiar la garantía física de la ITAIPU en el MRE, está infringiendo las disposiciones del Tratado cuando se refiere a la división de la energía en partes iguales dividiendo la potencia instalada de la planta. Recordando que el excedente de energía de itaipu es parcialmente capturado por consumidores cautivos en Brasil y Paraguay.

Continua refiriéndose a que la energía vinculada de ITAIPU, diferente de la garantía física del ITAIPU en el MRE, traerá desequilibrio, ya que los consumidores cautivos están pagando la tarifa de potencia y energía asociada, pero recibiendo el lastro de una garantía física mucho menor.

¹⁸ [http://www.mme.gov.br/contribucion Eletrobras](http://www.mme.gov.br/contribucion/Eletrobras)

La localización de la usina de Itaipu, al final de la cascada de grandes reservorios, y por tanto beneficiada por la regulación del Sistema Interconectado Nacional, fue uno de los factores considerados al momento del dimensionamiento de la usina, y no debería ser considerado motivo de reducción de su garantía física.

2.4 POTENCIAS CONTRATADAS Y ENERGIA ELECTRICA DE ITAIPU

La **Ley N° 5.899, de 07/05/1973¹⁹**, que “Dispone sobre la adquisición de servicios de electricidad de Itaipu y establece otras providencias”, establece en su Artículo 3° que la totalidad de los servicios de electricidad de Itaipu, que en virtud del Tratado celebrado el 26 de abril de 1973, con la República del Paraguay, el **Brasil se obligó a adquirir, será utilizado por las concesionarias en las cotas-parte que les sea asignado por el Poder Concedente.**

Esta Ley, modificada por la **Ley N° 10.438 de 04/26/2002²⁰**, establece que la Centrais Elétricas Brasileira S.A. – Eletrobras es la designada para la adquisición de la totalidad de los servicios antes mencionados y como único Agente Comercializador de la Energía Eléctrica de Itaipu, responsable de la comercialización de estos servicios de acuerdo con la normativa establecida por la ANEEL.

Con la publicación del **Decreto N° 4.550, del 12/27/2002²¹**, por el cual se reglamenta la comercialización de energía generada por Itaipu Binacional, y posteriormente su modificación por **Decreto N° 5.287, de 11/26/2004²²**, para la definición de las cotas-parte de energía eléctrica que constituyen el compromiso de repase de la Eletrobras, se deben contemplar las siguientes determinaciones:

- *Las cotas-partes serán atribuidas solamente a empresas concesionarias del servicio de distribución de energía eléctrica;*
- *Eletrobras será responsable de la comercialización de la energía eléctrica de Itaipu consumida en el Brasil;*
- *La ANEEL establecerá anualmente la potencia contratada y el monto de energía eléctrica, referente a cada concesionaria de distribución;*
- *LA ANEEL podrá revisar los montos de potencia y energía contratadas por los concesionarios cota-partistas, de conformidad con lo establecido en el párrafo único del artículo 9° de la Ley N° 5.899/1973, en función de la evolución de los mercados de energía de los concesionarios.*

La ANEEL, en cumplimiento de las disposiciones legales, publicó la **Resolución Normativa (REN) N° 218²³, del 04.11.2006**, que estableció por primera vez los criterios para definir las cotas-partes anuales relacionadas con la compra de potencia y energía de Itaipu por parte de los concesionarios de distribución de electricidad de las regiones del Sur, Sudeste y Centro-Oeste, de forma a definir las cotas-partes para el periodo 2008-2011.

Posteriormente, la ANEEL publicó la **REN N° 331, del 16.09.2008²⁴**, que estableció una nueva metodología para calcular las cuotas de acciones de Itaipu y definió los valores para los años

¹⁹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L5899.htm

²⁰ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438.htm

²¹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/2002/D4550.htm

²² http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5287.htm - art2

²³ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2006218.pdf>

²⁴ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2008331.pdf>

2012 y 2013. Sobre la base de este reglamento, ANEEL aprobó anualmente los montos de potencia contratada y energía vinculada, así como las respectivas cotas-partes referentes a la UHE-Itaipu.

Para el año 2020, las cotas-partes que deben ser consideradas en el prorrateo de la potencia y energía ya fueron establecidas mediante la **Resolución Homologatoria - REH N° 1.829²⁵, del 11.25.2014**. Las Distribuidoras cotistas en la época eran 30.

A través de la **Resolución Normativa de la ANEEL REN N° 836 de 11.12.2018²⁶**, en su versión modificada por la **REN N° 838²⁷ de 12.18.2018**, se aprobó el **Submódulo 12.6 de los Procedimientos de Regulación Arancelaria (PRORET)²⁸**, que reglamenta los criterios y procedimientos para el cálculo de las cotas-partes y la asignación de la energía de la Usina Hidroeléctrica de Itaipu. Los mismos deben ser publicados anualmente hasta el día 30 de noviembre del octavo año anterior al de vigencia.

Entre los criterios se citan los más importantes:

- i. De conformidad con el **Decreto N° 4.550/2002** y los efectos de su aplicación, se consideran las definiciones:

Potencia Contratada de Itaipu: potencia en kilowatts (kW) que Itaipu pone permanentemente a disposición de las Altas Partes Contratantes, indicadas en el Tratado celebrado el 26 de abril de 1973, de conformidad con la Carta de Compromiso o instrumento contractual firmado entre Itaipu y Eletrobrás;

Energía vinculada a la Potencia Contratada de Itaipu: monto de energía que cada entidad contratante puede utilizar en función de la Potencia Contratada, definido para cada mes calendario, conforme Carta de Compromiso o instrumento contractual firmado entre Itaipu y Eletrobrás;

Distribuidor suministrado: corresponde al distribuidor de energía eléctrica que mantiene una compra regulada integralmente con otras Distribuidoras cotistas; y

Distribuidora cotista: corresponde al distribuidor que recibe o participa directamente del prorrateo de las cotas-partes de Itaipu.

- ii. Las cotas-partes son utilizadas con el fin de prorratear las energías de Itaipu y corresponden a la razón del mercado facturado (cautivo y de abastecimiento, cuando hubiera) de cada distribuidora en relación a la suma de los mercados facturados de todas las distribuidoras, correspondiente a las concesionarias de servicio público de distribución de las Regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste. En caso que una distribuidora suministrada deje de mantener compra regulada integral con una distribuidora cotista, pasa a integrar el prorrateo de las cotas-partes, y se ajustan los valores finales. Las energías así atribuidas, prorrateadas según las cotas-partes ajustadas, serán publicadas anualmente hasta el día 30 de noviembre del año anterior al de vigencia, por medio de Resolución Homologatoria.
- iii. Las energías son atribuidas a las Distribuidoras en la proporción de sus cotas-partes a partir del mes de enero del año subsecuente al de su homologación,

²⁵ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20141829.pdf>

²⁶ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018836.pdf>

²⁷ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2018838.pdf>

²⁸ <https://www.aneel.gov.br/proret-submodulos12-6>

considerando como base las cotas partes publicadas por la ANEEL con ocho años de antecedencia, ajustadas conforme los criterios establecidos:

- a. Cuando una distribuidora suministrada deja de mantener una compra regulada integral de un distribuidor cotista, situación en la que dicho distribuidor deberá tener su cota-parte disociada de la antigua distribuidora cotista.
 - b. Cuando una distribuidora pasa a tener una compra regulada integral con una distribuidora cotista, situación en que su cota-parte anteriormente calculada será aumentada en la cota-parte calculada para la distribuidora cotista.
 - c. Agrupación de distribuidores, situación en que las cotas-partes calculadas serán atribuidas a una única distribuidora cotista agregadora.
 - d. Cuando la previsión de interconexión al SIN no ocurre dentro de un horizonte esperado, situación en que la cota-parte definida para la distribuidora no interconectada será redistribuida a las demás distribuidoras cotistas en la proporción de sus cotas-partes.
- iv. La cantidad anual de energía eléctrica de Itaipu ($EC_{anoItaipu}$) a ser comercializado con las concesionarias de distribución de las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste al año siguiente, corresponde a la garantía física de la UHE Itaipu deducido de la carga de la Administración Nacional de Electricidad - ANDE, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$EC_{anoItaipu} \text{ (MWh)} = (GF_{Itaipu} - Carga_{ANDE}) \times horas_{ano}$$

GF_{Itaipu} : garantía física de la UHE Itaipu definida por medio de Ordenanza do MME (MWmedios)

$Carga_{ANDE}$: carga de ANDE informada pela Eletrobras (MWmedios)

$horas_{ano}$: corresponde a 8.760 horas en el año o 8.784 en el año bisiesto

- v. La energía eléctrica de UHE Itaipu asignada a cada concesionario de distribución ($EAlloc_Itaipu_{dist}$) sobre la base de las cotas- partes calculadas y publicadas con 8 (ocho) años de antelación y ajustadas posteriormente

$$EAlloc_Itaipu_{dist} = EC_{anoItaipu} \times Cota_Parte_{dist_ajust}$$

$EC_{anoItaipu}$: cantidad anual de energía eléctrica de la UHE Itaipu definida según la ecuación anterior

$Cota_Parte_{dist_ajust}$: cota-parte de cada concesionaria de distribución ajustado

- vi. La energía eléctrica de la UHE Itaipu asignada a cada distribuidor cotista esta referenciada a la Subestación Foz de Iguazu.
- vii. El prorrateo de las pérdidas de la conexión de la UHE Itaipu que ocurre entre la Subestación de Foz de Iguazu y las subestaciones de frontera con la Red Básica será tratado según las reglas de comercialización de la CCEE vigente.
- viii. Los montos mensuales de potencia contratada de Itaipu a ser repasados a cada concesionario de distribución, con base en las cotas-partes calculadas y ajustadas corresponde a:

$$Pot_Itaipu_{dist_mes} = PC_{Itaipu_mês} \times Cota_Parte_{dist_ajust}$$

$PC_{Itaipu_mês}$: potencia Contratada (kW/mês) de la UHE Itaipu informada por Eletrobras,

$Cota_Partedist_ajust$: cota-parte de cada concesionaria de distribución ajustado

Por medio de la Ordenanza - **PRT MME N° 178²⁹, de 05.03.2017**, en su Anexo III, el **Ministerio de Minas y Energía (MME)** definió la garantía física de Itaipu, a partir del 1° de enero del 2018, en **7.772,9 MWmedios**, basado en la aplicación de la metodología, premisas, criterios y configuraciones presentados en el Informe "**Revisión Ordinaria de la Garantía de Energía Física de Centrales Hidroeléctricas - UHEs despachadas centralizadamente en el Sistema Interconectado Nacional - SIN³⁰**", de 04.25.2017.

Cuadro: Valor previsto de Garantía Física de la UHE Itaipu – Revisión ordinaria de 2017

Código Único de Emprendimiento de Generación (CEG) - ANEEL	Usina Hidroeléctrica	TEIF (%)	IP (%)	Garantía Física de energía final Revisión Ordinaria (MWmedios)
UHE.PH.PR.001161-4.01	UHE Itaipu	3,115	8,263	7.772,9

Por **Resolución Homologatoria N° 2.642³¹** del 26 de noviembre de 2019 se definieron los montos de las **potencias contratadas y la energía eléctrica referente a la Usina Hidroeléctrica – UHE Itaipu** para el año de 2020, y los **valores correspondientes a las cotas partes a ser consideradas en el prorrateo de potencia y energía para el año 2027**, así como los montos anuales de energía eléctrica, y montos mensuales de potencia contratada, que deberán ser repasadas a las concesionarias de Distribución de energía eléctrica de las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste en el 2020, que totalizan 30.

En relación a las **cotas-parte para el año 2027** a continuación se detallan los valores por Distribuidora definidos conforme la normativa vigente.

Cabe destacar que el Tratado de Itaipu está en vigor hasta 2023, por lo que podrían plantearse preguntas sobre la eficacia o no del cálculo de las cuotas parciales para 2027. Pero como recomienda la **Nota Técnica No 069/2018-SRG-SGT/ANEEL**,³² ANEEL continuará calculando las cotas que forman parte Itaipu hasta que el Ministerio de Minas y Energía (MME) disponga lo contrario.

33. Desde la entrada en vigor del Tratado de Itaipu el 13/08/1973, parece que la expiración del plazo de 50 años tendrá lugar el 13/08/2023, cuando se revisarán las disposiciones del Tratado. (...)

(...) 35. Debe señalarse que esa orientación es competencia del MME. Así pues, hasta que no esté disponible en otro modo, la ANEEL seguirá calculando las cotas del Itaipu de conformidad con la legislación vigente, considerando que cualquier modificación del Tratado de Itaipu sólo surtirá efecto cuando la energía se asigne a partir de 2023.

²⁹ <http://www.mme.gov.br/documents/prt2017178mme.pdf>

³⁰ http://www.mme.gov.br/documents/Relatório+Final_25Abril2017.pdf

³¹ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192642ti.pdf>

³² [http://audiencias-publicas/NOTA TECNICA 69/2018](http://audiencias-publicas/NOTA%20TECNICA%2069/2018)

Cuadro: Cotas de Itaipu para 2027 de las Distribuidoras de energía eléctrica

DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA	COTAS DE ITAIPU PARA 2027
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S. A	0,08471625
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CPFL SANTA CRUZ	0,00976992
CPFL- PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	0,03427163
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	0,08861455
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	0,00057367
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S. A	0,00129610
EDP ES - ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A.	0,02714439
EDP SP - SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A.	0,03449256
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	0,04696476
ELETROCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S/A.	0,00069166
ENEL SP - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S. A	0,13879760
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	0,00222229
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0,00529853
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S. A	0,01897657
EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0,03189549
ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S. A	0,03858776
ESS - ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUICAO DE ENERGIA S.A.	0,01450573
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA	0,00017448
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA	0,00079736
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	0,07788963
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA	0,00027738
RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0,06259768
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	0,00029746

2.4.1 Definición de la Potencia Contratada para el 2020

Se expone a continuación los procesos para el cálculo de la Potencia Contratada y energía eléctrica conforme la **Nota Técnica N° 218/2019–SGT/ANEEL**³³ del Proceso: 48500.005353/2019-18.

- A. Como la Eletrobras no informó los montos mensuales de potencia contratada con Itaipu para el año 2020 y su respectiva energía vinculada, se utilizaron los valores informados por la Eletrobras para el año anterior (2019).

³³ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20192642.pdf>

Cuadro: Potencia y Energía Vinculada de Itaipu 2019 a las Entidades Compradoras

	ELETROBRAS		ANDE	ITAIPU
	Potencia (MW)	Energía Vinculada (MWmed)	Energía Vinculada (MWmed)	Energía Vinculada (MWmed) (*)
Enero	10.415	7.361	1.216	8.577
Febrero	10.405	7.354	1.223	8.577
Marzo	10.655	7.531	1.046	8.577
Abril	10.775	7.616	961	8.577
Mayo	11.105	7.849	728	8.577
Junio	11.215	7.927	650	8.577
Julio	11.195	7.913	664	8.577
Agosto	11.095	7.842	735	8.577
Setiembre	11.035	7.800	777	8.577
Octubre	10.695	7.559	1.018	8.577
Noviembre	10.635	7.517	1.060	8.577
Diciembre	10.395	7.347	1.230	8.577

(*) Energía vinculada a la Potencia Contratada de Itaipu: corresponde a la energía garantizada fijada por Itaipu asociada a la Potencia Contratada. La Energía Garantizada está definida como la “Disponibilidad anual de energía calculada de acuerdo a criterios probabilísticos, a ser utilizada en el planeamiento anual de los suministros de energía eléctrica de Itaipu a las Entidades Compradoras”.

- B. Como es utilizada la **garantía física de Itaipu**, que es calculada en la barra de salida del generador, para fines de comercialización de energía de Itaipu se debe deducir la carga de la ANDE.
- C. La Resolución Normativa de la ANEEL **REN N° 584³⁴, del 29 de octubre de 2013**, establece plazos y condiciones para la sazonalización y modulación de la garantía física de las usinas de generación de energía eléctrica, así como para la sazonalización de la energía vinculada referente a la UHE Itaipu. El **artículo 5°** de la referida REN establece que la **sazonalización de la energía vinculada referente a UHE Itaipu deberá ser uniforme**, proporcional a la cantidad de horas de cada mes del año.

Por medio de la Ordenanza - **PRT MME N° 178, de 05/03/2017**, en su Anexo III, el **Ministerio de Minas y Energía (MME)** definió la garantía física de Itaipu, a partir del 1° de enero del 2018, en **7.772,9 MWmedios**.

³⁴ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013584.pdf>

Cuadro: Potencia de Eletrobras 2019 y Garantía Física 2020

Mes	Potencia (MW)	Energía (MWmed)
Enero	10.414	7.772,9
Febrero	10.405	7.772,9
Marzo	10.655	7.772,9
Abril	10.775	7.772,9
Mayo	11.105	7.772,9
Junio	11.215	7.772,9
Julio	11.195	7.772,9
Agosto	11.095	7.772,9
Setiembre	11.035	7.772,9
Octubre	10.695	7.772,9
Noviembre	10.635	7.772,9
Diciembre	10.395	7.772,9

Con los valores de la energía vinculada a la Potencia Contratada mensual de la ANDE sazonalizada, para atender lo dispuesto en la REN N° 584/2013 y conforme Submódulo 12.6 PRORET, el valor de la carga de la **ANDE para el 2020 es de 941,678 MWmedios.**

Substrayendo el valor de la carga de ANDE de la garantía física publicada por el MME, el monto de energía eléctrica a ser disponibilizada para el Brasil para el año de **2020 corresponde a 6.831,222 MWmedios.** En el caso, de que posteriormente, sean remitidos los valores definitivos por la Eletrobrás, las energías calculadas para el año de 2020 eventualmente podrán sufrir ajustes conforme previsto en el Submódulo 12.6 del PRORET.

Para el prorrato de las pérdidas de energía de Itaipu que ocurren entre la Subestación de Foz de Iguazu y las Subestaciones de frontera con la Red Básica, deberán ser consideradas las mediciones de energía bruta y líquida, tratamiento que debe ser dado por las Reglas de Comercialización.

- D. Con las cotas partes definidas por la **REH N° 1829/2004³⁵**, ajustado conforme fue modificándose la situación de las distribuidoras suministradas y las distribuidoras cotistas, en la siguiente tabla se detallan las **cotas-parte para el año 2020 y los respectivos montos anuales de energía contratados** para cada Distribuidora Cotista.

³⁵ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20141829.pdf>

Cuadro: Cotas-parte 2020 y Monto anual de Energía contratada por Distribuidor

DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA	COTA-PARTE 2020	MONTANTES ANUAIS CONTRATADOS 2020 (MWh)
CEB-DIS - CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	0,02354700	1.412.948,510
CEEE-D - COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	0,03033500	1.820.265,556
CELESC-DIS - CELESC DISTRIBUIÇÃO S.A.	0,06669800	4.002.244,011
CELG-D - CELG DISTRIBUIÇÃO S.A.	0,04418407	2.651.285,476
CEMIG-D - CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.	0,10325500	6.195.863,524
CHESP - COMPANHIA HIDROELÉTRICA SÃO PATRÍCIO	0,00044793	26.878,108
COPEL-DIS - COPEL DISTRIBUIÇÃO S.A.	0,09162515	5.498.008,817
COCEL - COMPANHIA CAMPOLARGUENSE DE ENERGIA	0,00123410	74.052,781
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA - CPFL SANTA CRUZ	0,00934200	560.570,985
CPFL-PIRATININGA - COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	0,03644100	2.186.658,880
CPFL-PAULISTA - COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	0,08689600	5.214.234,244
DEMEI - DEPARTAMENTO MUNICIPAL DE ENERGIA DE IJUÍ	0,00048906	29.346,108
DMED - DME DISTRIBUIÇÃO S.A.	0,00162800	97.688,885
EDP ES - ESPÍRITO SANTO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	0,02444655	1.466.926,239
EDP SP - SÃO PAULO DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	0,03710900	2.226.742,526
ELEKTRO - ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S.A.	0,05011800	3.007.353,524
ELETROCAR - CENTRAIS ELÉTRICAS DE CARAZINHO S.A.	0,00065318	39.194,345
ENEL SP - ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A.	0,14697100	8.819.062,109
ELFSM - EMPRESA LUZ E FORÇA SANTA MARIA S.A.	0,00163545	98.136,106
EMG - ENERGISA MINAS GERAIS - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0,00459200	275.545,061
EMS - ENERGISA MATO GROSSO DO SUL - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0,01651300	990.870,121
EMT - ENERGISA MATO GROSSO - DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0,02485700	1.491.555,660
ENEL RJ - AMPLA ENERGIA E SERVIÇOS S.A.	0,03851800	2.311.290,216
ESS - ENERGISA SUL-SUDESTE - DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S.A.	0,01366211	819.801,410
FORCEL - FORÇA E LUZ CORONEL VIVIDA LTDA.	0,00019764	11.859,421
IENERGIA - IGUAÇU DISTRIBUIDORA DE ENERGIA ELÉTRICA LTDA.	0,00077700	46.624,241
LIGHT - LIGHT SERVIÇOS DE ELETRICIDADE S.A.	0,08174800	4.905.326,148
MUXENERGIA - MUXFELDT MARIN & CIA. LTDA.	0,00022984	13.791,527
RGE SUL - RGE SUL DISTRIBUIDORA DE ENERGIA S.A.	0,06156048	3.693.964,609
UHENPAL - USINA HIDROELÉTRICA NOVA PALMA LTDA.	0,00028945	17.368,451

El monto total de la garantía física a ser entregado al SIN Brasileiro en el 2020 es de **60.005.457,599 MWh**.

- E. Para el prorrateo de la potencia mensual se realiza el producto de la Potencia Contratada mensual informada por Eletrobras y la cota-parte respectiva para cada Distribuidora definidos para el 2020.
- F. Si consideramos los valores definidos para el contrato de Potencia de la Eletrobras para el año 2020, que consta en la **Carta Compromiso firmada el 13 de diciembre de 2019**, cuyos valores mensuales fueron definidos en el Plan Anual de los Suministros de Itaipu a las Entidades Compradoras para el año 2020, aprobado por el CADOP en fecha 19.01.2020, y los procedimientos para el cálculo de la energía contratada por cada Distribuidora cotista tenemos los siguientes resultados.
 - a) La Potencia Contratada promedio de Eletrobras para el año 2020 es de 10.650 MW, y para la ANDE de 1.485 MW, totalizando la potencia disponible de Itaipu de 12.135 MW.
 - b) La carga de la ANDE para el 2020 es de **1.049,596 MWmedios**.
 - c) La garantía física de Itaipu es de **7.772,9 MWmedios**.
 - d) La energía eléctrica anual de Itaipu a ser comercializada con las Distribuidoras cotistas es de **6.723,304 MWmedios**, resultado de la diferencia entre la garantía física y la carga de ANDE.

- e) Considerando los días y horas de cada mes, la energía eléctrica de Itaipu al SIN asciende a **59.057.502,34 MWh**, inferior al valor calculado en la REH 2.642/2019 en 947.951,71 MWh.

2.5 TARIFA DE REPASE DE POTENCIA DE ITAIPU

El **Decreto N° 4.550** del 27.12.2002, reglamentó la **Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipu** y estableció la forma del cálculo de la **Tarifa de Repase de Potencia proveniente de Itaipu**, destinada a las concesionarias de distribución de las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste, en las **cotas** que le fueran atribuidas por el Poder Concedente en forma anual, y en los términos de la reglamentación de la ANEEL.

Las concesionarias de distribución pagan a Eletrobras, mensualmente, para acreditar a la Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipu, el monto resultante de la multiplicación de la cota mensual de la potencia contratada por la Tarifa de Repase de Itaipu, ambas aprobadas por ANEEL. La Tarifa de Repase de Itaipu se establece en dólares estadounidenses por kilovatio de energía mensual contratada.

Por **Resolución Homologatoria N° 2.642** del 26.11.2019 se definieron los montos de las **potencias contratadas y la energía eléctrica referente a la Usina Hidroeléctrica – UDE Itaipu** para el año de 2020, y los valores correspondientes a las cotas partes, montos anuales de energía eléctrica, y montos mensuales de potencia contratada, que deberán ser repasadas a las concesionarias de Distribución de energía eléctrica de las regiones Sur, Sudeste y Centro-Oeste en el 2020, que totalizan 30.

Por **Resolución Homologatoria N° 2.654**³⁶ del 17 de diciembre de 2019 se establece la **Tarifa de Repase de Potencia Contratada de Itaipu para el año 2020**, a ser practicada por Eletrobras a todas las concesionarias detentoras de cota-parte de Itaipu (30 Distribuidoras), a las facturaciones realizadas del 1° de enero de 2020 al 31 de diciembre de 2020, en Reales equivalentes a 28,41 USD/KW.mes.

Los componentes de la **Tarifa de Repase de Itaipu** se definen en el **Artículo 12° del Decreto N° 4.550/2002**, en los siguientes términos:

“La ANEEL establecerá anualmente la Tarifa de Repase de Itaipu que Eletrobras practicará en la comercialización de electricidad de ITAIPU”.

La referida Tarifa se basará en:

I - El **costo unitario del servicio de electricidad Itaipu (CUSE)** conforme definido en el Anexo "C" del Tratado ITAIPU;

II - El costo de la **remuneración de la energía cedida** al Brasil por el Paraguay;

III- La parte del **Diferencial** a que se refiere el punto VI del Artículo 2°, que se definirá anualmente a través de una ordenanza interministerial de los Ministerios de Hacienda y de Minas y Energía, resultante de la **retirada del factor de ajuste anual** que trata el Artículo 6° de la **Ley N° 11.480/2007**³⁷ *“Autoriza la renegociación de los créditos de la Unión y de la Centrais Elétricas Brasileiras S. A. - ELETROBRÁS con Itaipu Binacional, y da otras providencias”.*

³⁶ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192654ti.pdf>

³⁷ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2007/lei/L11480.htm

“Diferencial: valor calculado en forma anual como causa de la reducción de los ingresos de Eletrobras y del Tesoro Nacional (la Unión) por la retirada del factor de ajuste anual de la inflación americana aplicada sobre los contratos de financiamiento celebrados entre Eletrobras e Itaipu, y correspondiente cesión de créditos para el Tesoro Nacional, que será reconocido como activo regulatorio y recuperado por medio de su aplicación en la Tarifa de Repase de Itaipu, en los términos de la Ley N°11.480 del 30 de mayo de 2007”.

IV - El saldo de la **Cuenta de Comercialización de Electricidad de Itaipu**, a la que hace referencia el Artículo 20°, garantizando el reembolso a Eletrobras de los gastos incurridos.

“Artículo 20°. Los costos incurridos por Eletrobras, a partir del 26 de abril de 2002, en pagos a Itaipu provenientes del suministro de energía no vinculada a la Potencia Contratada, serán lanzados como débitos en la Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipu.

Párrafo único. El procedimiento determinado será adoptado hasta que las tarifas a ser practicadas por la Eletrobras en el repase a los concesionarios incluyan las parcelas de Royalties, Resarcimientos y de cesión de energía relativas a la generación de energía no vinculada a la Potencia Contratada”.

Así, de conformidad con el ordenamiento jurídico, para el cálculo de la Tarifa de Repase de Itaipu para el año 2020, se consideraron los siguientes valores, que están demostrados en el Voto del Proceso **PROCESO: 48500.005483/2019-42** ³⁸ de la **Resolución Homologatoria N° 2.654/2019**:

2.5.1 Costo Unitario de los Servicios de Electricidad de Itaipu – CUSE

El costo unitario del Servicio de Electricidad de Itaipu para cada ejercicio, es aprobado por Resolución del Consejo de Administración de Itaipu. Por **Resolución RCA N° 30/2019**, de fecha 13 de diciembre de 2019, fue aprobado el valor nominal del Costo Unitario del Servicio de Electricidad (Tarifa) de la ITAIPU, para el Ejercicio 2020, **de USD 22,60/kW por mes, con vigencia a partir del 01.01.2020 hasta el 31.12.2020.**

Las disposiciones contenidas en los numerales III y IV del Anexo "C del Tratado de Itaipu, firmado entre la República del Paraguay y la República Federativa del Brasil, en 26.04.73 – “Bases Financieras y de Prestación de los Servicios de Electricidad de la ITAIPU”, estipulan, entre otros temas, la igualdad que debe prevalecer entre el monto anual del Costo del Servicio de Electricidad y el Ingreso de la Entidad, proveniente de los contratos de prestación de los servicios de electricidad.

El Comité de Estudios para Evaluación del Costo Unitario del Servicio de Electricidad de la ITAIPU - CECUSE, tiene bajo su responsabilidad, prevista en el Artículo 5° de la Resolución del Directorio Ejecutivo RDE-059/96, de 29.03.96, la realización de los estudios y las proyecciones tarifarias, a fin de mantener el equilibrio económico-financiero de la Entidad, hasta el 2023, con la premisa de que ambas Entidades Compradoras (ANDE y Eletrobras) cumplirán estrictamente con lo establecido con el Artículo XIII del Tratado, en cuanto a la obligatoriedad de contratar el total de la potencia disponible para contratación.

³⁸ http://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20192654_1.pdf

En el **Anexo "C"** se establece cuanto sigue:

III - COSTO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD

El costo del servicio de electricidad estará compuesto de las siguientes partes anuales:

- III.1. El monto necesario para el pago, a las partes que constituyen la ITAIPU, de **utilidades del 12% anual** sobre su participación en el capital integrado, de acuerdo con el Parágrafo 1° del Artículo III del Tratado y con el Artículo 6° del Estatuto (Anexo A).
Por Nota Reversal N° 10/2000 de fecha 13.11.2000 se estableció la fórmula de ajuste para mantener constante el valor real de la cantidad de dólares correspondiente a las utilidades de capital, considerando el año base 1975.
- III.2. El monto necesario para el pago de las cargas financieras de los préstamos recibidos.
- III.3. El monto necesario para el pago de la **amortización de los préstamos** recibidos.
- III.4. El monto necesario para el pago de los **"Royalties" a las Altas Partes Contratantes**, calculado en el equivalente de 650 dólares de los Estados Unidos de América por gigawatt-hora generado y medido en la central eléctrica. Este monto no podrá ser inferior, anualmente, a diez y ocho millones de dólares de los Estados Unidos de América, a razón de la mitad para cada Alta Parte Contratante. El pago de los "Royalties" se realizará mensualmente, en la moneda disponible por la ITAIPU.
Por Nota Reversal N° 3/1986 de fecha 28.01.1986 se estableció la fórmula de ajuste para mantener constante el valor real de la cantidad de dólares correspondiente a los Royalties, considerando el año base 1986; así como el factor multiplicador.
- III.5. El monto necesario al pago, a la ANDE y a la ELETROBRAS, en partes iguales, a título de **resarcimiento de las cargas de administración y supervisión relacionadas con la ITAIPU**, calculadas en el equivalente de 50 dólares de los Estados Unidos de América por gigawatt-hora generado y medido en la central eléctrica.
Por Nota Reversal N° 3/1986 de fecha 28.01.1986 se estableció la fórmula de ajuste para mantener constante el valor real de la cantidad de dólares correspondiente a los Resarcimientos, considerando el año base 1986; así como el factor multiplicador.
- III.6. El monto necesario para cubrir los **gastos de explotación**.
- III.7. El monto del saldo, positivo o negativo, de la **cuenta de explotación del ejercicio anterior**.
- III.8. El monto necesario para la **compensación a una de las Altas Partes Contratantes**, equivalente a 300 dólares de los Estados Unidos de América, por gigawatt-hora cedido a la otra Alta Parte Contratante. Esta compensación se

efectuará mensualmente en la moneda disponible por la ITAIPU. Por Nota Reversal N° 4/1986 de fecha 28.01.1986 se definió que el importe correspondiente a la compensación por cesión de energía se incluirá en la tarifa a ser pagada por quien la consume.

Por Nota Reversal N° 3/1986 de fecha 28.01.1986 se estableció la fórmula de ajuste para mantener constante el valor real de la cantidad de dólares correspondiente a los Resarcimientos, considerando el año base 1986; así como el factor multiplicador. En el año 2009 por Nota Reversal N° 4/2009 de fecha 01.09.2009 el multiplicador pasó de 5,1 a ser 15,3.

También en el ítem IV.1 y IV.2 se establece que el **ingreso anual, derivado de los contratos de prestación de los servicios de electricidad deberá ser igual, cada año, al costo del servicio** establecido en el Anexo, y que este costo será distribuido en forma proporcional a las potencias contratadas por las entidades abastecidas.

En los siguientes cuadros se detalla el Estudio Tarifario aprobado.

Cuadro: Estudio Tarifario 2020

			ESTUDIO TARIFARIO												
Años	FACTOR ANUAL DE CRECIMIENTO		INGRESO OPERACIONAL				COSTO ANUAL DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD								
	Indexador deuda ELETROBRAS	Costo Unitario del Servicio de Electricidad (TARIFA)	Disponibilidad Anual de Potencia	Costo Unitario del Servicio de Electricidad (TARIFA)		Ingreso	Utilidades de Capital Royalties Resarcimientos	Servicio de la Deuda	Gastos de Explotación	Saldo de la Cuenta de Explotación	SUMA				
				POTENCIA	ENERGIA			Total a Vencer							
			M W	US\$ / kW mes	US\$/MWh	US\$ millones		US\$ millones				US\$ millones	US\$ millones	US\$ millones	US\$ millones
			(1)	(2)	(3)	(4)		(5)				(6)	(7)	(8)	(9)
2020	1,0000000	1,0000000	145.620	22,60	43,68	3.291,0	516,4	2.064,9	805,0	-95,3	3.291				

Cuadro: Costo anual del servicio (Detalles)

BINACIONAL					(DETALLES)														
Año	Indexador	Cargas del Anexo "C"			Servicio de la Deuda (US\$ millones)												Gastos de Explotación	Saldo de la Cuenta de Explotación	TOTAL Costo Anual del Servicio de Electricidad
		Utilidades de Capital Royalties Resarcimientos	Años Anteriores	Suma	ELETROBRÁS								CAJUBI	FIBRA	Otros Préstamos y Financiamientos	TOTAL Servicio de la Deuda			
					Contrato ECF 1480/97				Contrato PCO 1.627/97	Contrato Unid. 9A/18A 1.628/97	Nuevas Inversiones	TOTAL ELETROBRÁS							
					Línea A	Línea B	Línea C	Suma											
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	(20)
2020	1,0000000	516,4		516,4	0,0	1.673,5	292,7	1.966,2	11,9	24,9	1,9	2.004,9	23,9	21,7	14,4	2.064,9	805,0	-95,3	3.291,0
2021	1,0000000	523,4		523,4	0,0	1.672,4	292,7	1.965,1	11,2	23,4	1,8	2.001,5	23,7	21,5	14,2	2.060,9	706,7		3.291,0
2022	1,0000000	531,8		531,8	0,0	1.060,9	292,7	1.353,6	10,4	21,9	0,0	1.385,9	21,5	21,3	13,9	1.442,6	805,0		2.779,4
2023	1,0000000	180,1		180,1	0,0	176,8	48,7	225,5	1,7	3,5	0,0	230,7	4,9	7,0	11,2	253,8	268,3		702,2

Cuadro: Detalle de las Cargas del Anexo C

 ITAIPU BINACIONAL				CARGAS DEL ANEXO "C"										
Años	Indexador	Factor de Ajuste	Factor para Utilidad del Capital	Energía Asociada a la Demanda	Utilidades de Capital			Resarcimiento por Cargas de Administración y Supervisión			Royalties			TOTAL
					Principal	Ajuste	Suma	Principal	Ajuste	Suma	Principal	Ajuste	Suma	
GVh	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles	US\$ miles			
2020	1,0146484	2,2051879	4,2675070	75.340,4	12.000,0	39.210,1	51.210,1	15.068,1	18.159,9	33.228,0	195.885,0	236.078,3	431.963,3	516.401,4
2021	1,0160384	2,2405556	4,3359510	75.134,5	12.000,0	40.031,4	52.031,4	15.026,9	18.641,7	33.668,6	195.349,8	242.342,3	437.692,1	523.392,1
2022	1,0160384	2,2764905	4,4054927	75.134,5	12.000,0	40.865,9	52.865,9	15.026,9	19.181,7	34.208,6	195.349,8	249.362,1	444.711,9	531.786,4
2023	1,0160384	2,3130018	4,4761498	25.044,8	4.000,0	13.904,6	17.904,6	5.009,0	6.576,8	11.585,8	65.116,6	85.498,2	150.614,8	180.105,2

En resumen, para el 2020 se prevé un costo total de **3.291 Millones de Dólares**, de los cuales el 63% representa a cargas financieras y amortizaciones de los financiamientos vigentes. En el siguiente cuadro se detalla en resumen los costos para el 2020:

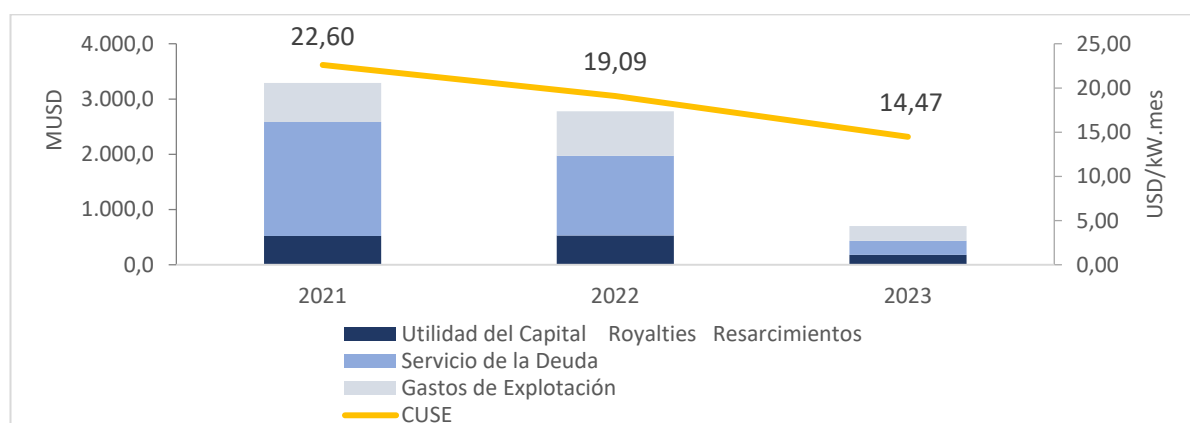
Cuadro: Componentes del Costo Anual de Itaipu 2020 (Millones de USD)

Millones de USD	2020
Utilidad del Capital	51,21
Royalties	431,96
Resarcimientos	33,23
Servicio de la Deuda – ELETROBRAS	2.004,90
Servicio de la Deuda – OTROS	60,02
Gastos de Explotación	805,00
Saldo de la Cuenta de Explotación	-95,27
Total Costo	3.291,06

Considerando la Potencia de ITAIPU disponible para contratación por las Entidades Compradoras, ANDE y Eletrobras, de **12.135 MW mensuales**, de enero a diciembre y energía garantizada de **75.340,37 GWh año**, se obtienen el costo unitario de **22,60 USD/kW.mes y su equivalente a 43,68 USD/MWh**.

En cuanto a los valores estimados para el 2021 a abril 2023, en el siguiente gráfico se detallan los valores que componen el CUSE, y la tarifa resultante en USD/kW. Mes.

Gráfico: CUSE 2021-2023



2.5.2 Remuneración de la Energía Cedida del Paraguay al Brasil

La remuneración de la energía cedida del Paraguay al Brasil, vinculada a la potencia y la energía no vinculada, presenta un costo unitario de USD 2,1526115/kW, que actualizado de acuerdo con las normas de comercialización de energía (Resolución Normativa N° 802, de 19.12.2017), resulta en un costo unitario de **USD 2,0223454/kW**.

La **Resolución Normativa N° 802³⁹ del 2017**, estableció que parte de la energía cedida por Paraguay a Eletrobras, tendría la transferencia de la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE), a través de la Tarifa de Energía de Optimización (TEO Itaipu). Esta Resolución fue revocada por la **Resolución Normativa N° 869⁴⁰**, de 28 de enero de 2020.

Consideraciones para el cálculo conforme normativas vigentes:

- **Remuneración por Cesión de energía:** remuneración prevista en el punto III.8 del Anexo C del Tratado de ITAIPU, correspondiente al monto necesario para la compensación a una de las Altas Partes Contratantes, equivalente a **300 USD, por gigawatt-hora cedido** a la otra Alta Parte Contratante, ajustada por un Factor Multiplicador y un Factor de Ajuste en relación a la inflación americana con base 1986.
- Por **Decreto N° 7.506⁴¹**, de 27 de junio de 2011, se promulga el acuerdo por Notas Reversales entre el Gobierno de la República Federativa del Brasil y el Gobierno de la República del Paraguay, sobre las Bases Financieras del Anexo C do Tratado de Itaipu, firmado el 1º de septiembre de 2009, con vigencia desde el 14 de mayo de 2011. **El Factor Multiplicador pasó de 5,1 a 15,3.**
- Conforme al Artículo 17º de la **Ley N° 13.360⁴²**, del 17 de noviembre del 2016, el total del costo relativo al factor multiplicador de 15,3 sobre el encargo de Cesión de Energía, promulgado por Decreto N° 7.506/2011, será incorporada a la Tarifa de Repase de Itaipu. Para la energía producida por Itaipu por encima de la energía asignada a ella por el Mecanismo de Realocación de Energía – MRE, el costo relativo al encargo será soportado por los participantes del MRE (TEO Itaipu).
- Con las alteraciones en las Reglas de Comercialización de Energía Eléctrica, aprobadas por la Resolución Normativa N° 802/2017, parte de la energía cedida por el Paraguay al Brasil, pasó al repase de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, por medio de la **Tarifa de Energía de Optimización – TEO Itaipu.**
- Los criterios para el cálculo de **TEO Itaipu** se establecen en la **Resolución Normativa N° 858⁴³ de 2019**. Los costos relacionados con la cesión de energía son incluidos según su participación que representa el 38,87% basado en la información proporcionada por Eletrobrás. Así pues, teniendo en cuenta el prorrateo indicado para la cesión, y los valores contenidos en el Anexo C del Tratado de Itaipu y otras actualizaciones jurídicas y datos técnicos comunicados, el costo variable de Itaipu, es de **10.108,99 USD/GWh.**

³⁹ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017802.pdf>

⁴⁰ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2020869.pdf>

⁴¹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Decreto/D7506.htm

⁴² http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2016/Lei/L13360.htm

⁴³ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2019858.pdf>

Cuadro: Calculo del costo variable de Itaipu previsto para 2020 (USD/GWh)

Componente	Valor do Tratado (A)	Multiplicador (B)	Fator de ajuste ⁽⁶⁾ (C)	Total (US\$/GWh) (A*B*C)
Royalties	650,00 ⁽¹⁾	4,00 ⁽⁴⁾	2,2051879	5.733,49
Cessão	300,00 ⁽²⁾	15,3 ⁽⁵⁾	2,2051879	3.934,46
Administração	50,00 ⁽³⁾	4,00 ⁽⁴⁾	2,2051879	441,04
			TOTAL	10.108,99

(1) Item III.4 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(2) Item III.8 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(3) Item III.5 do Anexo C ao Tratado de Itaipu.

(4) Nota Reversal nº DAM-I/DEM/CAI/03/PAIN L00E05, de 28 de janeiro de 1986.

(5) Nota Reversal de 1º/09/2009, e Lei nº 13.360, de 17/11/2016 (conversão da Medida Provisória nº 735/2016).

(6) Carta Eletrobrás CTA-DG-3519/2019, de 28 de novembro de 2019.

(7) O total do custo variável atribuído ao componente Cessão é multiplicado pela Energia cedida à Eletrobrás (%).

- Considerando que los costos de la energía no vinculada (diferencia entre la energía generada por Itaipu, descontando el consumo del Paraguay, y la energía garantizada de Eletrobras) son repasados a Eletrobras por la CCEE por medio de la **TEO Itaipu**, esta energía debe ser substraída de la energía total cedida por el Paraguay al Brasil, a fin de no duplicar los costos.

Cuadro: Composición de la energía cedida

	kWh
Energía suministrada por la ITAIPU a la Eletrobras	69.921.604.447
(-) Energía Vinculada a la potencia contratada de Eletrobras (*)	68.277.153.600
Energía No vinculada a la Potencia Contratada	1.644.450.847
Monto total de Energía cedida (**)	27.179.297.123
(-) Energía No vinculada a la Potencia Contratada	1.644.450.847
Energía cedida sin cobertura de encargos	25.534.846.276

(*) Garantía Física Itaipu (7.772,9 MW) de conformidad con el Anexo III de la Ordenanza N° 178 de 3 de mayo de 2017 del MME.

(**) Diferencia entre la energía perteneciente a ANDE (42.742 GWh) y la energía consumida por ANDE (15.563 GWh), según datos reportados por Eletrobras en la correspondiente CTA-DG3519/2019.

- El cálculo del costo de la energía cedida, es de **USD 258.458.925,23**, que dividiendo por la **potencia contratada de Eletrobras para el 2020** (conforme previsión) de **127.801.000 kW**, se obtiene la tarifa de **2,0223454 USD/kW.mes**.

Energía cedida a Eletrobras (GWh)	25.534,85
Encargo de cesión de energía (USD/GWh)	4.590
Factor de ajuste del dólar (Presupuesto IB/2018)	2,205
Remuneración por cesión de energía (USD)	258.458.925,23

2.5.3 Diferencial resultante de la Retirada del Factor de Ajuste

La Parte del Diferencial (Par), resultante de la retirada del factor de ajuste anual de los saldos deudores de los contratos de financiamiento celebrados con Itaipu Binacional, equivalentes a **USD 3.7634/kW**, de conformidad con el Artículo 3° de la Ordenanza Interministerial MME/MF N° 593, de 8 de noviembre de 2019, serán incluidos en la Tarifa de Repase.

Conforme a los lineamientos de la Ordenanza Interministerial MF/MME N° 313, de 11 de diciembre de 2007, se calculan los siguientes parámetros en el marco de la Ley N° 11.480/2007 y del Decreto N° 4550/2002, resuelto según la **Ordenanza Interministerial MME/MF N° 593/2019**⁴⁴.

- El Valor de la **Diferencia entre Saldos Deudores - VSD** resultante de la reducción de ingresos de la Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRAS y el Tesoro Nacional en 2019, que ocurrió debido a la retirada del factor anual de ajuste de la inflación americana, incidente sobre contratos de financiamiento, **es de USD 1.364.658.192,88**.
- **ELETROBRAS** tiene garantizado el valor de **Activos Regulatorios - AR**, equivalente a **USD 863.209.073,92**, relacionados con el saldo acumulado hasta el año 2019, y no incluida en la Tarifa de Repase del 1 de enero al 31 de diciembre de 2020.
- El valor de la **Porción Diferencial - Par**, que se incluirá en la Tarifa de Repase del 1 de enero al 31 de diciembre de 2020, es de **USD 482.795.420,422**, correspondientes a **USD 3.7634/kW**. Para el cálculo se utilizó el valor preliminar de la potencia anual contratada por Eletrobras de 129.620.000 kW (2019 – ANDE promedio mensual 1.333 MW).
- El valor de la fracción de la **Porción Diferencial**, que se transferirá a la **Tesorería Nacional - ParTN**, es de **USD 302.961.793,58**.
- El valor de la fracción de la **Porción Diferencial**, que se transferirá a **ELETROBRAS - ParEBRAS**, es de **USD 179.833.626,84**.

Cuadro: Detalle de Cálculos de la Parte del Diferencial

CONCEPTOS	USD
VSD Diferencia de Saldos	1,364,658,192.88
VFL Flujo Financiero	501,449,118.96
AR Activo Regulatorio ELETROBRAS	863,209,073.92
PAR = VSD - AR - RTN	
RTN Renuncia del Tesoro Nacional	18,653,698.54
PAR Parcela del Diferencial	482,795,420.42
PAR-TN Tesoro Nacional	302,961,793.58
PAR-EBRAS Diferencial a Eletrobras	179,833,626.84
PAR Parcela del Diferencial	482,795,420.42
(*) POTENCIA CONTRATADA ELETROBRAS (kW)	128,287,033
USD/kW.mes	3.7634

(*) Potencia utilizada al momento del cálculo

⁴⁴ <http://www.mme.gov.br/Portaria593-2019.pdf>

El **Activo Regulatorio**, es un valor adeudado a Eletrobras, definido anualmente por medio de las Ordenanzas Interministerial, y no incide en la tarifa a ser procesada en el ejercicio siguiente al del reconocimiento, y que acumula corrección y remuneración de las parcelas del diferencial no incidentes en la tarifa de años anteriores.

2.5.4 Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipu

El Demostrativo del saldo de la Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipu, fue estimado en valor negativo (déficit) de R\$ 12.772.776,90, para el 31 de diciembre de 2019.

La **Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica** de Itaipu está regulada por el **Decreto N° 4.550 de 2002**, y el saldo tendrá las siguientes destinaciones: i) si es positivo, está destinado a los consumidores del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, categorías Residenciales y Rurales, con un consumo mensual inferior a 350 kWh, mediante un crédito de un “bono”, en las cuentas de energía eléctrica, proporcional al consumo individual, de acuerdo con el Artículo 21° de la **Ley N° 10.438** de 26 de abril de 2002; ii) **si es negativo, se incorpora al cálculo de la Tarifa de Repase de la Potencia Contratada de Itaipu para el año siguiente, conforme al Artículo 16° del Decreto N° 4.550 de 2002, que será pagada por los consumidores de las distribuidoras cotistas, localizadas en las regiones S/SE/CO.**

Compete a la ANEEL fiscalizar la gestión de la Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipu realizada por la Eletrobras, y homologar, anualmente, la potencia contratada y los montos de energía eléctrica referentes a cada concesionaria de distribución cotista, la tarifa de repase de la potencia contratada, la tarifa de energía de optimización y el “bono” cuando haya.

En caso de no contar con datos oficiales, la ANEEL podrá utilizar una estimativa elaborada en base al saldo parcial de la cuenta hasta el 31 de Octubre de cada año, sin perjuicio de un posterior ajuste. La Eletrobras debe informar a la ANEEL hasta el día 25 de abril de cada año el resultado de la **Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica** de Itaipu del año anterior.

En la **Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica**, conforme fue creada por el Artículo 15° del Decreto N° 4.550 de 2002, se calculan todos los ingresos y gastos asociados con la contratación de servicios de electricidad de Itaipu, a la cesión de energía de Paraguay a Brasil, la gestión de la Cuenta por la Eletrobras y la comercialización de la energía de Itaipu en la CCEE, incluyendo los resultados del Mecanismo de Realocación de Energía – MRE.

Ingresos:

- a) Pagos de las Distribuidoras a la Eletrobras proveniente del repase de la potencia contratada de Itaipu, del valor resultante de la multiplicación de la cuota mensual de potencia por la tarifa de repase, en Reales equivalente a la facturación en USD.
- b) Cesión de energía de Itaipu a las demás usinas participantes del MRE.
- c) Comercialización de energía secundaria asignada a Itaipu en la CCEE.

Egresos/Gastos:

- a) Pagos realizados por la Eletrobras correspondiente a la adquisición de los servicios de electricidad de Itaipu.
- b) Pagos referentes a la adquisición de energía de otras usinas participantes del MRE, para atender a la energía vinculada a la potencia contratada.
- c) Compras de energía en la CCEE para cubrir eventuales exposiciones de Eletrobras provenientes de compromisos anuales de entrega de energía vinculada a la potencia contratada.
- d) Costos de naturaleza operacional, tributaria y administrativa incurridos por la Eletrobras como consecuencia de la comercialización de energía proveniente de Itaipu.
- e) Referentes a la compensación a Eletrobras y al Tesoro Nacional de la retirada del factor anual de reajuste de la deuda de Itaipu constante en la Ordenanza Interministerial y definido en el Artículo 6° de la Ley N° 11.480/2007.

El **saldo de la Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica** de Itaipu es contabilizado en forma mensual, y cerrada anualmente, debiendo estar concluida hasta el 20 de abril del año siguiente. Los resultados de aplicaciones financieras con recursos de la cuenta serán incorporados al saldo de la cuenta, y eventuales recursos de Eletrobras que sean utilizados para cubrir saldos negativos de la cuenta, serán remunerados con recursos de la propia cuenta, con base en tasa de interés equivalente a aquella que sería obtenida con la aplicación de los mismos en igual periodo.

Por **Despacho N° 4.689⁴⁵**, del 2 de diciembre de 2014, el Directorio de la ANEEL decidió que los valores adeudados (incumplimientos) por la Distribuidores a Eletrobras deben ser considerados en el saldo de la **Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica**.

El cuadro resume el saldo de la cuenta de comercialización de Itaipu de los últimos 5 años.

Cuadro: Detalle del Saldo de la cuenta de Comercialización de Itaipu 2015-2019

Valores en Reales	2015	2016	2017	2018	2019
Saldo antes del Incumplimiento (A)	2,849,839,471.9	1,995,392,993.8	1,536,749,622.1	1,692,975,057.0	1,269,933,484.0
Saldo de Incumplimiento (B)	(2,055,799,618.6)	(1,527,949,894.2)	(2,009,881,249.1)	(1,753,626,695.0)	(1,282,706,261.0)
Saldo después de Incumplimientos (C = A + B)	794,039,853.3	467,443,099.5	(473,131,627.0)	(60,651,638.0)	(12,772,777.0)
SALDO DEUDOR DE PRETAMOS REALIZADOS	(842,160,422.8)				
Provisión P/ Pago del Factor 10.2 de la Ley N° 13.360/2016		(945,999,077.3)			
Saldo Final	(48,120,569.5)	(478,555,977.7)	(473,131,627.0)	(60,651,638.0)	(12,772,777.0)

Fuente: Elaboración propia

El resultado de la **Cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú** para el 2020 correspondiente a un déficit de 12.772.776,60 Reales, a una tasa de **4,1553R\$/USD**, y dividido por la potencia anual contratada de 127.801.000 kW, da lugar a un monto de **0,02 dólares USD./kW.mes**, que se incluyó en la Tarifa de Repase para el año 2020.

Es importante mencionar que no se tiene acceso a los detalles que componen la Cuenta de Comercialización, situación que el Tribunal de Cuentas de la Unión, en el Proceso N° TC 022.634/2017-7, dentro de otras observaciones que guardan relación a los financiamientos,

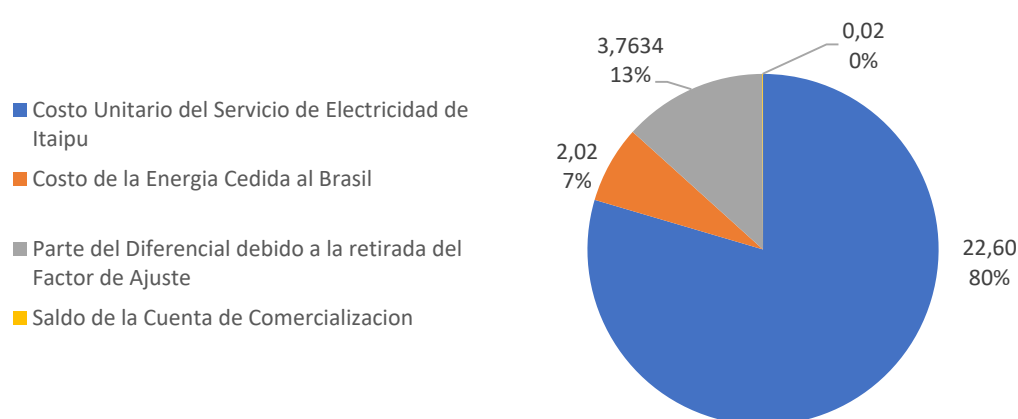
⁴⁵ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp20144689.pdf>

factores de ajustes, encargos, pagos en relación a la energía no vinculada, solicita a la ANEEL y a la Eletrobras encaminar datos, según consta en el acuerdo de fecha 10/07/2019.

2.5.5 Resultados obtenidos

La composición final de la Tarifa de Repase de la Potencia de Itaipu del año 2020 para las distribuidoras cotistas, totaliza **28,41 USD/kW.mes**, siendo el costo del CUSE el de mayor participación (80%), seguido por el Diferencial debido a la retirada del Factor de Ajuste sobre los saldos deudores de Itaipu (13%). Ambos valores sufrirán alteraciones a partir de la renegociación del Anexo C prevista para el 2023 con la cancelación de los financiamientos, siendo ambos componentes función directa de los financiamientos.

Grafico – Composición de la Tarifa de Repase de Potencia Contratada de Itaipu 2020



A modo informativo, se detallan los resultados de las Tarifas de Repase de los últimos 6 años, que fueron pasando por varias modificaciones reglamentarias en cuanto a liquidaciones, variaciones de las condiciones del mercado, factores de ajustes, entre otros.

Cuadro: Histórico de la Tarifa de Repase de Itaipu

Componentes de la Tarifa de Repase	USD/kW.mes					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Costo Unitario del Servicio de Electricidad de Itaipu	22,6	22,6	22,6	22,6	22,60	22,60
Costo de la Energía Cedida al Brasil	0,7387	0,7042	3,1489	2,5818	1,52	2,02
Parte del Diferencial debido a la retirada del Factor de Ajuste	2,9396	2,4791	1,8836	2,6605	3,4687	3,7634
Saldo de la Cuenta de Comercialización	11,79	-	1,09	1,11	0,12	0,02
Tarifa de Repase de Potencia Contratada (USD/kW.mes)	38,07	25,78	28,72	28,95	27,71	28,41

2016 - Saldo de la cuenta fue positivo

2017 - FM 15,3 desde 17.11.2016/Ley N° 13.360

Fuente: Elaboración propia

2.6 TARIFA DE TRANSPORTE DE ITAIPU

Por **Decreto N° 2655⁴⁶ del 2 de julio de 1998**, se reglamentó el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica - MAE, posteriormente sucedido por la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, y se definieron las reglas de organización del Operador Nacional del Sistema Eléctrico – ONS que trata la Ley N° 9648 del 27 de mayo de 1998.

En su Artículo 27° establece que el repase de la energía eléctrica generada por Itaipu Binacional será objeto de contratos específicos celebrados directamente entre los concesionarios y autorizados (Distribuidores cotistas) que actúan en el sistema interconectado Sur/Sudeste/Centro-Oeste y Eletrobras. Dichos contratos **deben prever el pago, a FURNAS, para el transporte de energía eléctrica desde ITAIPU Binacional.**

Por **Resolución Homologatoria REH N° 2.562⁴⁷, de 25 de junio de 2019** se establece el valor de las Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión - TUST de energía eléctrica, componentes del Sistema Interconectado Nacional para el ciclo 2019-2020, y en su Artículo 3º se define en **10.357,15 R\$/MW.mes** el valor de la tarifa mensual de transporte de energía eléctrica proveniente de Itaipu Binacional, con vigencia desde el 1 de julio de 2019 hasta el 30 de junio de 2020, que se aplicará a sus Distribuidoras cotistas.

Los cargos derivados de la aplicación de la tarifa de transporte **son abonados a Furnas Centrais Elétricas S.A.**, por el uso de las instalaciones de conexión dedicadas a Itaipu Binacional.

En relación al cálculo de la tarifa de transporte de Itaipu se expone los puntos más importantes que constan en la **Nota Técnica N° 117/2019 – SGT/ANEEL⁴⁸** de fecha 21 de junio de 2019:

- i. La Tarifa de Transporte de Itaipu, relativa a las **Demás Instalaciones de Transmisión - DIT** de uso exclusivo (instalaciones dedicadas a esa planta generadora que no compone la Red Básica – TUST RB ni los Transformadores de Frontera – TUST FR) se calcula a partir de los Cargos de Conexión correspondientes a Furnas para el ciclo 2019-2020 y de los Ajustes – PA referentes a la previsión de la Demanda Anual de Potencia del ciclo 2018-2019 y las variaciones de la Remuneración Anual Permitida - RAP derivadas de la revisión efectuada por la ONS u otros ajustes.
- ii. De acuerdo a las Resoluciones Homologatorias de la ANEEL N° 2.355/2017 y 2.500/18, se establecieron los valores de potencia contratada por las Distribuidoras cotistas de Itaipu para los años 2018 y 2019, de 130.380 MW.año y 129.620 MW.año, respectivamente.
- iii. El Ajuste referente a la previsión de la Demanda PA _{DEMANDA} recupera en el siguiente ciclo las variaciones de potencia provenientes del desajuste entre el año civil y el ciclo tarifario.

⁴⁶ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2655.htm

⁴⁷ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20192562ti.pdf>

⁴⁸ <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20192562.pdf>

Cuadro: Valor de la TUST Itaipu

Parámetros de cálculo	2018-2019	2019-2020	Variación
Cargos de Conexión (Reales)	1.274.465.011,08	1.340.648.983,91	5.2%
PA _{RAP} (Reales)	-	-	
PA _{DEMANDA} (Reales)	2.534.585,94	1.845.125,00	-27.2%
Cargos a ser recaudados (Reales)	276.999.597,02	1.342.494.108,91	5.1%
Demanda Anual (MW)	130.380,00	129.620,00	-0.6%
Tarifa de Transporte de Itaipu (Reales/MW)	9.794,44	10.357,15	5.7%

De manera a hacer algunos cálculos estimados en relación al costo fijo que tienen las Distribuidoras Cotistas tenemos los siguientes resultados en el siguiente cuadro, según el tipo de cambio que se utilice, ya que los costos son en Dólares americanos.

Cuadro: Costo final de la energía de Itaipu para el Distribuidor - cotista

	CASO 1	CASO 2
Tarifa de Repase de Potencia Contratada (USD/kW.mes)	28.41	28.41
Considerando TC variable de los últimos doce meses (máximo 5,35 R/USD; mínimo 4,02 R/USD) – feb/2020	4.02	5.35
Tarifa de Repase de Potencia Contratada (R\$/MW.mes)	114,208.20	151,993.50
Tarifa de Transporte de Itaipu - FURNAS (R\$/MW.mes)	10357.15	10357.15
Tarifa de Transporte de Itaipu - FURNAS (USD/MW.mes)	2.576.40	1.935.92
Total (R\$/MW.mes)	124,565.35	162,350.65
Potencia Eletrobras MW (<i>considerada p/ 2020</i>)	129,619.00	129,619.00
Total costos (R\$ 2020)	16,146,036,101.65	21,043,728,902.35
Total costos (USD 2020)	4,016,426,890.96	3,933,407,271.47
Garantía Física MWh (<i>considerada p/ 2020</i>)	60,005,454.05	60,005,454.05
Costo R\$/MWh	269.08	350.70
Costo USD/MWh	66.93	65.55

2.7 IMPACTO DEL RIESGO HIDROLÓGICO DE ITAIPU EN LAS BANDERAS TARIFARIAS

Por **Decreto N° 8401⁴⁹**, del 4 de febrero de 2015, se creó la **Cuenta Centralizadora de los Recursos de Banderas Tarifarias**, a cargo de la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica – CCEE, destinada a administrar los recursos provenientes de la aplicación de las banderas tarifarias instituidas por la ANEEL, por los agentes de distribución de energía eléctrica conectados al SIN. Algunos aspectos importantes a saber, reglamentados en **PRORET Submódulo 6.8 Banderas Tarifarias⁵⁰**:

- Las Banderas Tarifarias entran en vigor a partir del año 2015. El propósito de las Banderas Tarifarias es: 1) Señalizar a los consumidores las condiciones de generación

⁴⁹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8401.htm

⁵⁰ <https://www.aneel.gov.br/preret-submodulos6-8>

de energía eléctrica en el SIN, cobrando un valor adicional a la Tarifa de Energía - TE; 2) Ecuilibrar los costos variables relacionados con la adquisición de energía eléctrica, cuya fluctuación se rige por variables operativas del SIN.

- b. El sistema de Banderas Tarifarias está representado por: a) Banderas Tarifarias Verde que indica condiciones favorables de generación de energía, sin implicar un aumento tarifario; b) Banderas Tarifarias Amarilla; y c) Banderas Tarifarias Roja, niveles 1 y 2. Las banderas amarillas y rojas indican condiciones menos favorables y críticas de generación de energía, lo que resulta en un arancel adicional a la Tarifa de Energía - TE.
- c. La ANEEL define mensualmente la Bandera Tarifaria que se aplicará en el mes siguiente, considerando información proporcionada por el Operador Nacional del Sistema – ONS y la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), así como las estimaciones de costos que deben ser cubiertas por banderas tarifarias y la cobertura tarifaria de los distribuidores. La CCEE crea y mantiene la Cuenta Centralizadora de Recursos de Banderas Tarifarias - Cuenta Banderas, con el propósito específico de administrar los recursos como resultado de la aplicación de las Banderas Tarifarias.
- d. Los agentes de distribución recogen los fondos de la facturación de las Banderas Tarifarias, directamente a la Cuenta Banderas, y los recursos disponibles en la Cuenta Banderas se transfieren mensualmente a los agentes de distribución, con derecho a crédito, en el proceso de liquidación financiera del mercado a corto plazo, considerando los costos realizados de generación de energía por fuentes termoeléctricas y exposiciones del mercado a corto plazo, determinados por la CCEE de acuerdo con las Reglas de Comercialización.
- e. En la definición de los valores de las Banderas Tarifarias, las previsiones de costos de los distribuidores cubren entre otros ítems **la exposición al mercado de corto plazo debido a una generación insuficiente asignada bajo el MRE a Itaipu (Riesgo Hidrológico de Itaipu)**, así como el correspondiente alivio en las exposiciones a la diferencia de precios entre submercados.
- f. La activación de las Banderas Tarifarias es definida mensualmente por ANEEL.
- g. En relación a la liquidación del mes de febrero/2020, conforme **Nota Explicativa de la ANEEL de fecha 30/03/2020⁵¹**, la cobertura tarifaria otorgada a los agentes de distribución fue suficiente para cubrir los costos calculados en el mes, caracterizando un saldo neto de R\$ 418 millones. Los ingresos procedentes de las banderas tarifarias ascendieron a R\$ 177 millones, a partir de la aplicación de la bandera amarilla en enero/2020. En febrero, la bandera tarifaria fue verde. Así, el cálculo final mostró un resultado positivo de R\$ 596 millones, dando lugar a un **superávit acumulado de R\$ 1.375 millones**.
- h. Al respecto, con las planillas detalladas de los meses de enero de 2019 a diciembre de 2019, Relatorios y notas explicativas de la Cuenta Banderas disponibles en la página web de la ANEEL⁵², obtenemos el valor mensual relacionado al Riesgo Hidrológico de Itaipu, que a Diciembre de 2019 totalizaba aproximadamente R\$ 2.180 Millones, a cargo de las distribuidoras cotistas, impactada por los créditos de la Cuenta Banderas.

⁵¹ <https://www.aneel.gov.br/documents/Nota+Explicativa+fevereiro+2020.pdf>

⁵² <https://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas conta-bandeiras>

Considerando la tasa cambiaria de 4 R\$/USD a diciembre de 2019, el valor asciende a 545 Millones de USD.

Cuadro: Riesgo Hidrológico de Itaipu contabilizado en la Cuenta Banderas

2019	Efecto do Contrato de Itaipu (R\$)
Enero	4.535.822,23
Febrero	155.275.425,56
Marzo	122.485.405,37
Abril	103.244.794,99
Mayo	79.301.834,79
Junio	55.459.145,92
Julio	218.324.218,18
Agosto	353.390.595,39
Setiembre	244.911.700,27
Octubre	298.438.627,17
Noviembre	338.748.929,65
Diciembre	206.465.067,32
TOTAL	2.180.581.566,84

- i. En el **mes de diciembre/2019**⁵³, conforme Nota Explicativa, la cobertura tarifaria otorgada a los agentes de distribución no fue suficiente para cubrir los costos calculados en el mes, caracterizando un costo neto de R\$ 378 millones. El principal impacto en los costos se debió al riesgo hidrológico. Los ingresos procedentes de las banderas tarifarias ascendieron a R\$ 689 millones, desde la aplicación de la bandera roja, nivel 1, en noviembre/2019, y la bandera amarilla en diciembre/2019. Así, el cálculo mostró un resultado positivo de R\$ 311 millones, lo que, combinado con el saldo positivo acumulado dio lugar a un superávit acumulado de R\$ 745 millones al cierre del año 2019.

2.7.1 Riesgos en la comercialización de energía hidroeléctrica

La producción de electricidad está influenciada por incertidumbres de diversas naturalezas:

- Disponibilidad de recursos energéticos, tanto renovables (hidrología, eólico, solar, biomasas), como no renovables (gas, óleos, carbón, uranio);
- Costo de los recursos energéticos (gas, etc.);
- Disponibilidad de transmisión, gasoductos, y vehículos de transporte;
- Disponibilidad de los equipos de generación.

⁵³ <https://www.aneel.gov.br/Nota+Explicativa+Dezembro+2019.pdf>

La incertidumbre de estos factores, sumada a la de la demanda, también da lugar a la incertidumbre del precio de mercado a corto plazo (PLD - Precio de liquidación de diferencias).

Aunque todos los sectores económicos sufren incertidumbres sobre los factores de producción y consumo, en el sector eléctrico el riesgo derivado de este conjunto de incertidumbres se acentúa debido a las dificultades en el uso de las tecnologías de almacenamiento de energía en plazos extendidos, lo que implica que la electricidad debe producirse en la medida de la demanda y con los recursos disponibles en cada momento, y también debido al alto costo del déficit resultante de ser un insumo esencial, transversal en todas las actividades, e irremplazable en la mayoría de ellas.

Una de las exposiciones a la que está sometido la UHE Itaipu es la de los ***Contratos de Itaipu de cotistas situados en el submercado Sur***. Los contratos originarios de Itaipu se registran en el submercado donde se encuentran sus titulares de cotas (Sur y Sudeste/Centro-Oeste), por lo tanto, el agente de comercio de energía de Itaipu Eletrobras, vendedor del contrato, se expone financieramente cada vez que el PLD del submercado Sur es diferente del Sudeste/Centro-oeste, donde la energía de la Usina es registrada en la CCEE.

Asimismo, Itaipu por pertenecer al MRE está sujeta a todos los riesgos asociados a la producción hidroeléctrica, desde la cuestión hidrológica, dada por la variabilidad de las afluencias naturales -ENA amortizada por la regularización de la afluencia a través del control de la defluencia de los reservorios de gran capacidad; hasta la política operativa para atender la demanda que es influenciada por:

- i. Caída de la demanda que implica un menor despacho;
- ii. Concurrencia con otras renovables no almacenables tales como eólicas y solares;
- iii. Despacho termoeléctrico fuera de la orden de mérito, o sea, despacho de las termoeléctricas con Costo Variable Unitario CVU mayor que el precio, sea por razones eléctricas o energéticas, para aumentar la seguridad del suministro;
- iv. Utilización de parte de la generación hidroeléctrica para control de frecuencia y como reserva girante;
- v. Atrasos en la expansión de la transmisión.

Al analizar los primeros tres factores se puede notar que, la opción del Operador por reducir la generación hidroeléctrica es adoptada por ser la forma más eficaz de aumentar estratégicamente el stock de energía del sistema, desconsiderando la decisión del modelo de despacho óptimo. Por tanto es importante caracterizar las decisiones en dos naturalezas distintas:

- **El primer tipo de decisión se refiere a la reducción de la demanda y la competencia con fuentes no controlables**, que pueden llevar a una reducción del factor GSF, por tanto se espera que esta decisión operativa acarree una mejora en los resultados financieros del MRE, pues una reducción de GSF en periodos de menores valores de PLD (exceso de oferta de energía, debido a intermitentes) tiene como contrapartida esperada un posible aumento del GSF en periodos futuros de precios más elevados (menor generación de las intermitentes y consecuentemente menor oferta de energía). Confirmando este raciocinio, se observa que este tipo de decisión también es verificado en las simulaciones computacionales de optimización del despacho por orden de mérito (NEWAVE y DECOMP).

- **El segundo tipo de decisión recae sobre el despacho fuera de orden de mérito - GFOM** que, por definición, contradice a la decisión de los modelos computacionales. Esta decisión reduce el GSF en periodos en que los valores de PLD son elevados (en los cuales se percibe la necesidad de un aumento de seguridad), para aumentar el factor en periodos futuros, con valores de PLD más reducidos (cuando no es percibida la necesidad de aumento de seguridad). Por tanto, al contrario del primer tipo, esta decisión acarrea perjuicios a los participantes del MRE.

De esta forma, la Resolución Normativa N° 764/2017 de acuerdo con la Ley N° 13.203/2015, reglamentó el cargo por dislocación hidroeléctrico debido a seguridad energética (preservar el almacenamiento de los reservorios de las usinas en momentos de baja afluencia) pero en relación a la restricción eléctrica aún falta definición.

Algunos de estos factores de riesgo adicionales de origen no hidrológico están asociados a la operación del sistema, pero deben ser evaluados en forma bastante criteriosa. Hay factores de riesgo que están asociados a la propia estrategia comercial de los agentes con las reglas de comercialización, como lo son los riesgos de los procesos de sazonalización de la garantía física.

La sazonalización de la GF es realizada en función de la estrategia comercial de cada agente, en cuanto la modulación es realizada por las reglas de comercialización y sigue el perfil de generación de las usinas del MRE. De esta forma, la sazonalización de la GF del MRE no necesariamente sigue el perfil de generación del MRE.

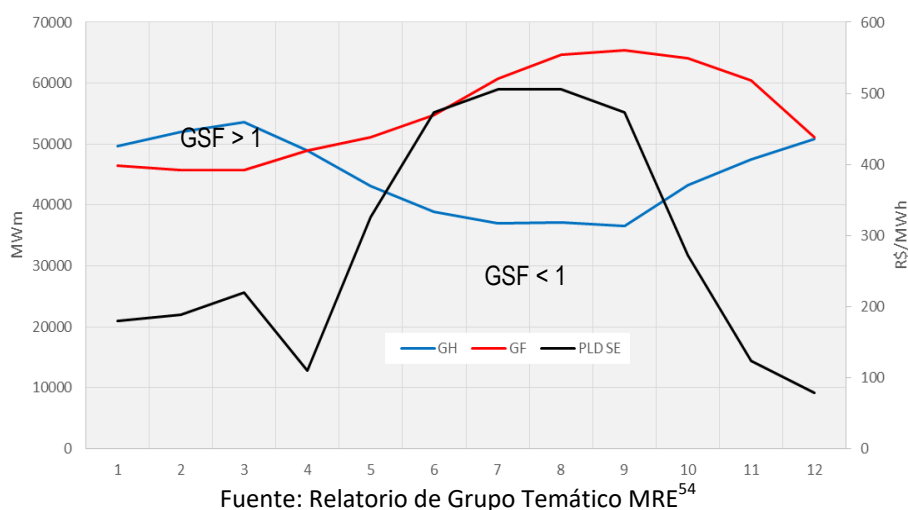
El desfase entre la sazonalidad de la producción hidroeléctrica y de la GF hace que el factor GSF sea alto en el periodo húmedo (mucha generación y baja GF sazonalizada) y reducido en el periodo seco (poca generación y alta GF sazonalizada), provocando oscilaciones artificiales del factor GSF elevando el riesgo de las hidroeléctricas. Este desfase tiende a acentuarse con la entrada de las usinas en la cuenca amazónica, cuya sazonalidad de producción es más acentuada que las usinas de las demás cuencas.

Otro punto de riesgo está asociado a la entrada de usinas de fuentes renovables y no controlables. La generación hidroeléctrica, a pesar de ser la mayor en participación del SIN, es la que cierra el balance electro-energético, siendo por tanto, marginal en la operación. La generación hidroeléctrica es precedida por las fuentes no controlables y por las térmicas con CVU menor que el Costo Marginal de Operación – CMO. Por otro lado, para un dado nivel de demanda, el aumento de la capacidad no hidroeléctrica reduce el costo futuro, y por tanto el valor del agua, permitiendo que las hidroeléctricas exploren más el stock de agua de los reservorios.

Los últimos años fueron los más desafiantes para el MRE desde su implantación en el 2001, especialmente a partir del año de 2014, período en que el GSF presentó valores abajo de 90%, lo que expuso negativamente a muchos agentes hidroeléctricos a valores elevados del PLD.

En la siguiente figura se ejemplifica el problema presentando datos de generación hidráulica, de la garantía física sazonalizada y del PLD del Sudeste del año 2018. Se presentan periodos en que la garantía física es muy superior a la generación del MRE, originando exposiciones al Mercado de Corto Plazo – MCP en momento de PLD elevado.

Gráfico: GF-GSF-PLD Sudeste 2018



Hay otros puntos de la Generación Fuera del Orden de Mérito – GFOM, como ser la importación de energía eléctrica interrumpible de la República Argentina y de la República Oriental del Uruguay, asociado a la Ordenanza MME N° 339 del 15 de agosto de 2018. En ella se establece que el Comité de Monitoreo del Sector Eléctrico – CMSE podrá decidir por considerar la importación como recurso adicional al SIN, sin sustitución de generación de usinas termoeléctricas, debiendo presentar las justificativas para esta medida. Sobre este punto hay consenso entre la CCEE y la ANEEL que esa importación, cuando ocurre, desfasa al MRE, siendo que las usinas del mecanismo deben tener derecho a recibir encargo por esa dislocación, pero aún no está definida esta operación.

Por tanto, hay tratamiento previsto para el impacto de la GFOM en el MRE, pero hay puntos que carecen de perfeccionamiento o debates:

- Reglamentación de dislocamiento hidráulico por restricciones eléctricas;
- Definición del tratamiento a ser dado para la importación sin sustitución de usinas termoeléctricas;
- Definición del tratamiento de generación clasificada como reserva operativa;
- Definición del tratamiento de generación termoeléctrica inflexible que excede el monto establecido en la Garantía Física.

Por último citamos el impacto causado por el atraso de las puestas en servicio de líneas de transmisión, que restringen la generación de las usinas hidráulicas y consecuentemente la generación del MRE. También los límites de flujos de energía son restricciones eléctricas, sean ellas internas o entre submercados, o sea, estos límites de transporte que impone restricciones de la generación a las usinas nada tienen que ver con la situación hidrológica, yendo en contra del concepto del MRE que busca compartir exclusivamente el riesgo hidrológico. Es también importante evaluar las cuestiones de carácter operativo, por ejemplo, criterios para garantía de confiabilidad (N-1, etc) que pueden limitar la generación y también acarrear vertimiento turbinable.

En el siguiente apartado evaluaremos la previsión de generación de Itaipu para el año 2020 y los diferentes riesgos que impactan en la generación de Itaipu, como por ejemplo los límites

⁵⁴ <http://www.mme.gov.br/documents/MRE.pdf>

de flexibilidad permitidos para las afluencias de Itaipu en la operación optimizada del sistema brasileiro, la singularidad de encontrarse al final de la cascada del Sudeste, entre otros aspectos.

3 ASPECTOS ADICIONALES QUE GUARDAN RELACION CON LA UHE ITAIPU

3.1 PERSPECTIVAS PARA LA PRODUCCION DE LA UHE ITAIPU EN 2020

El **Departamento de Operación del Sistema de la Superintendencia de Operación de Itaipu**, elaboró en fecha 22/11/2019 un informe sobre las perspectivas para la producción de la UHE Itaipu en el 2020, según consta en la **Nota Técnica NT/OPS.DT/02/2019**.

La Central Hidroeléctrica de ITAIPU atiende al Sistema Interconectado Nacional Brasileiro (SIN-BR) y al Sistema Interconectado Nacional Paraguayo (SIN-PY). El SIN-BR tiene predominancia de emprendimientos hidroeléctricos, localizados en doce cuencas hidrográficas en las diferentes regiones del país. Con eso, existe la conexión de padrones hidrológicos diversos y, muchas veces, complementarios. Eso permite la atención al mercado con seguridad y economía, y la explotación plena de los volúmenes afluentes y la reducción de los riesgos de los periodos secos.

El embalse de ITAIPU es alimentado por la cuenca del Río Paraná. Aguas abajo de ITAIPU, con influencia directa sobre el nivel de aguas, se sitúa el río Iguazú. El caudal afluente a ITAIPU puede ser dividido en dos partes, el **caudal afluente incremental y el caudal afluente regularizado**. El **caudal afluente incremental es natural**, pues no posee un embalse que controle el caudal de agua y sigue el ciclo de las lluvias. Ese caudal de agua engloba principalmente los ríos Ivaí, Piquiri e Ivinhema. El **caudal afluente regularizado es aquel proveniente de las 54 centrales que quedan aguas arriba de ITAIPU**, y más directamente las **centrales Puerto Primavera y Rosana**.

La operación del embalse de ITAIPU y el programa de generación y descargas son dimensionados para atender los requisitos de las entidades compradoras, ANDE y Eletrobras, pero también atendiendo a un balance entre el caudal afluente y el caudal de descarga que permita la operación del embalse entre límites físicos y restricciones operativas, esto es, niveles aguas arriba, aguas abajo, acuerdo Tripartito, entre otros.

La operación de ITAIPU es fuertemente impactada por las condiciones de los sistemas eléctricos a los cuales está conectado, tanto del punto de vista hidroenergético como del punto de vista eléctrico. Del punto de vista eléctrico, ITAIPU 60 Hz se conecta a los subsistemas Sur y Sudeste del SIN-BR vía sistema de transmisión en 765 kV y 500 kV. ITAIPU 50 Hz se conecta al subsistema Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) del SIN-BR a través del Sistema C.C. en 600 kV, y se conecta al SIN-PY mediante sistemas de transmisión en 220 kV y 500 kV.

Las principales conclusiones de la Nota Técnica son:

- a) Para el 2020 se espera una **condición climática NEUTRA**, sin previsión de ocurrencia de fenómenos La Niña y El Niño, con valores de temperatura de la superficie del mar en la región ecuatorial del océano Pacífico muy próximas del promedio histórico;
- b) Se espera que las precipitaciones estén **próximas al promedio histórico en la mayor parte del año**, con excepción de fenómenos atmosféricos de escala temporal y espacial no pronosticadas en la previsión climática;

- c) El análisis de las componentes de caudales afluentes a ITAIPU para el año 2020 tuvo como resultado valores esperados por **debajo del promedio histórico, con tendencia a establecerse en la franja entre $6.641\text{m}^3/\text{s}$ y $9.916\text{m}^3/\text{s}$** ;
- d) La mayor demanda por generación en ITAIPU debe ocurrir entre los meses de **septiembre a noviembre**, ya que se espera el mismo padrón de años anteriores, donde se observó desplazamiento de la carga neta del SIN-BR de los meses de verano para esos meses, así como la coincidencia con el inicio de periodos de mayor demanda del SIN-PY por su estacionalidad anual;
- e) **Se espera fuerte competición de ITAIPU 50 Hz con otros sistemas de corriente continua del SIN-BR, especialmente en el periodo de abril a junio, competición impulsada por la conclusión de la central Belo Monte y su sistema de transmisión asociado;**
- f) Existe posibilidad de ocurrencia de **vertido turbinable en ITAIPU entre abril y junio**, lapso que acompaña la reducción de la carga del SIN-BR, final del período húmedo del subsistema SE/CO, así como la permanencia de elevada disponibilidad energética de las centrales Belo Monte y Tucuruí. También contribuye para esa posibilidad el caudal afluente incremental, que respondería a lluvias esperadas para el subsistema Sul del SIN-BR. También existe posibilidad de ocurrencia de vertido turbinable **en noviembre y diciembre**, inicio del período húmedo y de incremento de las disponibilidades energéticas de las centrales de Santo Antônio y Jirau;
- g) El valor esperado de la energía disponible para el año **2020 es de 90.777 GWh**, de acuerdo con las series estudiadas. La incertidumbre de la energía disponible se distribuye de la siguiente forma:
- **41% de situarse por encima de 90.000GWh**
 - **39% de situarse entre 85.000GWh y 90.000GWh**
 - **20% de situarse por debajo de 85.000GWh**
 - **3% de las series utilizadas proporcionaron una energía disponible inferior a los 75.000GWh**
- h) **El constante aumento de las fuentes de generación intermitente y la estacionalidad anual de la oferta energética en el SIN-BR acarrea como consecuencia una tendencia de desplazamiento de ITAIPU en la prioridad de despacho, pasando a realizar con mayor frecuencia actividades consideradas como Servicios Auxiliares en Sistemas Eléctricos de Potencia.**
- i) Estudios del Operador Nacional del Sistema (ONS) apuntaron la posibilidad de una restricción que resulta en una limitación de transmisión conjunta para todos los sistemas Corriente Continua del SIN-BR, con **reducción de hasta 16% en la capacidad máxima de recepción del subsistema SE/CO**, perdurando a lo largo del año 2020, mismo con la entrada de los refuerzos planificados;
- j) El aumento de la capacidad de transferencia de energía en la interconexión Sul-Sudeste del SIN-BR, por la entrada en operación de la LT 500kV Itatiba-Bateias, se refleja en la posibilidad de aumento de la energía enviada por ITAIPU al subsistema Sur en periodos en que ese subsistema presente baja hidráulicidad, así como disminución de la competición en periodos de alta hidráulicidad;

- k) La entrada prevista del nuevo SEP 765kV y de la interconexión ITAIPU 50Hz/Furnas 50Hz/ANDE/SADI/UTE representa un cambio de paradigma en relación a la operación actual, debido a altos impactos en los modos de operación de ITAIPU con necesidad de adecuación de procedimientos operativos internos.

Es importante destacar que el SIN Brasileiro utiliza modelos de optimización para buscar la mejor opción global del sistema interconectado, incluyendo la carga de ANDE conectada a Itaipu. Esos modelos buscan obtener una solución de **menor costo total de operación**, a través de la operación de las cascadas y del despacho de las usinas térmicas, buscando mantener los reservorios en niveles adecuados para la operación y el atendimento de la carga del sistema interconectado. De esta forma, la solución para cada usina no es evaluada individualmente, pero si, el impacto que provoca en el costo del sistema como un todo. En algunos momentos la solución del problema de optimización puede determinar que es más ventajoso para el sistema interconectado, a largo plazo, retener agua en algunos reservorios y en otro momento utilizar esa agua, propiciando una ganancia energética. Esa decisión no es trivial y depende de factores como la incerteza de las afluencias y de las demandas futuras.

Lo que ocurre con la afluencia de Itaipu refleja la regularización que existe, una vez que la energía almacenada en el primer semestre es liberada en el segundo semestre, cuando la afluencia natural a Itaipu es menor, lo que propicia la ganancia energética. La afluencia regularizada es mayor que la afluencia natural.

Existen importantes aspectos energéticos y eléctricos del SIN Brasileño, que tornan compleja la gestión hidroenergética de Itaipu, ajenos al gerenciamiento y control de Itaipu, que repercuten en la generación y suministro de Itaipu a las Entidades Compradoras, que inclusive impactan en los costos finales de la energía de Itaipu y consecuentemente en la generación de beneficios y regalías a las Altas Partes.

3.2 ITAIPU Y EL TRIBUNAL DE CUENTAS DE LA UNION -TCU

Durante el año 2017, fue iniciada una **auditoria operacional por parte del Tribunal de Cuentas de la Unión – TCU**⁵⁵ sobre temas que guardan relación a la energía de Itaipu que es comercializada por la Eletrobras, involucrando a distintos órganos del sector eléctrico relacionados. El objetivo de la auditoria fue evaluar la política de definición de las tarifas de repase, la garantía física y de destinación de la energía, la regulación y la gestión de la comercialización aplicables a la energía oriunda de la UHE Itaipu en el contexto brasileño, así como su impacto sobre la tarifa. La principal conclusión de la auditoría fue que el consumidor brasileño puede tener un costo excesivo de la energía producida por la central eléctrica de Itaipu.

Algunos puntos resaltantes del relatorio se detallan a continuación:

- i. De acuerdo al Parecer L-208 de 22/09/1978 de la Auditoría General de la República, Itaipu es definida como una entidad binacional creada por Tratado entre Brasil y Paraguay, y constituye una empresa jurídicamente internacional, o sea, persona jurídica vinculada y sometida a los principios de derecho internacional, en los términos establecidos en su acto de creación, siendo que los mecanismos de controles administrativos y financieros, tanto internos cuanto externos, deben ser los previstos en el acto de constitución del Tratado (punto 17).

⁵⁵ [https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/ITAIPU TCU](https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/ITAIPU%20TCU)

- ii. Existen diferentes opiniones en relación a si la TCU tiene o no competencia para fiscalizar Itaipu, inclusive algunas que indican que tiene plena competencia, independiente de cualquier reglamentación por la nítida extracción constitucional e interés público en su consecución. Este tema está en tratamiento con la conformación de equipos de trabajos con el Ministerio de Relaciones Exteriores de ambos países, con el objetivo de la creación de la Comisión Binacional de Cuentas (punto 26).
- iii. El informe busca evidenciar que 17% de toda la energía consumida en el Brasil proviene de Itaipu, y es regulada por el costo declarado por la Binacional, sin evidencias acerca de la eficiencia de los costos repasados al consumidor. No existiendo mecanismos adecuados de gobernanza y control sobre la empresa, el consumidor brasileiro está expuesto a la posibilidad de sobrecostos tarifarios (punto 27).
- iv. Los principales problemas identificados están sintetizados en las siguientes conclusiones (punto 39):
 - No hay fiscalización de rúbricas como amortizaciones de préstamos y factor de ajuste de la inflación americana, los cuales componen la mayor parte de la tarifa de repase de Itaipu.

Absoluta falta de transparencia de la deuda de Itaipu, cuyos datos son desconocidos del control y no son pasibles de verificación. Estos datos tienen sensible implicación con el altísimo valor de las cuentas de energía pagadas por los consumidores, y explican gran parte de la cuenta de energía. Lagunas en la fiscalización y validación por parte de ANEEL, MME y Eletrobras, de los valores pagados por Itaipu a título de amortización y cargas financieras.
 - La propuesta de la Consulta Pública N° 36/2017 viola no solo el límite del 5% del Decreto N° 2.655/1998 para reducción de la garantía física de Itaipu y cotistas, también el Artículo 11° del Decreto N° 4.550/2002 y el Artículo 37° de la Constitución Federal/1988, con potencial de onerar desproporcionalmente al consumidor.
 - La metodología de cálculo del riesgo hidrológico adoptado a partir del 2015 condujo a una asignación indebida del resultado de energía de Itaipu en el MRE y en el Mercado de Corto Plazo.

Deficiencias en los controles contables y gerenciales que deberían permitir la perfecta separación entre valores destinados por la Eletrobras para cubrir déficits contabilizados en la Cuenta de Comercialización de Itaipu, clasificándolos como decurrentes de cambios de las reglas de comercialización, relacionada a la energía vinculada de Itaipu y de la exposición al mercado de corto plazo.

En fecha 10 de julio de 2019 se emitió el **Acuerdo N° 1589/2019 -TCU-Plenario**⁵⁶, que solicita y determina que la ANEEL realice fiscalizaciones periódicas relativas al repase de costos de la energía de Itaipu y los valores de los financiamientos, cargos y factores de ajuste; que detalle la memoria de cálculo de los costos de la energía no vinculada del periodo 2015-2017, los respectivos pagos a Eletrobras, y los intereses que se cobraron; determina que Eletrobras debe encaminar planillas electrónicas, memorias de cálculo del factor de ajuste desde 2007, documentos que comprueben la orientación dada a Itaipu para la realización de los tests de

⁵⁶ <https://pesquisa.apps.tcu.gov.br/NUMEROATA:25>

indisponibilidad; recomendar al Grupo de Trabajo creado por Ordenanza MME N° 124/2019 obtener copia de los contratos de financiamientos de Itaipu con Eletrobras anteriores a 1997, y sus respectivas planillas de cálculos de las amortizaciones y cargas financieras realizadas hasta las renegociaciones que dieron origen a la deuda actual, con vistas a subsidiar las negociaciones del Anexo C del Tratado.

El Tribunal de Cuentas también evaluó las negociaciones para la revisión del Tratado de Itaipu. Sin embargo, llegó a la conclusión de que todavía no existen medidas concretas para generar un entorno favorable a la defensa de los intereses nacionales en las negociaciones sobre la revisión del Tratado.

Según el Ministro-relator, Walton Alencar, *"los nuevos aumentos tarifarios, repasados a los consumidores brasileños, definitivamente no son la manera de rescatar las deudas históricas entre los dos países, socios en un emprendimiento estratégico altamente beneficioso para ambos y esencial para el desarrollo económico y social de los dos países"*.

3.3 VENCIMIENTO/REVISIÓN DE LAS CONCESIONES ITAIPU Y TUCURUÍ

El material **"Energía - Diagnósticos y propuestas para el sector, Capítulo Energía eléctrica", elaborado por la Secretaría de Monitoreo Fiscal, Energía y Lotería – Sefel⁵⁷**, realizado en diciembre de 2018, sugiere ciertos cursos de acción al término de las concesiones o revisiones.

Después de 50 años de firmar el Tratado que permitió la construcción de la usina de Itaipu, en 2023 expiran las cláusulas relacionadas con los ajustes financieros entre Brasil y Paraguay, exigiendo una posición del próximo gobierno sobre este tema. Esta planta tiene muchas particularidades, entre ellas las siguientes: ***es la segunda planta generadora más grande del mundo, con una capacidad de generación de 14 GW; tiene un carácter binacional, es decir, la mitad de la potencia instalada de la planta pertenece al gobierno brasileño y otra mitad al gobierno paraguayo; se encuentra en una región que no es sensible a las variaciones de agua que afectan a otras regiones del país; pertenece al subsistema de mayor carga del SIN; y tiene tarifa en dólares.***

Un componente importante de la tarifa energética de Itaipu se refiere al pago del préstamo de la Unión que hizo posible su construcción, terminada en 1982. Esta deuda se pagará en su totalidad en 2023, y si no se revisa la tarifa, se estima que la planta tendrá un superávit de USD 2 mil millones anuales, perteneciente en partes iguales a los gobiernos.

Por otro lado, la usina de Tucuruí es el activo más importante del subsistema Norte, con una capacidad instalada de 8,5 GW y un promedio de 4 GW medios de Garantía Fisca. A pesar de pertenecer a Eletronorte, filial del grupo Eletrobras, Tucuruí no cumplía con los requisitos necesarios para las renovaciones anticipadas en 2013, y, por lo tanto, no está en régimen de cotas de garantía física.

Por esta razón, a diferencia de las otras plantas del grupo, Tucuruí no recibirá un nuevo contrato de concesión con la privatización de Eletrobras. La concesión de la planta expira en 2024, si la renovación de la concesión no es solicitada por Eletronorte. Por lo tanto, pronto el gobierno brasileño debe definir cómo pretende licitar la concesión y cómo se asignará la renta hidráulica.

⁵⁷ <http://www.fazenda.gov.br/energia-diagnosticos-e-propostas-para-o-setor-1.pdf>

La expiración del contrato de concesión de Tucuruí en 2024 y del Anexo C del Tratado de Itaipu en 2023, darán la oportunidad de asignación de una significativa renta hidráulica. Preliminarmente, el valor de la renta hidráulica de Tucuruí se estima en R\$ 24 mil millones e Itaipu en R\$ 46 mil millones a precios de enero de 2019. La estimación de Itaipu fue realizada sobre la base de la metodología de cálculo de la bonificación por el otorgamiento de la concesión utilizada para las subastas de 2015, 2017 y la privatización de CESP. Esta medición tiene en cuenta el costo de oportunidad de las concesiones en 2019 y se realizó sobre la base regulatoria. La estimación no tiene en cuenta valores de indemnización al Poder Concedente.

En el caso de Tucuruí, el statu quo después del plazo final de la concesión y la licitación en un modelo de cotas, pudiendo comercializar hasta el 30% de GF en el Ambiente de Contratación Libre - ACL, en los modelos de usinas licitadas en 2015 y 2017. Otras posibilidades abiertas por la legislación son la renovación en un modelo de cotas o la concesión de un nuevo contrato de concesión de 30 años, si la empresa propietaria de la planta es privatizada. Por lo tanto, para que Tucuruí tenga su concesión licitada en un modelo de Productor Independiente de Energía (PIE), en el que el concesionario comercializa la energía en condiciones de mercado, será necesario un cambio legal. Puesto esto, bajo la hipótesis de posibles ajustes legales, se evaluará la asignación de la renta hidráulica.

Cabe mencionar también que estas Usinas corresponden a inversiones de bajo riesgo, ya que están totalmente amortizadas y tienen mejores características operativas que el parque generador hidráulico promedio. Estas limitaciones sugieren que la mejor opción del Poder Concedente es capturar la mayor parte de la renta hidráulica a través de pagos incondicionales.

En cuanto a la asignación de renta, cabe señalar que la licitación de Itaipu en un modelo PIE tendrán un impacto tarifario. Por lo tanto, entendemos que el acuerdo de asignación ideal debería mitigar este impacto para el consumidor y el mejor mecanismo para ello sería a través de pagos del generador a la Cuenta de Desenvolvimiento Energético - CDE.

Continúa el material indicando que con el fin de maximizar los ingresos, uno siempre debe buscar la aplicación del mecanismo de subasta. Si no es aplicable, se sugieren mecanismos de apropiación que emulan la percepción del mercado del valor real de los activos, como el aplicado en el caso de CESP y en el Proyecto de Ley de la privatización de Eletrobras. Al considerar las características de estas plantas, que ya están amortizadas, se sugiere la apropiación de gran parte de la renta hidráulica mediante pagos incondicionales, como la bonificación por el otorgamiento de concesión. Con el fin de definir el monto al contado o a plazo, se debe sondear el apetito y la liquidez de los inversores, así como la situación económica del momento. Además, para permitir el entendimiento de que una parte de la renta hidráulica debe asignarse a los consumidores para mitigar el impacto tarifario, parte del pago podría ser condicional, mediante el pago por el Uso del Bien Público - UBP correspondiente a un porcentaje de los ingresos de generación. Este modelo, incluso, ya encuentra sustento en la legislación vigente. Otro mecanismo que puede utilizarse para devolver el beneficio al consumidor sería el pago directo del generador al CDE, permitiendo la reducción de las cuotas del CDE que se cobran a los consumidores.

Se considera importante la exposición del análisis de los modelos a los que la energía de Itaipu podría estar vinculada, de manera a prever en futuros escenarios la posibilidad de la migración del modelo actual de cotas al de mercado competitivo.

3.4 COTAS POST 2023

Conforme expresado en la **Nota Técnica No 069/2018-SRG-SGT/ANEEL**, fue sugerido por el **Instituto de Engenharia do Paraná – IEP Energia**⁵⁸ un nuevo criterio de prorrateo de cotas-parte de Itaipu a partir del 2023, así como que se mantengan los actuales cotistas, bajo las siguientes exposiciones:

- En la época de la implantación de Itaipu, los consumidores de COPEL y otras empresas verticalizadas, tuvieron que renunciar a energías baratas que sus usinas producían, y pagar una energía mucho más cara.
- De acuerdo con el Anexo C del Tratado de Itaipu, luego de 50 años será revisado. Visto que esta discusión aún no ocurrió, se desconoce cuál será la energía asegurada de Itaipu que el Paraguay venderá al Brasil.
- La amortización de los préstamos para el pago de la deuda de Itaipu terminan en el primer trimestre del 2023 lo que representara una economía mínima de cerca de 2.000 millones de USD por año.
- Los consumidores de las regiones Sur y Sudeste que en los cuarenta años anteriores soportaron el costo total de las tarifas altas, ciertamente van a querer continuar con la exclusividad en la compra de la energía de hasta 60% menor.
- Finalmente propone que la determinación de las cotas-parte de cada distribuidora sea revisada y considere el mercado facturado de cada una de ellas pero de los últimos 40 años.

Por otro lado, manifiesta que las cuestiones de orden jurídica, técnica y económica-financiera, sugieren la necesidad de reevaluar en el momento oportuno el criterio de prorrateo de la comercialización de la energía de Itaipu, especialmente en cuanto a la posibilidad de la extensión a todas las concesionarias de Distribución de energía eléctrica del SIN del Brasil.

4 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN / COSTOS DE RENOVACIÓN DE LAS CONCESIONES

4.1 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN DEL SISTEMA ITAIPU

ITAIPU es responsable por entregar la energía producida en la central hasta los puntos de conexión con el Sistema Interconectado. En el lado brasileño, la conexión se encuentra en la subestación de Foz do Iguaçu y propiedad de Furnas, que junto a COPEL transmite la energía hasta los centros de consumo. En el lado paraguayo, la conexión es realizada en la Subestación Margen Derecha, situada en el área de la central de ITAIPU. En Brasil, la coordinación y control de la operación del sistema eléctrico es responsabilidad del ONS (Operador Nacional del Sistema) y, en el Paraguay, de la Ande (Administración Nacional de Electricidad).

La transmisión de la energía de ITAIPU hacia el Sistema Interconectado Brasileño SINB, a partir de la subestación de Foz do Iguaçu en Paraná, es realizado por Furnas y Copel. La energía en 50 Hz utiliza el sistema de corriente continua de Furnas (Nexo CC), necesario para

⁵⁸ [https://www.aneel.gov.br/AP 65/2017 CONTRIBUCION](https://www.aneel.gov.br/AP%2065/2017%20CONTRIBUCION)

contornar el problema de diferentes frecuencias utilizadas por Brasil y Paraguay, y la energía en 60 Hz utiliza el sistema de 765 kV de Furnas y el sistema de 525 kV de Copel. El ONS (Operador Nacional del Sistema) es el responsable por la coordinación y control de la operación de transmisión.

Sistema de Corriente Continua - Furnas

El Nexo de Corriente Continua se tornó necesario porque la energía generada en el sector de 50 Hz de Itaipu no puede ser integrada directamente al sistema brasileño, donde la frecuencia es de 60 Hz. La energía producida en 50 Hz en corriente alterna se convierte en corriente continua y es transmitida hasta Ibiúna (SP), donde nuevamente se convierte en corriente alterna, pero ahora en 60 Hz.

El sistema de transmisión está formado por dos líneas de ± 600 kV, con una extensión aproximada de 810 km entre las subestaciones de Foz do Iguaçu (PR) e Ibiúna (SP). La conversión de CA/CC es efectuada a través de ocho convertidores en cada subestación, formando un polo cada dos, que componen los dos bipolos en ± 600 kV, siendo la transmisión realizada a través de cuatro líneas, una en cada polo. Este sistema comenzó a operar en 1984.

Sistema de Corriente Alterna - Furnas

Este sistema lleva la energía producida por el sector de 60 Hz de ITAIPU (frecuencia brasileña) a las proximidades del centro de consumo de la región Sudeste de Brasil y, aunque se apoda 750 kV, su tensión de transmisión es de 765 kV. El sistema está compuesto por tres líneas de transmisión entre las subestaciones de Foz do Iguaçu y Tijuco Preto (SP), en la región metropolitana de São Paulo, cada una con una extensión aproximada de 900 km.

En Tijuco Preto existen siete transformadores, para 500 kV y 345 kV, de forma de diversificar su distribución. A lo largo del sistema existen además otras dos subestaciones, la de Ivaiporã (PR) y la de Itaberá (SP). En Ivaiporã está la conexión con la región Sur de Brasil a través de transformadores para 500 kV, lo que permite la optimización de la generación de energía en el sistema en función de la disponibilidad energética. En ocasiones el flujo de energía en estos transformadores va en dirección al Sur y en otras en dirección al Sudeste. Inició su operación en 1986 y, hasta hoy, es el sistema de transmisión de tensión más elevada existente en Brasil.

Cada línea está constituida por alrededor de 2 mil torres de transmisión. Las líneas de corriente continua tienen una pérdida de energía menor que las de corriente alterna en líneas muy largas.

Sistema de Corriente Alterna - Copel

Entre 2011 y 2012, fueron incorporados varios refuerzos al sistema de transmisión de la interconexión Sur-Sudeste, lo que afecta la operación de la UHE ITAIPU 60 Hz y la transmisión por el 765 kV. Sin embargo, el principal de ellos fue la entrada en operación de la línea de transmisión de 525 kV entre las subestaciones de Foz do Iguaçu y Cascavel Oeste (LT FI-CVO). La LT FI-CVO aumentó el acoplamiento entre la UHE Itaipu 60 Hz y el sistema Sur, lo que permitió el aumento de la recepción de energía por parte de la región Sur y la explotación total de la generación en la UHE Itaipu 60 Hz.

Gráfico – Sistema de Transmissão de Itaipú

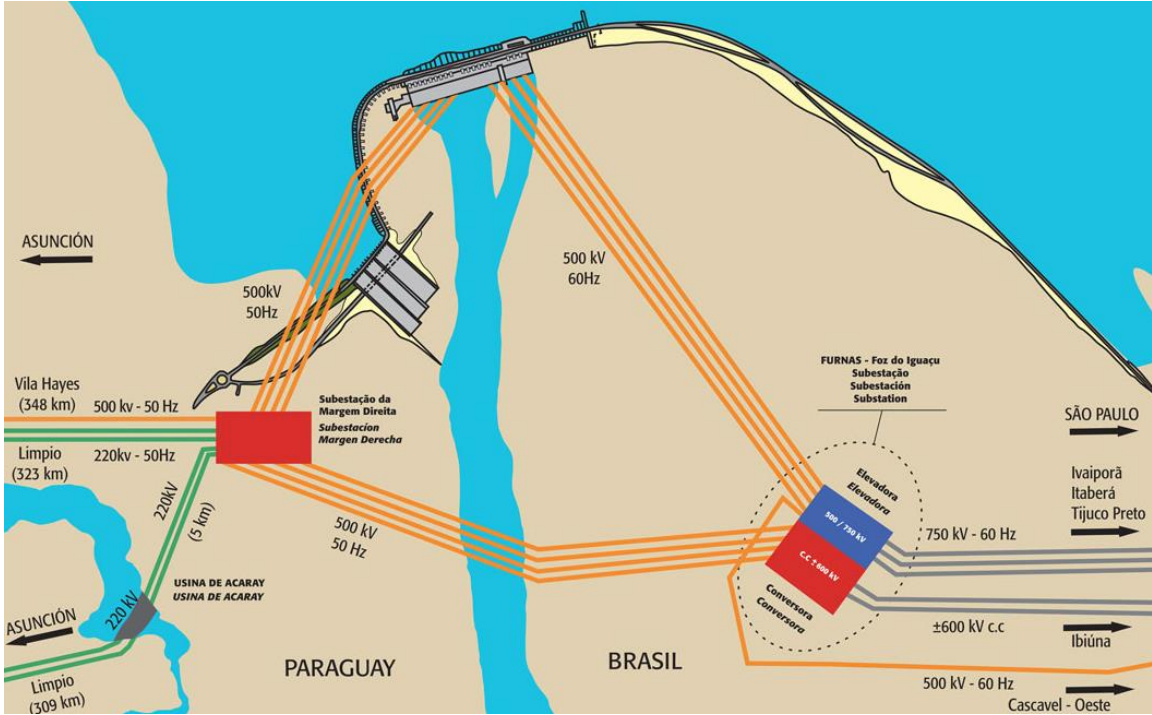
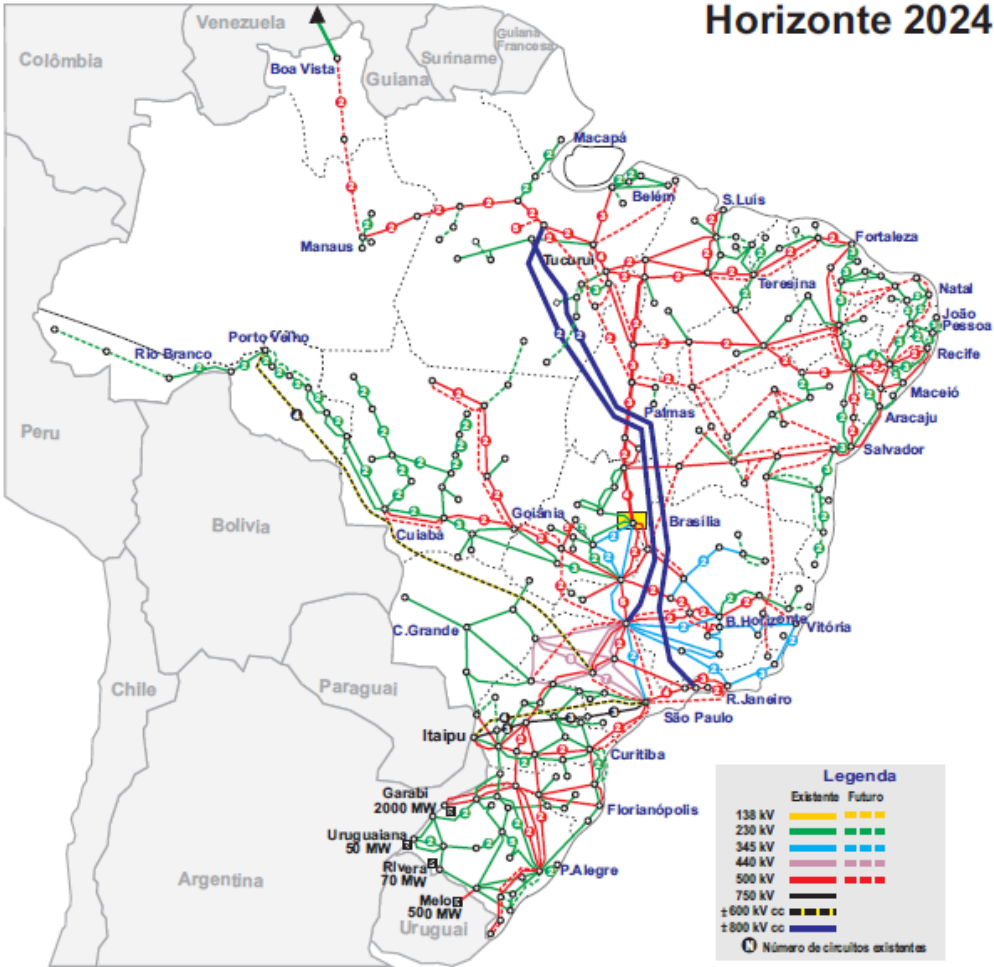


Gráfico – Sistema de Transmissão del SINB



4.2 CONCESIONES

Las concesiones para el sistema de transmisión de Itaipu al Sistema Interconectado Brasileño SINB, son las otorgadas por el Poder Concedente a las siguientes dos empresas:

- a. **FURNAS Centrais Elétricas** es una corporación federal de capital mixto, de propiedad privada y controlada por Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras. La compañía opera en la generación, transmisión y venta de electricidad. Está presente en 15 estados y el Distrito Federal.

El sistema de transmisión de FURNAS está segregado por contratos de concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica y asociaciones con otras empresas a través de Entidades de Propósito Especial (SPE) en proyectos de transmisión.

Entre los proyectos construidos y operados por FURNAS se destaca el **Sistema de Transmisión Itaipu**, integrado por cinco líneas de transmisión, que cruzan 900 km desde el Estado de Paraná hasta São Paulo. Este sistema cuenta con tres líneas en corriente alterna de 750 kV y dos líneas en corriente directa a 600 kV, necesarias para superar el problema de las diferentes frecuencias utilizadas por Brasil y Paraguay.

El **Contrato N° 062/2001**⁵⁹ que regula la concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica, objeto de concesión de que es titular FURNAS, fue firmado en fecha **04.12.2012**, con **inicio de la concesión a partir del 01.01.2013 por un periodo de 30 años, hasta el 31.12.2042**. En el Anexo II del Contrato se detallan las Instalaciones de Conexión y las Demás Instalaciones de Transmisión (DIT) relacionadas al Usuario Itaipu.

Entre ellas se incluyen las **Subestaciones Ivaiporã, Foz de Iguazu 60 Hz, Foz de Iguazu 60 Hz, Ibiúna, Polo I, Polo II, Polo III, Polo IV, Foz de Iguazu 50 Hz**; y los sistemas de transmisión de Itaipu, integrado por tres troncos de transmisión en corriente alternada (750 kV): **tres líneas que conectan Foz de Iguazu, Ivaiporã, Itaberá y Tijuco Preto** ; y dos líneas en corriente continua (± 600 kV): que interconectan directamente **Foz de Iguazu a Ibiúna**.

- b. **COPEL Compañía Paranaense de Energía Sociedad Anónima – COPEL S.A.** genera, transmite, distribuye y comercializa energía, además de operar en el segmento de telecomunicaciones. La compañía es una de las compañías eléctricas más grandes de Brasil. La prestigiosa posición de Copel en el sector eléctrico brasileño es el resultado de 65 años de experiencia y competencia técnica en las áreas de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

Copel se hizo pública en abril de 1994 en la Bolsa de Valores de São Paulo - B3 - y se convirtió, en julio de 1997, en la primera compañía del sector eléctrico brasileño que cotiza en la Bolsa de Nueva York. Su marca también ha estado presente en Europa desde junio de 2002, con su entrada en Latibex, el brazo latinoamericano de la Bolsa de Madrid. En mayo de 2008, Copel se adhirió al nivel 1 de gobierno corporativo de B3.

⁵⁹ <https://www.aneel.gov.br/Contrato062>

El **Contrato N° 027/2009**⁶⁰ que regula la concesión del servicio público de transmisión de energía eléctrica, objeto de concesión de que es titular **COPEL GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.**, fue firmado en fecha **19.11.2009**, por un periodo de **30 años**, hasta el **19.11.2039**. LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN concesionadas están compuestas por la **Línea de Transmisión a 525 kV**, circuito simple, con una longitud aproximada de 115 km, que se origina en la **Subestación Foz do Iguazu** y termina en la **Subestación Cascavel Oeste**, ambas ubicadas en el Estado de Paraná.

⁶⁰ <https://www.aneel.gov.br/Contrato027>

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 03

ASUNTO: “Análisis de la Evolución del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD)”

(Mercado Eléctrico Brasileño)

Fecha: 01.06.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe N° GT.C – 03

Fecha: 01.06.2020

Asunto: *“Análisis de la Evolución del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD)” (Mercado Eléctrico Brasileño)*

Participantes:

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de la ANDE; Coordinador del GT.C

Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME

Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE

Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU

Ing. Gerardo Blando, representante de ITAIPU

Ing. Felipe Mitjans, representante del MRE

1. OBJETO

Análisis de las generalidades del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) en el mercado eléctrico brasileño, datos históricos globales y segmentados, por períodos y submercados, que permitan un análisis más profundo para estimar rangos para el PLD en los próximos años, parámetro utilizado en el mercado spot de electricidad y que influencia los precios en el mercado libre, donde grandes consumidores negocian contratos con los proveedores.

2. CRITERIOS, CONCEPTOS, BASES E INFORMACIONES UTILIZADOS

Los datos e informaciones utilizadas están referenciados en el Anexo “Análisis de la Evolución del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) en el Mercado Eléctrico Brasileño”, adjunto al presente Informe.

3. DESARROLLO DEL TEMA

A. Generalidades

El **Precio de Liquidación de Diferencias (PLD)**, es el precio al cual se valora la energía comercializada en el Mercado de Corto Plazo (MCP). Es calculado por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica (CCEE) en forma semanal, por submercado y por nivel de carga del sistema.

Los submercados considerados son: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro Oeste (SE/CO) y Sur (S); mientras que los niveles de carga del sistema que se refieren a los períodos de la jornada en que la demanda es Pesada (Punta de Carga), Media o Leve (generalmente de madrugada).

En base a las **condiciones hidrológicas**, la **demandas de energía**, los **precios del combustible**, en el **costo del déficit**, la **entrada de nuevos proyectos** y la **disponibilidad de equipos de generación y transmisión**, el modelo de precificación obtiene el despacho (generación) óptimo para el periodo en estudio, **definiendo la generación hidráulica y la generación térmica para cada submercado**. Como resultado de este proceso son obtenidos los **Costos Marginales de Operación (CMO)** para el periodo estudiado, para cada nivel de carga y para cada submercado.

El PLD es un valor determinado semanalmente para cada nivel de carga con base en el CMO, limitado por un precio máximo y mínimo vigentes para cada periodo y submercado. Los intervalos de duración de cada nivel de carga son determinados para cada mes por el ONS e informados a la CCEE.

El PLD es igual al **Costo Marginal de Operación (CMO)** siempre que se encuentre dentro de los límites mínimo y máximo del PLD determinados por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), como se describe en la siguiente expresión:

$$PLD = \min(\max(CMO, PLD_{max}), PLD_{min})$$

En el cálculo del PLD no son consideradas las **restricciones de transmisión internas a cada submercado** y las **usinas en prueba**, de forma que la **energía comercializada sea tratada como igualmente disponible en todos sus puntos de consumo**, y que consecuentemente, el precio sea único dentro de cada una de las regiones. En el cálculo del precio son consideradas apenas las **restricciones de transmisión de energía entre los submercados** (límites de intercambio).

El cálculo de precio se basa en el **despacho "ex - ante"**, o sea, es determinado con base en informaciones previstas, anteriores a la operación real del sistema, considerándose los valores de disponibilidades declaradas de generación y el consumo previsto de cada submercado. El proceso completo del cálculo del PLD consiste en la utilización de los modelos computacionales de planeamiento de operación interconectada y optimización de los sistemas hidrotérmicos **NEWAVE** (largo y medio plazo) y **DECOMP** (corto plazo), los cuales producen como resultado el CMO de cada submercado, respectivamente en base mensual y semanal.

Para el año 2020, el PLD está limitado por los valores mínimos y máximos de acuerdo con la **Resolución Normativa ANEEL No. 858/19**, válida entre la primera y la última semana operativa de cada año.

- El **PLD mínimo** se calcula en función del valor más alto entre: i) la Tarifa de Energía de Optimización de Itaipu (TEOItaipu) y ii) la Tarifa de Energía de Optimización (TEO) de las otras plantas hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
- Para el **PLD máximo**, se establecen dos nuevos límites: a) Límite máximo estructural (PLDmax_structural)¹; b) Límite máximo por hora (PLDmax_time)².

Los valores actuales para el año 2020, además de la historia de 2017, se ilustran en la tabla 1 a continuación.

Tabla 1. PLD mínimo y máximo valores actuales para el año 2020, además el historico desde el año 2017.

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estructural (R\$/MWh)	PLD máximo horario (R\$/MWh)	Custo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-	4.650,00
2018	40,16	505,18	-	4.596,31
2019	42,35	513,89	-	4.981,54
2020	39,68	559,75	1148,36*	5.249,34

Observaciones:

*vigente solamente a partir del año de 2021, para el año de 2020 será divulgado junto con el PLD horario sombra.

El **costo del déficit energético** se entiende como el valor que puede atribuirse a la insuficiencia estructural del suministro eléctrico, y es un parámetro de gran importancia en los estudios de planificación de expansión y programación de la operación de los sistemas eléctricos, así como para el cálculo del PLD.

La ANEEL³ aprobó en octubre de 2019 la nueva metodología para definir los límites máximos y mínimos para el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD). Actualmente, el PLD se publica semanalmente, para

¹ El **PLDmax_structural** corresponde al nivel de protección de riesgo del 95% de la función de densidad de probabilidad del ingreso inframarginal, obtenido de la plataforma de revisión de seguridad física ordinaria de las centrales hidroeléctricas, de acuerdo con la metodología establecida.

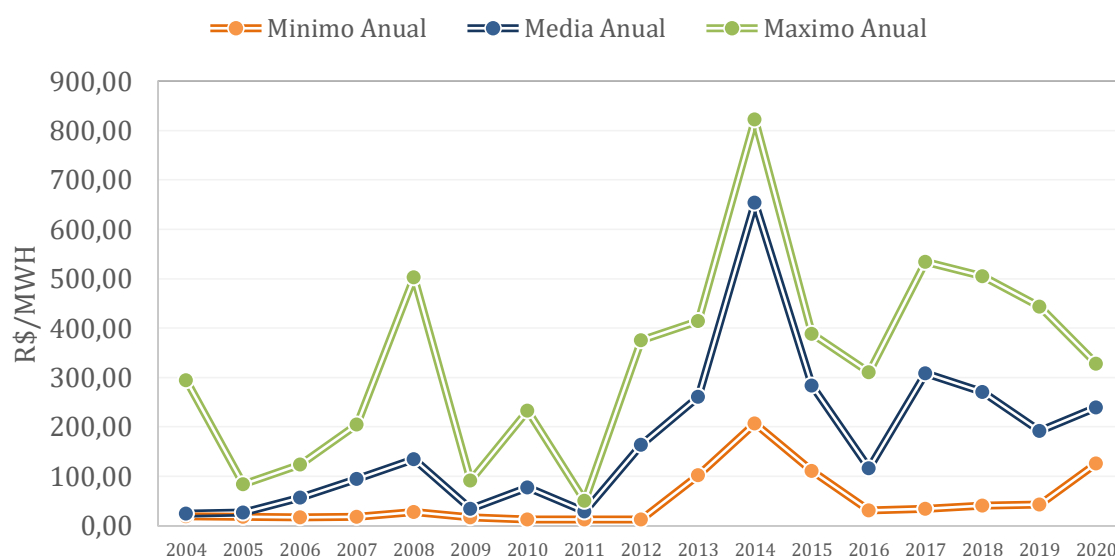
² El **PLDmax_horario** debe calcularse con base en el promedio ponderado, por la potencia instalada, de los Costos Variables Unitarios (CVU) de las plantas termoeléctricas alimentadas con diésel disponibles en el Programa de Operación Mensual (PMO) de septiembre de 2019.

tres niveles de carga (leve, media y pesada) por la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE). En el año 2021, el PLD se calculará por hora, con publicación diaria.

B. Evolución Histórica

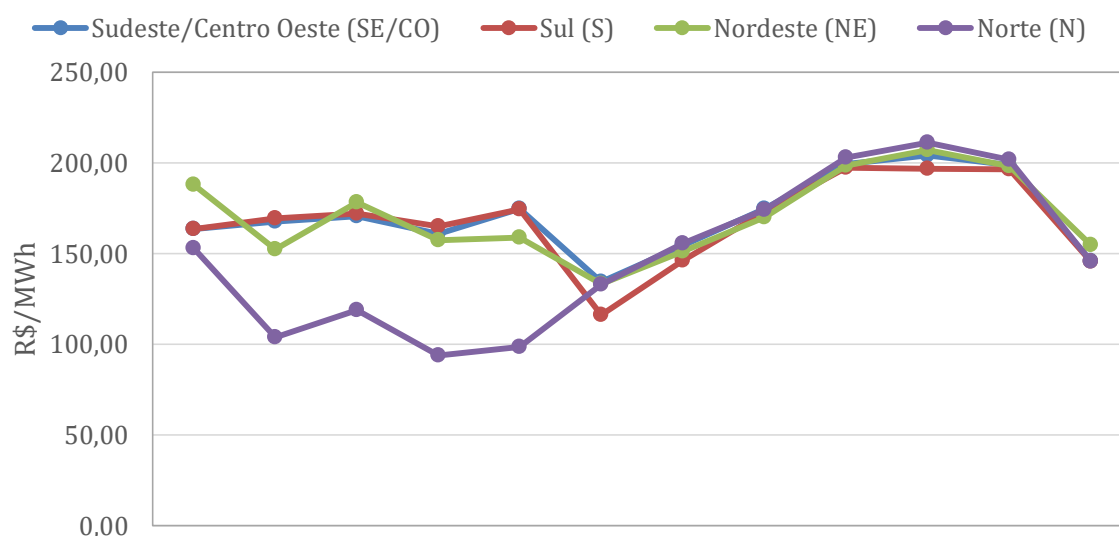
Se realizó un análisis de la evolución histórica de los precios medios del PLD en el período comprendido entre enero de 2004 hasta diciembre de 2019, conforme registros de la CCEE. En el Gráfico 1 se ve la evolución del PLD mínimo, medio y máximo anual en el periodo de 2004 - 2020.

Gráfico 1. PLD mínimo, máximo y media anual, para el período Enero 2004 a Febrero 2020, en R\$/MWh.



En el Gráfico 2 siguiente se muestran los promedios del PLD para cada mes del año, en el período Enero 2004 a Febrero 2020.

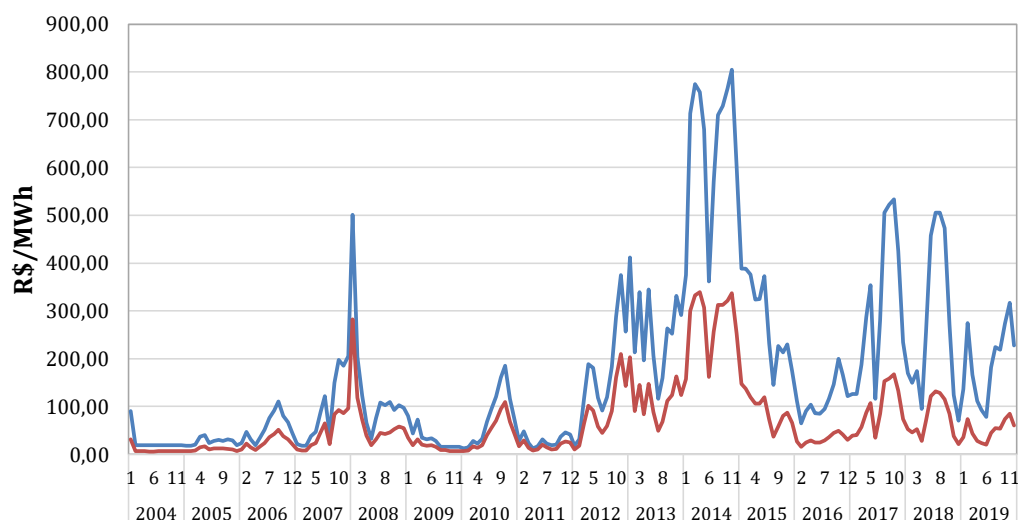
Gráfico 2. Promedios del PLD para cada mes del año, en el período Enero 2004 a Febrero 2020, en R\$/MWh.



³ https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-define-limites-do-preco-de-liquidacao-de-diferencas/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR

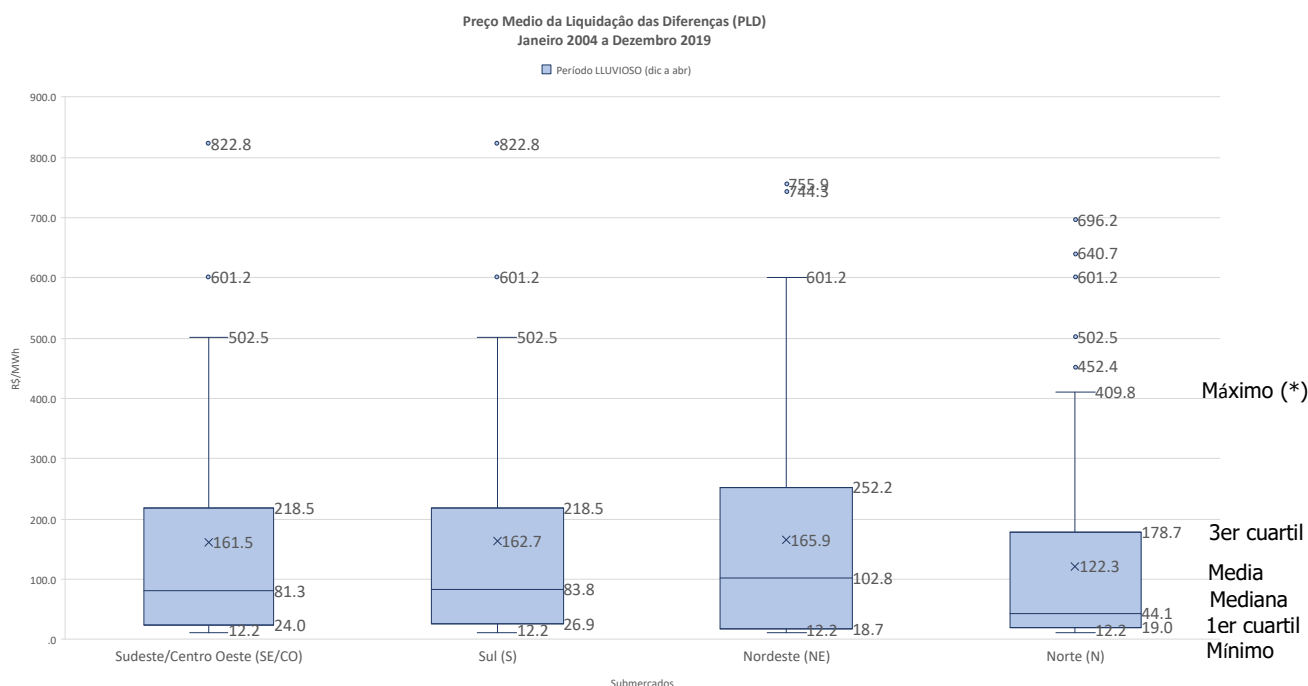
La evolución mensual promedio del PLD de los distintos submercados en R\$/MWh (azul) y USD/MWh (rojo) desde el año 2004, utilizando la tasa de cambio R\$/USD de cada periodo, se indica en el gráfico 3. Puede observarse que **el PLD en USD es menos volátil que en R\$**. Además, es importante notar que existe un cambio **sustancial del patrón de comportamiento a partir del año 2012, debido al notable incremento de la participación de generación térmica** en la matriz de generación en el Brasil.

Gráfico 3. Evolución mensual promedio del PLD.



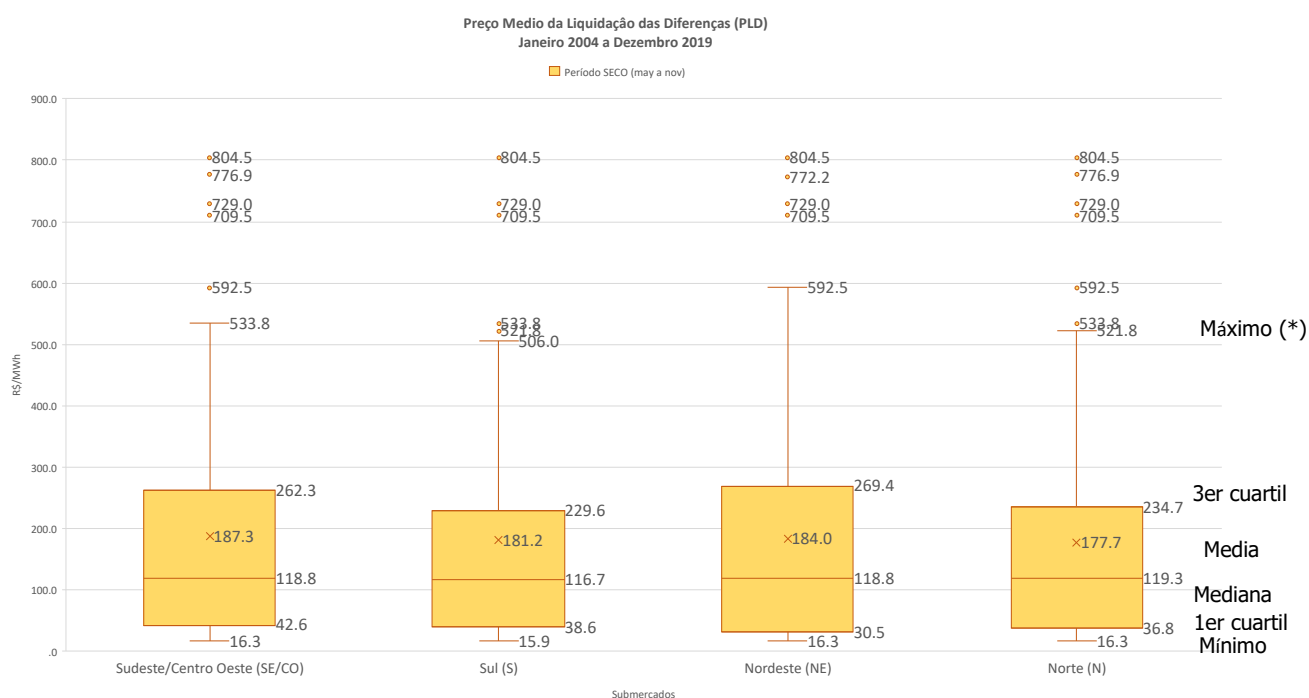
En los gráficos 4 y 5 se compara el comportamiento del PLD en períodos LLUVIOSO (diciembre a abril) y SECO (mayo a noviembre) para todos los submercados, confirmándose que existen en general mayores precios promedio de PLD en períodos de menor lluvia, dada la menor participación de hidroelectricidad en la matriz de generación.

Gráfico 4. Comportamiento del PLD PERIODO LLUVIOSO, submercados o regiones.



* Corresponde al mayor valor que es menor o igual a: $3\text{er cuartil} + 1,5 (3\text{er cuartil} - 1\text{er cuartil})$

Gráfico 5. Comportamiento del PLD PERIODO SECO, submercados o regiones.



* Corresponde al mayor valor que es menor o igual a: $3er\ cuartil + 1,5 (3er\ cuartil - 1er\ cuartil)$

El periodo seco, se refiere a los siete (7) ciclos de facturación consecutivos, que van de los meses de mayo a noviembre, y el periodo húmedo, se refiere a los cinco (5) ciclos de facturación consecutivos, que van de los meses de diciembre a abril, del año siguiente, conforme la Resolución Normativa de la ANEEL n° 479 del 03.04.12.

En la tabla 2 se observan las fronteras de los quintiles en la distribución acumulada de los subsistemas Sul (S) y Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), del período Seco de los últimos 8 años en USD/MWh. Puede observarse que en el 80% de los meses, se encuentra por debajo de 158 USD/MWh. Las curvas de distribución acumulada se encuentran en el anexo. Los valores extremos observados en los datos históricos se deben muchas veces a coincidencias entre períodos extremadamente secos, costos de importación de gas natural en USD y tasas de cambios a R\$.

Tabla 2. Quintiles en la distribución acumulada de los PLDs de los submercados S/SE/CO, del período Seco, de los últimos 8 años en USD/MWh.

PERIODO SECO – Marzo 2012 a Febrero 2020			
Cuartil Q	% de meses	SUR (S)	SUDESTE/CENTRO OESTE (SE/CO)
		Por debajo de USD/MWh	Por debajo de USD/MWh
Q1	20%	43	45
Q2	40%	70	69
Q3	60%	105	113
Q4	80%	153	158

En las Tablas 3 y 4 se aprecian los quintiles en la distribución acumulada de los PLDs de los Submercados Sur (S) y Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), de los períodos Seco y Húmedo, de los últimos 16 años en R\$/MWh. Las curvas de distribución acumulada respectivas se encuentran en el Anexo.

Tabla 3. Quintiles en la distribución acumulada de los PLDs del Submercado S, de los períodos Seco y Húmedo, de los últimos 16 años en R\$/MWh.

Subsistema Sul PLD 2004-Feb 2020					
Meses Umido			Meses Seco		
	Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh		Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh
Q1	20%	23.000	Q1	20%	31.000
Q2	40%	50.000	Q2	40%	91.000
Q3	60%	128.000	Q3	60%	145.000
Q4	80%	259.000	Q4	80%	280.000

Tabla 4. Quintiles en la distribución acumulada de los PLDs del Submercado SE/CO, de los períodos Seco y Húmedo, de los últimos 16 años en R\$/MWh.

Subsistema Sudeste/Centro Oeste (SE/CO) PLD 2004-Feb 2020					
Meses Umido			Meses Seco		
	Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh		Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh
Q1	20%	22.000	Q1	20%	34.000
Q2	40%	49.000	Q2	40%	92.000
Q3	60%	128.000	Q3	60%	149.000
Q4	80%	259.000	Q4	80%	317.000

4. PERSPECTIVAS FUTURAS

Los contratos bilaterales de compra-venta de energía en el Ambiente de Contratación Libre (ACL) se negocian libremente entre las partes, conforme a las reglas y procedimientos de comercialización específicos, sin participación de la ANEEL y de la CCEE, apenas se registran en la CCEE los montos y plazo de los mismos, siendo el precio pactado y los mecanismos de ajustes inherentes a las negociaciones de las partes, sin necesidad de informarlos. Aunque el PLD es un precio de referencia considerado y en especial las proyecciones del mismo en un horizonte de tiempo para establecer una franja de precios posibles de ser practicados en los contratos bilaterales.

A. Corto Plazo

En el corto plazo las proyecciones de PLD realizadas por la CCEE⁴ para el submercado más grande del país, el Sudeste/Centro Oeste, en el año 2020 fue de **R\$ 118,10/MWh** y para 2021 es de **R\$ 90,43/MWh**, debido a la retracción del consumo de energía eléctrica, ante el panorama actual de la pandemia COVID-19 y de la consecuente retracción económica del Brasil. Los datos fueron presentados por la CCEE el lunes 30 de marzo último. Cuando se considera la revisión trimestral de la carga, los valores promedio son más bajos, a **R\$ 80,71/MWh** este año y **R\$ 29,24/MWh** en 2021.

Según los datos de la CCEE, la perspectiva hasta mayo de 2021 es de un equilibrio relativo de los valores de PLD en todos los submercados. En el pronóstico del PLD, los valores generalmente permanecen alrededor de **R\$ 100/MWh a partir de junio y alcanzan R\$ 126/MWh en diciembre**. En el escenario de sensibilidad que incluye la revisión de carga, publicada el viernes 27 de marzo, los valores están entre el piso, la mayoría de las veces, y R\$ 59/MWh en todo el país.

⁴ <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53130859/ccee-revisao-de-carga-derruba-projecao-do-pld-ate-2021>

La proyección de energía natural afluyente (ENA) a lo largo de este período está entre el promedio de largo plazo (MLT) y al menos el 71% de la MLT. El pronóstico para el almacenamiento en el SIN varía del 67% en mayo a un mínimo del 40% de la capacidad del sistema en los meses de noviembre y diciembre.

El factor de ajuste de MRE para 2020 se estima en un promedio de 82,7% en comparación con el 81% en 2019. La CCEE estima la energía secundaria de febrero a abril. El menor volumen de generación hidroeléctrica debido a la estacionalidad se proyecta para septiembre de 2020 con 63,8%.

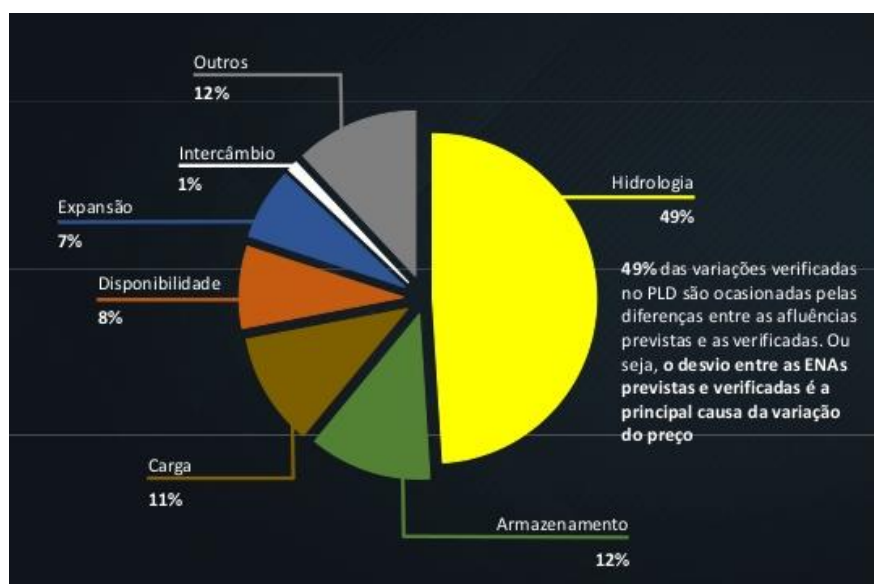
Con un PLD promedio de R\$ 81/MWh en el SE/CO y el índice GSF del 82%, el impacto financiero se estima en R\$ 5,4 mil millones, de los cuales R\$ 3,9 mil millones en el ambiente de contratación regulada (ACR) y R\$ 1,5 mil millones en el ambiente de contratación libre (ACL).

Aplicando el escenario de sensibilidad que considera la revisión de carga, el promedio de 2020 para el factor de ajuste de MRE se reduce en 1 punto porcentual, a 81,7%. Se espera energía secundaria hasta mayo, con un pico en marzo de 121,2% y 61,9% en septiembre como el nivel más bajo.

Según a CCEE, hubo importantes caídas en el consumo de energía por segmentos de la economía. El punto culminante dado a la retracción del 20% en la industria textil en la comparación entre el 1 y el 17 de marzo en comparación con el 18 al 24 de marzo y el más alto fue, como se esperaba por el segmento de los servicios, que se ha enfrentado a la reducción de la actividad en todas las ciudades. En este período, hubo una disminución del 26% al comparar los dos períodos.

Conforme a la información de la CCEE el 49% de las variaciones verificadas en el PLD son ocasionadas por las **diferencias entre las afluencias previstas y verificadas**, o sea, el desvío entre las ENAs previstas y verificadas es la principal causa de las variaciones de precios, y por ende de la volatilidad del PLD.

Gráfico 5. Principales factores que influyen la variación del PLD.



El precio de liquidación por diferencia (PLD) del submercado Sudeste/Centro Oeste puede cerrar este año a R\$ 101,57 por megavatio-hora (MWh), según las proyecciones presentadas en la reunión de InfoPLD ao Vivo el lunes 27/04⁵. La cantidad es aproximadamente un 25% más alta que la estimada en la reunión anterior.

InfoPLD ao Vivo es una reunión mensual, celebrada por la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica - CCEE, para presentar al mercado los supuestos y resultados relacionados con el precio de liquidación de energía en el Mercado de Corto Plazo - MCP, entre otros puntos.

⁵ https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opinioao/noticias/noticia?contentid=CCEE_654454&_afLoop=1851085190140688&_adf.ctrl-state=n8ryv7rl2_1#%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_654454%26_afLoop%3D1851085190140688%26_adf.ctrl-state%3Dn8ryv7rl2_5

La perspectiva de afluencias aún por debajo del promedio en 2020, fue uno de los principales factores que llevó a la CCEE a aumentar sus proyecciones de PLD para el año. Incluso con la perspectiva de una carga menor, para el horizonte cíclico de mayo y junio, debido a las restricciones de circulación motivadas por la lucha contra el nuevo coronavirus, la situación hidrológica condujo a una perspectiva de precios más altos en relación con el pronóstico anterior. En abril, las lluvias ocurrieron en volúmenes por debajo de los promedios históricos para los submercados del Sudeste/Centro Oeste y, principalmente, para el Sul.

La estimación de realización de la carga de abril es de aproximadamente 2.615 megavatios (MW) promedio por debajo del pronóstico inicial para el mes. Para mayo, las perspectivas para la demanda son 8,3% más bajas que las observadas en mayo del año pasado.

Los Encargos por Servicio del Sistema (ESS) estimados para abril son del orden de R \$ 19,4 millones, de los cuales R\$ 13,2 millones se refieren a restricciones operativas y R\$ 6,2 millones al despacho por unidad de compromiso. Para mayo, se esperan R\$ 17,4 millones solo debido a restricciones operativas.

Se espera que el factor de ajuste del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE), también conocido por el acrónimo en inglés GSF (Generating Scale Factor), cierre el año en un 80,8%. En abril, el GSF debería cerrar en 102,9%, cambiando a 100,4% en mayo.

El escenario de afluencias indica que la situación en el norte y noreste es cómoda. Sin embargo, al analizar el Sistema Interconectado Nacional - SIN en su conjunto, la Energía Natural Afluente - ENA en el período húmedo (entre noviembre y abril) es el décimo peor en la historia. En relación a los embalses, el mes de abril cerró con un almacenamiento del 59,5%, frente al 48,1% verificado en el mismo mes del año pasado.

En el norte, la ENA en abril es el 27º mejor de la historia, con 111% del promedio a largo plazo (MLT), mientras que en el noreste, la ENA cierra el mes con 105%, el mejor abril desde 2012. Para mayo, la ENA en el Norte se estima en 122% de la MLT, mientras que en el Noreste las afluencias estimadas son del 79% de la MLT. En el Sudeste/Centro Oeste, la ENA fue el 25º peor en la historia, con el 88% de la MLT, un porcentaje que debería repetirse en mayo. El Sul es el submercado que aún exige más atención: la ENA en abril fue solo el 16% de la MLT, el peor de la historia. En mayo, se espera que aumente al 19%.

B. Largo Plazo

En el medio y largo plazo, si bien se requiere de un análisis mucho más profundo para estimar los rangos para el PLD futuro, en este reporte se puntualizan algunas observaciones para establecer escenarios referenciales únicamente basados en datos históricos. Análisis más exhaustivos pueden incluir proyecciones de demanda del mercado brasileño, la cotización internacional del gas natural, de condiciones hidrológicas para la región, etc.

Como la participación de generación térmica es uno de los elementos más influyentes y se prevé su incremento en la matriz de generación de electricidad de Brasil conforme se detalla en el documento Plan Decenal de Expansión de Energía al 2029 publicado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) del Brasil, pueden esperarse precios PLD ligeramente superiores en la próxima década.

Sin embargo, en los últimos 5 años, el **PLD ha permanecido la mayor parte del tiempo por debajo los 100 USD/MWh**, salvo pocos meses del período seco de 2017 y 2018, en los cuales no superó los 200 USD/MWh. Es importante ser cautos en que, si bien el PLD puede ser elevado en períodos secos en Brasil, estos períodos también afectan a la disponibilidad de excedentes en Paraguay.

En base a la distribución de datos históricos, se pueden plantear los siguientes escenarios de referencia para simulaciones:

- Escenario A (promedio aproximado del último año): **50 USD/MWh**
- Escenario B (promedio aproximado de los últimos 5 años): **70 USD/MWh**
- Escenario C (promedio aproximado de los últimos 8 años): **100 USD/MWh**

Estos tres escenarios a su vez coinciden aproximadamente con los quintiles 0,20, 0,40 y 0,60, respectivamente. Se pueden incluir también escenarios extremos con 150 USD/MWh y 300 USD/MWh, que ya ocurrieron en el pasado, pero recordando que se dan apenas esporádicamente ante la coincidencia de varios factores. Si bien estos escenarios buscan reflejar tendencias promedio, la volatilidad estacional del PLD debe tenerse en cuenta en las simulaciones, así como la entrada en vigencia del PLD horario a partir del 2021, que introducirá nuevas dinámicas en su comportamiento.

5. CONSIDERACIONES FINALES

Las principales consideraciones que se desprenden del análisis del PLD en el mercado eléctrico brasileño se resumen a:

1. Los contratos bilaterales de compra-venta de energía en el ACL se negocian libremente entre las partes, conforme a las reglas y procedimientos de comercialización específicos, sin participación de la ANEEL y de la CCEE, apenas se registran en la CCEE los montos y plazo de los mismos, siendo el precio pactado y los mecanismos de ajustes inherentes a las negociaciones de las partes, sin necesidad de informarlos. Aunque el PLD es un precio de referencia considerado y en especial las proyecciones del mismo en un horizonte de tiempo para establecer una franja de precios posibles de ser practicados en los contratos bilaterales.
2. El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), es el precio al cual se valora la energía comercializada en el Mercado de Corto Plazo (MCP). Es calculado por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica (CCEE) en forma semanal, por submercado y por nivel de carga del sistema.
En base a las condiciones hidrológicas, la demanda de energía, los precios del combustible, en el costo del déficit, la entrada de nuevos proyectos y la disponibilidad de equipos de generación y transmisión, el modelo de precificación obtiene el despacho (generación) óptimo para el periodo en estudio, definiendo la generación hidráulica y la generación térmica para cada submercado. Como resultado de este proceso son obtenidos los Costos Marginales de Operación (CMO) para el periodo estudiado, para cada nivel de carga y para cada submercado.
3. El PLD es un valor determinado semanalmente para cada nivel de carga con base en el Costo Marginal de Operación (CMO), limitado por un precio máximo y mínimo vigentes para cada periodo y submercado.
Para el año 2020, el PLD está limitado por los valores mínimos y máximos de acuerdo con la Resolución Normativa ANEEL N° 858/19, válida entre la primera y la última semana operativa de cada año.
 - El PLD mínimo se calcula en función del valor más alto entre: i) la Tarifa de Energía de Optimización de Itaipu (TEOItaipu) y ii) la Tarifa de Energía de Optimización (TEO) de las otras plantas hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional - SIN.
 - Para el PLD máximo, se establecen dos nuevos límites: a) Límite máximo estructural (PLDmax_structural) ; b) Límite máximo por hora (PLDmax_time).
4. Puede observarse que el PLD en USD es menos volátil que en R\$. Además, es importante notar que existe un cambio sustancial del patrón de comportamiento a partir del año 2012, debido al notable incremento de la participación de generación térmica en la matriz de generación de electricidad en Brasil.
Observando las fronteras de los quintiles en la distribución acumulada del PLD de los subsistemas Sur (S) y Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), del período Seco de los últimos 8 años que en el 80% de los meses, se encuentra por debajo de 158 USD/MWh.

-
5. Los valores extremos observados en los datos históricos se deben muchas veces a coincidencias entre períodos extremadamente secos, costos de importación de gas natural en USD y tasas de cambios a R\$.
 6. En el corto plazo las proyecciones de PLD realizadas por la CCEE para el submercado más grande del país, el Sudeste/Centro Oeste, en el año 2020 fue de R\$ 118,10/MWh (24 USD/MWh) y para 2021 es de R\$ 90,43/MWh (18,20 USD/MWh), debido a la retracción del consumo de energía eléctrica, ante el panorama actual de la pandemia COVID-19 y de la consecuente retracción económica del Brasil. Los datos fueron presentados por la CCEE el lunes 30 de marzo último. Según los datos de la CCEE, la perspectiva hasta mayo de 2021 es de un equilibrio relativo de los valores de PLD en todos los submercados. En el pronóstico del PLD, los valores generalmente permanecen alrededor de R\$ 100/MWh (20 USD/MWh) a partir de junio y alcanzan R\$ 126/MWh (25 USD/MWh) en diciembre. En el escenario de sensibilidad que incluye la revisión de carga, publicada el viernes 27 de marzo, los valores están entre el piso, la mayoría de las veces, y R\$ 59/MWh (12 USD/MWh) en todo el país (T/C 1 USD = 4,97 R\$).
 7. Conforme a la información de la CCEE el 49% de las variaciones verificadas en el PLD son ocasionadas por las diferencias entre las afluencias previstas y verificadas, o sea, el desvío entre la Energía Natural Afluente (ENA) prevista y verificada es la principal causa de las variaciones de precios, y por ende de la volatilidad del PLD.
 8. En el medio y largo plazo, si bien se requiere de un análisis mucho más profundo para estimar los rangos para el PLD futuro, en este reporte se puntualizan algunas observaciones para establecer escenarios referenciales únicamente basados en datos históricos. Análisis más exhaustivos pueden incluir proyecciones de demanda del mercado brasileño, la cotización internacional del gas natural, de condiciones hidrológicas para la región, etc.
 9. Como la participación de generación térmica es uno de los elementos más influyentes y se prevé su incremento en la matriz de generación de electricidad de Brasil conforme se detalla en el documento Plan Decenal de Expansión de Energía al 2029 publicado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) del Brasil, pueden esperarse precios PLD ligeramente superiores en la próxima década.
Sin embargo, en los últimos 5 años, el PLD ha permanecido la mayor parte del tiempo por debajo los 100 USD/MWh, salvo pocos meses del período seco de 2017 y 2018, en los cuales no superó los 200 USD/MWh. Es importante ser cautos en que, si bien el PLD puede ser elevado en períodos secos en Brasil, estos períodos también afectan a la disponibilidad de excedentes en Paraguay.
 10. En base a la distribución de datos históricos, se pueden plantear los siguientes escenarios de referencia para simulaciones:
 - Escenario A (promedio aproximado del último año): 50 USD/MWh
 - Escenario B (promedio aproximado de los últimos 5 años): 70 USD/MWh
 - Escenario C (promedio aproximado de los últimos 8 años): 100 USD/MWh
 11. Estos tres escenarios a su vez coinciden aproximadamente con los quintiles 0,20, 0,40 y 0,60, respectivamente. Se pueden incluir también escenarios extremos con 150 USD/MWh y 300 USD/MWh, que ya ocurrieron en el pasado, pero recordando que se dan apenas esporádicamente ante la coincidencia de varios factores. Si bien estos escenarios buscan reflejar tendencias promedio, la volatilidad estacional del PLD debe tenerse en cuenta en las simulaciones, así como la entrada en vigencia del PLD horario a partir del 2021, que introducirá nuevas dinámicas en su comportamiento.

6. REFERENCIAS

Datos extraídos de la ONS, CCEE, ANEEL.

Anexo “Análisis de la Evolución del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) en el Mercado Eléctrico Brasileño”.

Anexo al Informe GT.C. N°03

**Análisis de la Evolución del Precio de Liquidación de
Diferencias (PLD) en el Mercado Eléctrico Brasileño**

Mayo 2020

Contenido

1. Introducción	3
2. Precio de Liquidación de Diferencias	3
2.1. Costo Marginal de Operación (CMO) y Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) ..	4
2.2. Límites mínimos y máximos de PLD y costo del déficit energético.....	6
3. Evolución Histórica	8
4. Perspectivas Futuras	12
4.1. Corto Plazo.....	12
4.2. Largo Plazo.....	15
5. Anexos	16

1. Introducción

En este informe se describen algunas generalidades del Precio de Liquidación de Diferencias (PLD) en el mercado eléctrico brasileño, datos históricos globales y segmentados, por período y submercados, así como algunas observaciones que permitan análisis más profundos para estimar rangos para el PLD en los próximos años.

2. Precio de Liquidación de Diferencias

El Precio de Liquidación de Diferencias (PLD), es el precio al cual se valora la energía comercializada en el Mercado de Corto Plazo (MCP). Es calculado por la Cámara Comercializadora de Energía Eléctrica (CCEE) semanalmente por submercado y por nivel de carga del sistema.

Los submercados considerados son: Norte (N), Nordeste (NE), Sudeste/Centro Oeste (SE/CO) y Sul (S), como se aprecia en la Figura 1. La definición de los submercados incluye la siguiente división del sistema eléctrico brasileño: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro Oeste y Sul. La división es similar a las regiones de los subsistemas eléctricos del país, excepto por el estado de Maranhão que en la división del sistema eléctrico pertenece al submercado Norte, así como Acre y Rondônia pertenecen al Sudeste/Centro oeste.

Así también, se consideran tres niveles de carga del sistema que se refieren a los períodos de la jornada en que la demanda es Pesada, Media y Leve. El valor máximo del consumo, denominado de carga pesada, constituye la punta de la carga del sistema, con una duración de entre 2 y 3 horas, el valor mínimo del consumo, denominado de carga leve, ocurre normalmente en horas de la madrugada, también está el periodo de carga media o intermedia, que dura la mayor parte del día. Pueden ocurrir variaciones en los periodos de tiempo de ocurrencia de la carga pesada y de la carga leve de acuerdo con la región o submercado, los días de la semana o estaciones del año.



Figura 1. Submercados del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

2.1. Costo Marginal de Operación (CMO) y Precio de Liquidación de Diferencias (PLD)

El Costo Marginal de Operación (CMO) es calculado por el Operador Nacional del Sistema (ONS) a partir de modelos computacionales de planeamiento de la operación interconectada y optimización de los sistemas hidrotérmicos NEWAVE (largo y medio plazo) y DECOMP (corto plazo). Los modelos matemáticos son utilizados para planificar la operación de sistemas hidrotérmicos con representación individual del parque termoeléctrico y representación agregada, mediante reservas de energía equivalentes, del parque hidroeléctrico.

El objetivo del modelo NEWAVE es determinar la función de costos futuros. A través de este modelo se lleva a cabo el enlace con el modelo DECOMP, de corto plazo, haciendo que la política de operación a corto plazo sea compatible con la política de operación a mediano plazo.

El PLD se utiliza como mencionado anteriormente para valorar las diferencias observadas en la compra/venta y consumo de energía eléctrica en el Mercado a Corto Plazo (MCP), y se determina semanalmente, considerando los tres niveles de carga (leve, media, pesada) y para cada submercado del sistema eléctrico brasileño.

El PLD se calcula sobre una base ex ante (considerando la disponibilidad de suministro esperada y la información del pronóstico de carga) para las semanas que comienzan los sábados y terminan los siguientes viernes, y puede contener dos días de mes adyacentes. El precio servirá para la liquidación de toda la energía no contratada entre los agentes.

Debido a la preponderancia de las centrales hidroeléctricas en el parque de generación brasileño, se utilizan los modelos matemáticos mencionados para calcular el PLD, cuyo objetivo es encontrar la solución de equilibrio óptima entre el beneficio actual del uso del agua y el beneficio futuro de su almacenamiento, medido en términos del ahorro de combustible esperado de las centrales térmicas.

El uso máximo de la energía hidroeléctrica disponible en cada período es la premisa más económica, desde un punto de vista inmediato, ya que minimiza los costos de combustible. Sin embargo, esta suposición da como resultado mayores riesgos de déficits futuros. A su vez, la máxima fiabilidad de suministro se logra manteniendo el nivel del depósito lo más alto posible, lo que significa utilizar más generación térmica y, por lo tanto, en detrimento de aumentar los costos operativos.

Con base en las condiciones hidrológicas, la demanda de energía prevista, los precios del combustible, los costos de déficit, la entrada de nuevos proyectos y la disponibilidad de equipos de generación y transmisión, el modelo de precios obtiene el despacho (generación) óptimo para el período en estudio, definiendo la

generación hidráulica y térmica para cada submercado. Como resultado de este proceso, se obtienen los Costos Marginales de Operación (CMO) para el período estudiado, para cada nivel de carga y para cada submercado.

El PLD es un valor determinado semanalmente para cada nivel de carga basado en el Costo Marginal de Operación (CMO), limitado por un precio máximo y mínimo vigente para cada período de cálculo y para cada submercado. El ONS determina los intervalos de duración de cada nivel para cada mes de cálculo e informa a la CCEE, para que sean considerados en el CliqCCEE.

El CliqCCEE es el nuevo sistema de contabilización y liquidación del mercado brasileiro de energía eléctrica. Sin esa plataforma tecnológica, el sector eléctrico nacional estaría imposibilitado de procesar sus operaciones comerciales. El actual sistema fue implantado en 1999 y, a pesar de su actualización continua, llegó al límite de su capacidad. El 29 de octubre de 2012 el mercado brasileiro de energía eléctrica ganó una nueva plataforma tecnológica capaz de soportar las operaciones de comercialización, pudiendo todos los agentes tener acceso al Sistema de Contabilización y Liquidación, con el nombre de CliqCCEE.

En la CCEE, los mismos modelos adoptados por el ONS para el cálculo de los CMOs se utilizan para determinar el cronograma de generación y despacho del sistema, con las adaptaciones necesarias para reflejar las condiciones de precios. Por lo tanto, el PLD se basa en el CMO (Costo de Operación Marginal), que representa el costo adicional que se requeriría para cumplir con un aumento de la carga (en MWh), en cada región. Tanto la CCEE como el ONS usan los mismos modelos matemáticos, NEWAVE y DECOMP, pero los propósitos son diferentes: el ONS busca la mejor manera de operar el sistema eléctrico, mientras que la CCEE tiene como objetivo determinar el PLD. La CCEE realiza dos cambios en los datos de entrada proporcionados por el ONS:

- Se eliminan los datos de disponibilidad de las unidades generadoras bajo prueba;
- Se eliminan los datos sobre restricciones operativas internas para cada submercado, excepto las restricciones resultantes de demoras en la línea de transmisión.

El cálculo de PLD no tiene en cuenta las restricciones de transmisión internas para cada submercado y las centrales bajo prueba, por lo que la energía comercializada se trata como igualmente disponible en todos sus puntos de consumo y, en consecuencia, el precio es único dentro de cada una de estas regiones. Al calcular el precio, solo se consideran las restricciones en la transmisión de energía entre los submercados (límites de intercambio).

El cálculo del precio se basa en el orden "ex ante", es decir, se determina en función de la información predicha, antes de la operación real del sistema, considerando los valores de disponibilidad de generación declarada y el consumo esperado de cada submercado. El proceso completo de cálculo del PLD consiste en

utilizar los modelos computacionales NEWAVE y DECOMP, que dan como resultado el CMO de cada submercado, respectivamente, en forma mensual y semanal.

Además, el PLD tiene un límite mínimo (piso) y máximo (techo) establecido anualmente por ANEEL.

2.2. Límites mínimos y máximos de PLD y costo del déficit energético

Entre los años 2015 a 2019, el Precio de Liquidación por Diferencias - PLD estuvo limitado por los valores mínimos y máximos de acuerdo con la Resolución Normativa ANEEL No. 633/14, válida entre la primera y la última semana operativa de precios de cada año.

- El PLD mínimo se calculó con base en el valor más alto entre: i) el calculado con base en el Ingreso Anual de Generación (RAG) de las centrales hidroeléctricas bajo un régimen de cuotas, de conformidad con la Ley N ° 12.783/2013, excluyendo montos relacionados con la remuneración y la reintegración de las inversiones, y agregó el cálculo de la Compensación financiera por el uso de los recursos hídricos - CFURH; y ii) las estimaciones de los costos de generación de la planta de Itaipú para el año siguiente, proporcionadas por Itaipú Binacional con el propósito de reajustes y/o revisiones tarifarias.
- El PLD máximo se calculó en base al Custo Variável Unitário - CVU más alto de una UTE en operación comercial, utilizando gas natural, contratado a través de un CCEAR, definido en la PMO de diciembre y aplicado entre la primera y la última semana operativa del año siguiente, para todos los submercados .

Para el año 2020, el PLD ahora está limitado por los valores mínimos y máximos de acuerdo con la Resolución Normativa ANEEL No. 858/19, válida entre la primera y la última semana operativa de cada año.

El PLD mínimo se calcula en función del valor más alto entre: i) la Tarifa de Energía de Optimización de la HPP Itaipu (TEOItaipu) y ii) la Tarifa de Energía de Optimización (TEO) de las otras plantas hidroeléctricas del Sistema Interconectado Nacional - SIN.

Para el PLD máximo, se establecen dos nuevos límites:

I - Límite máximo estructural (PLDmax_structural);

II - Límite máximo por hora (PLDmax_time)*

El PLDmax_structural corresponde al nivel de protección de riesgo del 95% de la función de densidad de probabilidad del ingreso inframarginal, obtenido de la plataforma de revisión de seguridad física ordinaria de las centrales hidroeléctricas, de acuerdo con la metodología establecida en el Anexo de esa Resolución.

El PLDmax_horário debe calcularse con base en el promedio ponderado, por la potencia instalada, de los Costos Variables Unitarios (CVU) de las plantas termoeléctricas alimentadas con diésel disponibles en el Programa de Operación Mensual (PMO) de septiembre de 2019.

El costo del déficit energético se entiende como el valor que puede atribuirse a la insuficiencia estructural del suministro eléctrico, y es un parámetro de gran importancia en los estudios de planificación de expansión y programación de la operación de los sistemas eléctricos, así como para el cálculo del PLD.

La CCEE actualiza este costo anualmente, para su uso entre la primera y la última semana operativa del año posterior a la actualización, que se basa en la Resolución Normativa ANEEL No. 795/17, que considera la variación del Índice General de Precios - Disponibilidad interna (IGP-DI) para el período de doce meses.

En cumplimiento de Resolución normativa ANEEL Nº 799/2017, en relación con las acciones de mejora para el proceso de actualización del costo del déficit, la Cámara de Comercialización comenzará a divulgar la memoria de cálculo, permitiendo un amplio acceso a la información, con el objetivo de una mayor transparencia de este proceso. Los valores actuales para el año 2020, además de la historia de 2017, se ilustran en la tabla 1 a continuación.

Tabla 1. PLD mínimo y máximo valores actuales para el año 2020, además el historico desde el año 2017.

	PLD mínimo (R\$/MWh)	PLD máximo estructural (R\$/MWh)	PLD máximo horario (R\$/MWh)	Costo do Déficit (R\$/MWh)
2017	33,68	533,82	-	4.650,00
2018	40,16	505,18	-	4.596,31
2019	42,35	513,89	-	4.981,54
2020	39,68	559,75	1148,36*	5.249,34

*vigente solamente a partir del año de 2021, para el año de 2020 será divulgado junto con el PLD horario sombra.

Los Precios de Corto Plazo PLDs de los submercados son por tanto diferentes, pudiendo ser iguales, debido fundamentalmente a las restricciones de los sistemas de transmisión entre los subsistemas (N, NE, SE/CO, S). Si los sistemas de transmisión no tuvieran restricciones sería un único submercado y se tendría un único PLD (intercambio infinito).

La ANEEL¹ aprobó en octubre de 2019 la nueva metodología para definir los límites máximos y mínimos para el Precio de Liquidación de Diferencias (PLD). Actualmente, el PLD se publica semanalmente, para tres niveles de carga (leve, media y pesada) por la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica (CCEE). En el año 2021, el PLD se calculará por hora, con publicación diaria.

Con la nueva regla, a partir del 1 de enero de 2020, el PLD mínimo (PLDmin) se convierte en el valor más alto entre el costo de producción de la central hidroeléctrica de Itaipu (TEO Itaipu), incluidas las regalías, y la

¹ https://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-define-limites-do-preco-de-liquidacao-de-diferencas/656877/pop_up?_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_viewMode=print&_101_INSTANCE_zXQREz8EVIZ6_languageId=pt_BR

Tarifa Energética de Optimización (TEO), que representa el costo de producción de las otras centrales hidroeléctricas que participan en el Mecanismo de Reasignación (Realocacao) de Energía (MRE), incluida la compensación por el uso de los recursos hídricos.

En cuanto al PLD máximo (PLDmax), se aprobaron dos límites: el PLD estructural máximo (PLDmax estructural), que es efectivo desde enero de 2020; y el PLD máximo por hora (PLDmax por hora), efectivo a partir de enero de 2021.

En relación con el PLD estructural máximo, considerando el nivel de protección contra riesgos para el 95% de los escenarios hidrológicos proyectados, el valor definido fue de R\$ 556,58/MWh, a precios de septiembre de 2019. El PLD máximo por hora se fijó en el valor de R\$ 1.141,85/MWh, a precios de septiembre de 2019, y corresponde al costo variable promedio de las plantas termoeléctricas a Diésel representadas en el cronograma de operación por el Operador del Sistema Nacional (ONS).

La motivación de ANEEL para definir un PLD estructural máximo es proteger el mercado de valores altos y persistentes del PLD, durante un largo período, capaz de poner en peligro la sostenibilidad financiera del sector. El PLD máximo por hora tiene como objetivo adaptar las reglas de precios máximos a la implementación del precio por hora y proporcionar una mayor eficiencia al mercado.

La actualización de los límites máximos de PLD seguirá la variación del Índice nacional extendido de precios al consumidor (IPCA) desde el comienzo de cada año calendario, en base a las referencias de los límites de precios. El límite mínimo de PLD se revisará anualmente, considerando el valor más alto entre TEO Itaipu y TEO.

En la misma decisión, la ANEEL también determinó llevar a cabo la evaluación del resultado reglamentario (ARR) del PLD máximo por hora en el 2020, considerando la Operación en la sombra del precio por hora; y otra evaluación, en el 2024, centrada en el PLD estructural máximo, teniendo en cuenta el calendario de revisión ordinaria de la garantía física de las centrales hidroeléctricas.

TEO: La Tarifa de Optimización Energética, que se aplicará en el 2020 para todas las centrales hidroeléctricas, excepto Itaipú, será de R\$ 12,77/MWh. La TEO se utiliza para cubrir los costos adicionales de operación y mantenimiento de estas plantas y para pagar una compensación financiera por la energía que se transmite en el Mecanismo de Reasignación (Realocacao) de energía (MRE).

Para Itaipú, la TEO será de R\$ 39,68/MWh (treinta y nueve reales y sesenta y ocho centavos por megavatio-hora). En el caso de la central binacional, la tarifa se define en función del costo variable del proyecto, convertido por el promedio geométrico del dólar de los últimos doce meses.

3. Evolución Histórica

Se realiza un análisis de la evolución histórica de los precios medios del PLD en el período comprendido entre enero de 2004 hasta diciembre de 2019, conforme a los registros de la CCEE. En el Gráfico 1 se ve la evolución del PLD mínimo, medio y máximo anual en el periodo de 2004 - 2020.

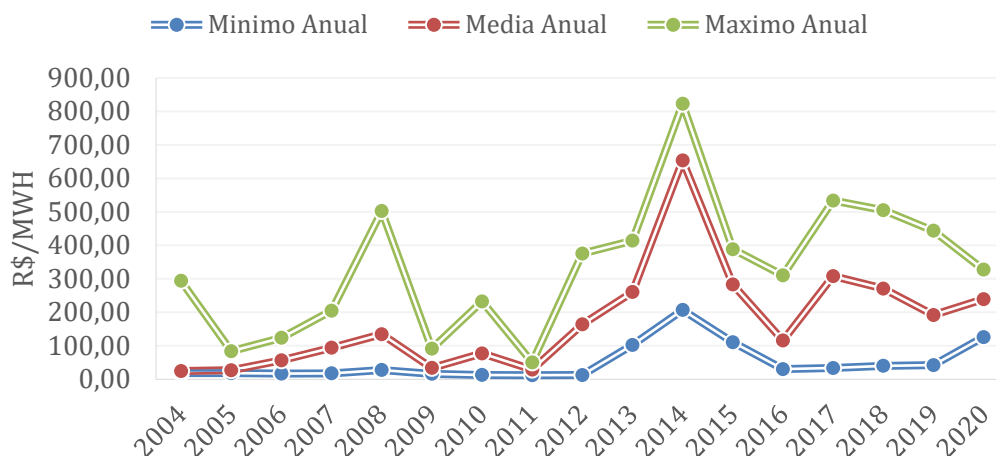


Gráfico 1. PLD mínimo, máximo y media anual, para el período Enero 2004 a Febrero 2020, en R\$/MWh.

En el Gráfico 2 siguiente se muestran los promedios del PLD para cada mes del año, en el período Enero 2004 a Febrero 2020.

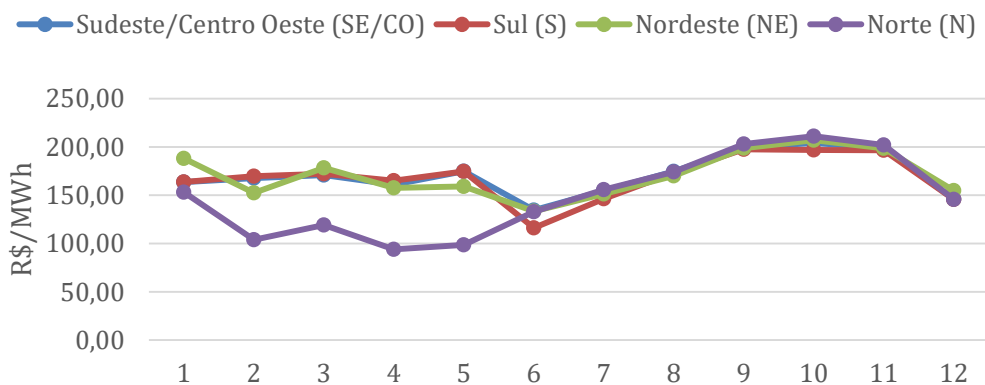


Gráfico 2. Promedios del PLD para cada mes del año, en el período Enero 2004 a Febrero 2020, en R\$/MWh.

La evolución mensual promedio del PLD de los submercados en R\$/MWh (azul) y USD/MWh (rojo) desde el año 2004 se indica en el Gráfico 3. Puede observarse que el PLD en USD es menos volátil que en R\$. Además, es importante notar que existe un cambio sustancial del patrón de comportamiento a partir del año 2012, debido al notable incremento de la participación de generación térmica en la matriz de generación de electricidad en Brasil.

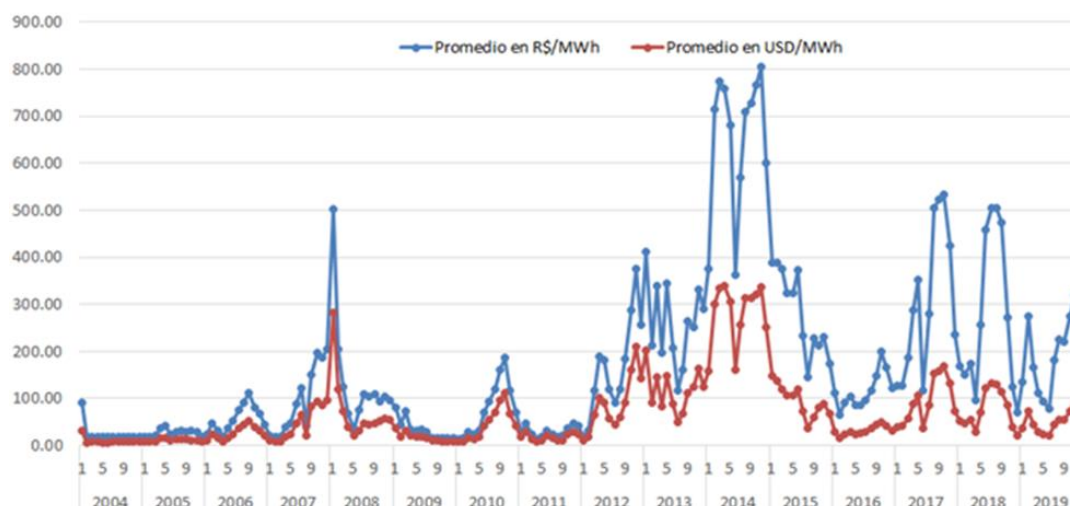


Gráfico 3: Evolución mensual promedio del PLD.

En el Gráfico 4 se compara el comportamiento del PLD en períodos SECO (mayo a noviembre) y LLUVIOSO (diciembre a abril) para todos los submercados, confirmándose que existen en general mayores precios promedios de PLD en períodos de menor lluvia, dada la menor participación de hidroelectricidad en la matriz de generación y la importante generación de las Centrales Térmicas de manera a acumular agua en los embalses de las centrales hidroeléctricas con reservorios.

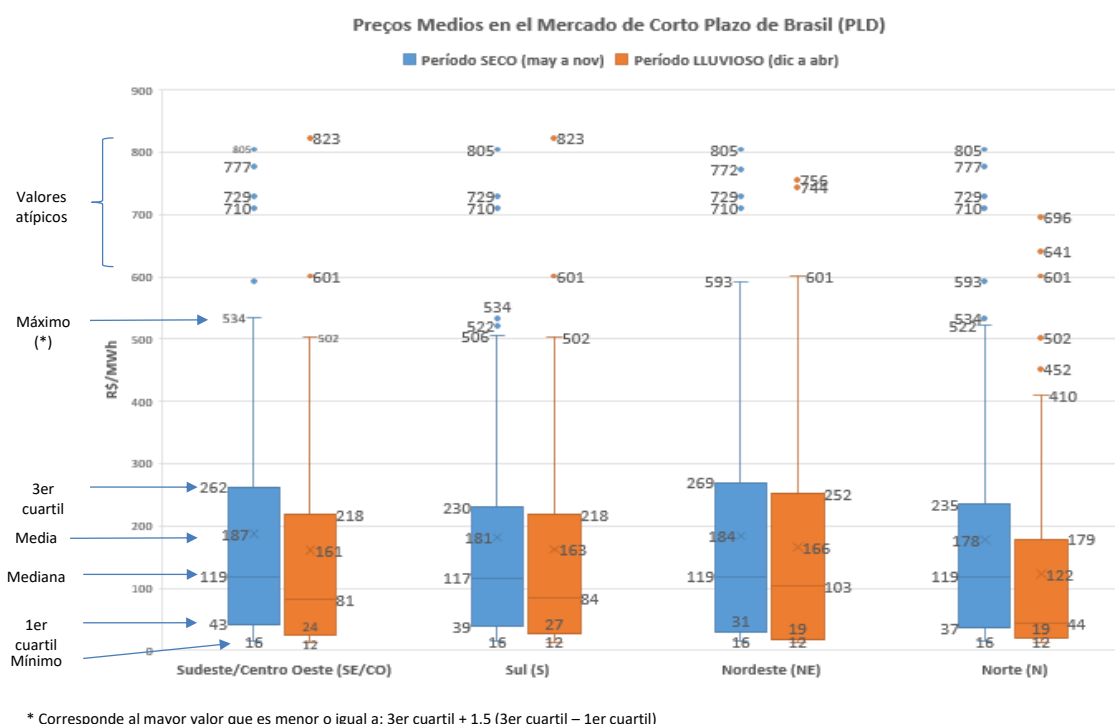


Gráfico 4: Comportamiento del PLD por períodos y submercados o regiones.

El periodo seco, se refiere a los siete (7) ciclos de facturamiento consecutivos, que van de los meses de mayo a noviembre, y el periodo húmedo, se refiere a los cinco (5) ciclos de facturamiento consecutivos, que van de

los meses de diciembre a abril, del año siguiente, conforme la Resolución Normativa de la ANEEL n° 479 del 03.04.12.

En la Tabla 2 siguiente se observan las fronteras de los quintiles en la distribución acumulada de los PLDs de los submercados Sul (S) y Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), que son las regiones más cercanas al Paraguay y quienes se surten de la energía eléctrica proveniente de la Itaipu Binacional, tanto en 60 Hz como en la cesión de la energía de 50 Hz no consumida por el Paraguay, del período Seco de los últimos 8 años en USD/MWh. Puede observarse que en el 80% de los meses, se encuentra por debajo de 158 USD/MWh.

Tabla 2. Quintiles en la distribución acumulada de los PLDs de los submercados Sul (S) y Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), del período Seco, de los últimos 8 años en USD/MWh.

Período Seco - Marzo 2012 a Feb 2020			
		Sul (S)	Sudeste/Centro Oeste (SE/CO)
	Porcentaje de meses	Por debajo de USD/MWh	Por debajo de USD/MWh
Q1	20%	43.000	45.000
Q2	40%	70.000	69.000
Q3	60%	105.000	113.000
Q4	80%	153.000	158.000

Las curvas de distribución acumulada se encuentran en el anexo. Los valores extremos observados en los datos históricos se deben muchas veces a coincidencias entre períodos extremadamente secos, costos de importación de gas natural en USD y tasas de cambios a R\$.

En las Tablas 3 y 4 se aprecian los quintiles en la distribución acumulada de los PLDs de los Submercados Sul (S) y Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), de los períodos Seco y Húmedo, de los últimos 16 años en R\$/MWh. Las curvas de distribución acumulada respectivas se encuentran en el anexo.

Tabla 3. Quintiles en la distribución acumulada de los PLDs del Submercado Sul (S), de los períodos Seco y Húmedo, de los últimos 16 años en R\$/MWh.

Subsistema Sul PLD 2004-Feb 2020					
Meses Umido			Meses Seco		
	Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh		Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh
Q1	20%	23.000	Q1	20%	31.000
Q2	40%	50.000	Q2	40%	91.000
Q3	60%	128.000	Q3	60%	145.000
Q4	80%	259.000	Q4	80%	280.000

Tabla 4. Quintiles en la distribución acumulada de los PLDs del Submercado Sudeste/Centro Oeste (SE/CO), de los períodos Seco y Húmedo, de los últimos 16 años en R\$/MWh.

Subsistema Sudeste/Centro Oeste (SE/CO) PLD 2004-Feb 2020					
Meses Umido			Meses Seco		
	Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh		Porcentaje de meses	Por debajo de R\$/MWh
Q1	20%	22.000	Q1	20%	34.000
Q2	40%	49.000	Q2	40%	92.000
Q3	60%	128.000	Q3	60%	149.000
Q4	80%	259.000	Q4	80%	317.000

4. Perspectivas Futuras

4.1. Corto Plazo

En el corto plazo las proyecciones de PLD hecha por la CCEE ² para el submercado más grande del país, el Sudeste/Centro Oeste, en el año 2020 fue de R\$ 118,10/MWh y para 2021 es de R\$ 90,43/MWh, debido a la retracción del consumo de energía eléctrica, ante el panorama actual de la pandemia COVID-19 y de la consecuente retracción económica del Brasil. Los datos fueron presentados por la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica el lunes 30 de marzo último. Cuando se considera la revisión trimestral de la carga, los valores promedio son más bajos, a R\$ 80,71/MWh este año y R\$ 29,24/MWh en 2021.

Según los datos de la CCEE, la perspectiva hasta mayo de 2021 es de una igualación relativa de los valores de PLD en todos los submercados. En el pronóstico del PLD, los valores generalmente permanecen alrededor de R\$ 100/MWh a partir de junio y alcanzan R\$ 126/MWh en diciembre. En el escenario de sensibilidad que incluye la revisión de carga, publicada el viernes 27 de marzo, los valores están entre el piso, la mayoría de las veces, y R\$ 59/MWh en todo el país.

La proyección de energía natural afluyente (ENA) a lo largo de este período está entre el promedio de largo plazo (MLT) y al menos el 71% de la MLT. El pronóstico para el almacenamiento en el SIN varía del 67% en mayo a un mínimo del 40% de la capacidad del sistema en los meses de noviembre y diciembre.

El factor de ajuste de MRE para 2020 se estima en un promedio de 82,7% en comparación con el 81% en 2019. La CCEE estima la energía secundaria de febrero a abril. El menor volumen de generación hidroeléctrica debido a la estacionalidad se proyecta para septiembre de 2020 con 63,8%.

Con un PLD promedio de R\$ 81/MWh en el SE/CO y el índice GSF del 82%, el impacto financiero se estima en R\$ 5,4 mil millones, de los cuales R\$ 3,9 mil millones en el ambiente de contratación regulada (ACR) y R\$ 1,5 mil millones en el ambiente de contratación libre (ACL).

² <https://www.canalenergia.com.br/noticias/53130859/ccee-revisao-de-carga-derruba-projecao-do-pld-ate-2021>

Aplicando el escenario de sensibilidad que considera la revisión de carga, el promedio de 2020 para el factor de ajuste de MRE se reduce en 1 punto porcentual, a 81,7%. Se espera energía secundaria hasta mayo, con un pico en marzo de 121,2%. y 61,9% en septiembre como el nivel más bajo.

Según a CCEE, hubo importantes caídas en el consumo de energía por segmentos de la economía. El punto culminante dado a la retracción del 20% en la industria textil en la comparación entre el 1 y el 17 de marzo en comparación con el 18 al 24 de marzo y el más alto fue, como se esperaba por el segmento de los servicios, que se ha enfrentado a la reducción de la actividad en todas las ciudades En este período, hubo una disminución del 26% al comparar los dos períodos.

Conforme a la información de la CCEE el 49% de las variaciones verificadas en el PLD son ocasionadas por las diferencias entre las afluencias previstas y verificadas, o sea, el desvío entre las ENAs previstas y verificadas es la principal causa de las variaciones de precios, y por ende de la volatilidad del PLD.

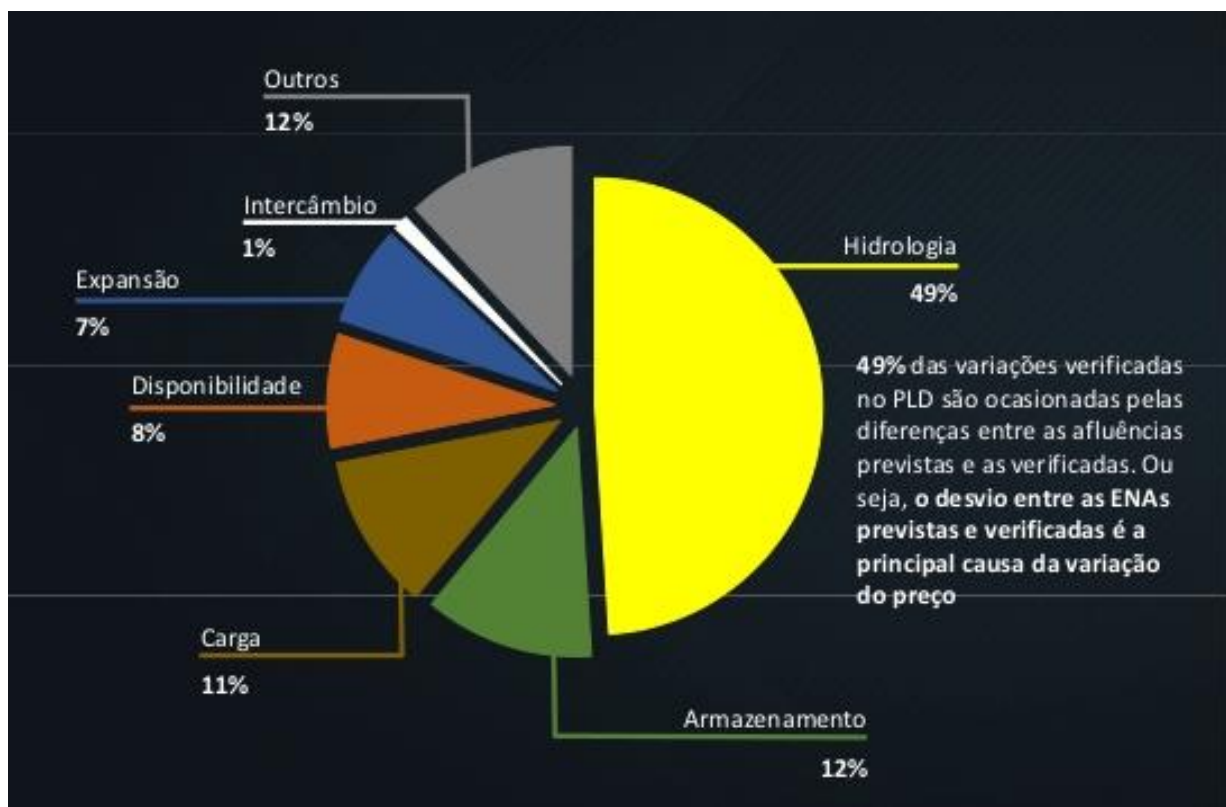


Gráfico5: Principales factores que influncian la variación del PLD.

El precio de liquidación por diferencia (PLD) del submercado Sudeste/Centro Oeste puede cerrar este año a R\$ 101,57 por megavatio-hora (MWh), según las proyecciones presentadas en la reunión de InfoPLD ao Vivo el lunes 27/04³. La cantidad es aproximadamente un 25% más alta que la estimada en la reunión anterior.

InfoPLD ao Vivo es una reunión mensual, celebrada por la Cámara de Comercio de Energía Eléctrica - CCEE, para presentar al mercado los supuestos y resultados relacionados con el precio de liquidación de energía en el Mercado de Corto Plazo - MCP, entre otros puntos.

La perspectiva de afluencias aún por debajo del promedio en 2020 fue uno de los principales factores que llevó a la CCEE a aumentar sus proyecciones de PLD para el año. Incluso con la perspectiva de una carga menor, para el horizonte cíclico de mayo y junio, debido a las restricciones de circulación motivadas por la lucha contra el nuevo coronavirus, la situación hidrológica condujo a una perspectiva de precios más altos en relación con el pronóstico anterior. En abril, las lluvias ocurrieron en volúmenes por debajo de los promedios históricos para los submercados del Sudeste/Centro Oeste y, principalmente, para el Sul.

La estimación de realización de la carga de abril es de aproximadamente 2.615 megavatios (MW) promedio por debajo del pronóstico inicial para el mes. Para mayo, las perspectivas para la demanda son 8,3% más bajas que las observadas en mayo del año pasado.

Los Encargos por Servicio del Sistema (ESS) estimados para abril son del orden de R \$ 19,4 millones, de los cuales R \$ 13,2 millones se refieren a restricciones operativas y R\$ 6,2 millones al despacho por unidad de compromiso. Para mayo, se esperan R\$ 17,4 millones solo debido a restricciones operativas.

Se espera que el factor de ajuste del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE), también conocido por el acrónimo en inglés GSF (Generating Scale Factor), cierre el año en un 80,8%. En abril, el GSF debería cerrar en 102,9%, cambiando a 100,4% en mayo.

El escenario de afluencias indica que la situación en el norte y noreste es cómoda. Sin embargo, al analizar el Sistema Interconectado Nacional - SIN en su conjunto, la Energía Natural Afluente - ENA en el período húmedo (entre noviembre y abril) es el décimo peor en la historia. En relación a los embalses, el mes de abril cerró con un almacenamiento del 59,5%, frente al 48,1% verificado en el mismo mes del año pasado.

En el norte, la ENA en abril es el 27º mejor de la historia, con 111% del promedio a largo plazo (MLT), mientras que en el noreste, la ENA cierra el mes con 105%, el mejor abril desde 2012. Para mayo, la ENA se en el Norte se estima en 122% de la MLT, mientras que en el Noreste las afluencias estimadas son del 79% de la MLT.

³ https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniaao/noticias/noticialeitura?contentid=CCEE_654454&_afzLoop=1851085190140688&_adf.ctrl-state=n8ryv7rl2_1#!%40%40%3Fcontentid%3DCCEE_654454%26_afzLoop%3D1851085190140688%26_adf.ctrl-state%3Dn8ryv7rl2_5

En el Sudeste/Centro Oeste, la ENA fue el 25º peor en la historia, con el 88% de la MLT, un porcentaje que debería repetirse en mayo. El Sul es el submercado que aún exige más atención: la ENA en abril fue solo el 16% de la MLT, el peor de la historia. En mayo, se espera que aumente al 19%.

4.2. Largo Plazo

En el medio y largo plazo, si bien se requiere de un análisis mucho más profundo para estimar los rangos para el PLD futuro, en este reporte se puntualizan algunas observaciones para establecer escenarios referenciales únicamente basados en datos históricos. Análisis más exhaustivos pueden incluir proyecciones de demanda del mercado brasileño, la cotización internacional del gas natural, de condiciones hidrológicas para la región, etc.

Como la participación de generación térmica es uno de los elementos más influyentes y se prevé su incremento en la matriz de generación de electricidad de Brasil conforme se detalla en el documento Plan Decenal de Expansión de Energía al 2029 publicado por el Ministerio de Minas y Energía (MME) del Brasil, pueden esperarse precios PLD ligeramente superiores en la próxima década.

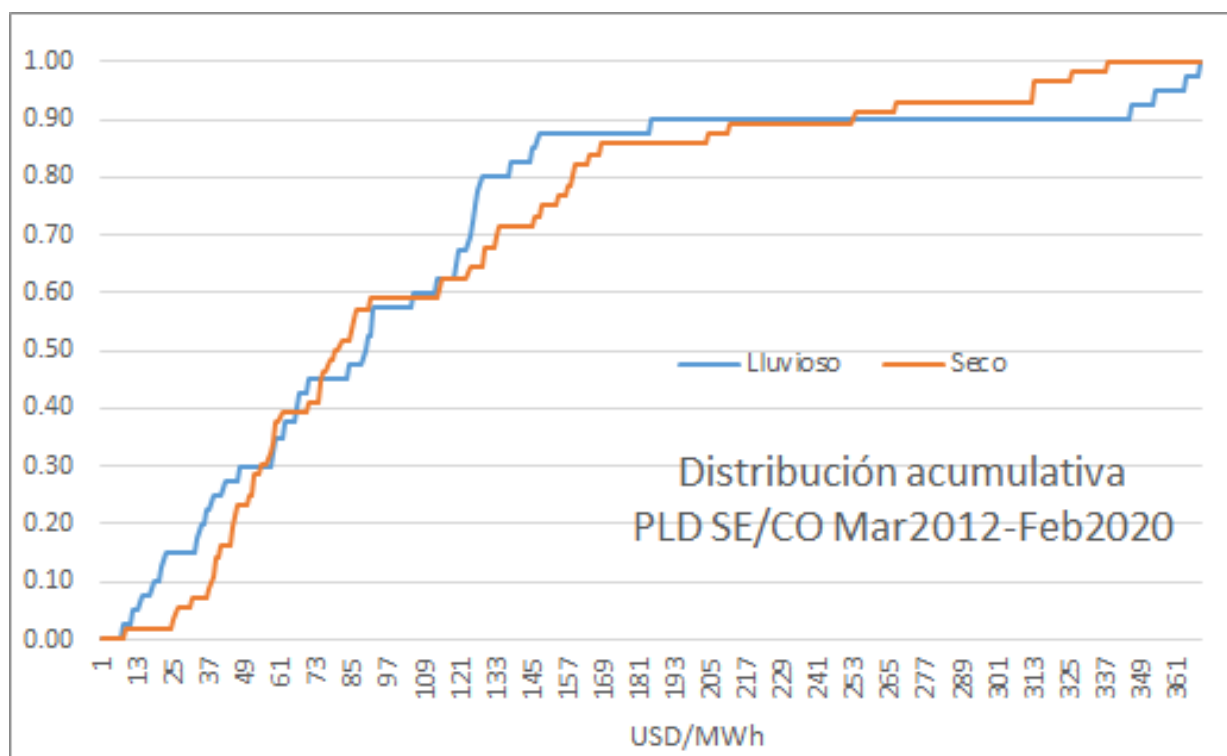
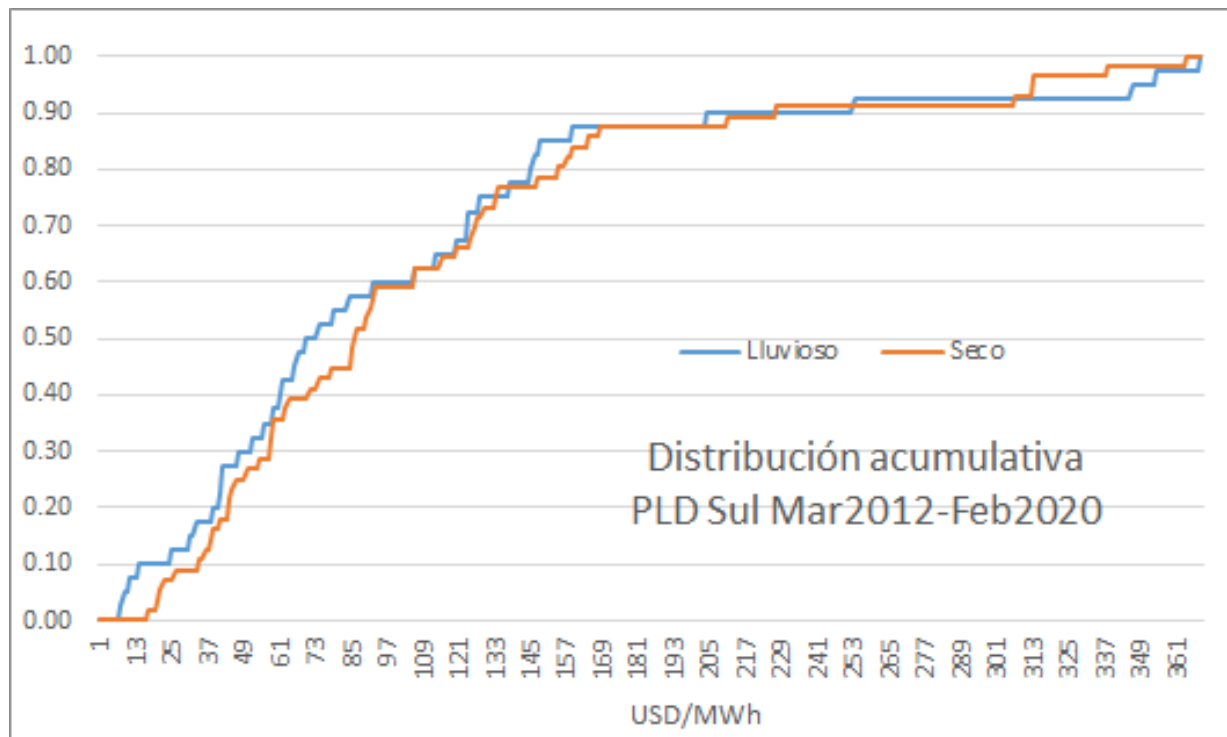
Sin embargo, en los últimos 5 años, el PLD ha permanecido la mayor parte del tiempo por debajo los 100 USD/MWh, salvo pocos meses del período seco de 2017 y 2018, en los cuales no superó los 200 USD/MWh. Es importante ser cautos en que, si bien el PLD puede ser elevado en períodos secos en Brasil, estos períodos también afectan a la disponibilidad de excedentes en Paraguay.

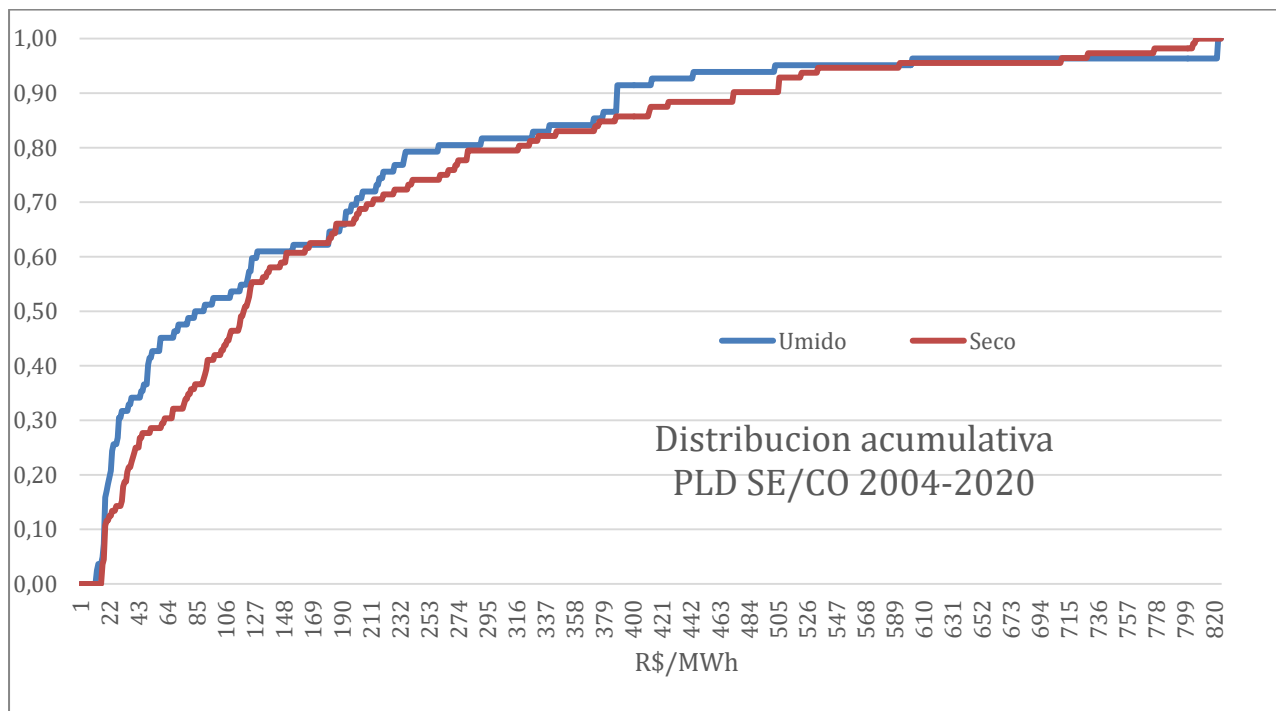
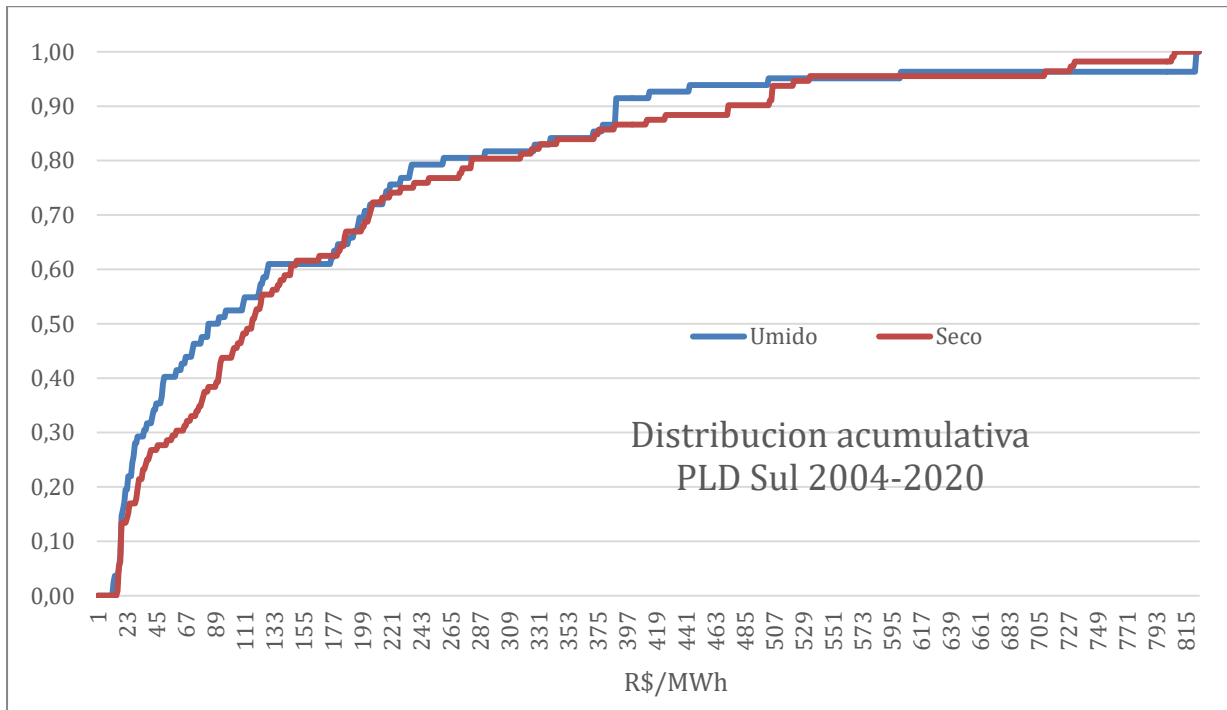
En base a la distribución de datos históricos, se pueden plantear los siguientes escenarios de referencia para simulaciones:

- Escenario A (promedio aproximado del último año): **50 USD/MWh**
- Escenario B (promedio aproximado de los últimos 5 años): **70 USD/MWh**
- Escenario C (promedio aproximado de los últimos 8 años): **100 USD/MWh**

Estos tres escenarios a su vez coinciden aproximadamente con los quintiles 0,20, 0,40 y 0,60, respectivamente. Se pueden incluir también escenarios extremos con 150 USD/MWh y 300 USD/MWh, que ya ocurrieron en el pasado, pero recordando que se dan apenas esporádicamente ante la coincidencia de varios factores. Si bien estos escenarios buscan reflejar tendencias promedio, la volatilidad estacional del PLD debe tenerse en cuenta en las simulaciones, así como la entrada en vigencia del PLD horario a partir del 2021, que introducirá nuevas dinámicas en el comportamiento del PLD.

5. Anexos





NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 04

***ASUNTO: “Comercialización de Excedentes de Energía
en terceros mercados externos”***

(Mercado Eléctrico Argentino)

Fecha: 01.06.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe Nº GT.C – 04

Fecha: 01.06.2020

Asunto: *“Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos” (Mercado Eléctrico Argentino)*

Participantes:

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de la ANDE; Coordinador del GT.C

Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME

Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE

Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU

Ing. Gerardo Blando, representante de ITAIPU

Ing. Felipe Mitjans, representante del MRE

1. Objeto

Analizar los *“Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos”*, a fin de evaluar la real posibilidad de comercializar los excedentes de energía eléctrica del Paraguay en el corto, medio y largo plazo, en los mercados eléctricos regionales. El análisis general hace énfasis en el mercado eléctrico brasileño ante el contexto de la eventual renegociación del Tratado de Itaipu Binacional, de manera a posibilitar la libre disponibilidad de los excedentes, sin dejar de realizar una evaluación menos profunda del mercado eléctrico argentino, y de los posibles mercados externos de países no limítrofes con el Paraguay, como lo son Chile y Uruguay.

2. Informaciones utilizadas

Las principales informaciones utilizadas para el presente análisis fueron extraídos del Anexo “Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas (Mercado Eléctrico Argentino)” al presente informe.

3. Asuntos evaluados

Fueron analizadas las informaciones disponibles sobre los mercados eléctricos regionales, a fin de conocer las generalidades de los mercados eléctricos de la región y las perspectivas para ventas, a ser considerados en otros estudios del Grupo de Trabajo Comercial, conforme a sus atribuciones definidas, y que a su vez serán utilizados por otros Grupos de Trabajo en el marco de la evaluación de las opciones de revisión del Anexo C y/o ante la posibilidad de renegociación del tratado de Itaipu. Entre esos estudios, se citan específicamente:

- 1) Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos
- 2) Escenarios posibles de Venta de Excedentes - Cronograma de Contratación con ITAIPU
- 3) Opciones para Venta de Energía a Clientes Externos dentro del territorio nacional

4. Mercado Eléctrico Argentino

Marco Regulatorio

El Estado argentino impulsó cambios en la forma de provisión del sector eléctrico, que enfrentaba a fines de los 80s una situación terminal, a través de un proceso de desregulación y privatización que cambió radicalmente la estructura del sector.

La reforma del sector eléctrico condujo a la disminución de los precios de electricidad, la mejora del

rendimiento de los activos existentes, el aumento de la eficiencia global, la rápida entrada de nueva generación y un alto nivel de competencia en el mercado.

En el año 1992 se empezó la transformación del Sector Eléctrico en Argentina, a través de la Ley N° 23.696 de Reforma del Estado, y la Ley N° 24.065 de Régimen General de la Energía Eléctrica, las cuales promovieron:

- La introducción y promoción de competencia y mecanismos de mercado en todas las actividades donde esto sea posible.
- La creación de condiciones y regulaciones transparentes que faciliten la concurrencia de productores y consumidores generando precios que transmitan señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.
- Separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función de definición de políticas y regulación de incentivos.
- Descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
- Incorporación del sector privado en condiciones de riesgo.

Para esta nueva estructura del sector eléctrico se crearon nuevas instituciones con sus respectivos roles: Secretaría de Energía (que se elevó al rango de Ministerio en 2015, y nuevamente secretaría en 2018), Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Además, se determinaron los denominados agentes del mercado (generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores).

Esto implicó un modelo de planeamiento descentralizado, que es consecuencia del diseño de funciones y obligaciones de todos los participantes, y significó un cambio de rumbo respecto del modelo de planificación centralizada existente hasta ese momento.

Ministerio de Desarrollo Productivo – Secretaría de Energía

En el Decreto N° 801/2018 se estableció el Ministerio de Hacienda es continuador, a todos sus efectos, del ex Ministerio de Energía y Minería, y se incorpora la estructura organizativa de la Secretaría de Gobierno de Energía. El cual más tarde pasó a ser parte del Ministerio de Desarrollo Productivo, con sus respectivas subsecretarías, las cuales se observan en la Figura 1.

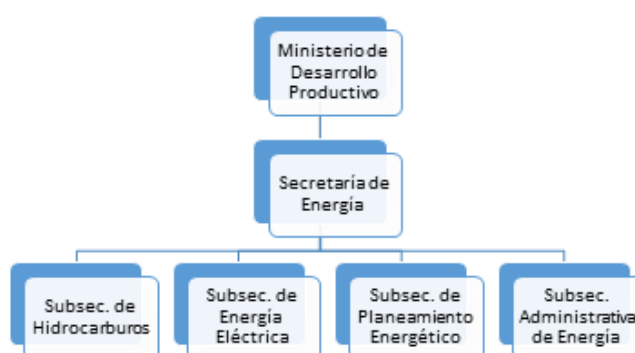


Figura 1: Organismos Estatales.

La Secretaría de Energía es la autoridad de Política Energética que regula entre otras industrias al sector eléctrico. Realiza las siguientes tareas vinculadas con este sector:

- Diseñar diferentes escenarios de oferta y demanda.
- Promocionar el uso racional de la energía y de nuevas fuentes de producción energética.
- Evaluar los recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético.
- Realizar estadísticas.

- Autorizar el ingreso de Agentes del Mercado.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE)

Es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión.

El ENRE fue creado en 1993 por la Ley N° 24.06, y debe llevar a cabo las medidas necesarias para cumplir los objetivos de la política nacional respecto del abastecimiento, transporte y distribución de la electricidad.

Entre los objetivos con los que debe cumplir, se destacan los siguientes:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en la producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, la no discriminación y el uso generalizado de los servicios de transporte y distribución.
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.
- Incentivar y asegurar la eficiencia de la oferta y la demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Es el organismo encargado de la coordinación de las operaciones de despacho, establecer los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realiza a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Cámara Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA)

Fue creado en 1992 por la Ley N° 24.065, sobre la base del Despacho Nacional de Cargas. Es una empresa de gestión privada con propósito público. El paquete accionario es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) en un 80% (Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios). El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

Entre las funciones de CAMMESA se pueden destacar las siguientes:

- Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.
- Coordinar la operación centralizada del SADI para garantizar seguridad y calidad.
- Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

CAMMESA actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

Integración Energética Argentina S.A. (IEASA)

Es la continuadora de Energía Argentina S.A. (ENARSA), la cual fue creada por la Ley N° 25.943, promulgada por el Decreto N° 1.529/2004.

IEASA tiene a su cargo la comercialización de la energía eléctrica proveniente de los emprendimientos binacionales Salto Grande y Yacyreta, y de las interconexiones con Uruguay, Brasil y Paraguay. También se encarga de la importación de Gas Natural desde Chile y Bolivia, construcción de gasoductos, exploración y producción de hidrocarburos y desarrollo de energías renovables.

Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE)

El consejo tiene la función de administrador fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico y de asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. Debe también, aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica.

Esto se debe a que es capaz de compatibilizar las realidades de las diferentes jurisdicciones provinciales, situación que otorga una amplitud de conocimientos, y que lo califican para asesorar en lo relativo al desarrollo de políticas energéticas en este marco institucional.

El CFEE fue creado en el año 1960 por ley Nº 15.336 y Decreto Reglamentario Nº 2073 del mismo año. El consejo se encuentra presidido por el Sr. Secretario de Energía de la Nación o el Subsecretario, en su reemplazo y dos representantes (un titular y un suplente) por cada una de las Provincias Argentinas. Estos últimos son propuestos por los Poderes Ejecutivos Provinciales y designados por el Poder Ejecutivo de la Nación.

Agentes del Mercado Eléctrico

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se encuentra compuesto por los siguientes agentes:

- **Generadores:** son centrales eléctricas instaladas o concesionarios de servicios de explotación, que coloquen su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte o distribución.
- **Transportistas:** son los titulares o concesionarios de instalaciones para el transporte de energía eléctrica, son responsables de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso.
- **Distribuidores:** se le considera a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente y realicen dentro de su zona de concesión, la actividad de transmitir toda la energía eléctrica demandada en la misma, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte o generación hasta las instalaciones del usuario.
- **Grandes Usuarios:** son usuario que contratan en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador o el distribuidor. La reglamentación establece los módulos de potencia y de energía, y demás parámetros técnicos.
- **Comercializadores:** son los que compran o venden para terceros energía eléctrica en el MEM. También se considera como tales a quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios que la comercialicen de igual manera que los generadores.

Los Grandes Usuarios se clasifican según su nivel de consumo en Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA), como se observa en la Tabla 1.

Tabla 1. Grandes usuarios.

	GUMA	GUME	GUPA
Potencia Demandada	>1 MW	>30 kW <2.000 kW	>30 kW <100 kW
Consumo Anual	>4.380 MWh	Sin requerimiento	Sin requerimiento
Contratación	>50% Demanda Prevista	100% Demanda real	100% Demanda real

Ambiente de comercialización de la energía eléctrica

En el mercado eléctrico argentino existen cuatro ambientes de comercialización de potencia y energía eléctrica para los generadores:

1. Mercado Spot
2. Contratos Bilaterales
3. Mercado Estacional
4. Servicios auxiliares

Mercado Spot

Toda la generación se despacha en forma centralizada por parte de CAMMESA, con independencia de los contratos suscritos por los generadores. CAMMESA determina el precio spot y se obtiene de la operación de mínimo costo empleado en la optimización de costos de generación.

Se considera un nodo específico de la red, localizado en el centro de cargas del sistema, como nodo mercado. Para su empleo en el despacho, los costos ofertados son afectados por un factor de nodo calculado diariamente para cada hora del día y cada nodo de la red, que refleja las pérdidas marginales de transmisión de energía entre dicho nodo y el mercado.

El precio spot de la energía en el mercado es el costo marginal de la energía en dicho nodo y a partir del mismo se calculan los precios de energía por nodo afectando el precio de mercado por los factores de nodo.

Mercado de Contratos Bilaterales

Los generadores y comercializadores pueden celebrar contratos con los distribuidores y grandes usuarios para el suministro de energía, en condiciones comerciales pactadas libremente, estos son de conocimiento público y se registran en CAMMESA.

Los contratos deben ser registrados por CAMMESA, que determina los apartamientos entre las cantidades de energía que los generadores acordaron vender y la efectivamente generada, imputando los excedentes como ventas en el mercado spot de energía y los faltantes como compras en el mercado spot de energía. Lo mismo ocurre con la potencia operada.

No existen mercados estandarizados forward o de futuros de energía, u otros derivados financieros, de modo que los únicos instrumentos de cobertura del riesgo son los contratos bilaterales.

Mercado Estacional

Los distribuidores adquieren la energía en contratos bilaterales o en el mercado estacional, que actúa estabilizando las variaciones aleatorias de los precios spot de la energía, gracias a la existencia de un fondo de estabilización.

Los precios estacionales son calculados semestralmente, como el valor esperado de los precios spot promedio en un horizonte futuro de seis meses, con una corrección destinada a trasladar a dichos precios estacionales los eventuales sobrantes anteriores del fondo de estabilización o a recaudar faltantes.

Para determinar el precio estacional se realizan simulaciones del funcionamiento del mercado en el período analizado. Se modelan las demandas, la red, la oferta, el suministro de agua, gas y fuel oil, la disponibilidad de suministro desde otros países, y otras consideraciones para una predicción del precio spot promedio.

Los precios estacionales se establecen como un cargo mensual fijo y son mantenidos estables en los primeros tres meses de cada período semestral para el cual han sido establecidos. Si después del trimestre inicial hay diferencias significativas entre la hipótesis usada para su determinación y las condiciones operativas efectivas, habrá un ajuste para el resto del período.

Precios de otros servicios prestados por los generadores

Existe un mercado de la potencia operada, más rotante, en el que se remunera a los generadores la potencia operada en las horas fuera de valle de los días hábiles, que no esté comprometida en contratos con distribuidores o grandes usuarios.

Además, todos los generadores tienen obligación de aportar a la regulación primaria de frecuencia con capacidad propia, o comprada a terceros en un mercado con precio horario en el que participan sólo los generadores.

También existe un mercado de regulación secundaria de frecuencia, cuyo costo es pagado por la demanda. CAMMESA determina semestralmente una cantidad de potencia de reserva fría de generación. Semanalmente se licita el cubrimiento de dicha reserva entre los generadores, determinándose un precio de la reserva fría, igual al de la oferta más cara aceptada, con la limitación de que no puede superar el precio de la potencia operada en el mercado.

Los generadores térmicos son remunerados adicionalmente por el concepto de reserva base térmica. A cada generador térmico se le calcula la potencia media con la que resulta despachado en el año más seco de la serie histórica de aportes, en los períodos fuera de valle de días hábiles. Dicha potencia menos la potencia operada y la vendida en contratos o como reserva fría en cada mes, es remunerada mensualmente bajo el concepto de reserva base térmica.

Los generadores están obligados a suministrar potencia reactiva sin costo dentro de su curva de capacidad, y a disponer de capacidad de arranque en negro cuando lo solicite el Organismo Encargado del Despacho (OED), la que es remunerada por su costo.

Los distribuidores y grandes usuarios pagan la potencia puesta a disposición y reserva base térmica por la parte de su demanda que no esté abastecida mediante contratos.

Datos históricos

En la Figura 2 se observan los valores de demanda máxima del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para los últimos años, y la variación anual representada por la tasa de crecimiento.

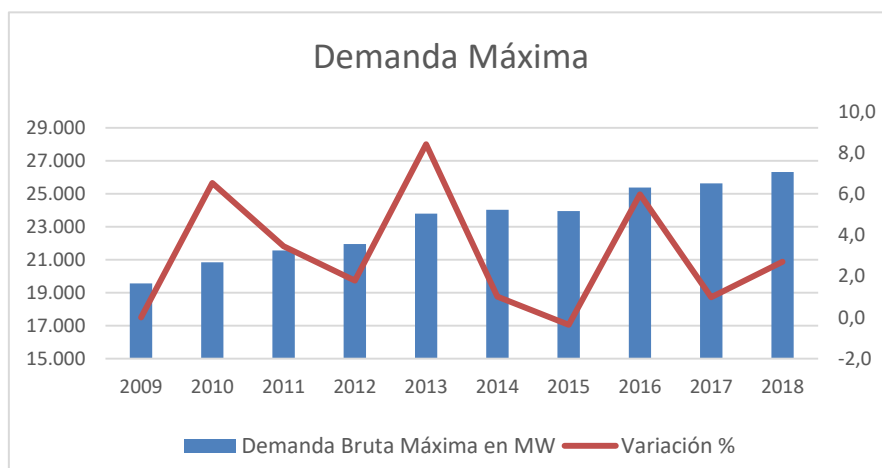


Figura 2: Demanda Bruta Máxima.

El aumento de la demanda máxima también fue acompañado por la demanda de energía por parte del sistema, lo que se observa en la Figura 3, en la cual se puede distinguir según la fuente de energía primaria.

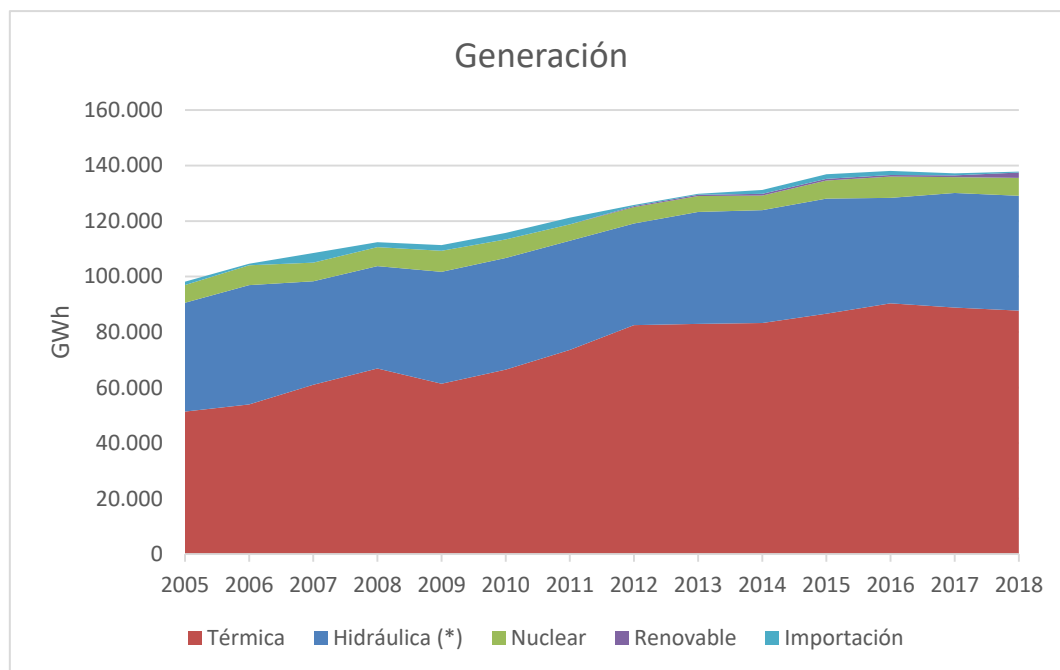


Figura 3: Generación según fuente.

Los precios del mercado se pueden observar en la Figura 4 los cuales están cotizados en Peso Argentino, estas tasas monómicas se encuentran compuestas por el costo de energía, el de potencia y los sobrecostos de combustibles, no incluyen el transporte.

En la Figura 5 se observan los valores de volúmenes de energía comercializados por tipo de mercado.

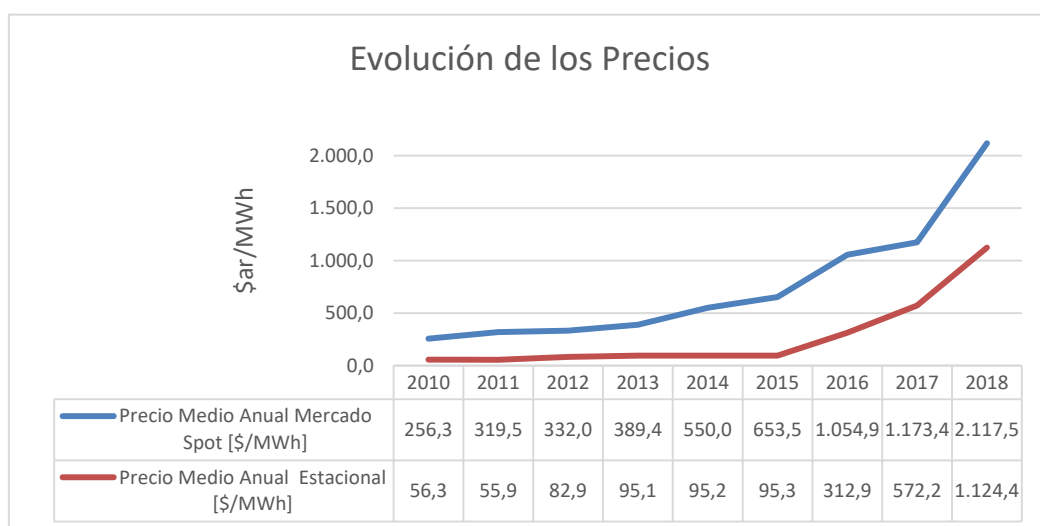


Figura 4: Evolución de los Precios Medios Anual Spot y Estacional.

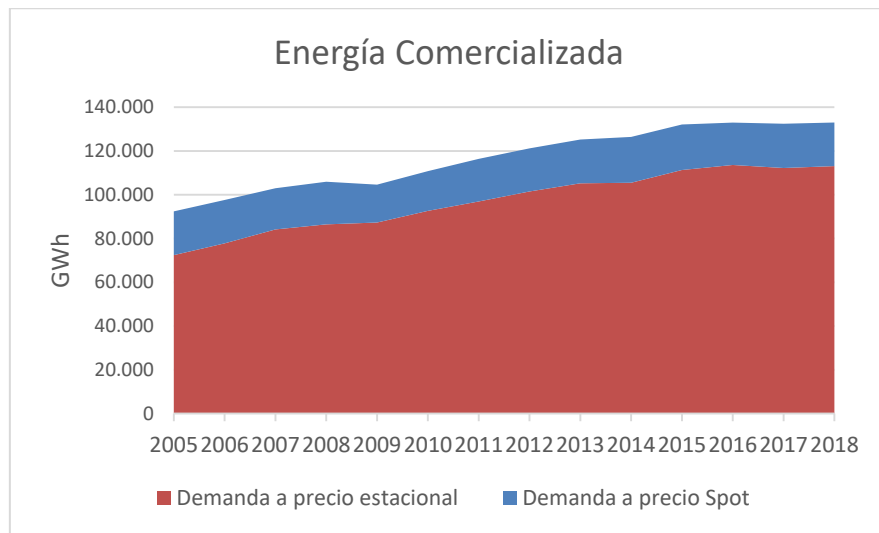


Figura 5: Energía Comercializada por Ambiente.

Este aumento de la demanda de energía y potencia implica inversiones en infraestructura de generación y transmisión, lo cual se puede observar en las Figuras 6 y 7.

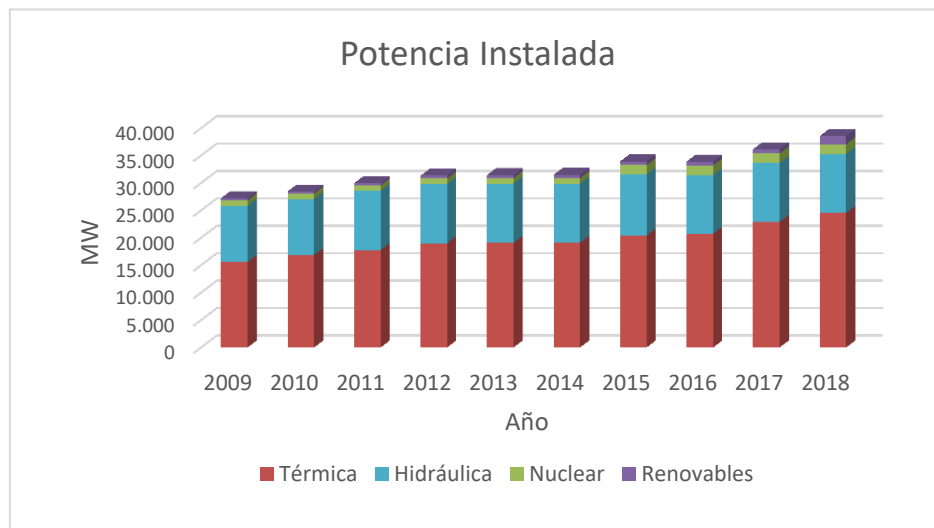


Figura 6: Potencia Instalada según fuente.

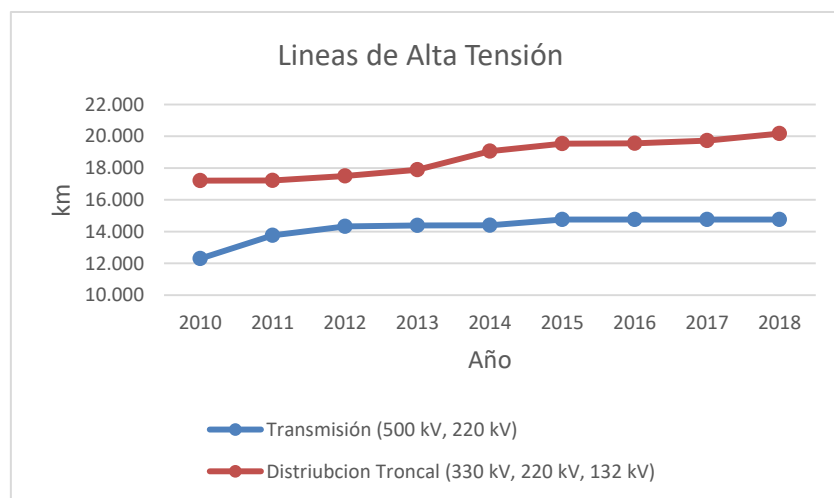


Figura 7. Longitud de Líneas de Alta Tensión.

Importación de Energía Eléctrica

Después de Brasil, Argentina es el principal importador de energía eléctrica de la región, en la Tabla 2 se observan los valores de energía comercializados con otros países. En donde el principal exportador es el Paraguay, correspondiente a la energía cedida de la central YACYRETA.

Tabla 2. Importación de energía Eléctrica en Argentina (GWh).

	Brasil	Paraguay	Uruguay	Chile	Total
2013	77	7.835	210	-	8.122
2014	3	8.461	1.267	4	9.735
2015	229	7.479	1.313	-	9.021
2016	494	8.507	757	107	9.865
2017	155	9.250	854	36	10.295
2018	-	9.278	628	-	9.906

La Resolución Nº 21/975 de la ex Secretaría de Energía y Puertos, en su Anexo V, reglamentó la comercialización -exportación e importación de energía eléctrica- entre los agentes del MEM y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países. Dicha resolución es el Anexo 30 de los PROCEDIMIENTOS. El Anexo 32 de los PROCEDIMIENTOS se refiere a la actuación de los comercializadores en el MEM. En el punto 6 del mencionado Anexo se prevé que estos sujetos pueden acordar contratos de exportación e importación. Se pueden realizar dos tipos de operaciones de exportación e importación.

La normativa prevé tanto el comercio de energía de oportunidad o spot, como los contratos bilaterales internacionales. Para el comercio en el mercado spot, las ofertas de países interconectados se incluyen en el despacho como máquinas adicionales al precio ofertado. Los contratos bilaterales internacionales requieren la autorización de la Secretaría de Energía, y requieren el respaldo de máquinas capaces de suministrar la potencia comprometida. Las operaciones de compra y venta de energía en el mercado spot resultantes del comercio internacional, intervienen en la formación del precio spot de la energía igual que las locales.

Paraguay

En 1974, se aprobó por la Ley Nº 20.646 el "Tratado de Yacyreta" suscrito con el Paraguay. La central hidroeléctrica Yacyreta está ubicada sobre el río Paraná, en las cercanías de la ciudad de Ituzaingó, Corrientes. A fines de 2010 concluyeron las obras complementarias que permitieron elevar el nivel del embalse a la cota de diseño (83 msnm, nivel máximo previsto), alcanzando una potencia instalada de 3100 MW, la interconexión es a través de la central, que se conecta al sistema de transmisión de 500 kV de Argentina, y al de Paraguay, anteriormente a 220 kV. La explotación de esta central está a cargo de la Entidad Binacional Yacypetá (EBY), a quien IEASA, en representación del Estado Nacional, le compra la parte de su producción para comercializarla en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Además, existen otros puntos intercambios que realiza IEASA con Paraguay:

- La línea en 220 kV que conecta las estaciones transformadoras Clorinda (Argentina) y Guarambaré (Paraguay), con capacidad de transmisión de 80 MW.
- La línea en 132 kV que conecta las estaciones transformadoras El Dorado (Argentina) y Carlos Antonio López (Paraguay), con capacidad de transmisión de 30 MW.
- La línea en 33 kV entre la subestación Encarnación (Paraguay) y el sistema de 33 kV de EMSA (empresa de energía de la provincia de Misiones) en la ciudad de Posadas, con capacidad de transmisión de 10 MW, actualmente desactivada.

La transacción comercial se rige por el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica celebrado en 1987 entre la Secretaría de Energía (Argentina) y la Administración Nacional de Electricidad – ANDE (Paraguay). Esta energía es aportada por ANDE desde fuentes de abastecimiento diferentes de Yacyreta.

Brasil

Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos de Brasil.

Argentina está interconectada con Brasil a través de un convertidor de frecuencia en Garabí, con una capacidad de 2000 MW, que está vinculada a las redes de alta tensión de ambos países.

Además, se realizan intercambios por parte de IEASA a través de la línea de alta tensión en 132 kV que conecta la estación transformadora Paso de los Libres (Argentina) y la estación conversora de frecuencia Uruguayana (Brasil), con capacidad de transmisión de 50 MW. La transacción comercial se rige por el Contrato de Interconexión, Suministro e Intercambio de Energía Eléctrica, celebrado por Agua y Energía Eléctrica S.E., Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) y Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul).

Uruguay

En 1946 se suscribió el Convenio celebrado con Uruguay para el aprovechamiento de los rápidos del Río Uruguay en la zona del Santo Grande. En donde se creó una Comisión Técnica Mixta para la reglamentación técnica administrativa.

Los intercambios se realizan a través de las obras comunes de transmisión constituidas por un anillo de interconexión en 500 kV, entre las subestaciones de Ayuí y Colonia Elía (Argentina) y Ayuí y San Javier (Uruguay). La capacidad de transmisión es de 2000 MW. Tratándose de un emprendimiento binacional, la producción es compartida entre Argentina y Uruguay en partes iguales. En Argentina es IEASA quien comercializa en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) la porción de energía que le corresponde. Además, existen líneas de 150 kV entre la Estación Concepción del Uruguay (Argentina) y Estación Paysandú (Uruguay), y entre Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay) cuando finalice su construcción.

La central hidroeléctrica Salto Grande está ubicada sobre el río Uruguay, en las cercanías de la ciudad de Concordia, Entre Ríos. Tiene una potencia instalada de 1890 MW y es operada por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, la transacción comercial se rige por el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre Argentina y Uruguay, aprobado por la Ley N° 23.390.

Para la operación; cada parte hará funcionar su sistema eléctrico interconectado de acuerdo a las normas previamente acordadas, tratando de reducir a un mínimo las oscilaciones, de frecuencia y tensión, y revisará su operación para determinar las transacciones de intercambio convenientes. Además, ambos Despachos acordarán un plan tentativo de intercambio hora por hora.

La Comisión de interconexión adoptará, a satisfacción de ambas partes, criterios de reserva de potencia rotante para el Sistema Eléctrico Interconectado Argentino-Uruguayo y determinará la participación de cada sistema en el criterio de reserva de potencia rotante establecido, y cada uno de los sistemas operará de manera que el intercambio de potencia reactiva sea el mínimo posible.

Para las transacciones; cada parte pondrá 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 del sistema que la envía. Cada parte decidirá 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.

Cuando la central Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río), en lugar

de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque Uruguay no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países.

Chile

Existe una línea de transmisión conecta el norte argentino con el sistema chileno, se trata de una interconexión en 345 kV, la cual fue construida para exportar energía a Chile, esto funcionó desde el año 2001 al 2004 aproximadamente, debido a la crisis de gas. Dicha línea entró nuevamente en operación en febrero de 2016, pero para la importación desde Chile.

Durante el año 2018 no se registraron transferencias entre el SADI y el sistema chileno, en 2016 y 2017 se importaron excedentes eléctrico, por un total de 107 GWh y 36 GWh respectivamente.

Las reglamentaciones; en diciembre de 1997, Chile y Argentina suscribieron el Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica con Argentina N°16, sobre “Normas que Regulan la Interconexión Eléctrica y el Suministro de Energía Eléctrica entre la República de Chile y la República de Argentina”, en mayo de 2000, sobre “Información de los Mercados Eléctricos y Decisiones de la Autoridad con Relación al Intercambio Energético”. Ambos acuerdos abarcan los siguientes puntos:

- Cada parte fomentará un régimen jurídico interno que permita la libre comercialización de energía eléctrica entre Chile y Argentina.
- No pondrán restricciones a los agentes del mercado de energía eléctrica exporten energía eléctrica al país vecino.
- Permitir a los agentes de energía eléctrica que contraten libremente sus suministros, que podrán provenir de cualquiera de los dos países.
- En el marco de legislación de cada país se otorgarán las autorizaciones que sean necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica.
- Desarrollar un sistema de información nacional del mercado eléctrico abierto, que contendrá antecedentes sobre el marco regulatorio, procedimientos y normas, agentes y participantes de los mercados, etc.

Hoja de ruta para importación de Energía Eléctrica

A continuación se presentan los procedimientos establecidos para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo a los Anexos del “Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios”, actualizados al 31 de Mayo de 2019.

Anexo 17: Ingreso de nuevos agentes al Mercado Eléctrico Mayorista

Toda empresa para actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la SECRETARIA DE ENERGIA la correspondiente habilitación conforme lo establecido en el Anexo 17.

Requisitos básicos para solicitar la habilitación como agente

Para obtener la habilitación como Agente del MEM se requiere básicamente reunir las condiciones establecidas en la Ley N° 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, incluidas las Resoluciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto por los Artículos 35° y 36° de la citada Ley.

Solicitud de ingreso como agente del MEM

- Debe obtener la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA para lo cual debe presentar la solicitud de habilitación, iniciando el correspondiente expediente ante la Mesa de Entradas del MINISTERIO correspondiente.

- Debe presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones y despacho de su energía y potencia dentro del MEM.
- Para ingresar al SADI, debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica.

Dicha solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse por nota con membrete de la Sociedad y estar firmada por su representante legal, con tal firma certificada por escribano público.

La solicitud debe contener la siguiente información:

- Razón Social de la empresa solicitante,
- Domicilio Legal,
- Domicilio del establecimiento, planta o instalación para el cual solicita el ingreso al MEM,
- Actividad principal de la Sociedad,
- Nombre y Apellido del Representante Legal que firma la solicitud,
- Puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando la tensión de las instalaciones que los conforman y las empresas titulares de las mismas,
- Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM,
- Fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar, en los casos que corresponda.

Requisitos para la administración de las transacciones en el MEM

La empresa debe presentar ante el Organismo Encargado del Despacho (OED) una declaración jurada, firmada por su representante legal con la información mínima requerida para la administración de sus transacciones y despacho de energía. La autenticidad de la firma y la representación invocada deberán estar certificadas por escribano público.

Consulta al MEM

La SECRETARIA DE ENERGIA, de considerar cumplidos todos los requisitos básicos establecidos, publicará la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial. Los agentes y participantes del MEM podrán presentar objeciones u oposiciones debidamente fundadas a la solicitud de ingreso.

Transcurrido el plazo definido para cada etapa se considerará aceptada la solicitud, por parte de cada uno de los Actores que no hayan presentado objeciones u oposiciones de la habilitación solicitada.

Anexo 30: Importación y exportación de energía eléctrica

Entre los agentes y comercializadores del MEM y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países se pueden realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica.

Condiciones:

- Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos
- Acceso abierto a la capacidad remanente de transporte
- Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países

Para llevar a cabo operaciones de importación y exportación es necesario que cada país identifique el o los organismos encargados de su administración y coordinación. En el MEM, dicho organismo es el Organismo Encargado del Despacho (OED). A los efectos de este texto, para los otros países se lo denomina Organismo Coordinador (OC).

Se pueden realizar dos tipos de operaciones de importación y exportación:

- Intercambios firmes que se acuerdan entre partes, con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del mercado a término, del tipo contrato de potencia firme.
- Intercambios de oportunidad, mediante transacciones en el mercado spot, interrumpibles

El agente o comercializador del MEM que lleva a cabo una operación de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos que resulten en el MEM para dicha operación, y es facturado por ello por el OED.

La importación es considerada generación que se adiciona MEM, y debe pagar los cargos de transporte que le correspondan.

Empresas que pueden realizar operaciones de importación y exportación

Los agentes y comercializadores del MEM pueden realizar operaciones de importación y/o exportación dentro de las siguientes condiciones:

- Un agente generador independiente, cogenerador o un comercializador que comercializa centrales puede ser la parte vendedora de un contrato de exportación del mercado a término.
- Un agente generador independiente, cogenerador o un comercializador que comercializa generación puede realizar operaciones de exportación spot.
- Un agente distribuidor o gran usuario mayor, o un comercializador que comercializa demanda puede ser la parte compradora de un contrato de importación del mercado a término.
- Un comercializador puede realizar operaciones de importación spot.

Vinculación con el MEM de la importación y la exportación

Para cada transporte de interconexión internacional, el OED debe definir el nodo físico o nodo equivalente, que se denomina nodo frontera, en que se considera se ubica el intercambio con el otro país.

Los intercambios de importación y exportación se consideran respectivamente oferta y demanda de otro país que pasa a incluirse dentro del MEM en los términos del Anexo 30, con su punto de entrada y salida al mercado coincidente con un nodo frontera.

Vinculación de un agente del MEM

Un agente que se conecte al MEM a través de un nodo ubicado en un transporte de interconexión internacional debe tener en cuenta que en el despacho y la operación de su oferta o de su demanda la capacidad del vínculo quedará limitada al remanente no requerido por contratos de importación o exportación, salvo que acuerde un contrato de potencia firme en cuyo caso recibirá el mismo tratamiento que:

- Un contrato de exportación si es una demanda
- Un contrato de importación si es un generador

Toda referencia en el Anexo 30 a los requisitos y la administración de un contrato de importación o exportación, salvo en lo que hace a requerimientos de permiso de importación o exportación, se aplican también a un contrato de potencia firme de un agente del MEM conectado a un transporte de interconexión internacional.

Tipos de operaciones de importación y exportación

Las operaciones de importación y exportación se diferencian en su plazo de vigencia. Se pueden acordar intercambios firmes entre un agente o comercializador del MEM y una empresa de otro país, de mediano y largo plazo, a través de contratos del mercado a término. Un contrato de importación o exportación representa por parte del vendedor un compromiso de contar con una capacidad de entrega en el nodo frontera durante todo el plazo de duración del contrato. Se pueden realizar intercambios de

oportunidad, en función de los excedentes y faltantes que surjan en cada país y sus precios. Una operación de importación spot consiste en vender al mercado spot en un nodo frontera oferta excedente de otro país.

Contratos de importación y exportación

Un agente consumidor o un comercializador que quiera realizar contratos de importación del mercado a término con una empresa extranjera deben contar con un permiso de importación de la secretaria de energía y puertos asociado a generación identificada de dicha empresa extranjera.

Un agente consumidor o comercializador que quiera realizar contratos con una empresa extranjera podrá requerir un permiso de importación si la empresa, ya sea con generación de su propiedad o de su comercialización de generación, cuenta en su país con la potencia y energía necesaria para ello.

Los contratos serán de conocimiento público en lo que hace al precio, capacidad firme contratada e información necesaria para su administración.

Características de los contratos

Los contratos de importación y exportación deben realizarse bajo la modalidad de contratos de potencia firme, en que se intercambia un producto firme (capacidad puesta a disposición) en un nodo frontera.

Los contratos son para la parte vendedora una obligación de cumplimiento físico en la frontera, o sea una obligación de potencia firme puesta a disposición por la parte vendedora en el nodo frontera, correspondiendo a un intercambio con garantía de suministro. El vendedor debe cubrir su contrato con energía y potencia proveniente de fuera del país al que pertenece el comprador. La potencia contratada es potencia firme para el país dónde se ubica el agente comprador. Requiere disponer de la necesaria capacidad de generación y de transporte para contratos firmes en el nodo frontera.

Un contrato de importación corresponde a producción adicional, proveniente de generación que no pertenece al MEM, que resulta con un despacho obligado en el nodo frontera igual a la curva de carga horaria requerida por el contrato, salvo restricciones operativas y/o de seguridad del MEM que la limiten.

Un gran usuario interrumpible sólo puede acordar un contrato de importación para el cubrimiento firme de la parte de su demanda que es no interrumpible.

Requisitos de los contratos

Los contratos son pactados libremente entre las partes, pero para su autorización como contratos del mercado a término deben ajustarse a la regulación vigente en el MEM, y contar con una operación de importación o exportación autorizada por la secretaria de energía por una capacidad mayor o igual que la potencia comprometida en el contrato.

Para su administración en el MEM, los contratos deben identificar:

- Las partes
- El plazo de vigencia
- El nodo frontera dónde para los efectos del MEM se acuerda el suministro
- El transporte de interconexión internacional a utilizar y la disponibilidad de capacidad de transporte para contratos firmes
- La potencia firme contratada en el nodo frontera y su variación, de existir, en el tiempo
- La identificación de las máquinas y/o centrales comprometidas para su cubrimiento
- El precio (\$/MW) de la potencia firme comprometida
- Los compromisos, de existir, de energía asociada
- El precio de la energía

Operaciones de importación y exportación en el Mercado Spot

Las operaciones de importación y exportación spot requieren para su implementación la coordinación

de la operatoria entre el OED y los organismos coordinadores de otros países así como compatibilidad en los plazos para la presentación de ofertas y su aceptación.

En el MEM, para la aceptación de operaciones spot de importación y exportación se deben cumplir las normas que se establecen en el Anexo 30.

Características y requisitos

En la importación y exportación spot se compran y venden excedentes de ocasión. Se limita a una transacción de energía excedente, y no existe transacción de potencia. Dentro del MEM, el OED sólo puede autorizar una operación spot de importación o exportación si cumple las normas establecidas en el Anexo 30 y existe la capacidad remanente de transporte:

- Como capacidad libre en el transporte de interconexión internacional correspondiente al nodo frontera
- Como capacidad libre en la red de transporte del MEM sin producir la saturación de algún vínculo de transporte

Al realizar el pre despacho diario, el OED debe determinar la capacidad en cada nodo frontera prevista a utilizar por los contratos de importación y exportación u otro tipo de compromiso que responda a acuerdos bilaterales entre países y que tengan prioridad. De resultar capacidad libre, el OED debe habilitar operaciones spot de exportación y/o importación según corresponda, utilizando la capacidad remanente en el nodo frontera de acuerdo a las normas establecidas en el Anexo 30.

Las operaciones spot de importación son intercambios interrumpibles por el correspondiente Organismo Coordinador (OC) del país vendedor ante una emergencia que provoque riesgo en el abastecimiento de la demanda propia de dicho país.

Importaciones Spot

Los comercializadores pueden realizar operaciones spot de importación ofertando vender energía excedente de otro país en el mercado spot, con un precio en la frontera. La aceptación de una importación spot se basa en criterios económicos de despacho. Dichos criterios están definidos por la secretaría de energía a través de los procedimientos que define en el Anexo 30 y en los procedimientos, y el modelo de despacho que autoriza para el MEM. El OED debe aplicar la normativa y el modelo vigente para determinar si corresponde o no la aceptación de la oferta de importación spot.

Una importación spot en un nodo frontera es un intercambio interrumpible por el correspondiente organismo coordinador.

Anexo 31: Ingreso de participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

La Secretaría de Energía otorgará la habilitación para actuar como Participante del MEM en los términos de los incisos a) y b) del Artículo 1° del Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995 conforme lo establecido en la norma.

Requisitos básicos para la habilitación como participante del MEM

Para obtener la habilitación como Participante del MEM se requiere reunir las condiciones establecidas en la Ley N° 24.065 y sus normas reglamentarias y complementarias. En particular para una empresa extranjera:

- Ser sujeto de derecho según las normas del país de constitución.
- Ser titular, fuera del territorio de la República Argentina, de instalaciones de generación, cogeneración o autogeneración, o sistemas de transporte o distribución o plantas o establecimientos con demandas de energía eléctrica con características que permitan – en el país de ubicación del establecimiento o planta - su categorización como Usuario que puede elegir libremente su suministrador y realizar contratos de suministro, o ser una empresa habilitada fuera del territorio de la República Argentina para la comercialización de energía eléctrica.

- Vincularse mediante un contrato de importación o exportación con un agente o Comercializador del MEM.

Solicitud de habilitación como participante del MEM

Para Comercializadores y Provincias Comercializadoras de energía eléctrica proveniente del pago de regalías, la solicitud de habilitación como Participante del MEM debe presentarse ante la Secretaría de Energía iniciando el correspondiente expediente ante la Mesa de Entradas del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS de acuerdo con lo establecido en el punto 3.1. del Anexo 31 para Comercializadores. Además debe presentar simultáneamente al OED una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones dentro del MEM de acuerdo con lo establecido en el punto 4 de dicho anexo.

Empresa extranjera

La autorización de un contrato de importación o exportación entre un Agente o Comercializador del MEM con una empresa de otro país implicará automáticamente el reconocimiento de tal empresa como Participante del MEM (Empresa Extranjera) por el plazo en que efectivamente permanezca vigente el contrato autorizado. El Agente o Comercializador del MEM deberá presentar al OED una declaración jurada del cumplimiento por parte de la Empresa Extranjera de los requisitos básicos que la acreditan como tal en el MEM.

Requisitos para la administración de las transacciones en el MEM

La empresa o provincia solicitante de la habilitación como Comercializador o como Provincia Comercializadora de Regalías en Especie, conjuntamente con la constancia de la presentación ante la Secretaría de Energía de la solicitud de habilitación, debe presentar ante el OED la información mínima requerida para la administración de sus transacciones.

El OED debe informar a la Secretaría de Energía y Puertos la fecha en que el solicitante cumple con el requisito de entrega de la información mínima indicada.

Consulta al MEM

Si la Secretaría de Energía considera cumplidos todos los requisitos, publicará la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial. Los Agentes y Comercializadores del MEM podrán presentar objeciones u oposiciones fundadas a la solicitud de ingreso, transcurrido el plazo se considerará aceptada, por parte de cada uno de los Agentes y Comercializadores que no hayan presentado objeciones u oposiciones, la habilitación solicitada.

Ingreso del participante

Se considera que el nuevo Participante queda incorporado al MEM:

- A partir de la fecha de entrada en vigencia del contrato del Mercado a Término con un agente o comercializador del MEM de tratarse de una empresa extranjera.
- A partir del mes inmediato posterior al de su habilitación si se trata de un Comercializador o de una Provincia Comercializadora de energía eléctrica proveniente del pago de regalías.

5. CONSIDERACIONES FINALES

La Argentina tiene un comercio spot de energía eléctrica con el Brasil y el Uruguay. La importación de energía interrumpible procedente de centrales térmicas desde Brasil ha tenido importancia en el abastecimiento en los últimos años.

En cuanto a las perspectivas para comercialización de los excedentes de energía eléctrica del Paraguay en el Mercado Eléctrico Argentino, es bueno referirse a las dos situaciones que existen en la actualidad.

Con el Uruguay se tienen dos esquemas: la primera es la transacción comercial de la energía eléctrica producida por Salto Grande, se rige por el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre Argentina y Uruguay, aprobado por la Ley N° 23.390. Para las transacciones; cada parte

pondrá 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 del sistema que la envía. Cada parte decidirá 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.

Cuando la central Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque Uruguay no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países.

La segunda es que se registra un porcentaje cada vez mayor de energía eléctrica generada por los parques eólicos –aunque la hidráulica sigue siendo por lejos la primera–, y el Uruguay está generando más energía de la que puede consumir, por lo que desde que exporta energía principalmente a la República Argentina. Un dato anecdótico, establece que se ha llegado a exportar más energía de lo que demanda el consumo interno del país. Según los últimos datos, Uruguay exportó a la Argentina, un volumen de 994 MW, y cubrió una demanda local de 906 MW, con una generación de fuentes 100% renovables, como acontece en la mayoría de los casos durante los últimos meses.

La Central Hidroeléctrica de Salto Grande vuelca su mayor producción a la Argentina, desde la represa de un suministro total de 32.426 Mwh (que se divide 50% para cada país), Uruguay le exportó a Argentina 8.436 MWh en el 2018, completando el resto de la demanda nacional con las demás fuentes de energía, que son las represas del río Negro (Bonete, Baygorria y Palmar) más la eólica, la solar y la de biomasa, ya que la térmica (generada con fuel oil) no se utiliza, excepto por pedidos especiales de compra por parte de Brasil o Argentina.

En el caso de la exportación de energía Uruguay a la Argentina, el comportamiento no es tan claro y resulta más difícil hacer proyecciones de lo que puede suceder. Por ejemplo, durante el invierno de 2018 prácticamente no realizó compras al sistema eléctrico uruguayo porque tuvo aportes importantes de sus represas hidroeléctricas y de la producción de gas. A eso se sumó la menor demanda por la crisis de su economía.

Desde diciembre de 2019 UTE comercializa a la vecina orilla en base a ofertas de energía, con un precio que se estima para intentar dividir ganancias. Por ejemplo, si del lado de Argentina se evita quemar gas a razón de US\$ 50 MWh y del lado uruguayo se genera con agua de los embalses a US\$ 20 MWh, el precio ofertado es de US\$ 35. Las ofertas se hacen todos los días y en modalidad totalmente interrumpible por ambas partes. Si se toma ese precio como referencia las ventas de UTE a la vecina orilla ya superan los US\$ 24 millones. Hay también una pequeña porción de lo comercializado que corresponde a agentes privados.

Con el Brasil, anteriormente los intercambios de energía ocurrían a cuenta en situaciones emergenciales, de test, y excepcionales, y en la actualidad las ventas son de oportunidad a través de una declaración permanente de los montantes y de los precios de energía para la importación/exportación y son hechas por ofertas al Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) anteriormente a la programación de la operación y a la formación del Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD), con entrega de energía en el centro de gravedad del Sistema Interconectado Nacional Brasileño (SINB) y teniendo como destino el Mercado de Corto Plazo (MCP). Podrán ser autorizados uno o más agentes comercializadores como responsables para la importación ante la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica. La energía importada será usada por el ONS desde que la importación viabilice la reducción del costo inmediato de operación del Sistema Interconexión Nacional.

6. Referencias

Anexo Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas (Mercado Eléctrico Argentino).

Anexo al Informe GT.C. N°04

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas

(Mercado Eléctrico Argentino)

Mayo 2020

Contenido

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas.....	3
1.1 Mercado Eléctrico Argentino.....	3
1.1.1 Características Generales.....	3
1.1.2 Interconexiones.....	3
1.1.3 Marco Institucional	4
1.1.4 Reforma del mercado y liberalización en la práctica.....	5
1.1.5 Elementos de diseño del mercado actual.....	7
1.1.6 Marco Regulatorio.....	8
1.1.7 Agentes del Mercado Eléctrico	12
1.1.8 Ambiente de comercialización de la energía eléctrica	13
1.1.9 Importación de Energía Eléctrica	15
1.1.10 Hoja de ruta para importación de Energía Eléctrica.....	19
1.1.11 Datos históricos.....	26
Referencias	30

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas

1.1 Mercado Eléctrico Argentino

1.1.1 Características Generales

La Argentina está ubicada entre la cordillera de los Andes y el océano Atlántico, y es el octavo mayor país del mundo. Con un Producto Interno Bruto de US\$ 545,9 mil millones en 2016, creciendo a una tasa promedio de 3,1% al año, y una población de 43,85 millones de habitantes, Argentina es una de las más importantes economías en Sudamérica. En el año de 2016, el país tuvo un PIB per cápita de 12,449 US\$ corrientes por habitante y el consumo de electricidad fue igual a 3.043 kWh por habitante. Un 96,4% de la población de Argentina tiene acceso a la electricidad.

El sistema eléctrico existente de Argentina, al inicio de 2017, presentaba la capacidad instalada total de 33,9 GW y es compuesto por un parque instalado formado por centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables. La generación térmica, especialmente a gas natural, tiene una participación importante en el sistema argentino, representando más del 40% de su capacidad instalada¹.

1.1.2 Interconexiones

El sistema argentino tiene interconexiones eléctricas internacionales con Brasil, Paraguay, Chile, y Uruguay, con capacidad total de más de 4000 MW. Además de esa capacidad, hay dos hidroeléctricas binacionales importantes en la frontera de Argentina: Salto Grande con Uruguay (1890 MW) y Yacyretá con Paraguay (3000 MW).

Argentina tiene tres interconexiones con Brasil: una con capacidad de 50 MW y tensión de 230 kV, una con capacidad de 999 MW y tensión de 525 kV y otra con capacidad de 1100 MW y tensión de 525 kV. Las interconexiones con Paraguay son tres: una con capacidad de 30 MW y tensión de 132/220 kV que entró en operación en 1971, una con capacidad de 90 MW y tensión de 132/220 kV que entró en operación en 1995 y otra con capacidad de 3200 MW y tensión de 500 kV que entró en operación en 1995. Argentina tiene una interconexión con Chile: una línea con 633 MW de capacidad y 345 kV de tensión que entró en operación en 1999, sin embargo, hay otros proyectos en estudio. Y, por último, hay un sistema de transmisión en operación con Uruguay con 2000 MW de capacidad y

¹ Proyecto CIER 19 Portal Mercado de Energía. Informe: 02 Estructura de Mercados de Electricidad Latino América e Caribe y otros. CIER - IDB. PSR. Setiembre 2018.

500 kV de tensión, con 345 km de líneas y cuatro estaciones transformadoras, dos en cada país.

1.1.3 Marco Institucional

Las principales instituciones del mercado eléctrico argentino son el Ministerio de Energía y Minería, el Ente Regulador Nacional de la Electricidad, y la estatal Energía Argentina (ENARSA).

El Ministerio de Energía y Minería (MINEM) es la institución responsable por elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país. (www.minem.gob.ar).

El órgano regulador es el Ente Regulador Nacional de la Electricidad (ENRE), responsable por regular de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades del mercado de energía en Argentina. Además, es encargado de promover la competitividad en la producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo. (www.enre.gov.ar).

En cuanto a la operación del sistema, el órgano responsable es la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). CAMMESA es una empresa privada sin fines de lucro, propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico en un 80% - se integra en partes iguales por los Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios con un 20% de participación cada uno — y del ministerio público en los 20% restante, el cual asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos. La Compañía está encargada del despacho técnico y económico del SIN, organizando el abastecimiento de la demanda al mínimo costo compatible con el volumen y la calidad de la oferta energética disponible. Además, es responsable por administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas. (www.cammesa.com).

Anteriormente la planificación del sistema eléctrico era responsabilidad de la empresa Energía Argentina (ENARSA). ENARSA lleva adelante estudios técnicos, económico-financieros y legales tendientes a viabilizar inversiones en el sector eléctrico de la República Argentina en el marco de las pautas establecidas por el Gobierno Nacional y la regulación vigente, cuidando especialmente de lograr el diseño de mecanismos de participación público-privada que permitan la obtención de financiamiento interno y/o externo. (www.enarsa.com.ar).

Hoy día Integración Energética Argentina S.A. (Ex- ENARSA) (EBISA) es una corporación gubernamental de propiedad mixta dedicada a la comercialización de energía eléctrica suministrada por proyectos binacionales e interconexiones internacionales. La empresa

fue creada en 2017 luego de la fusión de Energía Argentina S.A. (Enarsa) y Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A. (Ebisa).

La compañía también se encarga de la operación de la central termoeléctrica Río Turbio, así como las centrales hidroeléctricas Condor Cliff y La Barrancosa, ubicadas en el río Santa Cruz, anteriormente administradas por el Ministerio de Energía y Minería. La empresa también opera en el sector del gas, incluidas las líneas Gasoducto Regional Centro II-Esperanza/Rafaela/Sunchales, Gasoducto Sistema Cordillerano/Patagónico, Gasoducto Cordillerano y Gasoducto de la Costa.

Opera principalmente en el sector Petróleo y Gas y Energía Eléctrica. Conecta con sus contactos clave, proyectos, accionistas, noticias relacionadas y más. Esta empresa cuenta con operaciones en Argentina. Algunos temas relacionados a sus desarrollos son: Renovables, Solar, Inversión Pública, Generación, Redes Inteligentes (smart grids), Materias primas e insumos, Programas de Gobierno, Submarina, Privatización, Transmisión, Midstream, Combustibles residuales, GLP, Gasoductos, Costa adentro Crudo, Biomasa, Eólica, Distribución, Tipo de hidrocarburos, Mini hidro, Termo , Costa afuera, Dueño/Operador, Aguas profundas, Mareomotriz/Undimotriz, Geotérmica y Incentivos a las energías limpias. (www.ieasa.com.ar).

En el sector de generación del mercado eléctrico argentino hay más de 55 empresas que operan en el sistema interconectado. Sin embargo, cinco de ellas controlan más de 50% de la capacidad total instalada: Enel, AES, Central Puerto, EBY y EPEC, lo que representa algún grado de concentración en el mercado, pero con diversidad significativa. El sector de transmisión es compuesto mayoritariamente por siete empresas privadas, derivadas de la privatización del sector, que poseen concesiones de 95 años. TRANSENER es la compañía de transmisión de alta tensión monopólica y opera todo el sistema de 500 kV, mientras que las otras seis son las empresas de Distribución Troncal regionales. El sector de distribución, por su vez, posee alrededor de 30 distribuidores y 20 cooperativas, donde los cuatro grupos principales representan más del 55% del mercado, y la participación privada en este segmento es alrededor del 70%.

1.1.4 Reforma del mercado y liberalización en la práctica

La Argentina ha realizado su reforma energética en 1992, con la promulgación de la Ley de Régimen de la Energía Eléctrica (Ley N .0 24.065). El objetivo fue modernizar el sector eléctrico promoviendo la eficiencia, competencia, mejora en la calidad de servicio y promoción de la inversión privada.

La Ley reestructuró y reorganizó el sector, y dispuso la privatización de prácticamente todos los servicios que realizaban las empresas estatales argentinas. La Ley estableció las bases para la creación del ENRE y otras autoridades del sector, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la fijación de precios en el mercado spot,

determinación de tarifas en negocios regulados y la evaluación de activos a ser privatizados. Esta Ley también tuvo un profundo impacto a nivel provincial, en tanto que virtualmente todas las provincias siguieron los lineamientos regulatorios e institucionales determinados por ella. Finalmente, dicha Ley, que continúa brindando el marco para la regulación del sector eléctrico desde su privatización, diferenció la generación, el transporte y la distribución de electricidad como actividades comerciales distintas y determinó la normativa aplicable a cada una de dichas actividades.

La ley reestructuró el sector eléctrico, promovió la desagregación de la industria, promovió la privatización de prácticamente todos los servicios que realizaban las empresas estatales argentinas, creó el mercado de electricidad mayorista, entre otros. Además, la Ley estableció las bases para la creación del ENRE y otras autoridades del sector, la administración del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la fijación de precios en el mercado spot, determinación de tarifas en negocios regulados y la evaluación de activos a ser privatizados. Posteriormente, se introdujeron nuevas modificaciones y, más recientemente, acuerdos específicos proporcionarían incentivos para las energías renovables.

La reforma ha transformado el mercado eléctrico argentino en un mercado de competencia mayorista. Esta clasificación se justifica por la presencia de algunas características fundamentales del mercado. Entre estas características está la separación entre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Por otro lado, las señales de precio de corto plazo en dicho mercado son débiles hasta hoy. El precio spot en Argentina tiene un tope establecido por el Gobierno Nacional, que es muy bajo. En consecuencia, el precio de la electricidad vendida en el MEM es, en la mayoría de las ocasiones, el precio máximo, aunque en realidad el costo de la producción de electricidad es más alto y varía según muchos factores, como la temporada, la demanda, los costos de combustible de las térmicas, entre otros.

Los usuarios con consumo o demanda agregada de por lo menos 30 kW son considerados grandes consumidores y escoger entre potenciales suministradores, incluyendo por lo tanto una contratación libre o regulada. Los usuarios con consumo o demanda agregada de menos de 30 kW están sometidos al suministro regulado, a través de una regulación tarifaria. Los grandes consumidores son clasificados en cuatro tipos:

1. Grandes Usuarios Mayores (GUMA): demanda de energía para consumo propio 1 MW, demanda de energía 4380 MWh por año, contrato de abastecimiento como mínimo por el 50% de la demanda prevista y compra la demanda restante en el Mercado Spot.
2. Grandes Usuarios Menores (GUME): demanda de energía para consumo propio entre 30 kW y 2 MW, y el 100% de su demanda contratada por generadores o distribuidores reconocidos por el MEM.

3. Grandes Usuarios Particulares (GUPA): demanda de energía para consumo propio entre 50 kW y 100 kW, y el 100% de su demanda contratada por generadores o distribuidores reconocidos por el MEM.
4. Grandes Usuarios de la Distribuidora (GUDI): demanda de energía para consumo propio 300 kW y compra su abastecimiento a través de la distribuidora. En caso de contratar con un generador, no opera en el Mercado Spot.

Sin embargo, la competencia en el mercado mayorista de electricidad es limitada, ya que el bajo precio tope de la componente energía de los precios de corto plazo desestimula la inversión eficiente, además de una cantidad excesiva de subsidios en el sector. Hubo un aumento de tal precio máximo de energía en el inicio de 2017. En cuanto a los subsidios, el gobierno ha anunciado una reducción gradual en 2016 en los tres años siguientes, con el objetivo que alcance 10% para los consumidores menores que 300 kW y el fin de los subsidios para los consumidores (y distribuidoras) cuya demanda excede los 300 kW.

Algunas de las medidas que se han tomado recientemente para la eliminación de barreras y para incentivar la competencia del sector en Argentina son el plan de reducción de subsidios, la creación del programa de desarrollo y subastas renovables RenovAR y planeamiento de una licitación de transmisión para las líneas prioritarias de alta voltaje que necesita el sistema, fundamentales para la evacuación de la nueva generación.

1.1.5 Elementos de diseño del mercado actual

El mercado mayorista de electricidad de Argentina involucra precios horarios y nodales, aunque estos no varíen en la práctica debido a la existencia del bajo precio tope. Tal despacho es realizado por costes de manera centralizada por CAMMESA, el operador del sistema y del mercado eléctrico argentino.

La remuneración de los generadores cuenta por lo tanto con ingresos relativos a costos adicionales de energía, relacionados sobre todo a los costes de combustible a los cuales las plantas están sujetas — tal componente ha aumentado significativamente a lo largo de los últimos años. Otra componente de los ingresos de los generadores son los costos de capacidad y reserva, que son relativamente bajos, pero han aumentado en el inicio de 2017, sobre todo como resultado de una subasta para contratación de termoeléctricas realizada en el año anterior. Por fin, hay los costes de transporte como componente final de los ingresos de los generadores en el mercado mayoristas. Juntas, estas componentes forman el precio monómico del mercado mayorista argentino.

Un punto importante es que, diferentemente de los generadores y grandes consumidores, las distribuidoras no están sujetas al precio monómico del mercado mayorista. Para disminuir la exposición de tales agentes y de los consumidores cautivos que ellas representan a precios muy variables, las distribuidoras están sujetas al precio estacional, que es estable a lo largo de los semestres. Los precios estacionales estaban constantes a

bajos niveles hasta el 2016, cuando sufrió un primer importante reajuste, seguido por otro ocurrido en 2017 — una tentativa de disminuir subsidios y asignar a los consumidores costes más reales relacionados con su consumo.

El país tiene el claro objetivo de aumentar la eficiencia y robustez de su sistema eléctrico y para tal ha convocado diferentes subastas como mecanismos para attingir esas metas. Estas son organizadas centralizadamente por CAMMESA e incluyen subastas para contratación de termoeléctricas para aumento de la confiabilidad del sistema; subastas para la contratación de energía renovable a través del programa RenovAR, que ha posibilitado la contratación de renovables en el país a precios competitivos y auxilia la penetración renovable en el país y el cumplimiento de la meta de 20% de generación renovable hasta 2025; y subastas para el cierre de ciclos combinados y contratación de cogeneración. Además, otras iniciativas son esperadas, como nuevas subastas de transmisión para aumentar la robustez del sistema y permitir la entrada de nueva generación, con destaque para las nuevas renovables intermitentes.

1.1.6 Marco Regulatorio²

El Estado argentino impulsó cambios en la forma de provisión del sector eléctrico, que enfrentaba a fines de los 80s una situación terminal, a través de un proceso de desregulación y privatización que cambió radicalmente la estructura del sector.

La reforma del sector eléctrico condujo a la disminución de los precios de electricidad, la mejora del rendimiento de los activos existentes, el aumento de la eficiencia global, la rápida entrada de nueva generación y un alto nivel de competencia en el mercado.

En el año 1992 se empezó la transformación del Sector Eléctrico en Argentina, a través de la Ley Nº 23.696 de Reforma del Estado, y la Ley 24.065 de Régimen General de la Energía Eléctrica, las cuales promovieron:

- La introducción y promoción de competencia y mecanismos de mercado en todas las actividades donde esto sea posible.
- La creación de condiciones y regulaciones transparentes que faciliten la concurrencia de productores y consumidores generando precios que transmitan señales eficientes de incentivos para aumentar la oferta eléctrica.
- Separación del Estado de las actividades empresarias del sector, reservándose la función de definición de políticas y regulación de incentivos.
- Descentralización de las decisiones de planificación en el sector.
- Incorporación del sector privado en condiciones de riesgo

² Maximiliano Landrein; Ignacio Martinez y Federico Quinteros; Secretaría de Energía 2020; Ester Fandiño 2007.

Para esta nueva estructura del sector eléctrico se crearon nuevas instituciones con sus respectivos roles: Secretaría de Energía (que se elevó al rango de Ministerio en 2015, y nuevamente secretaría en 2018), Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista (CAMMESA) y el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE). Además, se determinaron los denominados agentes del mercado (generadores, transportistas, distribuidores, comercializadores y grandes consumidores).

Esto implicó un modelo de planeamiento descentralizado, que es consecuencia del diseño de funciones y obligaciones de todos los participantes, y significó un cambio de rumbo respecto del modelo de planificación centralizada existente hasta ese momento.

Ministerio de Desarrollo Productivo – Secretaría de Energía ³

En el Decreto N° 801/2018 se estableció el Ministerio de Hacienda es continuador, a todos sus efectos, del ex Ministerio de Energía y Minería, y se incorpora la estructura organizativa de la Secretaría de Gobierno de Energía. El cual más tarde pasó a ser parte del Ministerio de Desarrollo Productivo, con sus respectivas subsecretarías, las cuales se observan en la Figura 1.

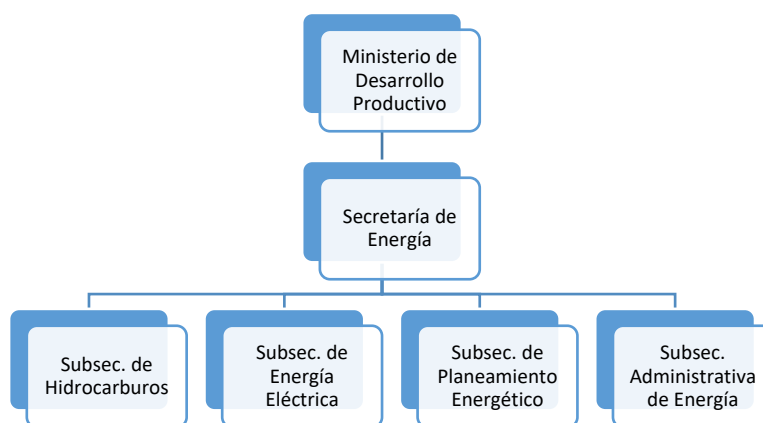


Figura 1: Organismos Estatales. Fuente: Ministerio de Desarrollo Productivo (2020).

La Secretaría de Energía es la autoridad de Política Energética que regula entre otras industrias al sector eléctrico. Realiza las siguientes tareas vinculadas con este sector:

- Diseñar diferentes escenarios de oferta y demanda.
- Promocionar el uso racional de la energía y de nuevas fuentes de producción energética.
- Evaluar los recursos naturales disponibles para su aprovechamiento energético.

³ Secretaría de Energía 2020.; Ministerio de Hacienda - Secretaría de Gobierno de Energía 2019.

- Realizar estadísticas.
- Autorizar el ingreso de Agentes del Mercado.

Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) ⁴

Es un organismo autárquico encargado de regular la actividad eléctrica y de controlar que las empresas del sector cumplan con las obligaciones establecidas en el Marco Regulatorio y en los Contratos de Concesión.

El ENRE fue creado en 1993 por la Ley N° 2406, y debe llevar a cabo las medidas necesarias para cumplir los objetivos de la política nacional respecto del abastecimiento, transporte y distribución de la electricidad.

Entre los objetivos con los que debe cumplir, se destacan los siguientes:

- Proteger adecuadamente los derechos de los usuarios.
- Promover la competitividad en la producción y alentar inversiones que garanticen el suministro a largo plazo.
- Promover el libre acceso, la no discriminación y el uso generalizado de los servicios de transporte y distribución
- Regular las actividades del transporte y distribución asegurando tarifas justas y razonables.
- Incentivar y asegurar la eficiencia de la oferta y la demanda por medio de tarifas apropiadas.
- Alentar la realización de inversiones privadas en producción, transporte y distribución, asegurando la competitividad de los mercados donde sea posible.

Es el organismo encargado de la coordinación de las operaciones de despacho, establecer los precios mayoristas y la administración de las transacciones económicas que se realiza a través del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Cámara Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA) ⁵

Fue creado en 1992 por la Ley N° 24.065, sobre la base del Despacho Nacional de Cargas. Es una empresa de gestión privada con propósito público. El paquete accionario es propiedad de los Agentes del Mercado Mayorista Eléctrico (MEM) en un 80% (Agentes Generadores, Transportistas, Distribuidores y Grandes Usuarios). El 20% restante está en poder del ministerio público que asume la representación del interés general y de los usuarios cautivos.

⁴ Ester Fandiño 2007; Ente Regulador de la Electricidad - ENRE 2020a, 2020b.

⁵ Ester Fandiño 2007; Manuel Rodríguez et al. 2014; Secretaría de Energía 2020.

Entre las funciones de CAMMESA se pueden destacar las siguientes:

- Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.
- Coordinar la operación centralizada del SADI para garantizar seguridad y calidad.
- Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

CAMMESA actúa como mandatario de los diversos actores del MEM en lo relativo a la colocación de potencia y energía, organizar y conducir el uso de las instalaciones de transporte en el mercado spot, como agente de comercialización de la energía y potencia proveniente de importaciones y de emprendimientos binacionales, y también gestiona cobros, pagos o acreditaciones de las transacciones que se celebren entre los actores del MEM.

Integración Energética Argentina S.A. (IEASA) ⁶

Es la continuadora de Energía Argentina S.A. (ENARSA), la cual fue creada por la Ley N° 25.943, promulgada por el Decreto N° 1.529/2004.

IEASA tiene a su cargo la comercialización de la energía eléctrica proveniente de los emprendimientos binacionales Salto Grande y Yacyreta, y de las interconexiones con Uruguay, Brasil y Paraguay. También se encarga de la importación de Gas Natural desde Chile y Bolivia, construcción de gasoductos, exploración y producción de hidrocarburos y desarrollo de energías renovables.

Consejo Federal de la Energía Eléctrica (CFEE) ⁷

El consejo tiene la función de administrador fondos específicos cuyo destino único es el sector eléctrico y de asesor del Poder Ejecutivo Nacional y de los Gobiernos Provinciales en lo que se refiere a la industria eléctrica, los servicios públicos o privados de energía, las prioridades en la ejecución de estudios y obras, concesiones y autorizaciones, precios y tarifas del sector eléctrico. Debe también, aconsejar las modificaciones que requiera la legislación en materia de industria eléctrica

Esto se debe a que es capaz de compatibilizar las realidades de las diferentes jurisdicciones provinciales, situación que otorga una amplitud de conocimientos, y que lo califican para asesorar en lo relativo al desarrollo de políticas energéticas en este marco institucional.

⁶ Integración Energética Argentina Sociedad Anónima - IEASA 2020, 2019.

⁷ Consejo Federal de la Energía Eléctrica - CFEE 2020; Secretaría de Energía 2020.

El CFEE fue creado en el año 1960 por ley N° 15.336 y Decreto Reglamentario N° 2073 del mismo año. El consejo se encuentra presidido por el Sr. Secretario de Energía de la Nación o el Subsecretario, en su reemplazo y dos representantes (un titular y un suplente) por cada una de las Provincias Argentinas. Estos últimos son propuestos por los Poderes Ejecutivos Provinciales y designados por el Poder Ejecutivo de la Nación.

1.1.7 Agentes del Mercado Eléctrico ⁸

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se encuentra compuesto por los siguientes agentes:

- **Generadores;** son centrales eléctricas instaladas o concesionarios de servicios de explotación, que coloquen su producción en forma total o parcial en el sistema de transporte o distribución.
- **Transportistas;** son los titulares o concesionarios de instalaciones para el transporte de energía eléctrica, son responsables de la transmisión y transformación a ésta vinculada, desde el punto de entrega de dicha energía por el generador, hasta el punto de recepción por el distribuidor o gran usuario, según sea el caso
- **Distribuidores;** se le considera a quien, dentro de su zona de concesión, sea responsable de abastecer toda demanda a usuarios finales que no tengan la facultad de contratar su suministro en forma independiente y realicen dentro de su zona de concesión, la actividad de transmitir toda la energía eléctrica demandada en la misma, a través de instalaciones conectadas a la red de transporte o generación hasta las instalaciones del usuario.
- **Grandes Usuarios;** son usuario que contratan en forma independiente y para consumo propio, su abastecimiento de energía eléctrica con el generador o el distribuidor. La reglamentación establece los módulos de potencia y de energía, y demás parámetros técnicos.
- **Comercializadores;** son los que compran o venden para terceros energía eléctrica en el MEM. También se considera como tales a quienes reciban energía en bloque por pago de regalías o servicios que la comercialicen de igual manera que los generadores.

Los Grandes Usuarios se clasifican a su vez según su nivel de consumo en Grandes Usuarios Mayores (GUMA), Grandes Usuarios Menores (GUME) y Grandes Usuarios Particulares (GUPA), como se observa en la Tabla 1.

⁸ Secretaría de Energía 2002; Manuel Rodríguez et al. 2014; Ester Fandiño 2007; Ministerio de Energía y Minería - Secretaría de Energía Eléctrica 2017.

Tabla 1. Grandes Usuarios.

	GUMA	GUME	GUPA
Potencia Demandada	>1 MW	>30 kW <2.000 kW	>30 kW <100 kW
Consumo Anual	>4.380 MWh	Sin requerimiento	Sin requerimiento
Contratación	>50% Demanda Prevista	100% Demanda real	100% Demanda real

Fuente: Ministerio de Energía y Minería - Secretaría de Energía Eléctrica (2017)

1.1.8 Ambiente de comercialización de la energía eléctrica ⁹

En el mercado eléctrico argentino existen cuatro (4) ambientes de comercialización de potencia y energía eléctrica para los generadores:

- Mercado Spot
- Contrato Bilaterales
- Mercado Estacional
- Servicios auxiliares

Mercado Spot

Toda la generación se despacha en forma centralizada por parte de CAMMESA, con independencia de los contratos suscritos por los generadores. CAMMESA determina el precio spot y se obtiene de la operación de mínimo costo empleado en la optimización de costos de generación.

Se considera un nodo específico de la red, localizado en el centro de cargas del sistema, como nodo mercado. Para su empleo en el despacho, los costos ofertados son afectados por un factor de nodo calculado diariamente para cada hora del día y cada nodo de la red, que refleja las pérdidas marginales de transmisión de energía entre dicho nodo y el mercado.

El precio spot de la energía en el mercado es el costo marginal de la energía en dicho nodo y a partir del mismo se calculan los precios de energía por nodo afectando el precio de mercado por los factores de nodo.

⁹ Ministerio de Energía y Minería - Secretaría de Energía Eléctrica 2017; Secretaría de Energía 2020, 2002; Maximiliano Landrein.

Mercado de Contratos Bilaterales

Los generadores y comercializadores pueden celebrar contratos con los distribuidores y grandes usuarios para el suministro de energía, en condiciones comerciales pactadas libremente, estos son de conocimiento público y se registran en CAMMESA.

Los contratos deben ser registrados por CAMMESA, que determina los apartamientos entre las cantidades de energía que los generadores acordaron vender y la efectivamente generada, imputando los excedentes como ventas en el mercado spot de energía y los faltantes como compras en el mercado spot de energía. Lo mismo ocurre con la potencia operada.

No existen mercados estandarizados forward o de futuros de energía, u otros derivados financieros, de modo que los únicos instrumentos de cobertura del riesgo son los contratos bilaterales.

Mercado Estacional

Los distribuidores adquieren la energía en contratos bilaterales o en el mercado estacional, que actúa estabilizando las variaciones aleatorias de los precios spot de la energía, gracias a la existencia de un fondo de estabilización.

Los precios estacionales de la son calculados semestralmente, como el valor esperado de los precios spot promedio en un horizonte futuro de seis meses, con una corrección destinada a trasladar a dichos precios estacionales los eventuales sobrantes anteriores del fondo de estabilización o a recaudar faltantes.

Para determinar el precio estacional se realizan simulaciones del funcionamiento del mercado en el período analizado. Se modelan las demandas, la red, la oferta, el suministro de agua, gas y fuel oil, la disponibilidad de suministro desde otros países, y otras consideraciones para una predicción del precio spot promedio.

Los precios estacionales se establecen como un cargo mensual fijo y son mantenidos estables en los primeros tres meses de cada período semestral para el cual han sido establecidos. Si después del trimestre inicial hay diferencias significativas entre la hipótesis usada para su determinación y las condiciones operativas efectivas, habrá un ajuste para el resto del período.

Precios de otros servicios prestados por los generadores

Existe un mercado de la potencia operada, más rotante, en el que se remunera a los generadores la potencia operada en las horas fuera de valle de los días hábiles, que no esté comprometida en contratos con distribuidores o grandes usuarios.

Además, todos los generadores tienen obligación de aportar a la regulación primaria de frecuencia con capacidad propia, o comprada a terceros en un mercado con precio horario en el que participan sólo los generadores.

También existe un mercado de regulación secundaria de frecuencia, cuyo costo es pagado por la demanda. CAMMESA determina semestralmente una cantidad de potencia de reserva fría de generación. Semanalmente se licita el cubrimiento de dicha reserva entre los generadores, determinándose un precio de la reserva fría, igual al de la oferta más cara aceptada, con la limitación de que no puede superar el precio de la potencia operada en el mercado.

Los generadores térmicos son remunerados adicionalmente por el concepto de reserva base térmica. A cada generador térmico se le calcula la potencia media con la que resulta despachado en el año más seco de la serie histórica de aportes, en los períodos fuera de valle de días hábiles. Dicha potencia menos la potencia operada y la vendida en contratos o como reserva fría en cada mes, es remunerada mensualmente bajo el concepto de reserva base térmica.

Los generadores están obligados a suministrar potencia reactiva sin costo dentro de su curva de capacidad, y a disponer de capacidad de arranque en negro cuando lo solicite el OED, la que es remunerada por su costo.

Los distribuidores y grandes usuarios pagan la potencia puesta a disposición y reserva base térmica por la parte de su demanda que no esté abastecida mediante contratos.

1.1.9 Importación de Energía Eléctrica

Después de Brasil, Argentina es el principal importador de energía eléctrica de la región, en la Tabla 2 se observan los valores de energía comercializados con otros países. En donde el principal exportador es el Paraguay, correspondiente a la energía cedida de la central YACYRETA.

Tabla 2. Importación de energía Eléctrica en Argentina (GWh)

	Brasil	Paraguay	Uruguay	Chile	Total
2013	77	7.835	210	-	8.122
2014	3	8.461	1.267	4	9.735
2015	229	7.479	1.313	-	9.021
2016	494	8.507	757	107	9.865
2017	155	9.250	854	36	10.295
2018	-	9.278	628	-	9.906

Fuente: (Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015b, 2017, 2016, 2013, 2014)

La Resolución Nº 21/975 de la ex Secretaría de Energía y Puertos, en su Anexo V, reglamentó la comercialización -exportación e importación de energía eléctrica- entre los agentes del MEM y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países. Dicha resolución es el Anexo 30 de los PROCEDIMIENTOS. El Anexo 32 de los PROCEDIMIENTOS se refiere a la actuación de los comercializadores en el MEM. En el punto 6 del mencionado Anexo se prevé que estos sujetos pueden acordar contratos de exportación e importación. Se pueden realizar dos tipos de operaciones de exportación e importación.¹⁰

La normativa prevé tanto el comercio de energía de oportunidad o spot, como los contratos bilaterales internacionales. Para el comercio en el mercado spot, las ofertas de países interconectados se incluyen en el despacho como máquinas adicionales al precio ofertado. Los contratos bilaterales internacionales requieren la autorización de la Secretaría de Energía, y requieren el respaldo de máquinas capaces de suministrar la potencia comprometida. Las operaciones de compra y venta de energía en el mercado spot resultantes del comercio internacional, intervienen en la formación del precio spot de la energía igual que las locales.¹¹

Paraguay¹²

En 1974, se aprobó por la Ley N 20.646 el “Tratado de Yacyreta” suscrito con el Paraguay. La central hidroeléctrica Yacyreta está ubicada sobre el río Paraná, en las cercanías de la ciudad de Ituzaingó, Corrientes. A fines de 2010 concluyeron las obras complementarias que permitieron elevar el nivel del embalse a la cota de diseño (83 msnm, nivel máximo previsto), alcanzando una potencia instalada de 3100 MW, la interconexión es a través de la central, que se conecta al sistema de transmisión de 500 kV de Argentina, y al de Paraguay, anteriormente a 220 kV. La explotación de esta central está a cargo de la Entidad Binacional Yacypetá (EBY), a quien IEASA, en representación del Estado Nacional, le compra la parte de su producción para comercializarla en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Además, existen otros puntos intercambios que realiza IEASA con Paraguay:

- La línea en 220 kV que conecta las estaciones transformadoras Clorinda (Argentina) y Guarambaré (Paraguay), con capacidad de transmisión de 80 MW.
- La línea en 132 kV que conecta las estaciones transformadoras El Dorado (Argentina) y Carlos Antonio López (Paraguay), con capacidad de transmisión de 30 MW.

¹⁰ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA 2019b.

¹¹ Ester Fandiño 2007.

¹² Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a; Poder Legislativo 2020; Integración Energética Argentina Sociedad Anónima - IEASA 2020

- La línea en 33 kV entre la subestación Encarnación (Paraguay) y el sistema de 33 kV de EMSA (empresa de energía de la provincia de Misiones) en la ciudad de Posadas, con capacidad de transmisión de 10 MW.

La transacción comercial se rige por el Convenio de Cooperación Recíproca e Interconexión Eléctrica celebrado en 1987 entre la Secretaría de Energía (Argentina) y la Administración Nacional de Electricidad – ANDE (Paraguay). Esta energía es aportada por ANDE desde fuentes de abastecimiento diferentes de Yacyreta.

Brasil¹³

Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hídrico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos de Brasil.

Argentina está interconectada con Brasil a través de un convertidor de frecuencia en Garabí, con una capacidad de 2000 MW, que está vinculada a las redes de alta tensión de ambos países.

Además, se realizan intercambios por parte de IEASA a través de la línea de alta tensión en 132 kV que conecta la estación transformadora Paso de los Libres (Argentina) y la estación conversora de frecuencia Uruguayana (Brasil), con capacidad de transmisión de 50 MW. La transacción comercial se rige por el Contrato de Interconexión, Suministro e Intercambio de Energía Eléctrica, celebrado por Agua y Energía Eléctrica S.E., Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) y Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. (Eletrosul).

Uruguay¹⁴

En 1946 se suscribió el Convenio celebrado con Uruguay para el aprovechamiento de los rápidos del Río Uruguay en la zona del Santo Grande. En donde se creó una Comisión Técnica Mixta para la reglamentación técnica administrativa.

Los intercambios se realizan a través de las obras comunes de transmisión constituidas por un anillo de interconexión en 500 kV, entre las subestaciones de Ayuí y Colonia Elía (Argentina) y Ayuí y San Javier (Uruguay). La capacidad de transmisión es de 2000 MW. Tratándose de un emprendimiento binacional, la producción es compartida entre Argentina y Uruguay en partes iguales. En Argentina es IEASA quien comercializa en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) la porción de energía que le corresponde. Además, existen líneas de 150 kV entre la Estación Concepción del Uruguay (Argentina) y Estación

¹³ Comisión Nacional de Energía Atómica 2019; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a; Instituto Economía Energética - FB - CEARE - UBA; Integración Energética Argentina Sociedad Anónima - IEASA 2020.

¹⁴ Integración Energética Argentina Sociedad Anónima - IEASA 2020; Poder Legislativo 1986; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a; Comisión Nacional de Energía Atómica 2019.

Paysandú (Uruguay), y entre Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay) cuando finalice su construcción.

La central hidroeléctrica Salto Grande está ubicada sobre el río Uruguay, en las cercanías de la ciudad de Concordia, Entre Ríos. Tiene una potencia instalada de 1890 MW y es operada por la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande, la transacción comercial se rige por el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética entre Argentina y Uruguay, aprobado por la Ley N° 23.390.

Para la operación; cada parte hará funcionar su sistema eléctrico interconectado de acuerdo a las normas previamente acordadas, tratando de reducir a un mínimo las oscilaciones, de frecuencia y tensión, y revisará su operación para determinar las transacciones de intercambio convenientes. Además, ambos Despachos acordarán un plan tentativo de intercambio hora por hora.

La Comisión de interconexión adoptará, a satisfacción de ambas partes, criterios de reserva de potencia rotante para el Sistema Eléctrico Interconectado Argentino-Uruguayo y determinará la participación de cada sistema en el criterio de reserva de potencia rotante establecido, y cada uno de los sistemas operará de manera que el intercambio de potencia reactiva sea el mínimo posible.

Para las transacciones; cada parte pondrá 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 del sistema que la envía. Cada parte decidirá 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.

Cuando la central Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque Uruguay no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países.

Chile¹⁵

Existe una línea de transmisión conecta el norte argentino con el sistema chileno, se trata de una interconexión en 345 kV, la cual fue construida para exportar energía a Chile, esto funciona desde el año 2001 al 2004 aproximadamente, debido a la crisis de gas. Dicha

¹⁵ Ministerio de Hacienda - Secretaría de Energía 2019; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2016, 2017; Fiorella Roncagliolo y Hugh Rudnick 2001; Hugh Rudnick et al. 2000; Pontificia Universidad Católica de Chile 1999.

línea entró nuevamente en operación en febrero de 2016, pero para la importación desde Chile.

Durante el año 2018 no se registraron transferencias entre el SADI y el sistema chileno, en 2016 y 2017 se importaron excedentes eléctrico, por un total de 107 GWh y 36 GWh respectivamente.

Las reglamentaciones; en diciembre de 1997, Chile y Argentina suscribieron el Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica con Argentina N° 16, sobre “Normas que Regulan la Interconexión Eléctrica y el Suministro de Energía Eléctrica entre la República de Chile y la República de Argentina”, en mayo de 2000, sobre “Información de los Mercados Eléctricos y Decisiones de la Autoridad con Relación al Intercambio Energético”. Ambos acuerdos abarcan los siguientes puntos:

- Cada parte fomentará un régimen jurídico interno que permita la libre comercialización de energía eléctrica entre Chile y Argentina.
- No pondrán restricciones a los agentes del mercado de energía eléctrica exporten energía eléctrica al país vecino.
- Permitir a los agentes de energía eléctrica que contraten libremente sus suministros, que podrán provenir de cualquiera de los dos países.
- En el marco de legislación de cada país se otorgarán las autorizaciones que sean necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica.
- Desarrollar un sistema de información nacional del mercado eléctrico abierto, que contendrá antecedentes sobre el marco regulatorio, procedimientos y normas, agentes y participantes de los mercados, etc.

1.1.10 Hoja de ruta para importación de Energía Eléctrica¹⁶

A continuación se presentan los procedimientos establecidos para operar en el Mercado Eléctrico Mayorista, de acuerdo a los Anexos del “Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios”, actualizados al 31 de Mayo de 2019.

Anexo 17: Ingreso de nuevos agentes al Mercado Eléctrico Mayorista

Toda empresa para actuar como Agente del MERCADO ELECTRICO MAYORISTA (MEM), sea como Generador, Cogenerador, Autogenerador, Transportista, Distribuidor o Gran Usuario, debe obtener de la SECRETARIA DE ENERGIA la correspondiente habilitación conforme lo establecido en el Anexo 17.

Requisitos básicos para solicitar la habilitación como agente

¹⁶ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA 2019b.

Para obtener la habilitación como Agente del MEM se requiere básicamente reunir las condiciones establecidas en la Ley N° 24.065 y sus normas complementarias y reglamentarias, incluidas las Resoluciones que dicte la SECRETARIA DE ENERGIA conforme lo dispuesto por los Artículos 35° y 36° de la citada Ley.

Solicitud de ingreso como agente del MEM

- Debe obtener la autorización de la SECRETARIA DE ENERGIA para lo cual debe presentar la solicitud de habilitación, iniciando el correspondiente expediente ante la Mesa de Entradas del MINISTERIO correspondiente
- Debe presentar al ORGANISMO ENCARGADO DEL DESPACHO (OED) una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones y despacho de su energía y potencia dentro del MEM
- Para ingresar al SADI, debe cumplir complementariamente con los requisitos establecidos en el Reglamento de Acceso a la Capacidad Existente y Ampliación del Sistema de Transporte de Energía Eléctrica

Dicha solicitud, que tiene el carácter de Declaración Jurada, debe instrumentarse por nota con membrete de la Sociedad y estar firmada por su representante legal, con tal firma certificada por escribano público. La solicitud debe contener la siguiente información:

- Razón Social de la empresa solicitante,
- Domicilio Legal,
- Domicilio del establecimiento, planta o instalación para el cual solicita el ingreso al MEM,
- Actividad principal de la Sociedad,
- Nombre y Apellido del Representante Legal que firma la solicitud,
- Puntos de intercambio que utilizará con el MEM, identificando la tensión de las instalaciones que los conforman y las empresas titulares de las mismas,
- Fecha solicitada de ingreso como agente del MEM,
- Fechas previstas de entrada en servicio del equipamiento a instalar, en los casos que corresponda.

Requisitos para la administración de las transacciones en el MEM

La empresa debe presentar ante el Organismo Encargado del Despacho (OED) una declaración jurada, firmada por su representante legal con la información mínima requerida para la administración de sus transacciones y despacho de energía. La autenticidad de la firma y la representación invocada deberán estar certificadas por escribano público.

Consulta al MEM

La SECRETARIA DE ENERGIA, de considerar cumplidos todos los requisitos básicos establecidos, publicará la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial. Los agentes y participantes del MEM podrán presentar objeciones u oposiciones debidamente fundadas a la solicitud de ingreso.

Transcurrido el plazo definido para cada etapa se considerará aceptada la solicitud, por parte de cada uno de los Actores que no hayan presentado objeciones u oposiciones de la habilitación solicitada.

Anexo 30: Importación y exportación de energía eléctrica

Entre los agentes y comercializadores del MEM y las empresas que pertenecen a mercados eléctricos de otros países se pueden realizar operaciones de importación y exportación de energía eléctrica.

Condiciones:

- Mercado de generación y despacho de la oferta basado en costos económicos
- Acceso abierto a la capacidad remanente de transporte
- Condiciones no discriminatorias a demandantes y oferentes de ambos países

Para llevar a cabo operaciones de importación y exportación es necesario que cada país identifique el o los organismos encargados de su administración y coordinación. En el MEM, dicho organismo es el Organismo Encargado del Despacho (OED). A los efectos de este texto, para los otros países se lo denomina Organismo Coordinador (OC). Se pueden realizar dos tipos de operaciones de importación y exportación.

- Intercambios firmes que se acuerdan entre partes, con una obligación de cumplimiento físico de una potencia a entregar en el nodo frontera con garantía de suministro. Esta modalidad de intercambio se concreta mediante un contrato de importación o exportación del mercado a término, del tipo contrato de potencia firme.
- Intercambios de oportunidad, mediante transacciones en el mercado spot, interrumpibles.

El agente o comercializador del MEM que lleva a cabo una operación de importación o exportación es el responsable por el pago de los cargos que resulten en el MEM para dicha operación, y es facturado por ello por el OED. La importación es considerada generación que se adiciona MEM, y debe pagar los cargos de transporte que le correspondan.

Empresas que pueden realizar operaciones de importación y exportación

Los agentes y comercializadores del MEM pueden realizar operaciones de importación y/o exportación dentro de las siguientes condiciones:

- Un agente generador independiente, cogenerador o un comercializador que comercializa centrales puede ser la parte vendedora de un contrato de exportación del mercado a término.
- Un agente generador independiente, cogenerador o un comercializador que comercializa generación puede realizar operaciones de exportación spot.
- Un agente distribuidor o gran usuario mayor, o un comercializador que comercializa demanda puede ser la parte compradora de un contrato de importación del mercado a término.
- Un comercializador puede realizar operaciones de importación spot.

Vinculación con el MEM de la importación y la exportación

Para cada transporte de interconexión internacional, el OED debe definir el nodo físico o nodo equivalente, que se denomina nodo frontera, en que se considera se ubica el intercambio con el otro país. Los intercambios de importación y exportación se consideran respectivamente oferta y demanda de otro país que pasa a incluirse dentro del MEM en los términos del Anexo 30, con su punto de entrada y salida al mercado coincidente con un nodo frontera.

Vinculación de un agente del MEM

Un agente que se conecte al MEM a través de un nodo ubicado en un transporte de interconexión internacional debe tener en cuenta que en el despacho y la operación de su oferta o de su demanda la capacidad del vínculo quedará limitada al remanente no requerido por contratos de importación o exportación, salvo que acuerde un contrato de potencia firme en cuyo caso recibirá el mismo tratamiento que:

- Un contrato de exportación si es una demanda
- Un contrato de importación si es un generador

Toda referencia en el Anexo 30 a los requisitos y la administración de un contrato de importación o exportación, salvo en lo que hace a requerimientos de permiso de importación o exportación, se aplican también a un contrato de potencia firme de un agente del MEM conectado a un transporte de interconexión internacional.

Tipos de operaciones de importación y exportación

Las operaciones de importación y exportación se diferencian en su plazo de vigencia. Se pueden acordar intercambios firmes entre un agente o comercializador del MEM y una empresa de otro país, de mediano y largo plazo, a través de contratos del mercado a término. Un contrato de importación o exportación representa por parte del vendedor un compromiso de contar con una capacidad de entrega en el nodo frontera durante todo el plazo de duración del contrato. Se pueden realizar intercambios de oportunidad, en función de los excedentes y faltantes que surjan en cada país y sus precios. Una operación

de importación spot consiste en vender al mercado spot en un nodo frontera oferta excedente de otro país.

Contratos de importación y exportación

Un agente consumidor o un comercializador que quiera realizar contratos de importación del mercado a término con una empresa extranjera deben contar con un permiso de importación de la secretaria de energía y puertos asociado a generación identificada de dicha empresa extranjera.

Un agente consumidor o comercializador que quiera realizar contratos con una empresa extranjera podrá requerir un permiso de importación si la empresa, ya sea con generación de su propiedad o de su comercialización de generación, cuenta en su país con la potencia y energía necesaria para ello.

Los contratos serán de conocimiento público en lo que hace al precio, capacidad firme contratada e información necesaria para su administración.

Características de los contratos

Los contratos de importación y exportación deben realizarse bajo la modalidad de contratos de potencia firme, en que se intercambia un producto firme (capacidad puesta a disposición) en un nodo frontera.

Los contratos son para la parte vendedora una obligación de cumplimiento físico en la frontera, o sea una obligación de potencia firme puesta a disposición por la parte vendedora en el nodo frontera, correspondiendo a un intercambio con garantía de suministro. El vendedor debe cubrir su contrato con energía y potencia proveniente de fuera del país al que pertenece el comprador. La potencia contratada es potencia firme para el país dónde se ubica el agente comprador. Requiere disponer de la necesaria capacidad de generación y de transporte para contratos firme en el nodo frontera.

Un contrato de importación corresponde a producción adicional, proveniente de generación que no pertenece al MEM, que resulta con un despacho obligado en el nodo frontera igual a la curva de carga horaria requerida por el contrato, salvo restricciones operativas y/o de seguridad del MEM que la limiten.

Un gran usuario interrumpible sólo puede acordar un contrato de importación para el cubrimiento firme de la parte de su demanda que es no interrumpible.

Requisitos de los contratos

Los contratos son pactados libremente entre las partes, pero para su autorización como contratos del mercado a término deben ajustarse a la regulación vigente en el MEM, y contar con una operación de importación o exportación autorizada por la secretaria de energía por una capacidad mayor o igual que la potencia comprometida en el contrato. Para su administración en el MEM, los contratos deben identificar:

- Las partes
- El plazo de vigencia
- El nodo frontera dónde para los efectos del MEM se acuerda el suministro
- El transporte de interconexión internacional a utilizar y la disponibilidad de capacidad de transporte para contratos firmes
- La potencia firme contratada en el nodo frontera y su variación, de existir, en el tiempo
- La identificación de las máquinas y/o centrales comprometidas para su cubrimiento
- El precio (\$/MW) de la potencia firme comprometida
- Los compromisos, de existir, de energía asociada
- El precio de la energía

Operaciones de importación y exportación en el mercado spot

Las operaciones de importación y exportación spot requieren para su implementación la coordinación de la operatoria entre el OED y los organismos coordinadores de otros países así como compatibilidad en los plazos para la presentación de ofertas y su aceptación.

En el MEM, para la aceptación de operaciones spot de importación y exportación se deben cumplir las normas que se establecen en el Anexo 30.

Características y requisitos

En la importación y exportación spot se compran y venden excedentes de ocasión. Se limita a una transacción de energía excedente, y no existe transacción de potencia. Dentro del MEM, el OED sólo puede autorizar una operación spot de importación o exportación si cumple las normas establecidas en el Anexo 30 y existe la capacidad remanente de transporte:

- Como capacidad libre en el transporte de interconexión internacional correspondiente al nodo frontera;
- Como capacidad libre en la red de transporte del MEM sin producir la saturación de algún vínculo de transporte.

Al realizar el pre despacho diario, el OED debe determinar la capacidad en cada nodo frontera prevista a utilizar por los contratos de importación y exportación u otro tipo de compromiso que responda a acuerdos bilaterales entre países y que tengan prioridad. De resultar capacidad libre, el OED debe habilitar operaciones spot de exportación y/o importación según corresponda, utilizando la capacidad remanente en el nodo frontera de acuerdo a las normas establecidas en el Anexo 30.

Las operaciones spot de importación son intercambios interrumpibles por el correspondiente Organismo Coordinador (OC) del país vendedor ante una emergencia que provoque riesgo en el abastecimiento de la demanda propia de dicho país.

Importaciones spot

Los comercializadores pueden realizar operaciones spot de importación ofertando vender energía excedente de otro país en el mercado spot, con un precio en la frontera. La aceptación de una importación spot se basa en criterios económicos de despacho. Dichos criterios están definidos por la secretaría de energía a través de los procedimientos que define en el Anexo 30 y en los procedimientos, y el modelo de despacho que autoriza para el MEM. El OED debe aplicar la normativa y el modelo vigente para determinar si corresponde o no la aceptación de la oferta de importación spot.

Una importación spot en un nodo frontera es un intercambio interrumpible por el correspondiente organismo coordinador.

Anexo 31: Ingreso de participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

La Secretaría de Energía otorgará la habilitación para actuar como Participante del MEM en los términos de los incisos a) y b) del Artículo 1° del Decreto N° 186 del 25 de julio de 1995 conforme lo establecido en la norma.

Requisitos básicos para la habilitación como participante del MEM

Para obtener la habilitación como Participante del MEM se requiere reunir las condiciones establecidas en la Ley N° 24.065 y sus normas reglamentarias y complementarias. En particular para una empresa extranjera:

- Ser sujeto de derecho según las normas del país de constitución.
- Ser titular, fuera del territorio de la República Argentina, de instalaciones de generación, cogeneración o autogeneración, o sistemas de transporte o distribución o plantas o establecimientos con demandas de energía eléctrica con características que permitan – en el país de ubicación del establecimiento o planta - su categorización como Usuario que puede elegir libremente su suministrador y realizar contratos de suministro, o ser una empresa habilitada fuera del territorio de la República Argentina para la comercialización de energía eléctrica.
- Vincularse mediante un contrato de importación o exportación con un agente o Comercializador del MEM.

Solicitud de habilitación como participante del MEM

Para Comercializadores y Provincias Comercializadoras de energía eléctrica proveniente del pago de regalías, la solicitud de habilitación como Participante del MEM debe presentarse ante la Secretaría de Energía iniciando el correspondiente expediente ante la Mesa de Entradas del MINISTERIO DE ECONOMÍA Y OBRAS Y SERVICIOS PÚBLICOS de acuerdo con lo establecido en el punto 3.1. del Anexo 31 para Comercializadores. Además debe presentar simultáneamente al OED una solicitud pidiendo la verificación del cumplimiento de las condiciones requeridas para la administración de sus transacciones dentro del MEM de acuerdo con lo establecido en el punto 4 de dicho anexo.

Empresa extranjera

La autorización de un contrato de importación o exportación entre un Agente o Comercializador del MEM con una empresa de otro país implicará automáticamente el reconocimiento de tal empresa como Participante del MEM (Empresa Extranjera) por el plazo en que efectivamente permanezca vigente el contrato autorizado. El Agente o Comercializador del MEM deberá presentar al OED una declaración jurada del cumplimiento por parte de la Empresa Extranjera de los requisitos básicos que la acreditan como tal en el MEM.

Requisitos para la administración de las transacciones en el MEM

La empresa o provincia solicitante de la habilitación como Comercializador o como Provincia Comercializadora de Regalías en Especie, conjuntamente con la constancia de la presentación ante la Secretaría de Energía de la solicitud de habilitación, debe presentar ante el OED la información mínima requerida para la administración de sus transacciones.

El OED debe informar a la Secretaría de Energía y Puertos la fecha en que el solicitante cumple con el requisito de entrega de la información mínima indicada.

Consulta al MEM

Si la Secretaría de Energía considera cumplidos todos los requisitos, publicará la presentación de la solicitud en el Boletín Oficial. Los Agentes y Comercializadores del MEM podrán presentar objeciones u oposiciones fundadas a la solicitud de ingreso, transcurrido el plazo se considerará aceptada, por parte de cada uno de los Agentes y Comercializadores que no hayan presentado objeciones u oposiciones, la habilitación solicitada.

Ingreso del participante

Se considera que el nuevo Participante queda incorporado al MEM:

- A partir de la fecha de entrada en vigencia del contrato del Mercado a Término con un agente o comercializador del MEM de tratarse de una empresa extranjera.
- A partir del mes inmediato posterior al de su habilitación si se trata de un Comercializador o de una Provincia Comercializadora de energía eléctrica proveniente del pago de regalías.

1.1.11 Datos históricos

En la Figura 2 se observan los valores de demanda máxima del SADI para los últimos años, y la variación anual representada por la tasa de crecimiento.

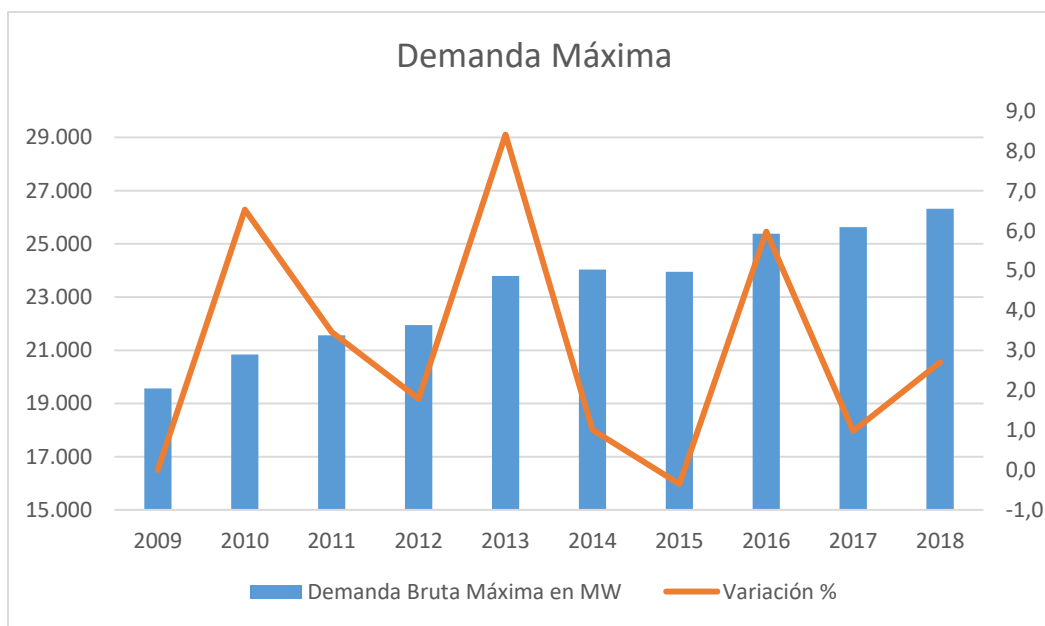


Figura 2: Demanda Bruta Máxima. Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019a)

El aumento de la demanda máxima también fue acompañado por la demanda de energía por parte del sistema, lo que se observa en la Figura 3, en la cual se puede distinguir según la fuente de energía primaria.

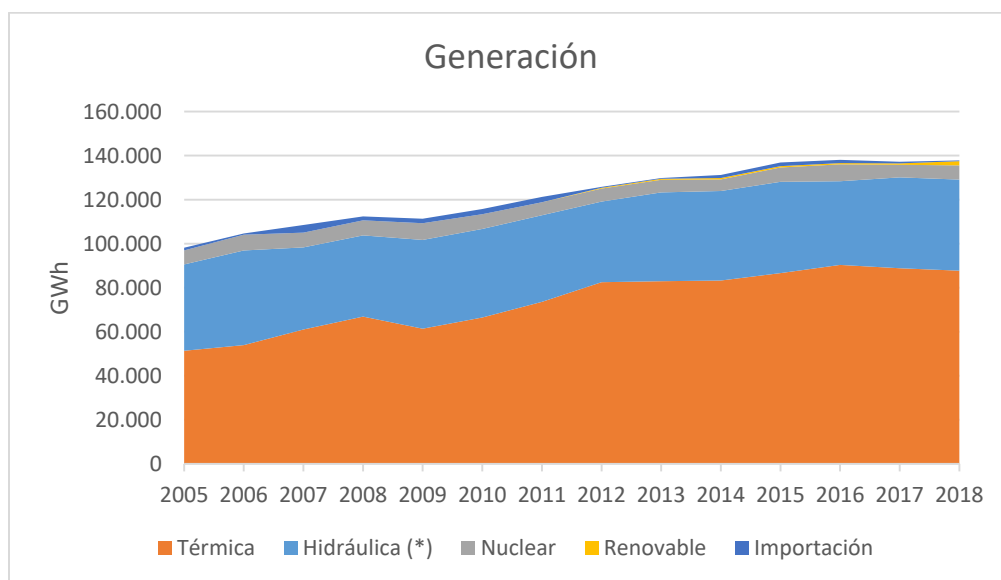


Figura 3: Generación según fuente. Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019a)

Los precios del mercado se pueden observar en la Figura 4 los cuales están cotizados en Peso Argentino, estas tasas monómicas se encuentran compuestas por el costo de energía, el de potencia y los sobrecostos de combustibles, no incluyen el transporte. Y en la Figura 5 se observan los valores de volúmenes de energía comercializados por tipo de mercado.

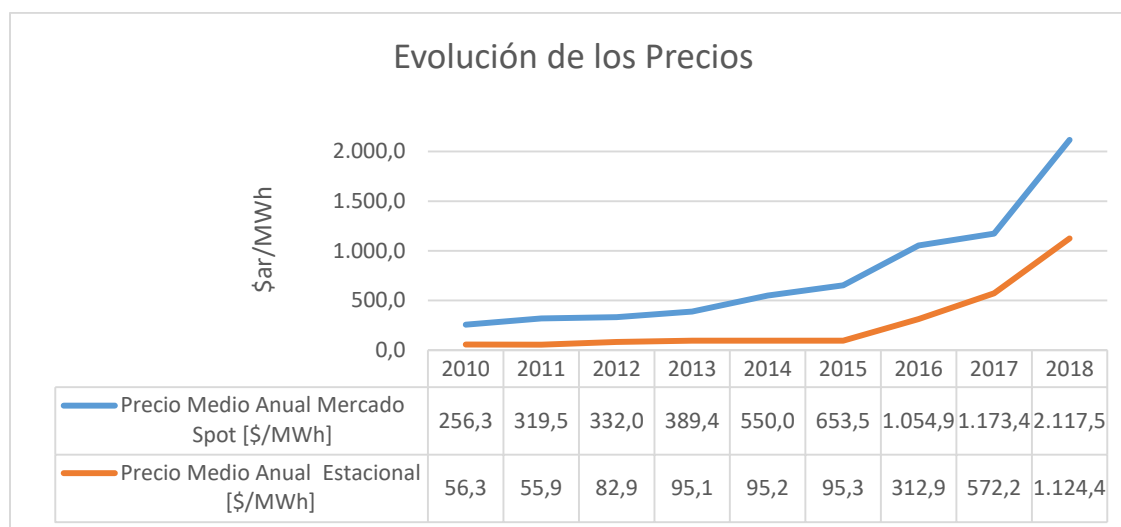


Figura 4: Evolución de los Precios Medios Anual Spot y Estacional. Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019a)

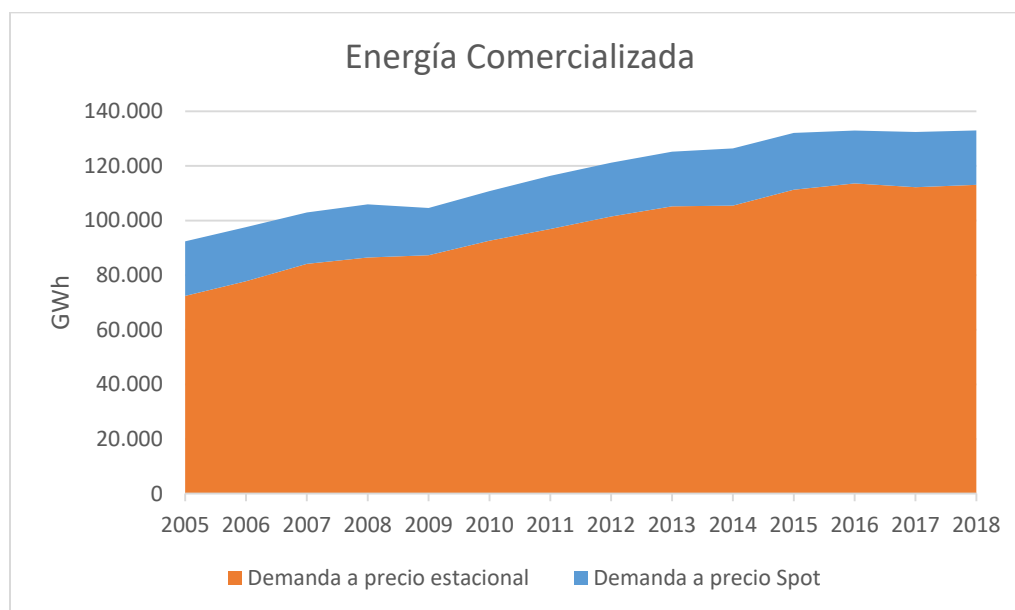


Figura 5: Energía Comercializada por Ambiente. Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019a)

Este aumento de la demanda de energía y potencia implica inversiones en infraestructura de generación y transmisión, lo cual se puede observar en las Figuras 6 y 7.

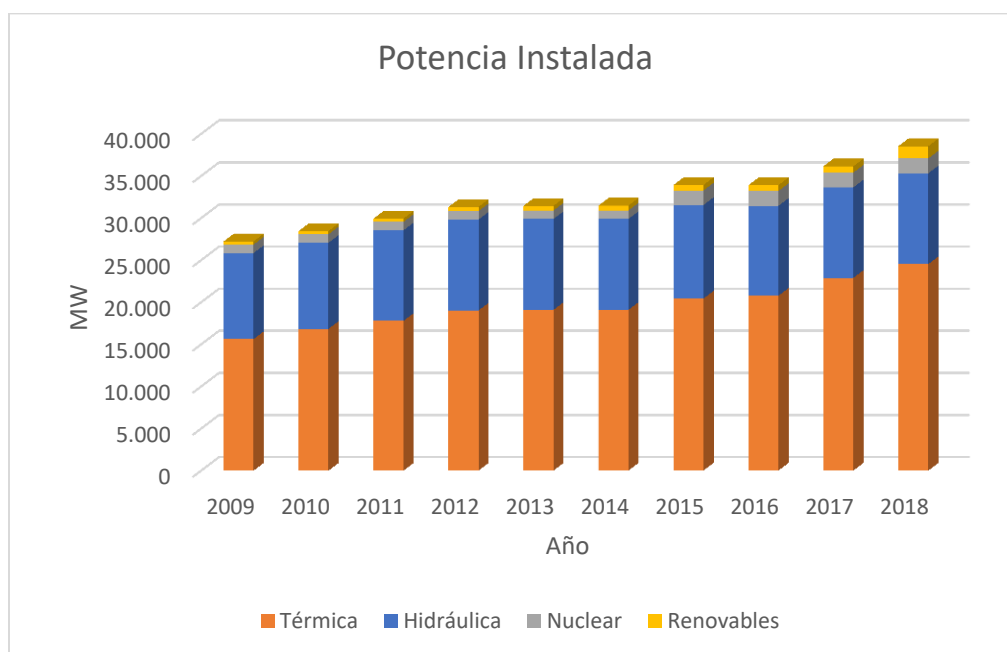


Figura 6: Potencia Instalada según fuente. Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019a)

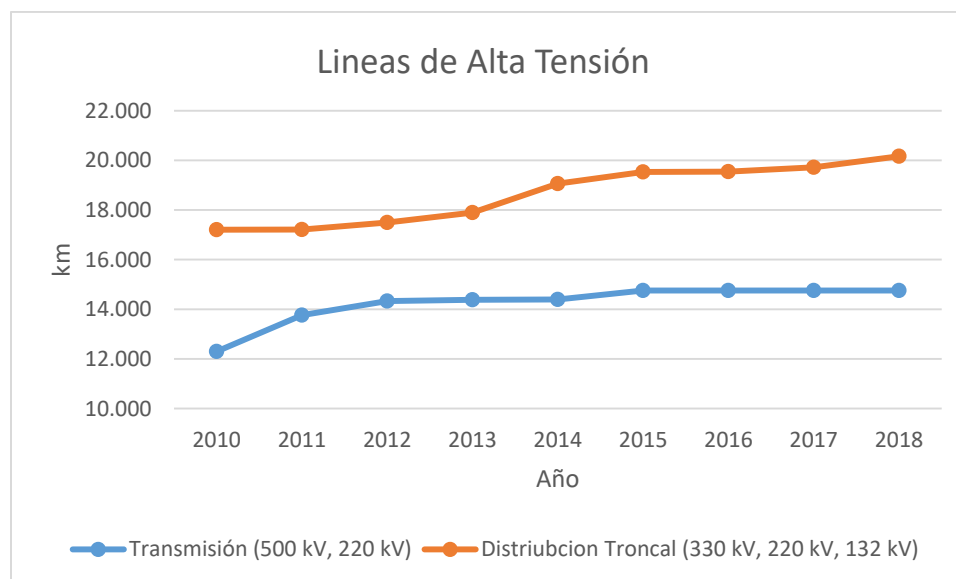


Figura 7: Longitud de Líneas de Alta Tensión. Fuente: Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019a)

Referencias

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2013): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2014): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2015a): Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión. Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2015b): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2016): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2017): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión Nacional de Energía Atómica (2019): Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la Rep. de Argentina - Nov 2019.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019a): Principales Variables MEM 2018.

Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA - CAMMESA (2019b): Procedimientos para la programación de la operación, el despacho de cargas y el cálculo de precios.

Consejo Federal de la Energía Eléctrica - CFEE (2020): Perfil del Organismo. Disponible en línea en <http://www.cfee.gov.ar/perfil-organismo.php>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Ente Regulador de la Electricidad - ENRE (2020a): Que es el ENRE. Disponible en línea en <http://www.enre.gov.ar/web/web.nsf/EnreDef?openpage#:~:text=El%20Ente%20Nacional%20Regulador%20de,en%20los%20Contratos%20de%20Concesi%C3%B3n,> Última actualización el 30/01/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Ente Regulador de la Electricidad - ENRE (2020b): Competencias del ENRE. Disponible en línea en <https://www.argentina.gob.ar/enre/competencias-del-enre>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Ester Fandiño (2007): regulación y funcionamiento del Sector Eléctrico en Argentina.

Fiorella Roncagliolo; Hugh Rudnick (2001): Trabajo de Investigación: "Interconexiones Eléctricas Internacionales y sus Enseñanzas para el Caso Argentina-Chile". Pontificia Universidad Católica de Chile, Última actualización el 13/04/2016, Última comprobación el 17/03/2020.

Hugh Rudnick; Juan Farias; José Fuster (2000): Trabajo de Investigación: "Ínterconexión con Argentina. Ventaja Técnicas y Económicas". Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en línea en <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno%2000/interconexion/Interconexion.htm#Descripci%C3%B3n%20de%20los%20mercados>, Última actualización el 13/04/2016, Última comprobación el 17/03/2020.

Ignacio Martinez; Federico Quinteros: Importación, exportación y valoración de energía eléctrica. Estudio Quinteros, Martínez Tanoira, Olivera Abogados.

Instituto Economía Energética - FB - CEARE - UBA: Estudio de Investigación "Integración Energética Argentina - Brasil". Infraestructura de integración eléctrica en el Cono Sur: Situación actual y perspectivas.

Integración Energética Argentina Sociedad Anónima - IEASA (2019): Memoria y Estados Contables 2018.

Integración Energética Argentina Sociedad Anónima - IEASA (2020): Comercialización de Energía Eléctrica. Disponible en línea en <http://www.ieasa.com.ar/index.php/energia-electrica-2/>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Manuel Rodríguez; Francisco Elizondo; Flavia García; Ernesto Badaracco; Eduardo Bernardotti; Gustavo Husson (2014): Características económicas y territoriales en la expansión del Mercado Eléctrico Mayorista Argentino.

Maximiliano Landrein: Evaluación de contratos de futuros y opciones eléctricos en Argentina. Bolsa de Comercio de Rosario.

Ministerio de Desarrollo Productivo (2020): Organigrama.

Ministerio de Energía y Minería - Secretaría de Energía Eléctrica (2017): Informe estadístico del sector eléctrico 2016.

Ministerio de Hacienda - Secretaría de Energía (2019): Informe estadístico anual 2018.

Poder Legislativo (1986): Convenio de Interconexión Energética entre Argentina y Uruguay - Ley 23.390. Disponible en línea en <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/ley-23390-22625/texto>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Poder Legislativo (2020): Tratado de Yacyreta - Ley 20646 del 6/02/74. Disponible en línea en <http://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/15000-19999/15929/norma.htm>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Pontificia Universidad Católica de Chile (1999): Situación Futura del SING, Última actualización el 13/04/2016, Última comprobación el 17/03/2020.

Secretaría de Energía (2002): Mercado Eléctrico Mayorista.

Secretaría de Energía (2020): Marco Legal. Disponible en línea en <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3430>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Proyecto CIER 19 Portal Mercado de Energía. Informe: 02 Estructura de Mercados de Electricidad Latino América e Caribe y otros. CIER - IDB. PSR. Setiembre 2018

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 05

**ASUNTO: “Comercialización de Excedentes de Energía
en terceros mercados externos”**

(Mercados Eléctricos de Chile y Uruguay)

Fecha: 01.06.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe N° GT.C – 05

Fecha: 01.06.2020

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

Participantes

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de la ANDE; Coordinador del GT.C

Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME

Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE

Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU

Ing. Gerardo Blando, representante de ITAIPU

Ing. María de la Paz Barrail, representante de la ANDE

Ing. Felipe Mitjans, representante del MRE

1. Objeto

Analizar los *“Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos”*, a fin de evaluar la real posibilidad de comercializar los excedentes de energía eléctrica del Paraguay en el corto, medio y largo plazo, en los mercados eléctricos regionales. El análisis hace énfasis en el mercado eléctrico brasileño ante el contexto de la eventual renegociación del Tratado de Itaipu Binacional, de manera a posibilitar la libre disponibilidad de los excedentes, sin dejar de realizar una evaluación menos profunda del mercado eléctrico argentino, y de los posibles mercados externos de países no limítrofes con el Paraguay, como lo son Chile y Uruguay.

2. Informaciones utilizadas

Las principales informaciones utilizadas para el presente análisis fueron extraídos del Anexo “Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas (Mercados Eléctricos de Chile y Uruguay)” al presente informe.

3. Asuntos evaluados

Fueron analizados las informaciones disponibles sobre los mercados eléctricos regionales, a fin de conocer las generalidades de los mercados eléctricos de la región y las perspectivas para ventas, a ser considerados en otros estudios del Grupo de Trabajo Comercial, conforme a sus atribuciones definidas, y que a su vez serán utilizados por otros Grupos de Trabajo en el marco de la evaluación de las opciones de revisión del Anexo C y/o ante la posibilidad de renegociación del tratado de Itaipu. Entre esos estudios, se citan específicamente:

- 1) Comercialización de Excedentes de Energía en terceros mercados externos
- 2) Escenarios posibles de Venta de Excedentes - Cronograma de Contratación con ITAIPU
- 3) Opciones para Venta de Energía a Clientes Externos dentro del territorio nacional

4. Mercado Eléctrico Chileno

Marco Regulatorio

A partir de la reforma del sector que se inicia en 1978 y concluye en 1982, con la Ley General de

Servicios Eléctricos (LGSE), el mercado eléctrico chileno pasó a manos privadas y se divide en tres actividades: generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

De esta forma los agentes del sistema son los organismos reguladores, los generadores privados, las empresas encargadas de la transmisión y las empresas encargadas de la distribución, el mercado eléctrico chileno no cuenta con comercializadoras, pero los generadores actúan como tales cuando inyectan o retiran potencia del sistema.

Ministerio de Energía

Es la institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país. Además fija las tarifas correspondientes a los precios de los clientes eléctricos regulados, otorga las concesiones eléctricas definitivas, entre otros.

El marco institucional del Ministerio es la Ley 20.402 de 2009. Se desempeña como organismo autónomo desde el 1 de febrero de 2010, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

En la Figura 1 se observan los organismos dependientes del Ministerio de Energía.

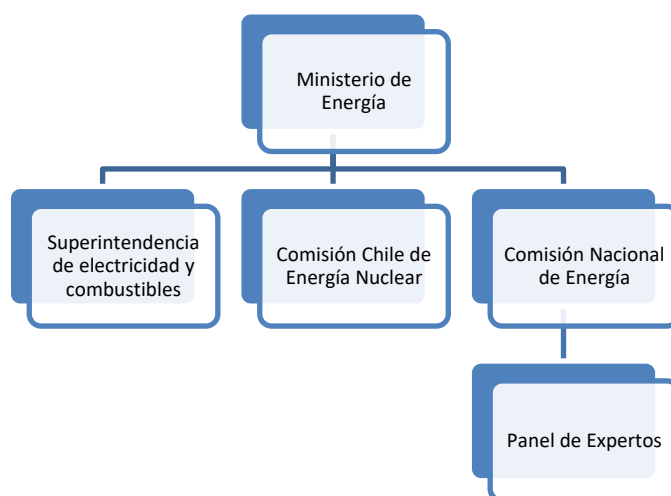


Figura 1: Organismos Estatales.

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Fiscaliza y supervigila el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas. Entrega concesiones temporales e informa al Ministerio sobre las solicitudes de concesión definitivas de distribución de electricidad, sobre la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones de electricidad y líneas de transmisión.

Comisión chilena de Energía Nuclear (CCHEN)

Es el organismo encargado de atender los problemas relacionados con la producción, adquisición, transferencia, transporte y uso pacífico de la energía atómica, asesorar al Gobierno en todos los asuntos relacionados con la energía nuclear, como; en el estudio de tratados, acuerdos, en el estudio de

disposiciones legales o reglamentarias relacionadas con el régimen de propiedad de los yacimientos de minerales, de materias fértiles, fisionables y radioactivos. Además, está encargada de elaborar y proponer al gobierno los planes nacionales para la investigación, desarrollo, utilización y control de la energía nuclear (Ministerio Relaciones Exteriores 2020).

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del sector, generación, transmisión y distribución, para calcular las tarifas mediante los informes técnicos de fijación de precio nudo y generar el plan de obras. Monitorea y proyecta el funcionamiento del sector energético, y propone al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia. Fija las normas técnicas de calidad para el funcionamiento y operación de instalaciones energéticas. Además, asesora al gobierno por intermedio del Ministerio de Energía en todas las materias vinculadas al sector energético.

Panel de expertos

Órgano colegiado autónomo creado el 2004 por la Ley Nº 19.940. Su función es pronunciarse sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la aplicación de la legislación eléctrica. Está formado por 7 expertos, dos de ellos abogados, y los 5 restantes ingenieros o licenciados en ciencias económicas, los cuales son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Centro de despacho económico de carga (CDEC)

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) fue creado en 1982. Su misión es velar por la coordinación en la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios de generación, transmisión y de distribución, que operan los diferentes sistemas interconectados. Por esto, su directorio está compuesto por todas las empresas que conforman el sistema. Sus principales tareas son: mantener una operación segura y eficiente del sistema eléctrico, y velar por que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible. Además es responsable de informar sobre los peajes que deben pagar las empresas en cada uno de los diferentes tramos del sistema. En 1995 entraron en funcionamiento el CDEC-SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) y CDEC-SIC (Sistema Interconectado Central), uno para cada sistema interconectado (SIC y SING).

En el 2017 se dio la interconexión, obteniéndose un solo sistema interconectado, para la operación de este sistema se creó un nuevo operador, Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN), el cual reemplazo a los dos CDEC el 1 de enero de 2017.(el sector energetico de chile una vision global).

Agentes del Mercado Eléctrico

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se encuentra compuesto por los siguientes agentes:

- Generadores; Transforman las fuentes primarias de energía en energía eléctrica. Esta actividad se realiza en condiciones de libre competencia, no existen barreras legales para la entrada de nuevos actores nacionales o internacionales. Los generadores comercializan su generación en tres mercados básicos; con las distribuidoras, los clientes libres y el mercado spot.
- Transportistas: transportan la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos. Su operación está determinada como monopolio. Por esto se define como un segmento regulado, el gobierno realiza una concesión en virtud de la cual permite al concesionario establecer y explotar las líneas de transporte de energía eléctrica. Los propietarios de sistemas de transmisión, o cuyas instalaciones usen bienes nacionales de uso público, deben permitir el paso de la energía a los interesados en transportarla. El transmisor cobrará por el uso del sistema a quienes efectúen inyecciones (generadores) y retiros (generadores para abastecer a clientes libres y distribuidoras). La remuneración será independiente del uso y del nivel de congestión de las instalaciones, y se basará en el valor nuevo de reemplazo (para las líneas existentes) y en el valor licitado (en las nuevas)
- Distribuidoras: se encargan de llevar la energía hacia los usuarios finales. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados. La distribución se desarrolla bajo la modalidad de concesiones. Las empresas concesionarias de distribución son libres para decidir sobre qué zonas

solicitan la concesión, pero tienen la obligación de dar servicio en sus zonas de concesión ya otorgadas. Las tarifas a cobrar a clientes con capacidad conectada inferior a 5000 kW dentro de sus zonas de concesión, son fijadas por la autoridad, pero se pueden pactar libremente los precios de suministro con clientes de capacidad superior a la indicada

- Consumidores libres; son aquellos con potencia superior a 5000 kW, o entre 500 a 5000 kW que optan por ser clientes libres, por periodos de 4 años o más. Tienen que contratar potencias y energía de los generadores, en donde las ventas pueden efectuarse a precios libremente pactados. Los demás clientes son denominados clientes de precio regulado, y pagan la tarifa de su distribuidor correspondiente.

Ambiente de comercialización de la energía eléctrica

Los generadores pueden comercializar su energía y potencia en los siguientes mercados:

- Mercado Bilaterales de grandes consumidores; a precio libremente acordado
- Mercado de las empresas distribuidoras; a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado
- Mercado de Corto Plazo o Spot; a costo marginal horario

Mercado de Corto Plazo o Spot

En él se efectúan las transacciones de energía y potencia entre generadores, ellos pueden optar por vender toda su producción al denominado mercado spot, o comercializar la energía y potencia producida en un mercado de contratos de mediano a largo plazo. Por ello, los intercambios de energía que se realizan se corresponden con los excedentes de generación respecto de los compromisos contractuales con aquellos que presentan déficits horarios. En el caso de que el generador suscriba contratos de suministro con algún cliente, debe comprar la energía y las potencias comprometidas en el punto de retiro que corresponda, en el mismo mercado spot en que antes vendió su producción, para luego venderla a su cliente, en el mismo punto, al precio convenido en el contrato.

El precio del mercado spot es el costo marginal y se calcula hora a hora. Para su cálculo se considera la operación determinada por el Coordinador Eléctrico Nacional basado en el mínimo coste variable de operación declarado por las instalaciones que participen.

Mercado de las empresas distribuidoras

Las empresas de distribución eléctricas, están obligadas por la Ley a contratar suministros para sus clientes regulados con una cierta anticipación y a través de licitaciones públicas, firmando contratos con las empresas de generación, pero que los precios regulados a ser transferidos a los clientes son los Precios de Nudo Promedio (PNP).

Los PNP corresponden a una estimación de precios que realiza la CNE tomando en cuenta los contratos de suministro de energía y potencia entre las distribuidoras y sus suministradores y la energía que se proyecta consumirán los clientes regulados en un tiempo definido.

Los PNP se componen por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas.
- Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP); es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo y de racionamiento, y potencia de punta (PNPCP); es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico, considerando las unidades generadoras más económicas son los precios a nivel de generación-transporte.

Entre las principales características del PNP, se destaca en que es un precio único determinado para

cada distribuidora a nivel de generación-transporte. Su determinación es efectuada por la CNE. Los PNP se fijan en las siguientes ocasiones:

- Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.
- Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
- Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

Contratos Bilaterales

Tiene como objetivo proveer el suministro a distribuidoras y consumidores no regulados a precios libremente pactados entre las partes. Con este tipo de contratos, los generadores, en particular los medianos y pequeños, pueden obtener u ofrecer al resto de los agentes del mercado alternativas de cobertura de precios. En cierta medida, se puede decir que el mercado de contratos diversifica el riesgo del mercado spot.

Servicios auxiliares o complementarios

En lo que a servicios complementarios, para la calidad y requerimientos de seguridad. Se establece que los propietarios de instalaciones eléctricas, conectadas entre sí, deben prestar los servicios complementarios identificados como aquellas prestaciones que permiten efectuar, al menos, un adecuado control de la frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Posteriormente a su prestación, los propietarios de las instalaciones deberán declarar los costes en que incurren para su valoración por los respectivos CDEC.

Datos históricos

En la Figura 2 se observan los valores de demanda máxima del sistema para los últimos años, y la variación anual representada por la tasa de crecimiento. Estos considerando la suma de los SIC y SING que funcionaban de forma separadas hasta el 2017, y después pasaron a ser el SEN, un solo sistema interconectado.

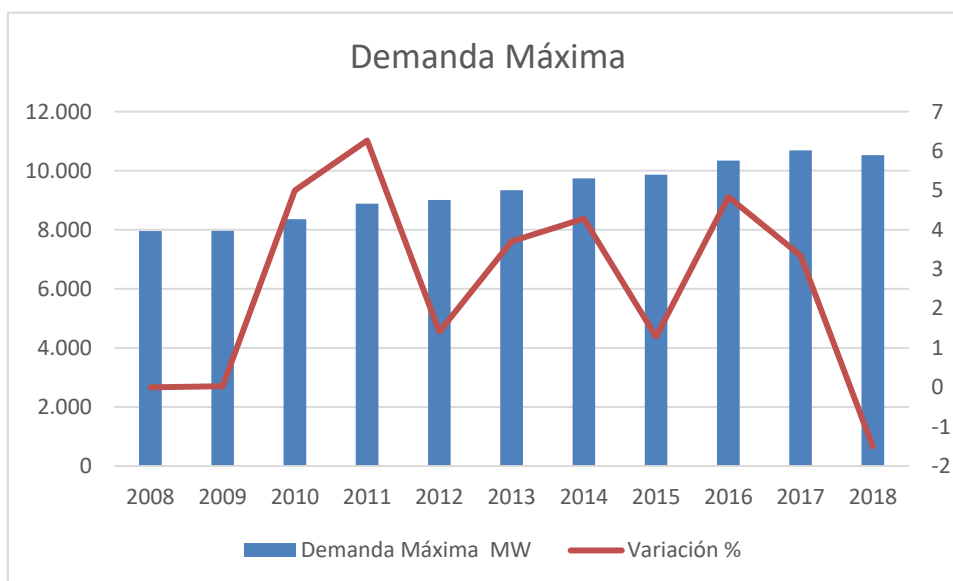


Figura 2: Evolución de la Demanda Máxima.

Los volúmenes de generación eléctrica por sistema se puede observar en la Figura 3. En cuanto a la generación eléctrica bruta en el SEN fue de 75.641 GWh para el 2018. Está compuesta por un 54,5% termoelectricidad, 28,1% hidráulica convencional y un 17,4% Energía Renovables No Convencionales (ERNC). Esto representó un aumento del 2% con respecto al 2017, y consistiendo en una tasa de crecimiento anual del 3,2% a partir de 2008.

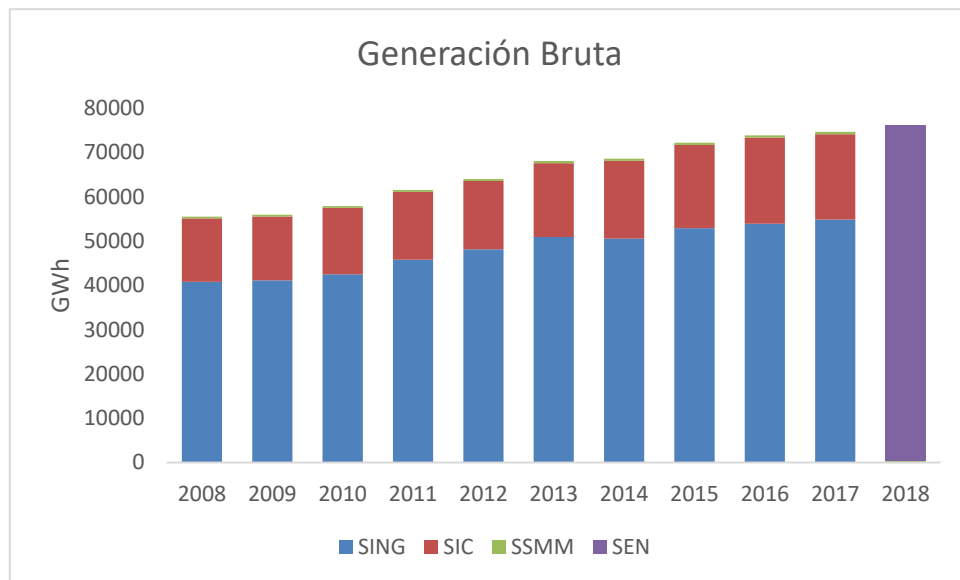


Figura 3: Generación de Energía Eléctrica por sistema.

El precio nudo de la energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, cuyos valores se pueden observar en la Figura 4.

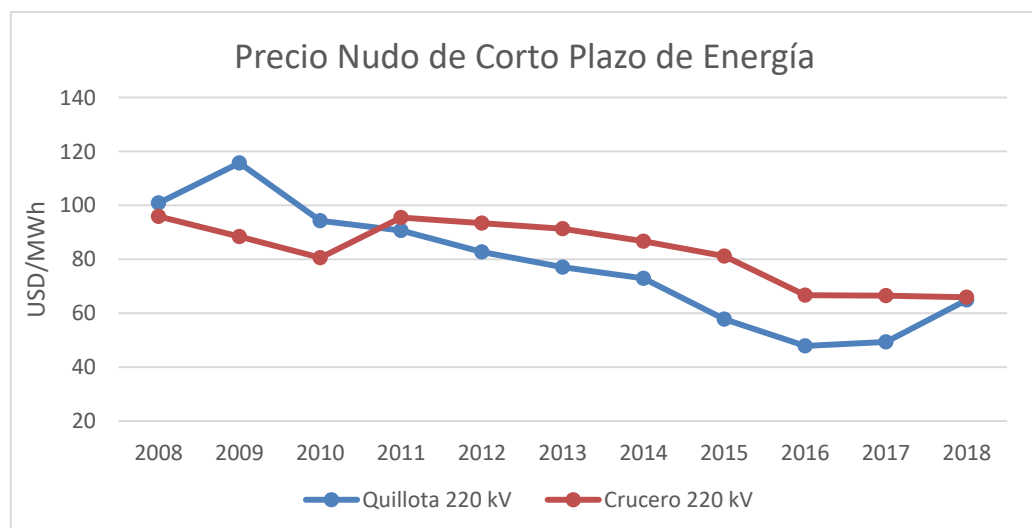


Figura 4: Precio Nudo de Corto Plazo.

En la Figura 5 se observa el Precio Medio de Mercado en Pesos Chilenos de cada sistema, este se

determina considerando los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras, según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía por las empresas generadoras del Sistema Eléctrico Nacional, respectivamente.

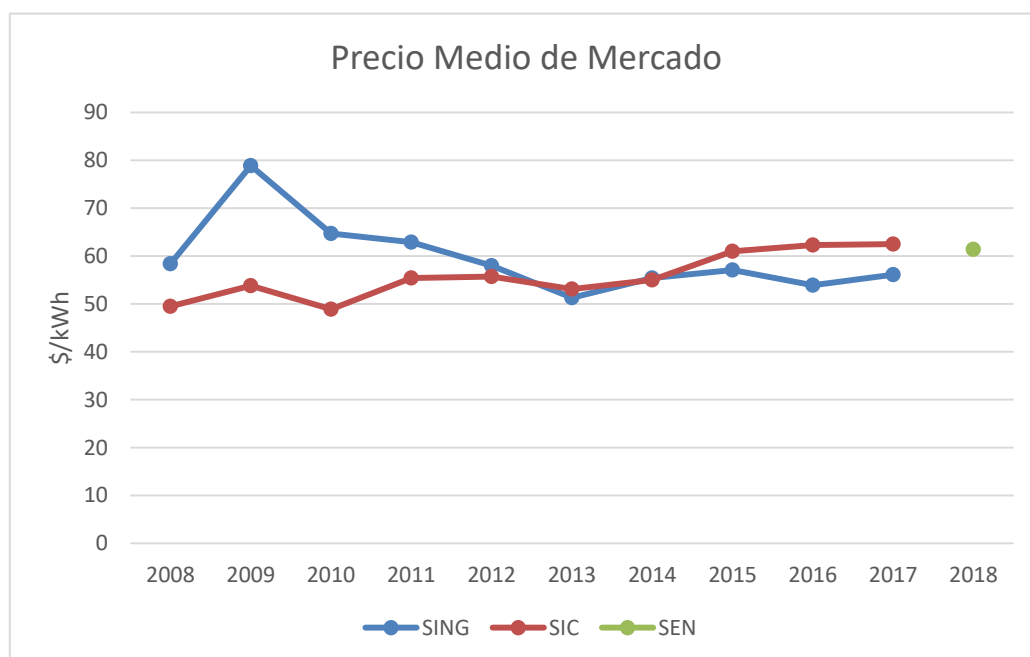


Figura 5: Precio Medio de Mercado por sistema.

La Potencia Instalada neta del 2018 alcanzó los 23.315 MW. De estos, 99,2 % corresponden al SEN, y el restante 0,8%, a los Sistemas Eléctricos Medianos (SSMM). La potencia instalada se divide en 53% termoelectricidad, 26% hidroelectricidad y 21% ERNC. En la Figura 6 se observa la evolución de la potencia instalada neta por sistema.

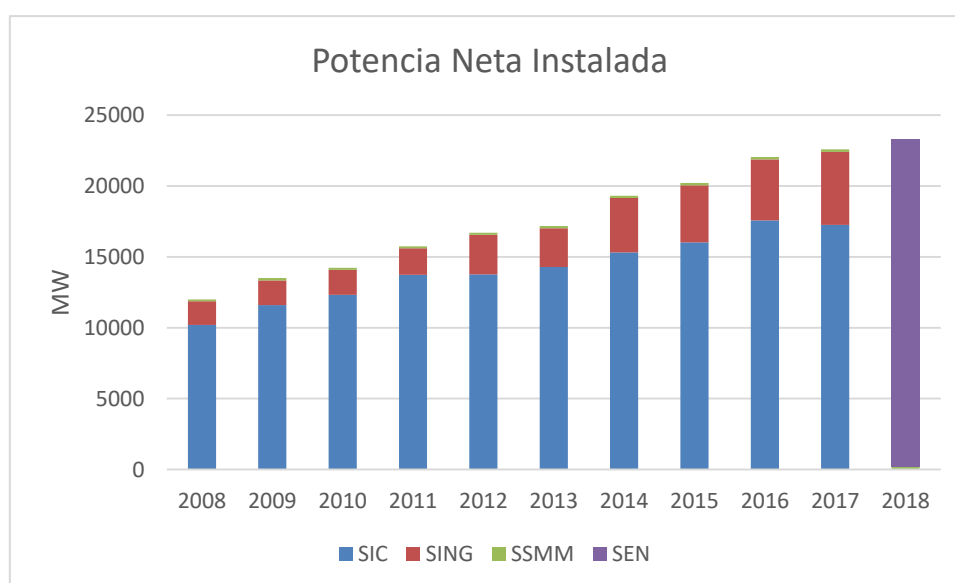


Figura 6: Potencia Instalada por sistema.

Importación de Energía Eléctrica

Chile tiene una única interconexión internacional en su sistema eléctrico, con Argentina, pero se planea otra al norte, con Perú, y más con la Argentina. Por otro lado, dentro de su territorio se encuentran muchas empresas de capital extranjero operando en el sector eléctrico.

La línea de transmisión conecta el norte argentino con el exSING, se trata de una interconexión en 345 kV con una central generadora emplazada en Argentina, cuya capacidad instalada es de 643 MW. La cual fue construida para suministrar solamente al sistema chileno, específicamente a la industria minera, el sistema chileno no se encontraba conectado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la importación empezó en los años 2000 hasta mediados del siglo pasado, cuando empezó la crisis de gas argentino. La línea entró nuevamente en operación en febrero de 2016, pero para la exportación de energía desde Chile a la Argentina.

En cuanto a la exportación e importación, durante el año 2018 no se registraron transferencias entre el SADI y el sistema chileno, en 2016 y 2017 se exportaron excedentes eléctricos hacia Argentina, por un total de 102 GWh y 36 GWh respectivamente, mientras que Chile solamente importó 7 GWh en 2016.

Las reglamentaciones; en diciembre de 1997, Chile y Argentina suscribieron el Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica con Argentina N°16, sobre "Normas que Regulan la Interconexión Eléctrica y el Suministro de Energía Eléctrica entre la República de Chile y la República de Argentina", en mayo de 2000, sobre "Información de los Mercados Eléctricos y Decisiones de la Autoridad con Relación al Intercambio Energético". Ambos acuerdos abarcan los siguientes puntos:

- Cada parte fomentará un régimen jurídico interno que permita la libre comercialización de energía eléctrica entre Chile y Argentina;
- No pondrán restricciones a los agentes del mercado de energía eléctrica exporten energía eléctrica al país vecino;
- Permitir a los agentes de energía eléctrica que contraten libremente sus suministros, que podrán provenir de cualquiera de los dos países;
- En el marco de legislación de cada país se otorgarán las autorizaciones que sean necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica;
- Desarrollar un sistema de información nacional del mercado eléctrico abierto, que contendrá antecedentes sobre el marco regulatorio, procedimientos y normas, agentes y participantes de los mercados, etc.

Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica

Para la importación y exportación de energía eléctrica se necesita la previa autorización del Ministerio de Energía conforme a lo establecido en el Artículo 82 de la LGSE modificada por la Ley 2.936. En el inciso final del artículo citado se dispone del reglamento que establece los requisitos, plazos y procedimientos a los que se deberán sujetar las solicitudes de exportación o importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos.

También, la exportación y la importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía, la que deberá ser otorgada por decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, según corresponda.

Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá solicitar Permisos de Intercambio, para cuyos efectos deberá presentar una Solicitud al Ministerio acompañando los antecedentes señalados. La Solicitud deberá contener, al menos, los siguientes antecedentes:

- Nombre o razón social y copia del rol único tributario o de la cédula nacional de identidad, según corresponda, del Solicitante;

- Copia de la escritura de constitución o del acto administrativo o antecedente que otorga su personalidad jurídica y de sus modificaciones, si las hubiere, así como de sus estatutos vigentes y de su inscripción en el registro correspondiente;
- Copia de la personería del representante legal del Solicitante;
- Domicilio del Solicitante y datos de contacto;
- Identificación estimada de la cantidad de energía que se desee exportar o importar y los servicios eléctricos que se desee intercambiar;
- Descripción de las condiciones generales en las cuales pretende efectuar las operaciones de Intercambio Internacional de energía y demás servicios eléctricos, tales como, las condiciones técnicas, operacionales y económicas;
- Fecha en que se desea iniciar, así como el plazo de duración previsto para el Intercambio Internacional de energía y demás servicios eléctricos;
- Identificación del Sistema de Interconexión Internacional a través del cual se proyecta realizar las operaciones de Intercambio Internacional, señalando si se trata de Sistemas de Interconexión Internacional de servicio público o de interés privado;
- Descripción del sistema eléctrico extranjero con el cual se pretende efectuar el Intercambio Internacional de energía;
- Evaluación del impacto de la exportación e importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos solicitados, en la operación del sistema eléctrico ubicado en el territorio nacional, tanto para condiciones normales como de contingencias;
- Identificación de equipos de control, protección y medida con que cuenta el Sistema de Interconexión Internacional.

En caso de que los informes evacuados por la Superintendencia, la Comisión o el Coordinador indiquen que para efectos de pronunciarse respecto de la Solicitud es necesario contar con antecedentes adicionales o aclaraciones, el Ministerio podrá pedir al Solicitante dichos antecedentes y aclaraciones.

En atención a los antecedentes presentados y a los informes emitidos por la Superintendencia, la Comisión y el Coordinador, según corresponda, el Ministerio otorgará el Permiso de Intercambio o rechazará la Solicitud.

Cada Permiso de Intercambio deberá definir, al menos:

- Los aspectos regulatorios aplicables a la energía eléctrica y demás servicios eléctricos destinados al Intercambio Internacional;
- Las condiciones generales de la operación de Intercambio Internacional;
- El plazo de duración de la operación de Intercambio internacional;
- Las condiciones específicas en que se autoriza la exportación o importación, tales como el modo de proceder a la exportación o importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos, las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el Intercambio Internacional en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional, el régimen de acceso al Sistema de Interconexión Internacional, y las causales de caducidad por eventuales incumplimientos de las condiciones de autorización o por un cambio relevante en las circunstancias bajo las que se otorga el Permiso de Intercambio;
- Las condiciones que deben cumplirse previo a la operación de exportación o importación, tales como las autorizaciones que debe otorgar el Coordinador conforme al artículo 72°-17 de la ley;
- El tratamiento de las importaciones o exportaciones de energía y demás servicios eléctricos en las valorizaciones de las transferencias económicas entre empresas sujetas a coordinación del Coordinador.

Sin perjuicio de lo anterior, si corresponde, el Permiso de Intercambio deberá contener las condiciones bajo las cuales el Coordinador coordinará la operación del Sistema de Interconexión Internacional, en

particular bajo condiciones de amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional.

5. Mercado Eléctrico Uruguayo

Marco Regulatorio

El modelo regulatorio vigente fue establecido por los decretos del año 2002, que reglamentaron, cuatro años después, los principios consagrados por la Ley 16.832 de 1998 (Ley de Marco Regulatorio).

La Ley y su reglamentación determinan la separación de los sectores de generación, transmisión y distribución, la creación de la figura del Administrador del Mercado Eléctrico (ADME) como entidad independiente, del que además depende el despacho nacional de cargas. Con el propósito de separar los roles; empresario y regulador, se crea una Unidad Reguladora, primero la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE) comprendiendo únicamente el sector eléctrico y luego la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), con la incorporación de competencias en energía y aguas.

Se permitió la libre competencia en el sector de generación mientras los sectores de transmisión y distribución permanecen como sectores regulados, en particular en poder de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), y se consagra el principio de libre acceso a las redes. También se habilitó a la UTE a asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras.

En la producción de energía se establece la forma de operar del mercado, con reglas muy similares a la de los reglamentos establecidos en Argentina a principios de los años 1990 y en Chile a fines de los años 1980.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)

A través de la Dirección Nacional de Energía (MIEM-DNA), se encarga de fijar los objetivos para el sector energía; planificar, organizar y supervisar los recursos humanos, materiales y financieros, e implementar las políticas y estrategias para el cumplimiento de las metas y objetivos específicos.

Para esto, la DNA se encuentra dividida en asesorías y áreas, cada una con una labor específica, las cuales son:

- Asesoría Técnica; asesorar en temas energéticos específicos, especialmente en aspectos técnicos, legales, medioambientales;
- Área de Demanda, Acceso y Eficiencia Energética; promover el uso eficiente de la energía y el acceso universal a la energía en condiciones regulares, de calidad y seguridad, por medio del diseño e implementación de políticas sectoriales de demanda;
- Área de Energía Eléctrica; diseñar, implementar, conducir y evaluar las políticas del sector energía eléctrica;
- Área de Energía Renovables; promover el uso y desarrollo de energías renovables en el país;
- Área de planificación, estadística y balance; conducir el observatorio energético, generar las estadísticas energéticas nacionales, y realizar estudios de planificación energética;

El 12 de marzo de 1907, se creó por ley Nº 3.147 el Ministerio de Industrias, Trabajo e Instrucción Pública, hoy Ministerio de Industrias, Energía y Minería.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Es una empresa pública del Sector Energía, se encuentra en los sectores de generación, es el ente encargado de la transmisión y distribución, sectores regulados.

Entre las funciones principales de la UTE se puede resaltar:

- El servicio de redes de transmisión y distribución
- Comercialización minorista
- Generación y comercializador mayorista
- Comercialización de energía eléctrica de acuerdo con los convenios de interconexión internacional

También se puede mencionar la participación en toda elaboración o proyectos que se refieran o de incidencia en el sistema eléctrico nacional, y puede asociarse en forma accidental o permanente con

otras entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, así como contratar o subcontratar con ellas la complementación de sus tareas

La UTE fue creada por Ley N° 4.273, de 21 de octubre de 1912 y cuya denominación actual estableció la Ley N° 14.235, de 25 de julio de 1974.

Administración del Mercado Eléctrico (ADME)

La Administración del Mercado Eléctrico, es una persona pública no estatal, con las siguientes funciones:

- Administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, con participación en las etapas de generación y consumo de los grandes consumidores;
- Operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas (DNC), el que para el cumplimiento de sus funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (SIN);
- Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores;
- Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según criterios y valores establecidos en la ley N° 16.832.

En la dirección participan todos los agentes del mercado, y su actividad se financia a través de una tasa que se aplica a todas las transacciones que se ejecutan a través del SIN.

La ADME fue creada por el Artículo 4° de la Ley N° 16.832 del 17 de junio de 1997.

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)

La competencia de la URSEA es la regulación en materia de calidad, seguridad, defensa del consumidor y posterior fiscalización, en las actividades del sector eléctrico, gas, aguas, aguas servidas y derivados de petróleo. Entre sus funciones se puede mencionar:

- Proteger los derechos de los usuarios y consumidores, de electricidad, gas, derivados de petróleo y agua;
- Controlar el cumplimiento de las normas vigentes;
- Establecer los requisitos que deberán cumplir quienes realicen actividades vinculadas a estos sectores;
- Resolver las denuncias y reclamos de los usuarios;
- Proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados;
- Prevenir conductas anticompetitivas y de abuso de posición dominante.

En 1997 se creó la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), con la función de regular y controlar las actividades relacionadas con el suministro eléctrico. En el año 2002 por la necesidad de ampliar la competencia regulatoria se creó la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), por la Ley N°17598 el 24/12/2002.

Agentes del Sector Eléctrico

- **Productores o generadores:** se tiene un mercado competitivo en la etapa de generación, con dos condiciones esenciales, libre contratación de generadores por parte de distribuidores y grandes consumidores; y libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución. Dependiendo de su tamaño pueden ser generadores sujetos a despacho centralizado (grandes generadores) o no (pequeños generadores).
- **Transmisión:** es la actividad de transportar energía eléctrica, mediante líneas de alta tensión (mayores a 72,5 kV). En Uruguay, la actividad de transmisión es prestada por el ente estatal UTE. El poder ejecutivo prevé legalmente un régimen de tarifas máximas por la prestación del servicio de uso de la red.
- **Distribuidor:** a nivel mayorista el suministro de energía eléctrica a los usuarios involucra el suministro a los usuarios a través de las líneas de media y baja tensión (menores a 72,5 kV). En Uruguay, la actividad de distribución es prestada por el ente estatal UTE.

- **Grandes Consumidores:** están conectados al sistema de transmisión o tienen una potencia contratada mayor a 250 kW en media tensión, operan con convenios de conexión con las redes de la UTE.
- **Comercializadores:** se considera comercializador a quien, como resultado de acuerdos de comercialización, compra o vende para uno o más agentes en el mercado eléctrico, incluyendo importación y exportación (para la ley solo son agentes; los generadores, transmisores, distribuidores o grandes consumidores). El agente continúa siendo el responsable de la operación de su conexión a la red. El comercializador asume sus obligaciones y derechos comerciales, de pago y de intercambio de información asociada.

Ambiente de Comercialización de la Energía Eléctrica

La comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista se realiza través del Despacho Nacional de Cargas (DNC) de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), y se distinguen los siguientes ambientes:

- **Mercado de contratos a términos;** contrataciones de mediano y largo plazo realizadas entre agentes, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados. Todo contrato debe contar con respaldo de energía firme medido con la potencia firme de largo plazo que comercializa la parte vendedora y se diferencia dos tipos:
 - Contratos de Suministro; un participante consumidor compra de un participante productor, bloques de energía con discriminación horaria y potencia firme de largo plazo con discriminación mensual, para el suministro del consumo propio o del consumo que comercializa.
 - Contratos de Respaldos; tiene por objeto acordar la compra a un generador, de potencia firme de largo plazo como generación de respaldo, esto puede hacerse con o sin energía asociada.
- **Mercado de corto plazo o spot;** permite conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y el consumo real. El Precio Spot de la energía en un nodo de la red de transmisión es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en ese nodo, dentro de los criterios de mínimo costo, teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece su reglamento, el cual es calculado de forma horaria. Para un comercializador que comercializa generación y grandes consumidores, su balance de energía horario se calculará como la suma del balance como generador más el balance como consumidor

También se tienen los servicios auxiliares, y la importación y exportación de energía eléctrica como modalidades de comercialización de energía eléctrica. El detalle de los tipos de servicios auxiliares para la operación del sistema se establece en el reglamento de transmisión, junto con los criterios de desempeño. Entre los servicios auxiliares están:

- Control de tensión
- Reserva operativa
- Reserva Fría (también puede ser ofrecida por un gran consumidor)
- Seguimiento de Demanda
- Administración de restricciones de transporte

Un Agente puede proveer un servicio auxiliar si cumple todos los requisitos técnicos necesarios. Los servicios de reserva son remunerados de acuerdo con lo que establece el Decreto N° 360/002.

Datos históricos

Los valores de demanda máxima del SIN de Uruguay para los últimos años, y la variación anual representada por la tasa de crecimiento se observan en la Figura 7.

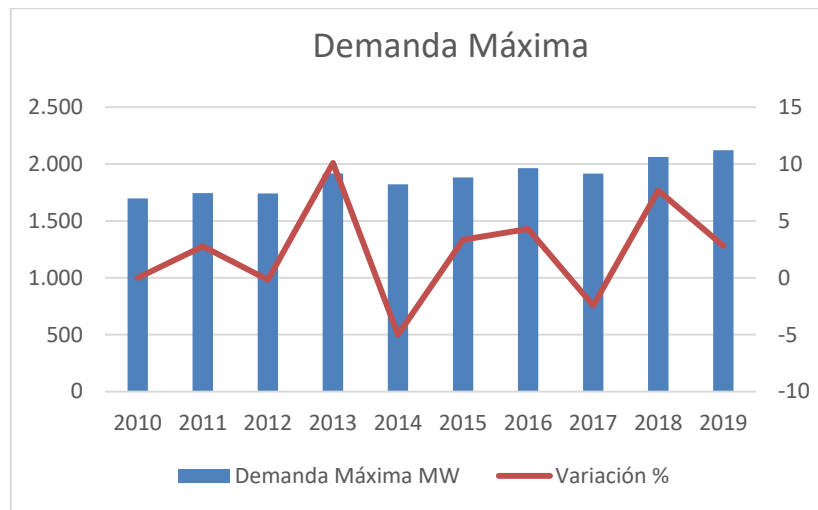


Figura 7: Evolución de la Demanda Máxima.

El aumento de la demanda máxima también es acompañado por la demanda de energía por parte del sistema, lo que se observa en la Figura 8, en la cual se puede distinguir según la fuente de energía primaria.

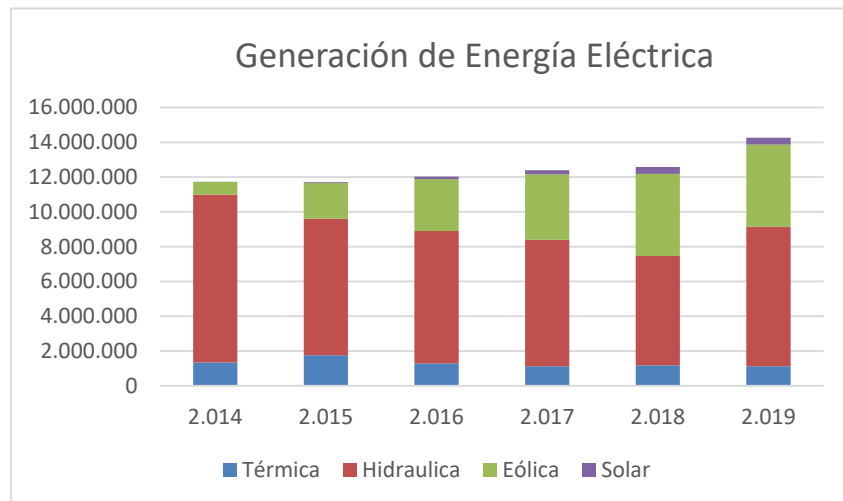


Figura 8: Generación de Energía Eléctrica.

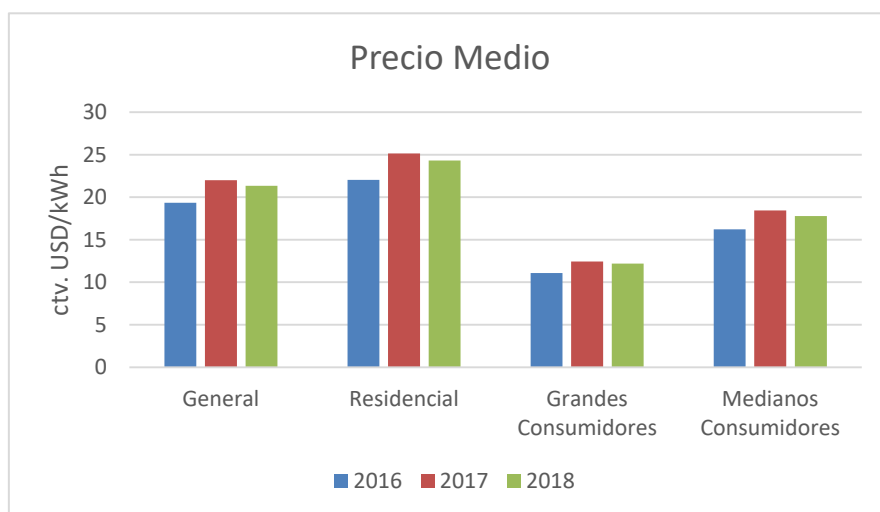


Figura 9: Generación de Energía Eléctrica.

Este aumento de la demanda de energía y potencia implica inversiones en infraestructura de generación y transmisión, lo cual se puede observar en la Figura 10.

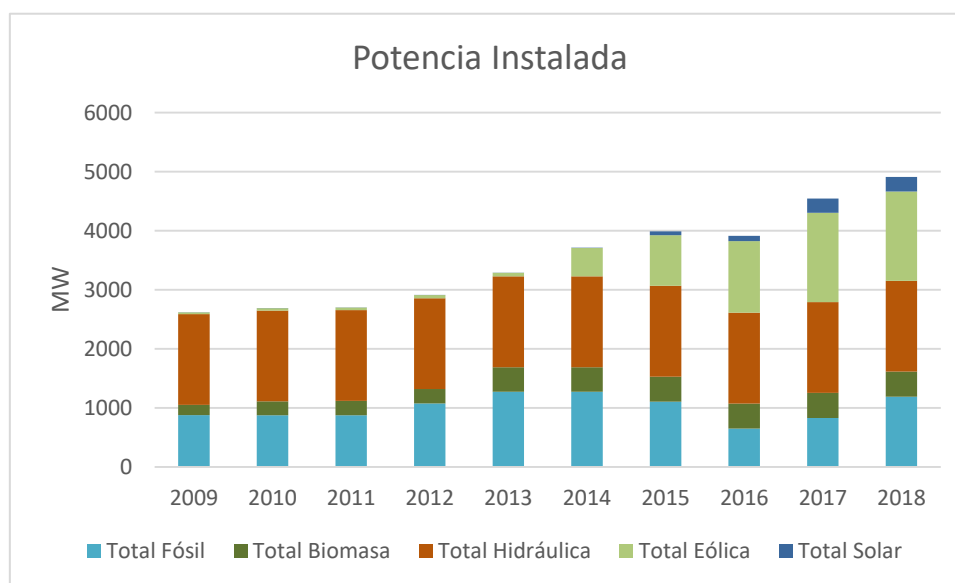


Figura 10: Potencia Instalada según fuente.

Importación de Energía Eléctrica

En cuanto a comercialización internacional de energía eléctrica, Uruguay en los últimos años ha pasado a ser netamente exportador, en la Tabla 2 se observan los valores de energía de importación, valores totalmente opuestos a los obtenidos en los años 2011, 2012 con importaciones de 450 GWh y 750 GWh respectivamente, de las interconexiones con Brasil y Argentina.

Tabla 2. Importación de Energía Eléctrica en Uruguay (GWh).

	Argentina	Brasil	Total
2014	0	0	0
2015	2	0	2
2016	3	21	24
2017	0	3	3
2018	62	0	62

Argentina

En 1958 se aprueba, a través de la Ley Nº 12.517, el Convenio celebrado con Argentina para el aprovechamiento de los rápidos del Río Uruguay en la zona del Santo Grande, suscrito en diciembre de 1946. En donde se creó una Comisión Técnica Mixta para la reglamentación técnica administrativa. En cuanto a las disposiciones para la contratación, si al formularse el proyecto definitivo Uruguay reservara, para determinado período de tiempo, menos de la mitad de la potencia total instalada, la Argentina tomará el resto durante ese período y lo irá reintegrando al Uruguay de acuerdo con sus previsiones de consumo. En cuanto al costo, se estableció que el intercambio de energía entre ambos Gobiernos se

efectúe a precio de costo.

En diciembre de 1983 se aprueba el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética con la República Argentina, en el Decreto-ley Nº 15.509, teniendo en cuenta el Acuerdo de Interconexión Energética celebrado en febrero de 1974. El Convenio tiene los propósitos y objetivos de; intensificar la cooperación en el campo energético, interconectar sus sistemas eléctricos, lograr un uso más racional de los recursos no renovables y aumentar el de los renovables, ahorrar costos y procurar que las instalaciones de sus sistemas eléctricos permitan intercambios energéticos con otros países.

Los Sistemas Argentino y Uruguayo están interconectados actualmente entre sí a través de: Obras comunes de transmisión ejecutadas por la Comisión Técnica Mixta en cumplimiento del Convenio de Salto Grande, constituidas por un anillo de interconexión de 500 kV entre: Estación AYUI (Argentina) – Estación AYUI- (Uruguay) -Estación San Javier (Uruguay) –Estación Colonia Elía (Argentina) - Estación AYUI (Argentina), formado por las líneas y las cuatro estaciones enumeradas. Y líneas de 150 kV entre la Estación Concepción del Uruguay (Argentina) y Estación Paysandú (Uruguay), y entre Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay) cuando finalice su construcción. La interconexión alcanza los 2000 MW.

Para la operación; cada parte hará funcionar su sistema eléctrico interconectado de acuerdo a las normas previamente acordadas, tratando de reducir a un mínimo las oscilaciones, de frecuencia y tensión, y revisará su operación para determinar las transacciones de intercambio convenientes. Además, ambos Despachos acordarán un plan tentativo de intercambio hora por hora.

La Comisión de interconexión adoptará, a satisfacción de ambas partes, criterios de reserva de potencia rotante para el Sistema Eléctrico Interconectado Argentino-Uruguayo y determinará la participación de cada sistema en el criterio de reserva de potencia rotante establecido, y cada uno de los sistemas operará de manera que el intercambio de potencia reactiva sea el mínimo posible.

Para las transacciones; cada parte pondrá 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 del sistema que la envía. Cada Parte decidirá 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.

En 2010, a través de la resolución N° 476/010, se autorizó a la UTE la importación de energía eléctrica de Argentina, resultante de la contratación con la empresa Comercializadora de Energía del Mercosur, según la Segunda Adenda al Contrato Readecuado de Potencia Firme y Energía Asociada por hasta 150 MW, y con la empresa Generación Mediterránea SA, según Contrato de Potencia y Energía por hasta 120 MW. En 2011 se autorizó la importación de energía eléctrica, resultante de la contratación con CEMSA por hasta 150 MW, también con la empresa Endesa CEMSA S.A. por hasta 150 MW (resolución 347/011).

Brasil

En 2007, a través de la Ley Nº 18.160 se aprueba el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil, suscrito en marzo de 2006. El cual fue fruto del interés de avanzar en el desarrollo de sus pueblos, promoviendo un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos basados en la cooperación, integración e interconexión de sus sistemas eléctricos. Esto siendo posible a través de la interconexión eléctrica mediante la vinculación de las estaciones de Rivera (Uruguay) y Livramento (Brasil), lo cual permitió desarrollar la primera experiencia en la operación de los intercambios de energía eléctrica entre los países

El presente Acuerdo Marco tiene los propósitos de; intensificar la cooperación recíproca en el campo energético y propiciar la integración mediante la interconexión de los sistemas eléctricos, optimizar el uso racional de los recursos energéticos y obtener operaciones más confiables.

Las modalidades de intercambio que podrán adoptarse para dinamizar la integración energética, según el Acuerdo Marco son las siguientes:

- Contratación de potencia firme con energía asociada
- Contratación de abastecimiento firme de energía
- Intercambios interrumpibles de optimización
- Intercambios interrumpibles de emergencia

A través de la resolución N° 187/013 del MIEM se autorizó a UTE la asociación con Electrobras para la instalación de nuevas plantas de energía eléctrica. Y en el 2011 y 2013 a importar desde Brasil, energía eléctrica de origen térmico y/o hidráulico con Tradener Ltda.; asociada a una potencia de hasta 72 MW, por un monto estimado de USD 198.800.000 para el periodo de enero 2013 a diciembre 2014.

Además, para la interconexión con Brasil, por Rivera-Livramento, UTE posee los derechos de Transmisión Firme, y existe un acuerdo por el uso del convertidor de frecuencia firmado por UTE y Electrobras, y un mecanismo por el que para las importaciones desde Brasil, UTE realizaba periódicamente licitaciones competitivas en Brasil para elegir un comercializador de energía que toma los excedentes determinados por el Operador del Sistema Eléctrico Nacional de Brasil y los exportaba a Uruguay en caso de ser las ofertas de precios aceptadas por UTE, actualmente Uruguay exporta energía eléctrica al Brasil.

Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica

Un importador de energía eléctrica puede ser:

- Un Participante Distribuidor, que importa con destino a abastecimiento y seguridad de suministro de los usuarios finales con que comercializa a nivel minorista.
- Un Participante Productor que no es Comercializador, que importa a los efectos del respaldo de sus contratos de venta en el MMEE.
- Un Comercializador, que importa para ventas a Grandes Consumidores con que comercializa o respaldo de generación que comercializa.
- Un Gran Consumidor, que importa para consumo y seguridad de suministro propio.

La ADME deberá asignar los cargos que resulten en el MMEE para una importación por contratos, al Participante que actúa como importador en el MMEE.

Autorización de una importación

La solicitud de autorización de una importación será presentada ante el Ministerio de Industria Energía y Minería, identificando el respaldo físico en capacidad instalada en unidades generadoras ubicadas en el país desde el que se hace la importación y la capacidad firme en la o las interconexiones internacionales a utilizar.

La solicitud de autorización deberá cumplir con los requisitos establecidos en la reglamentación y adjuntar la documentación que acredite capacidad firme en las interconexiones internacionales requeridas por el contrato.

De resultar un requerimiento de energía de paso por contratos entre terceros países, deberá contar con capacidad firme en las correspondientes interconexiones internacionales.

Cuando en una licitación, un Distribuidor adjudique un contrato de importación, dicho Distribuidor en su rol de importador tendrá la responsabilidad de obtener la autorización para dicha importación.

El interesado en una importación deberá incluir en la solicitud de autorización al Ministerio de Industria, Energía y Minería:

- El contrato respectivo, con todos sus parámetros físicos y económicos.
- El convenio de uso de los sistemas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional.
- La aceptación por el interesado de que la importación estará sometida a las disposiciones de coordinación de la operación que se están reglamentadas.
- Documentación extendida por el Operador del Sistema y Administrador del Mercado del país en que se originará la importación, que acredite la capacidad de generación de las unidades.

De verificar que cumple ambos requisitos de firmeza, emitirá un informe favorable al Poder Ejecutivo. De lo contrario, emitirá un informe recomendando rechazar la autorización, con su correspondiente fundamentación. El Poder Ejecutivo se pronunciará previa verificación del cumplimiento de condiciones de reciprocidad.

Tratamiento de la importación

Un Generador o Comercializador de otro Mercado que vende en el MMEE por contratos de importación autorizados, tiene los mismos derechos que un Generador nacional con las excepciones que se establecen en este Reglamento.

- La importación Spot será considerada como generación no firme y sólo será acordada en la medida en que resulte aceptada por el despacho económico dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, y no provoque congestión en el sistema de transmisión.
- Un contrato de importación podrá ser Contrato de Suministro o Contrato de Respaldo, con las características que se encuentran reglamentadas.
- Todos los contratos de importación deberán ser despachables.

Un contrato de importación será considerado firme si cumple los siguientes requisitos:

- El vendedor cuenta con generación instalada o respecto de la que existe compromiso de ser instalada (propia o comercializada o contratada con terceros) que respalde el contrato.
- La importación cuenta con capacidad firme de interconexión, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Trasmisión.

Para la programación y el despacho, la importación se modelará como una generación que se adiciona en el nodo importador (en la interconexión internacional) con un costo variable para el despacho, igual al precio ofertado, de tratarse de una importación Spot o una importación por Contrato de Suministro, o el precio de la energía en el contrato, de tratarse de una importación por Contratos de Respaldo, más los cargos variables que resulten aplicables a la importación en el MMEE.

En la importación por Contrato de Suministro el compromiso de energía horario del contrato se administrará como una obligación de suministro, y los desvíos (la diferencia entre la energía inyectada por la importación y la energía contratada) se comprarán (si entrega menos que lo comprometido) o venderán (si entrega más que lo comprometido) en el Mercado Spot del MMEE.

Integración spot y convenios de interconexión

Se considera que existe una condición de Integración Spot entre el MMEE y el Mercado Mayorista de un país interconectado, si los Mercados Spot de ambos países realizan intercambios de oportunidad que reflejan condiciones económicas, sin que existan restricciones físicas o regulatorias que impidan dichos intercambios.

6. Consideraciones Finales

Uruguay cuenta desde hace ya varios años con muy buena disponibilidad de energía eléctrica, debido a su diversificación de la matriz de producción energética con fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) lo que permite cubrir con creces la demanda de consumidores locales y disponer de excedentes para exportar a los mercados de Argentina y Brasil.

Importación:

Esa situación no quita de que en ocasiones puntuales se aprovechen ofertas para importar energía desde la región. En lo que va de 2020 se importaron en total 22.671 MWh desde Argentina, que equivalen a algo menos del 2% de la demanda, según datos de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

Parte de esas compras se registraron en seis oportunidades, entre el 9 y el 18 de enero pasado, y fueron 12.458 MWh. Y en lo que va de febrero se importaron 10.213 MWh entre los días 10 y 12. Esa energía se pagó a precios que variaron entre US\$ 45 MWh y US\$ 85 MWh.

A diferencia de lo ocurrido en años previos a 2013, estas compras nada tienen que ver con una situación de emergencia, dado que la diversificación de la matriz eléctrica, impulsada por el desarrollo de las ERNC ha dotado al país de autosuficiencia.

El motivo no es otro que la optimización de costos operativos. Durante el verano y cuando hay mucho calor sube el consumo de energía en horas del mediodía por el encendido de equipos de aire acondicionado. Si bien se cuenta con generación de energía eólica suele descender la producción en ese momento del día. Y es también una época con bajo nivel de lluvias donde hay que cuidar el recurso agua para los meses de otoño e invierno.

Por todo ello es normal que se recurra a generación térmica. Uruguay bien podría haber cubierto las demandas puntuales con despacho de térmica a gasoil a US\$ 150 MWh o ciclo combinado a gasoil a US\$ 128 MWh, dado que no disponía de agua y viento en cantidades suficientes en ese momento. Pero resultó más conveniente desde el punto de vista económico hacer uso de las ofertas disponibles en la vecina orilla y así tener un margen de ahorro.

La Argentina ofrece más barato que esos precios y se les compra. Cuando pueden dar energía de ciclo combinado con gas natural son US\$ 45 o US\$ 50 por MWh y cuando tienen que dar con máquinas un poco más caras son US\$ 85 por MWh que fue el precio de los últimos días. A ellos les siguió creciendo la demanda por la ola de calor y ya empezaron a despachar máquinas con carbón. Entonces no se les compró y se despacharon las térmicas de UTE.

El uso de térmica esperado para el año 2020 es menos de 10% de la demanda y se concentra en los meses de verano, en especial en días con pronósticos de eólica bajos. Es muy probable que en esos días a la Argentina le baje la demanda y pueda vender nuevamente al Uruguay. Permanentemente se hacen ofertas y cuando conviene se toman.

Uruguay viene de un 2019 en donde la importación se reduce a apenas 236 MWh y que correspondió a pruebas realizadas con la interconexión con Brasil. Un año antes habían sido solo 13.739 MWh adquiridos en el primer semestre casi enteramente a Argentina. En todos los casos son cantidades significativamente menores a las registradas previo al año 2012 cuando la realidad de Uruguay era otra.

Exportación:

Cuando el Uruguay dispone de excedentes de energía, si los costos de generación en Brasil o Argentina son mayores, antes de incrementar el uso de térmica los vecinos evalúan la conveniencia de aceptar las ofertas que realiza Uruguay permanentemente.

En enero y lo que va de febrero de 2020 se llevan exportados 54.100 MWh que se reparten en 29.500 MWh hacia Argentina y 24.600 MWh hacia Brasil. Dado que el año empezó algo seco se ha exportado relativamente poco.

El sistema de interconexión se está complementando de forma “racionalmente económica”. En las horas en que el viento baja y si hay demanda alta se precisa térmica o se importa más barato. Y en las madrugadas que la demanda baja y sube la eólica se termina exportando excedentes a la Argentina. El 2019 fue año récord para la exportación de excedentes a la región en los últimos 20 años.

Los primeros tres meses del año 2020 han sido muy auspiciosos para la exportación de excedentes de energía uruguaya a la región. La demanda se concentró mayormente en los meses de enero y febrero, aunque también hubo ventas en marzo. Uruguay exportó en tres meses el 74% de la energía que vendió a la región en todo 2018, siendo la Argentina la se posiciona como el principal comprador; también hay demanda desde el Brasil.

En el primer mes del año fue el mercado argentino el que movió la aguja con compras todos los días para completar el abastecimiento de su sistema. En febrero y marzo siguió comprando, pero a un ritmo algo menor. En el acumulado anual las ventas suman 688.989 MWh, según datos de UTE.

En el caso de Brasil, hasta ahora sus compras se concentraron en el segundo mes del año y fueron más esporádicas y por volúmenes menores en enero y marzo. En el acumulado anual se vendieron al país nortño 192.273 MWh, principalmente a través de la estación conversora de Melo.

Las ventas totales a la región alcanzan a 885.262 MWh y ya son el 74% de todo lo comercializado el año pasado (1.195.145 MWh). Esto permite proyectar que las exportaciones de 2020 serán superiores a las de 2018 y que incluso se puede batir el récord de 2017 (1.461.700 MWh).

Es en los meses de primavera cuando el mercado norteco toma mayor fuerza. Así ha pasado en los últimos tres años desde que se habilitó la estación conversora. Y en los meses de invierno aunque existe demanda es inferior. En verano su sistema suele tener recursos de generación a costos que le resultan más convenientes de los que puede ofrecer Uruguay. En contrapartida Uruguay tiene meses de menores niveles de precipitaciones y los precios son algo más alto, por lo que las compras ocurren de manera excepcional.

En el caso de Argentina, el comportamiento no es tan claro y resulta más difícil hacer proyecciones de lo que puede suceder. Por ejemplo, durante el invierno pasado prácticamente no realizó compras al sistema eléctrico uruguayo porque tuvo aportes importantes de sus represas hidroeléctricas y de la producción de gas. A eso se sumó la menor demanda por la crisis de su economía.

Desde diciembre UTE comercializa a la vecina orilla en base a ofertas de energía, con un precio que se estima para intentar dividir ganancias. Por ejemplo, si del lado de Argentina se evita quemar gas a razón de US\$ 50 MWh y del lado uruguayo se genera con agua de los embalses a US\$ 20 MWh, el precio ofertado es de US\$ 35. Las ofertas se hacen todos los días y en modalidad totalmente interrumpible por ambas partes. Si se toma ese precio como referencia las ventas de UTE a la vecina orilla ya superan los US\$ 24 millones. Hay también una pequeña porción de lo comercializado que corresponde a agentes privados.

Con Brasil las ofertas son semanales y con compromiso de entrega. Los precios de comercialización son en promedio de unos US\$ 100 MWh. Tomando ese valor como referencia, Uruguay lleva facturados al menos US\$ 19 millones a ese destino. El año pasado las exportaciones de energía a la región sumaron US\$ 103 millones y en 2017 unos US\$ 116 millones.

7. Anexos

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas
(Mercados Eléctricos de Chile y Uruguay).

Anexo al Informe GT.C. N°5

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas

(Mercados Eléctricos de Chile y Uruguay)

Mayo 2020

Contenido

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas.....	3
1.1. Características Generales.....	3
1.1.1 Interconexiones.....	3
1.1.2 Marco institucional y agentes del mercado.....	3
1.1.3 Reforma del mercado y liberalización en la práctica.....	4
1.1.4 Elementos de diseño del mercado actual.....	5
1.2 Marco Regulatorio	6
1.3 Agentes del Mercado Eléctrico.....	9
1.4 Ambiente de comercialización de la energía eléctrica	10
1.5 Importación de Energía Eléctrica	12
1.6 Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica	13
1.7 Datos históricos	15
Referencias	19
2.1. Características Generales.....	21
2.1.1. Interconexiones.....	22
2.1.2. Marco institucional y agentes del mercado.....	22
2.1.3. Reforma del mercado y liberalización en la práctica.....	23
2.1.4. Elementos de diseño del mercado actual.....	24
2.2. Marco Regulatorio	25
2.3. Agentes del Sector Eléctrico	28
2.4. Ambiente de Comercialización de la Energía Eléctrica	28
2.5. Importación de Energía Eléctrica.....	29
2.6. Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica	32
2.7. Datos históricos.....	34
Referencias	37

Análisis de las generalidades de los mercados eléctricos de la región y perspectivas para ventas

1. Mercado Eléctrico Chileno

1.1. Características Generales

Chile está ubicado en la región de los Andes y su sistema eléctrico alcanza a la totalidad de la población de 17,91 millones de habitantes (prácticamente un 100% de la población del país tiene acceso a la electricidad). Con un Producto Interno Bruto de US\$ 247 mil millones en 2016, creciendo a una tasa promedio de 3,4% al año, Chile es una de las más importantes economías en Sudamérica. En el año de 2016, el país tuvo un PIB per cápita de 13.793 US\$ corrientes por habitante y el consumo de electricidad fue igual a 4.003 kWh por habitante.

El sistema existente de Chile, al inicio de 2017, presenta la capacidad instalada total de 24.512 MW y es compuesto por un parque instalado formado por centrales hidroeléctricas, térmicas y renovables. La generación solar (en particular en la región norte) tiene una participación muy importante en el sistema chileno, así como el gas natural licuado importado.

Desde 2017, los dos principales subsistemas de Chile, el sistema interconectado central (SIC) y el sistema interconectado del norte grande (SING) están interconectados en un único sistema nacional.

1.1.1 Interconexiones

Chile sólo tiene una interconexión eléctrica internacional: una línea de transmisión de 600 MW de capacidad y 345 kV de tensión que permite la importación de electricidad producida en Argentina hacia empresas mineras en el norte de Chile. Además, Chile es parte del acuerdo para la creación del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), que está estudiando (entre otras posibilidades) interconexiones entre Chile y Perú y entre Chile y Bolivia.

1.1.2 Marco institucional y agentes del mercado

Las principales instituciones del mercado eléctrico chileno son el Ministerio de Energía, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, el Coordinador Eléctrico Nacional, y la Comisión Nacional de Energía.

El Ministerio de Energía es la institución responsable por elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país. (www.energia.gob.cl).

El órgano regulador es la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), responsable por regular de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades del mercado de energía en Chile. Además, la SEC debe posicionarse como una Institución confiable y promover el mejoramiento de la normativa y su fiscalización. (www.sec.cl).

El Coordinador Eléctrico Nacional es un organismo técnico e independiente, encargado de la coordinación de la operación del conjunto de instalaciones interconectadas del Sistema Eléctrico Nacional. Entre sus funciones están preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico, garantizar la operación más económica para el conjunto de las instalaciones del sistema eléctrico, promover la competencia, eficiencia e imparcialidad por medio de la operación del sistema, y garantizar el acceso abierto a todos los sistemas de transmisión, en conformidad con la ley. (www.coordinadorelectrico.cl).

Desde la promulgación de Ley N° 20.936 en julio de 2016, la planificación energética es responsabilidad del Ministerio de Energía, el cual debe desarrollar la planificación de largo plazo a cada cinco años para un horizonte de al menos treinta años. La planificación del sistema eléctrico, de acuerdo con la misma ley, en lo que respecta a la actividad de transmisión, es de responsabilidad de la Comisión Nacional de Energía (CNE). La planificación de la transmisión es llevada a cabo anualmente por la CNE para un horizonte de al menos veinte años y debe considerar la planificación de largo plazo elaborada por el Ministerio. (www.cne.cl).

En el sector de generación hay más de 130 empresas que operan en el sistema, todas privadas. Sin embargo, cuatro de ellas poseen el más de 80% de la capacidad total instalada: Enel, AES, Colbún y Engie. Los sectores de transmisión y distribución, así como el sector de generación, son compuestos por diversos agentes privados, pero apenas seis y cinco grupos principales, respectivamente, poseen la mayor parte del mercado.

1.1.3 Reforma del mercado y liberalización en la práctica

Chile ha realizado su reforma energética en 1982, con la promulgación de la Ley General de Servicios Eléctricos. La ley reestructuró el sector eléctrico, promovió la desagregación de la industria, introdujo la competencia en la generación y el acceso abierto a las redes de transmisión, promovió la privatización de los activos estatales, creó el mercado de electricidad mayorista, entre otros. Chile fue un pionero en el mundo en introducir la separación y la competencia. Posteriormente, se introdujeron nuevas modificaciones y, más recientemente, acuerdos específicos proporcionaron incentivos para las energías renovables.

La reforma ha transformado el mercado eléctrico chileno en un mercado de competición mayorista. Esta clasificación se justifica por la presencia de algunas características fundamentales del mercado. Entre estas características esta la separación entre las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Otra característica importante es la existencia de un mercado mayorista que remunera a los generadores con base en precios spot.

Con todo, los consumidores no tienen completa libertad para escoger entre potenciales suministradores. Los usuarios con consumo o demanda agregada de menos de 0,5 MW están sometidos al suministro regulado, a través de una regulación tarifaria. Los usuarios con consumo o demanda agregada de por lo menos 2 MW son considerados consumidores libres. Los usuarios con consumo superior a 0,5 MW e inferior a 2 MW pueden elegir entre utilizar el servicio regulado o registrarse como consumidor libre. Los consumidores libres tienen permiso para firmar contratos con los generadores o distribuidores por su suministro de demanda.

En la práctica, el mercado eléctrico chileno es un mercado bastante competitivo que posee 100% de participación privada en los sectores de generación, transmisión y distribución y grande diversidad de agentes. Existe independencia del agente de transmisión y se garantiza el libre acceso a la red. Sin embargo, la elevada concentración del mercado, la dependencia de grandes corporaciones generadoras, y el sistema de transmisión poco robusto han representado barreras importantes a la entrada de nuevos agentes en el sector de generación.

La oposición ciudadana y la ralentización del crecimiento de la demanda eléctrica también han llevado a la suspensión o cancelación de una serie de proyectos energéticos en los últimos 10 años. La generación solar ha ganado espacio, manifestándose como una alternativa capaz de evitar esos obstáculos: algunos proyectos han sido financiados en los últimos años con base en un modelo de negocios enfocado en el mercado spot, aunque oportunidades de ese tipo sean raras actualmente. Algunas de las medidas que se han tomado para la eliminación de barreras y buscar incentivar competencia del sector de generación en Chile son la planificación proactiva de líneas para la evacuación de Polos de Desarrollo, la interconexión entre los subsistemas SIC y SING y consolidación del sistema interconectado nacional, y la expansión del sistema de transmisión basada en criterios de largo plazo.

1.1.4 Elementos de diseño del mercado actual

El mercado mayorista de electricidad en Chile involucra precios horarios y nodales, con la representación detallada de restricciones de la red, pérdidas de transmisión, restricciones de rampa y arranque de las plantas, y otros. Los agentes pueden registrar posiciones contractuales con el operador del mercado: sin embargo, las posiciones de los

consumidores para efecto de liquidación se ajustan en proporción a sus contratos. Por lo tanto, únicamente los generadores liquidan al precio spot las diferencias entre sus posiciones asumidas y su generación.

El mercado de Chile utiliza costos estimados centralizadamente para el proceso de formación de precios. La formación de precios toma en cuenta los costos de oportunidad de las hidroeléctricas por medio de un cálculo centralizado del valor del agua por modelo computacional.

Además, el mercado de electricidad de Chile incorpora un elemento de pago por capacidad, que se determina con base en el costo marginal de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico considerando las unidades generadoras más económicas, para atender a la demanda máxima anual del sistema eléctrico más un margen de reserva. Se remuneran los generadores en proporción a su potencia firme. Tanto la potencia firme de las centrales cuanto el pago por la potencia se calcula de forma centralizada. Además, los generadores que venden contratos a la demanda deben asegurar que una fracción de la energía vendida proviene de fuentes renovables, en función de la participación renovable deseada para el sistema. Por lo tanto, esos agentes pueden estar dispuestos a pagar un premio por tales fuentes, garantizando una remuneración adicional a la energía renovable.

Chile ha implementado subastas de largo plazo para contratación de electricidad desde 2005, en que las distribuidoras, responsables por el suministro de los consumidores regulados, tienen la oportunidad de firmar contratos. Inicialmente, la organización de las subastas era realizada de forma centralizada, aunque desde 2013 las licitaciones son organizadas centralizadamente, pero con determinación de la demanda de las distribuidoras de forma descentralizada. Los contratos ofertados en ese proceso, con duración de 8 a 20 años, representan compromisos de entrega de energía. La subasta permite la competición directa entre diferentes tecnologías de generación y mismo entre generadores nuevos y existentes: no hay distinción entre los compromisos de entrega firmados por los diferentes agentes, aunque los generadores solares (por ejemplo) tengan la posibilidad de asumir un compromiso de entrega de energía concentrado en las horas de la mañana y de la tarde (momentos en que la central estaría efectivamente generando).

1.2 Marco Regulatorio¹

A partir de la reforma del sector que se inicia en 1978 y concluye en 1982, con la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), el mercado eléctrico chileno pasó a manos privadas y se divide en tres actividades: generación, transmisión y distribución de suministro

¹ Macarena Larrea y Eloy Álvarez 2018; Comisión Nacional de Energía 2020; Deloitte 2016a.

eléctrico. Estas actividades son desarrolladas por empresas que son controladas en su totalidad por capitales privados, mientras que el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y planificación indicativa de inversiones en generación y transmisión.

La legislación vigente establece como premisa básica que las tarifas deben representar los costos reales de generación, transmisión y de distribución de electricidad asociados a una operación eficiente, de modo de entregar las señales adecuadas tanto a las empresas como a los consumidores, a objeto de obtener un óptimo desarrollo de los sistemas eléctricos.

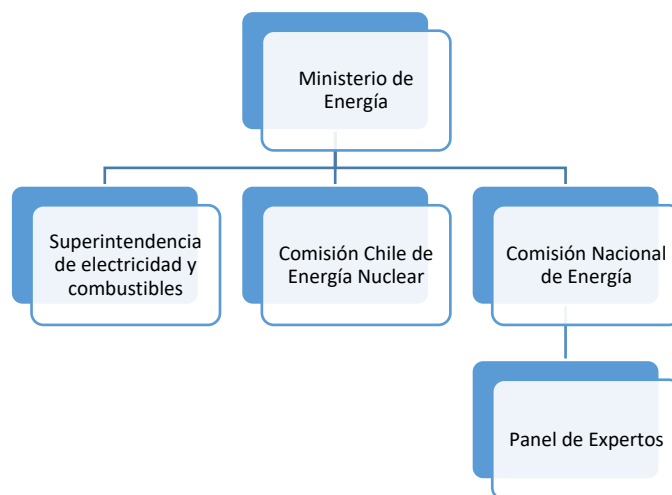
De esta forma los agentes del sistema son los organismos reguladores, los generadores privados, las empresas encargadas de la transmisión y las empresas encargadas de la distribución, el mercado eléctrico chileno no cuenta con comercializadoras, pero los generadores actúan como tales cuando inyectan o retiran potencia del sistema.

Ministerio de Energía²

Es la institución de Gobierno responsable de elaborar y coordinar, de manera transparente y participativa, los distintos planes, políticas y normas para el desarrollo del sector energético del país. Además fija las tarifas correspondientes a los precios de los clientes eléctricos regulados, otorga las concesiones eléctricas definitivas, entre otros.

El marco institucional del Ministerio es la Ley 20.402 de 2009. Se desempeña como organismo autónomo desde el 1 de febrero de 2010, luego de años de ser parte del Ministerio de Minería.

En la Figura 32 se observan los organismos dependientes del Ministerio de Energía.



² Ministerio de Energía 2020; Macarena Larrea y Eloy Álvarez 2018; Deloitte 2016a; Congreso Nacional 17/03/2020

Figura 32: Organismos Estatales. Fuente: Deloitte (2016a)

Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ³

Fiscaliza y supervigila el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, y normas técnicas sobre generación, producción, almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos, gas y electricidad, para verificar que la calidad de los servicios que se presten a los usuarios sea la señalada en dichas disposiciones y normas técnicas, Entrega concesiones temporales e informa al Ministerio sobre las solicitudes de concesión definitivas de distribución de electricidad, sobre la instalación de centrales hidráulicas, subestaciones de electricidad y líneas de transmisión.

Comisión chilena de Energía Nuclear (CCHEN) ⁴

Es el organismo encargado de atender los problemas relacionados con la producción, adquisición, transferencia, transporte y uso pacífico de la energía atómica, asesorar al Gobierno en todos los asuntos relacionados con la energía nuclear, como; en el estudio de tratados, acuerdos, en el estudio de disposiciones legales o reglamentarias relacionadas con el régimen de propiedad de los yacimientos de minerales, de materias fértiles, fisionables y radioactivos. Además, está encargada de elaborar y proponer al gobierno los planes nacionales para la investigación, desarrollo, utilización y control de la energía nuclear (Ministerio Relaciones Exteriores 2020).

Comisión Nacional de Energía (CNE)

Organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del sector, generación, transmisión y distribución, para calcular las tarifas mediante los informes técnicos de fijación de precio nudo y generar el plan de obras. Monitorea y proyecta el funcionamiento del sector energético, y propone al Ministerio de Energía las normas legales y reglamentarias que se requieran, en las materias de su competencia. Fija las normas técnicas de calidad para el funcionamiento y operación de instalaciones energéticas. Además, asesora al gobierno por intermedio del Ministerio de Energía en todas las materias vinculadas al sector energético.

Panel de expertos ⁵

Órgano colegiado autónomo creado el 2004 por la Ley Nº 19.940. Su función es pronunciarse sobre aquellas discrepancias y conflictos que se susciten con motivo de la

³ Deloitte 2016a; Ministerio de Economía 1985.

⁴ Deloitte 2016a.

⁵ Deloitte 2016a.

aplicación de la legislación eléctrica. Está formado por 7 expertos, dos de ellos abogados, y los 5 restantes ingenieros o licenciados en ciencias económicas, los cuales son designados por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia.

Centro de despacho económico de carga (CDEC)⁶

El Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) fue creado en 1982. Su misión es velar por la coordinación en la operación de las instalaciones eléctricas de los concesionarios de generación, transmisión y de distribución, que operan los diferentes sistemas interconectados. Por esto, su directorio está compuesto por todas las empresas que conforman el sistema. Sus principales tareas son: mantener una operación segura y eficiente del sistema eléctrico, y velar por que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible. Además es responsable de informar sobre los peajes que deben pagar las empresas en cada uno de los diferentes tramos del sistema. En 1995 entraron en funcionamiento el CDEC-SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) y CDEC-SIC (Sistema Interconectado Central), uno para cada sistema interconectado (SIC y SING).

En el 2017 se dio la interconexión, obteniéndose un solo sistema interconectado, para la operación de este sistema se creó un nuevo operador, Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN), el cual reemplazo a los dos CDEC el 1 de enero de 2017.(el sector energetico de chile una vision global)

1.3 Agentes del Mercado Eléctrico⁷

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se encuentra compuesto por los siguientes agentes:

- **Generadores;** Transforman las fuentes primarias de energía en energía eléctrica. Esta actividad se realiza en condiciones de libre competencia, no existen barreras legales para la entrada de nuevos actores nacionales o internacionales. Los generadores comercializan su generación en tres mercados básicos; con las distribuidoras, los clientes libres y el mercado spot.
- **Transportistas;** transportan la energía desde los puntos de generación hasta los centros de consumo masivos. Su operación está determinada como monopolio. Por esto se define como un segmento regulado, el gobierno realiza una concesión en virtud de la cual permite al concesionario establecer y explotar las líneas de transporte de energía eléctrica. Los propietarios de sistemas de transmisión, o cuyas instalaciones usen bienes nacionales de uso público, deben permitir el paso

⁶ Deloitte 2016a; Macarena Larrea y Eloy Álvarez 2018.

⁷ Macarena Larrea y Eloy Álvarez 2018; Natalia Fabra et al. 2014; Comisión Nacional de Energía 2020; Nicolas García 2019; Deloitte 2016b.

de la energía a los interesados en transportarla. El transmisor cobrará por el uso del sistema a quienes efectúen inyecciones (generadores) y retiros (generadores para abastecer a clientes libres y distribuidoras). La remuneración será independiente del uso y del nivel de congestión de las instalaciones, y se basará en el valor nuevo de reemplazo (para las líneas existentes) y en el valor licitado (en las nuevas)

- **Distribuidoras;** se encargan de llevar la energía hacia los usuarios finales. Su carácter de monopolio natural hace necesario establecer precios regulados. La distribución se desarrolla bajo la modalidad de concesiones. Las empresas concesionarias de distribución son libres para decidir sobre qué zonas solicitan la concesión, pero tienen la obligación de dar servicio en sus zonas de concesión ya otorgadas. Las tarifas a cobrar a clientes con capacidad conectada inferior a 5000 kW dentro de sus zonas de concesión, son fijadas por la autoridad, pero se pueden pactar libremente los precios de suministro con clientes de capacidad superior a la indicada
- **Consumidores libres;** son aquellos con potencia superior a 5000 kW, o entre 500 a 5000 kW que optan por ser clientes libres, por periodos de 4 años o más. Tienen que contratar potencias y energía de los generadores, en donde las ventas pueden efectuarse a precios libremente pactados. Los demás clientes son denominados clientes de precio regulado, y pagan la tarifa de su distribuidor correspondiente.

1.4 Ambiente de comercialización de la energía eléctrica⁸

Los generadores pueden comercializar su energía y potencia en los siguientes mercados:

- Mercado de grandes consumidores; a precio libremente acordado
- Mercado de las empresas distribuidoras; a Precio de Nudo, tratándose de electricidad destinada a clientes de precio regulado
- Mercado de Corto Plazo o Spot; a costo marginal horario

Mercado de Corto Plazo o Spot

En él se efectúan las transacciones de energía y potencia entre generadores, ellos pueden optar por vender toda su producción al denominado mercado spot, o comercializar la energía y potencia producida en un mercado de contratos de mediano a largo plazo. Por ello, los intercambios de energía que se realizan se corresponden con los excedentes de generación respecto de los compromisos contractuales con aquellos que presentan déficits horarios. En el caso de que el generador suscriba contratos de suministro con algún cliente, debe comprar la energía y las potencias comprometidas en el punto de

⁸ Macarena Larrea y Eloy Álvarez 2018; Rodrigo Castillo 2017; Comisión Nacional de Energía 2020; Nicolas García 2019; Cristina Loreta y Hugh Rudnik 2006; Natalia Fabra et al. 2014.

retiro que corresponda, en el mismo mercado spot en que antes vendió su producción, para luego venderla a su cliente, en el mismo punto, al precio convenido en el contrato.

El precio del mercado spot es el costo marginal y se calcula hora a hora. Para su cálculo se considera la operación determinada por el Coordinador Eléctrico Nacional basado en el mínimo coste variable de operación declarado por las instalaciones que participen.

Mercado de las empresas distribuidoras

Las empresas de distribución eléctricas, están obligadas por la Ley a contratar suministros para sus clientes regulados con una cierta anticipación y a través de licitaciones públicas, firmando contratos con las empresas de generación, pero que los precios regulados a ser transferidos a los clientes son los Precios de Nudo Promedio (PNP).

Los PNP corresponden a una estimación de precios que realiza la CNE tomando en cuenta los contratos de suministro de energía y potencia entre las distribuidoras y sus suministradores y la energía que se proyecta consumirán los clientes regulados en un tiempo definido.

Los PNP se componen por el promedio ponderado de los siguientes tipos de precios de contratos de suministro:

- Precios de Nudo de Largo Plazo de energía (PNELP) y potencia (PNPLP): son aquellos que debe pagar una empresa concesionaria de distribución a su suministrador en virtud del contrato de suministro respectivo suscrito a partir de las licitaciones públicas reguladas
- Precios de Nudo de Corto Plazo de energía (PNECP); es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo y de racionamiento, y potencia de punta (PNPCP); es el costo marginal anual de incrementar la capacidad instalada del sistema eléctrico, considerando las unidades generadoras más económicas son los precios a nivel de generación-transporte

Entre las principales características del PNP, se destaca en que es un precio único determinado para cada distribuidora a nivel de generación-transporte. Su determinación es efectuada por la CNE. Los PNP se fijan en las siguientes ocasiones:

- Semestralmente, en los meses de abril y octubre de cada año.
- Toda vez que se produzca la indexación del precio de algún contrato de suministro por una variación sobre el 10% respecto a su precio vigente.
- Con la entrada en vigencia de algún nuevo contrato de suministro licitado.

Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicables a los Precios de Nudo de Largo Plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos precios.

Contratos Bilaterales

Tiene como objetivo proveer el suministro a distribuidoras y consumidores no regulados a precios libremente pactados entre las partes. Con este tipo de contratos, los generadores, en particular los medianos y pequeños, pueden obtener u ofrecer al resto de los agentes del mercado alternativas de cobertura de precios. En cierta medida, se puede decir que el mercado de contratos diversifica el riesgo del mercado spot.

Servicios auxiliares o complementarios

En lo que a servicios complementarios, para la calidad y requerimientos de seguridad. Se establece que los propietarios de instalaciones eléctricas, conectadas entre sí, deben prestar los servicios complementarios identificados como aquellas prestaciones que permiten efectuar, al menos, un adecuado control de la frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias. Posteriormente a su prestación, los propietarios de las instalaciones deberán declarar los costes en que incurren para su valoración por los respectivos CDEC.

1.5 Importación de Energía Eléctrica⁹

Chile tiene una única interconexión internacional en su sistema eléctrico, con Argentina, pero se planea otra al norte, con Perú, y más con la Argentina. Por otro lado, dentro de su territorio se encuentran muchas empresas de capital extranjero operando en el sector eléctrico.

La línea de transmisión conecta el norte argentino con el exSING, se trata de una interconexión en 345 kV con una central generadora emplazada en Argentina, cuya capacidad instalada es de 643 MW. La cual fue construida para suministrar solamente al sistema chileno, específicamente a la industria minera, el sistema chileno no se encontraba conectado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), la importación empezó en los años 2000 hasta mediados del siglo pasado, cuando empezó la crisis de gas argentino. La línea entró nuevamente en operación en febrero de 2016, pero para la exportación de energía desde Chile a la Argentina.

En cuanto a la exportación e importación, durante el año 2018 no se registraron transferencias entre el SADI y el sistema chileno, en 2016 y 2017 se exportaron excedentes eléctricos hacia Argentina, por un total de 102 GWh y 36 GWh respectivamente, mientras que Chile solamente importó 7 GWh en 2016.

⁹ Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015; Hugh Rudnick et al. 2000; Fiorella Roncagliolo y Hugh Rudnick 2001; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2017, 2016; Ramiro De Ejalde 2016; Coordinador Eléctrico Nacional 2017.

Las reglamentaciones; en diciembre de 1997, Chile y Argentina suscribieron el Protocolo Adicional al Acuerdo de Complementación Económica con Argentina N°16, sobre “Normas que Regulan la Interconexión Eléctrica y el Suministro de Energía Eléctrica entre la República de Chile y la República de Argentina”, en mayo de 2000, sobre “Información de los Mercados Eléctricos y Decisiones de la Autoridad con Relación al Intercambio Energético”. Ambos acuerdos abarcan los siguientes puntos:

- Cada parte fomentará un régimen jurídico interno que permita la libre comercialización de energía eléctrica entre Chile y Argentina
- No pondrán restricciones a los agentes del mercado de energía eléctrica exporten energía eléctrica al país vecino
- Permitir a los agentes de energía eléctrica que contraten libremente sus suministros, que podrán provenir de cualquiera de los dos países
- En el marco de legislación de cada país se otorgarán las autorizaciones que sean necesarias para la exportación e importación de energía eléctrica
- Desarrollar un sistema de información nacional del mercado eléctrico abierto, que contendrá antecedentes sobre el marco regulatorio, procedimientos y normas, agentes y participantes de los mercados, etc.

1.6 Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica¹⁰

Para la importación y exportación de energía eléctrica se necesita la previa autorización del Ministerio de Energía conforme a lo establecido en el Artículo 82 de la LGSE modificada por la Ley 2.936. En el inciso final del artículo citado se dispone del reglamento que establece los requisitos, plazos y procedimientos a los que se deberán sujetar las solicitudes de exportación o importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos.

También, la exportación y la importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos, desde y hacia los sistemas eléctricos ubicados en territorio nacional, no se podrá efectuar sin previa autorización del Ministerio de Energía, la que deberá ser otorgada por decreto supremo expedido bajo la fórmula "por orden del Presidente de la República", previo informe de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles, de la Comisión Nacional de Energía y del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional, según corresponda.

Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá solicitar Permisos de Intercambio, para cuyos efectos deberá presentar una Solicitud al Ministerio acompañando los antecedentes señalados. La Solicitud deberá contener, al menos, los siguientes antecedentes:

¹⁰ Ministerio de Energía 2016.

- Nombre o razón social y copia del rol único tributario o de la cédula nacional de identidad, según corresponda, del Solicitante
- Copia de la escritura de constitución o del acto administrativo o antecedente que otorga su personalidad jurídica y de sus modificaciones, si las hubiere, así como de sus estatutos vigentes y de su inscripción en el registro correspondiente
- Copia de la personería del representante legal del Solicitante
- Domicilio del Solicitante y datos de contacto;
- Identificación estimada de la cantidad de energía que se desee exportar o importar y los servicios eléctricos que se desee intercambiar
- Descripción de las condiciones generales en las cuales pretende efectuar las operaciones de Intercambio Internacional de energía y demás servicios eléctricos, tales como, las condiciones técnicas, operacionales y económicas
- Fecha en que se desea iniciar, así como el plazo de duración previsto para el Intercambio Internacional de energía y demás servicios eléctricos;
- Identificación del Sistema de Interconexión Internacional a través del cual se proyecta realizar las operaciones de Intercambio Internacional, señalando si se trata de Sistemas de Interconexión Internacional de servicio público o de interés privado
- Descripción del sistema eléctrico extranjero con el cual se pretende efectuar el Intercambio Internacional de energía
- Evaluación del impacto de la exportación e importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos solicitados, en la operación del sistema eléctrico ubicado en el territorio nacional, tanto para condiciones normales como de contingencias
- Identificación de equipos de control, protección y medida con que cuenta el Sistema de Interconexión Internacional

En caso de que los informes evacuados por la Superintendencia, la Comisión o el Coordinador indiquen que para efectos de pronunciarse respecto de la Solicitud es necesario contar con antecedentes adicionales o aclaraciones, el Ministerio podrá pedir al Solicitante dichos antecedentes y aclaraciones.

En atención a los antecedentes presentados y a los informes emitidos por la Superintendencia, la Comisión y el Coordinador, según corresponda, el Ministerio otorgará el Permiso de Intercambio o rechazará la Solicitud.

Cada Permiso de Intercambio deberá definir, al menos:

- Los aspectos regulatorios aplicables a la energía eléctrica y demás servicios eléctricos destinados al Intercambio Internacional;
- Las condiciones generales de la operación de Intercambio Internacional;
- El plazo de duración de la operación de Intercambio internacional;

- Las condiciones específicas en que se autoriza la exportación o importación, tales como el modo de proceder a la exportación o importación de energía eléctrica y demás servicios eléctricos, las condiciones bajo las que se puede suspender o interrumpir el Intercambio Internacional en caso de generar alguna amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional, el régimen de acceso al Sistema de Interconexión Internacional, y las causales de caducidad por eventuales incumplimientos de las condiciones de autorización o por un cambio relevante en las circunstancias bajo las que se otorga el Permiso de Intercambio;
- Las condiciones que deben cumplirse previo a la operación de exportación o importación, tales como las autorizaciones que debe otorgar el Coordinador conforme al artículo 72°-17 de la ley;
- El tratamiento de las importaciones o exportaciones de energía y demás servicios eléctricos en las valorizaciones de las transferencias económicas entre empresas sujetas a coordinación del Coordinador.

Sin perjuicio de lo anterior, si corresponde, el Permiso de Intercambio deberá contener las condiciones bajo las cuales el Coordinador coordinará la operación del Sistema de Interconexión Internacional, en particular bajo condiciones de amenaza o perturbación a la seguridad sistémica nacional.

1.7 Datos históricos

En la Figura 2 se observan los valores de demanda máxima del sistema para los últimos años, y la variación anual representada por la tasa de crecimiento. Estos considerando la suma de los SIC y SING que funcionaban de forma separadas hasta el 2017, y después pasaron a ser el SEN, un solo sistema interconectado.

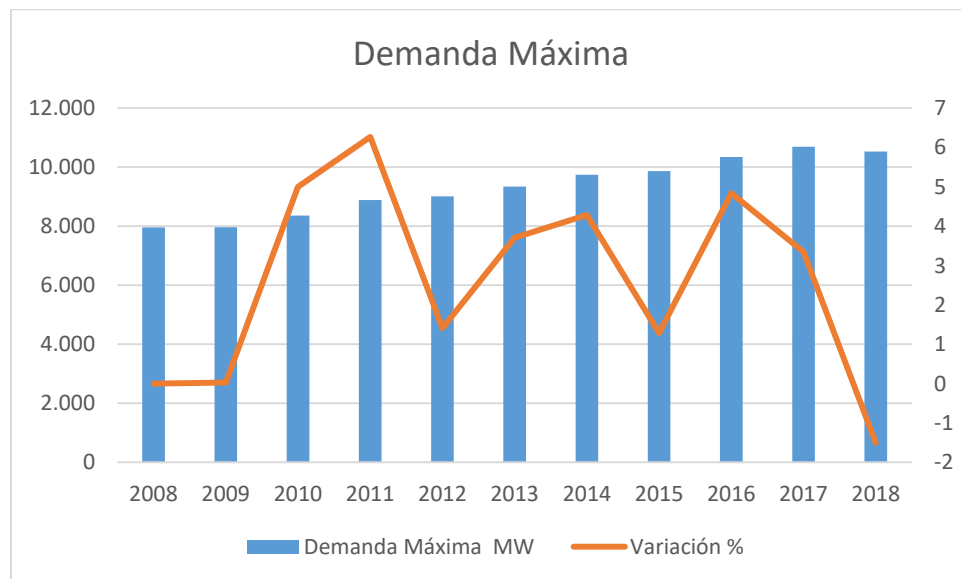


Figura 33: Evolución de la Demanda Máxima. Fuente: Comisión Nacional de Energía - CNE (2019)

Los volúmenes de generación eléctrica por sistema se puede observar en la Figura 34. En cuanto a la generación eléctrica bruta en el SEN fue de 75.641 GWh para el 2018. Está compuesta por un 54,5% termoelectricidad, 28,1% hidráulica convencional y un 17,4% Energía Renovables No Convencionales (ERNC). Esto representó un aumento del 2% con respecto al 2017, y consistiendo en una tasa de crecimiento anual del 3,2% a partir de 2008.

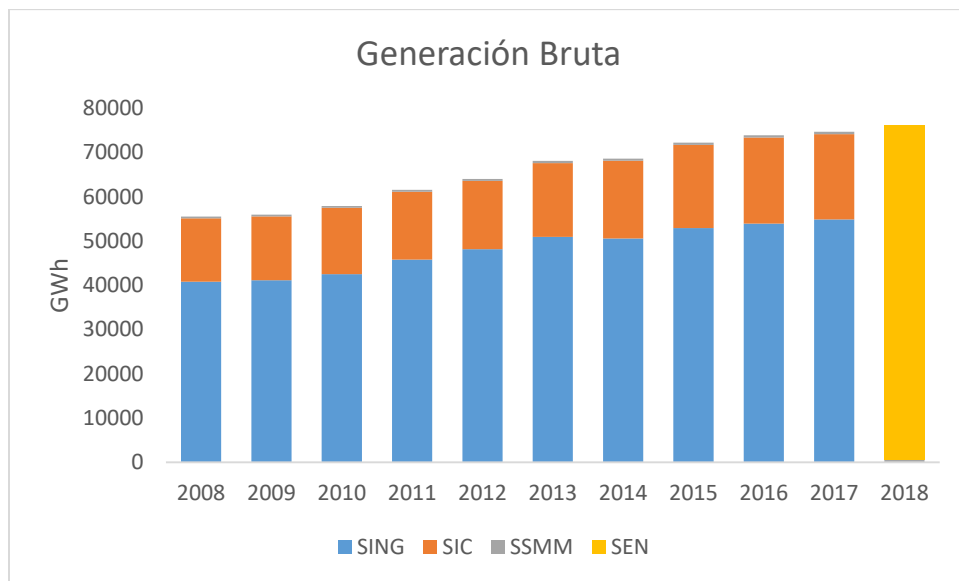


Figura 34: Generación de Energía Eléctrica por sistema. Fuente: Comisión Nacional de Energía - CNE (2019)

El precio nudo de la energía es el promedio en el tiempo de los costos marginales de energía del sistema eléctrico operando a mínimo costo actualizado de operación y de racionamiento, cuyos valores se pueden observar en la Figura 35.

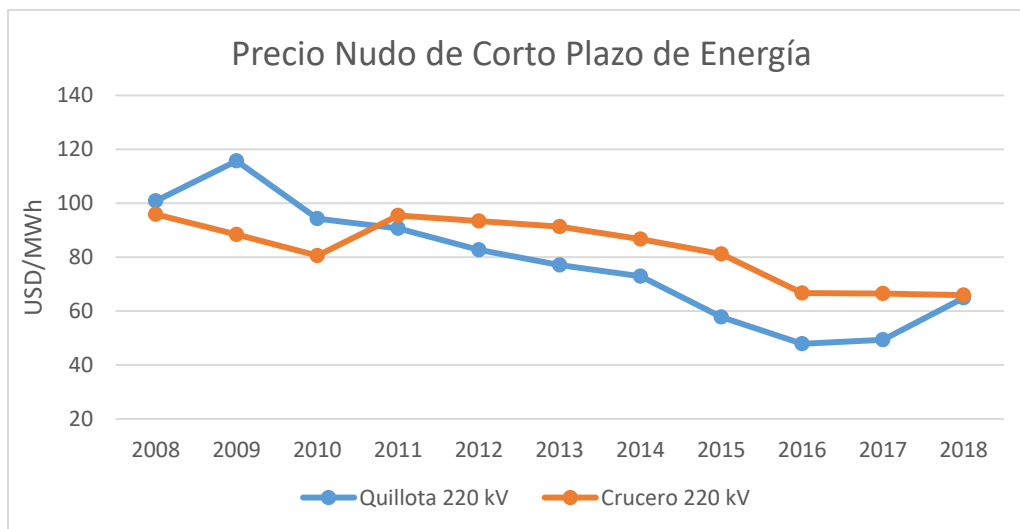


Figura 35: Precio Nudo de Corto Plazo. Fuente: Comisión Nacional de Energía - CNE (2019)

En la Figura 36 se observa el Precio Medio de Mercado en Pesos Chilenos de cada sistema, este se determina considerando los precios medios de los contratos de clientes libres y suministro de largo plazo de las empresas distribuidoras, según corresponda, informados a la Comisión Nacional de Energía por las empresas generadoras del Sistema Eléctrico Nacional, respectivamente.

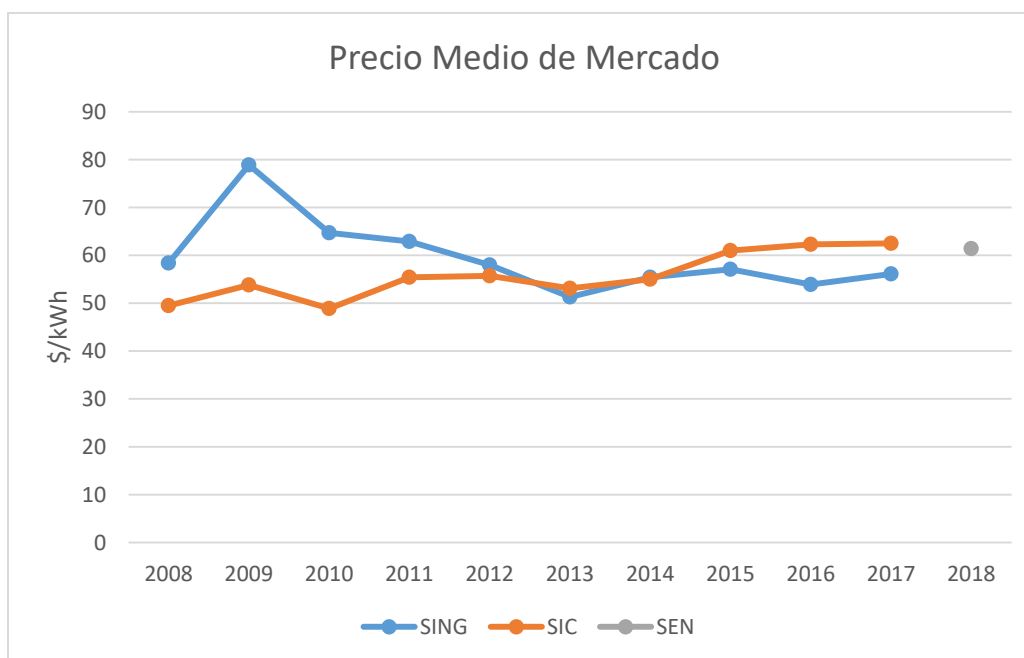


Figura 36: Precio Medio de Mercado por sistema. Fuente: Comisión Nacional de Energía - CNE (2019)

La Potencia Instalada neta del 2018 alcanzó los 23.315 MW. De estos, 99,2 % corresponden al SEN, y el restante 0,8%, a los Sistemas Eléctricos Medianos (SSMM). La

potencia instalada se divide en 53% termoelectricidad, 26% hidroelectricidad y 21% ERNC. En la Figura 37 se observa la evolución de la potencia instalada neta por sistema.

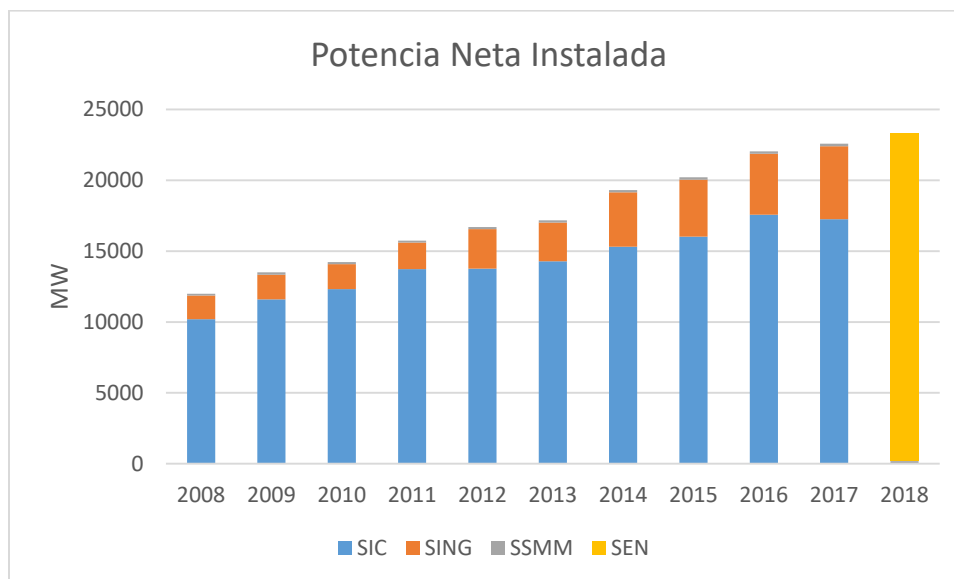


Figura 37: Potencia Instalada por sistema. Fuente: Comisión Nacional de Energía - CNE (2019)

Referencias

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2015): Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión. Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2016): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2017): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión Nacional de Energía (2020): Tarificación. Disponible en línea en <https://www.cne.cl/en/tarificacion/electrica/valor-agregado-de-distribucion/>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Comisión Nacional de Energía - CNE (2019): Anuario estadístico de energía 2018.

Congreso Nacional (17/03/2020): Crea el Ministerio de Energía - Ley 20402. Disponible en línea en <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1008692&idParte=>, Última comprobación el 17/03/2020.

Coordinador Eléctrico Nacional (2017): Reporte Anual 2016.

Cristina Loreta; Hugh Rudnik (2006): El Comercializador como Agente de Competencia en el Mercado Chileno.

Deloitte (2016a): Sector energía I: Marco regulatorio y matriz energética.

Deloitte (2016b): Sector energía II: Mercado eléctrico e inversión.

Fiorella Roncagliolo; Hugh Rudnick (2001): Trabajo de Investigación: "Interconexiones Eléctricas Internacionales y sus Enseñanzas para el Caso Argentina-Chile". Pontificia Universidad Católica de Chile, Última actualización el 13/04/2016, Última comprobación el 17/03/2020.

Hugh Rudnick; Juan Farias; José Fuster (2000): Trabajo de Investigación: "Interconexión con Argentina. Ventaja Técnicas y Económicas". Pontificia Universidad Católica de Chile. Disponible en línea en <http://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno%2000/interconexion/Interconexion.htm#Descripci%C3%B3n%20de%20los%20mercados>, Última actualización el 13/04/2016, Última comprobación el 17/03/2020.

Macarena Larrea; Eloy Álvarez (2018): El sector energético en Chile. Universidad Alberto Hurtado; Orkestra.

Ministerio de Economía (1985): Crea Superintendencia de Electricidad y Combustible - Ley N 18.410.

Ministerio de Energía (2016): Reglamento que fija los requisitos y procedimientos a las solicitudes de intercambios internacionales de servicios eléctricos. En: Diario Oficial de la República de Chile.

Ministerio de Energía (2020): Sobre el Ministerio. Disponible en línea en <https://www.energia.gob.cl/sobre-el-ministerio>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Ministerio Relaciones Exteriores (2020): Sector Energético Chile. Disponible en línea en <https://chile.gob.cl/ocde/temas/energia>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Natalia Fabra; Juan Montero; Mar Reguant (2014): La Competencia en el Mercado Eléctrico Mayorista en Chile. Fiscalía Nacional Económica - Chile.

Nicolas García (2019): Traspaso de clientes regulados a libres. Comisión de Minería y Energía.

Ramiro De Ejalde (2016): Chile exporta Energía Eléctrica y Gas a Argentina. Universidad Alberto Hurtado.

Rodrigo Castillo (2017): Los contratos de suministro de energía eléctrica: naturaleza y problemas en las cláusulas arbitrales. En: *Revista de Derecho Administrativo Económico* (24).

2. Mercado Eléctrico Uruguayo

2.1. Características Generales

Uruguay es un país de América del Sur situado en la parte oriental del Cono Sur americano y su sistema eléctrico alcanza a la totalidad de la población de 3,43 millones de habitantes (99,7% de la población del país tiene acceso a la electricidad). Con un Producto Interno Bruto de US\$ 52 mil millones en 2016, creciendo a una tasa promedio de 4,4% al año, considerando los últimos 10 años, es la décimo tercera economía de América Latina. La economía de Uruguay es el resultado de la combinación de los recursos naturales del país con una población altamente alfabetizada, una estructura empresarial diversificada y una fuerte presencia del Estado.

En 2016, el consumo de electricidad total en Uruguay fue igual a 3.070 kWh por habitante. En 2006, el sistema estaba compuesto solo por centrales hidroeléctricas y térmicas. Entre las térmicas, casi todas alimentadas por petróleo y diésel y solo una parte insignificante (<1%) provenía de biomasa.

En los últimos 7 años, la matriz energética cambió radicalmente a partir de la instalación de generación a partir de fuentes autóctonas renovables (biomasa, viento y sol) al ponerse en ejecución la Política Energética 2030 acordada en el año 2010 por todos los partidos políticos con representación parlamentaria. El documento de acuerdo elaborado en el seno de la Comisión Multipartidaria de Energía presenta una visión global de largo plazo, metas a corto, mediano y largo plazo, así como líneas de acción para el cumplimiento de las metas fijadas.

Entre los lineamientos estratégicos más importantes se puede citar los referidos a la diversificación de la matriz energética, abatimiento de costos, reducción de la dependencia del petróleo fomentando, entre otras acciones, la participación de fuentes energéticas autóctonas y renovables. Es de destacar en este período la instalación de 1450 M W de generación eólica, cantidad que convierte a Uruguay como líder mundial en integración eólica junto a Dinamarca.

Durante el año 2017 la generación eólica generada representó el 35% de la demanda eléctrica.

En muchas horas del año la generación eólica supera a la demanda. Este cambio trajo como consecuencias una significativa reducción de la vulnerabilidad de los costos de abastecimiento de la demanda con el clima debido a sequías prologadas y al precio del petróleo. Hay una tendencia de que la generación a partir de térmicas basadas en petróleo y diésel sea reducida y que la generación a partir de renovables no convencionales sea aumentada en Uruguay.

2.1.1. Interconexiones

Uruguay está interconectado con Argentina en forma síncrona (2000 MW) y con Brasil a través de dos convertidoras de frecuencia (600 MW), una de ellas de 550 M W disponible a partir de 2017. Los intercambios con Argentina han sido en ambos sentidos en función de las necesidades de cada país. Con Brasil en años anteriores a 2017 hubo solo importación de Uruguay, a partir de 2017 comenzó la exportación de Uruguay hacia ese país. En el año 2017 la exportación a Brasil totalizó 987 GWh.

La interconexión con Brasil incluye dos líneas de transmisión en operación: una con 70 MW de capacidad, 12,4 km de extensión y 150/230 kV de tensión y otra con 500 MW de capacidad, 134,2 km de extensión y 500/525 kV de tensión. Con Argentina, Uruguay posee un sistema de transmisión en operación de 2000 MW de capacidad y 500 kV de tensión, con 345 km de líneas y cuatro estaciones transformadoras, dos en cada país.

2.1.2. Marco institucional y agentes del mercado

Las principales instituciones del mercado eléctrico uruguayo son el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones (UTE), y la Administración del Mercado Eléctrico (ADME).

El Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), es responsable del diseño, coordinación y conducción de la política energética nacional. Entre las principales obligaciones de esta Dirección se encuentran la de coordinar y orientar las acciones de los actores que operen en el sector de la energía, de participar en la elaboración de los marcos normativos y regulatorios de las actividades energéticas y de promover la diversificación y eficiencia energética y el acceso universal a la energía. (www.miem.gub.uy).

La Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA) ejerce la fiscalización del cumplimiento de normas relativas a seguridad, calidad y precio de los servicios de energía y agua, además de aprobar anualmente el plan de expansión del sistema de transmisión. (www.ursea.gub.uy).

La Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE) es una empresa del Estado uruguayo que entre sus principales responsabilidades se encuentran la de generar, transmitir, distribuir, comprar o vender energía eléctrica de acuerdo con los acuerdos internacionales de interconexión, participar en cualquier elaboración de planes o proyectos que tengan impacto en el sistema. (www.ute.com.uy).

El Administrador del Mercado de Electricidad (ADME) es una institución regida por un Directorio cuyo Presidente pertenece al MIEM y cuyas responsabilidades son los servicios

de operación del sistema y de administración del mercado eléctrico mayorista. El servicio de operación del sistema está arrendado a la UTE y el mismo es ejecutado por UTE en su despacho de Cargas. (www.adme.com.uy).

La UTE y la planta hidroeléctrica binacional de Salto Grande representan un 67% de la capacidad instalada del país. La fracción restante es representada por más de 40 generadores privados que envían electricidad de fuentes renovables a la red, teniendo más del 90% de ellos contratos con UTE para venta de su energía.

2.1.3. Reforma del mercado y liberalización en la práctica

El modelo regulatorio vigente del Uruguay fue establecido por la Ley de Marco Regulatorio (N° 16.832 de 1997), que determina la separación de los segmentos de generación, transmisión y distribución, la creación de la figura del administrador y operador del mercado como entidad independiente (ADME), y la creación de la Unidad Reguladora, primero UREE comprendiendo únicamente el sector eléctrico y luego URSEA, con la incorporación de competencias en energía y aguas. Posteriormente, la aplicación de la Política Energética 2030, la cual se implementó mediante procesos licitatorios para la compra/venta de energía a partir de fuentes renovables no convencionales, posibilitó la incorporación masiva de dichas fuentes y la participación en el sector eléctrico de generación de numerosas inversiones privadas.

Los sectores de transmisión y distribución permanecen como sectores regulados, en particular en poder de UTE, consagrándose el principio de libre acceso a las redes. En la producción de energía se establece la forma de operar del mercado, con reglas muy similares a la de los reglamentos establecidos en Argentina a principios de los años 1990 y en Chile a fines de los años 1980.

Como el proceso de reestructuración del sector eléctrico en Uruguay es también de los años 1990, en un contexto de éxito de la reglamentación argentina y con una fuerte interconexión entre los dos países, que hacía pensar en una integración de mercados, la similitud de las reglas fue un hecho consecuente.

La UTE no llegó a separar sus actividades de generación, transmisión y distribución, siendo también el único comprador de generación privada y propietario de gran parte de la generación establecida en el territorio nacional. Los sectores de transmisión y distribución de Uruguay permanecieron como segmentos regulados, bajo condiciones de monopolio natural bajo el control de la UTE, incluso después de la reestructuración del sector.

Los consumidores con potencia contratada mayor o igual a 250 kW y conectados en tensiones iguales o superiores a 31,5 kV, son elegibles para actuar como clientes libres comprando su energía en el mercado mayorista. Los clientes libres pueden actuar directamente como participantes del mercado o hacer un acuerdo comercial con un

comercializador que los represente en el mercado. Los consumidores calificados para actuar como clientes libres tienen la opción de continuar como clientes regulados del distribuidor.

La situación hoy en Uruguay, fundamentalmente a partir de 2005, ha cambiado de forma radical en lo que refiere a la modificación de su matriz energética y el incremento de la participación de privados en forma directa, o de asociaciones público-privadas en las inversiones de generación.

2.1.4. Elementos de diseño del mercado actual

De acuerdo con el mecanismo previsto en el reglamento para asegurar la seguridad de suministro en la generación del mercado uruguayo, las distribuidoras están obligadas a contratar al menos el 80% de la demanda prevista de los clientes regulados para los siguientes años. El reglamento establece la obligación de los clientes libres de contratar con antelación para el año siguiente, al menos el 50% de la demanda proyectada. Actualmente no existen clientes libres que compren energía en el mercado spot ni contrato entre privados.

En el mercado regulado, el distribuidor está autorizado a pasar a los consumidores los costos de compra de energía y capacidad en los contratos de suministro. Existe la posibilidad de firmar contratos en que las plantas de generación de la UTE proveen la distribución de la UTE. Estos contratos sólo afectan a las actividades contables de la empresa, ya que las actividades de generación y distribución no constituyen entidades jurídicas independientes. Se tratan de acuerdos internos y la duración de estos contratos no está establecida en los reglamentos del mercado. Además de esa modalidad, hay actualmente Contratos Especiales entre UTE y generadores realizados en el marco de promociones de ERNC.

En el mercado spot, los generadores y los grandes consumidores pueden liquidar las diferencias con respecto a la energía generada o consumida y los montos contratados, al precio spot de la energía. El precio spot es calculado por la ADME con modelos computacionales de optimización y es igual al costo marginal de generación, limitado por el mínimo entre el valor del costo de la energía no suministrada y una referencia de 250 US\$/MWh. Actualmente y en los próximos años en ausencia de exportaciones significativas, los costos marginales salvo durante la época de verano (estiaje) son bajos debido a la abundancia de generación renovable (eólica, fotovoltaica y biomasa auto despachada) que tienen costo variable nulo.

La potencia firme representa la capacidad y los requerimientos de contratación de productores y consumidores que sirven para cubrir el Seguro de Garantía de Suministro. Ella se comercializa a través de contratos de suministro negociados libremente en el Mercado de Contratos. Sin embargo, el reglamento no prevé una remuneración directa a

la capacidad firme. La única remuneración relacionada con la potencia firme que existe en Uruguay es el mecanismo de faltantes de corto plazo de potencia firme denominado Servicio Mensual de Garantía del Suministro. Esto es sólo para los faltantes y excedentes ofertados de potencia firme en el corto plazo y en los mecanismos de Reserva Anual y Reserva Nacional que se activan ante faltantes.

La reserva nacional tiene plazo más largo: si la capacidad firme de las plantas ubicadas en el país, comprometidas en contratos con la demanda nacional, es menor que lo estipulado por el Ministerio, ADME debe realizar licitaciones para cubrirla a través de contratos con nuevas plantas locales con la anticipación y la duración de los contratos suficientes para permitir la instalación. La reserva anual involucra también la compra de capacidad adicional por la ADME, en ese caso con un año de antelación, si los contratos de suministro de toda la demanda no cubren un porcentaje predeterminado.

2.2. Marco Regulatorio ¹¹

El modelo regulatorio vigente fue establecido por los decretos del año 2002, que reglamentaron, cuatro años después, los principios consagrados por la Ley 16.832 de 1998 (Ley de Marco Regulatorio).

La Ley y su reglamentación determinan la separación de los sectores de generación, transmisión y distribución, la creación de la figura del Administrador del Mercado Eléctrico (ADME) como entidad independiente, del que además depende el despacho nacional de cargas. Con el propósito de separar los roles; empresario y regulador, se crea una Unidad Reguladora, primero la Unidad Reguladora de Energía Eléctrica (UREE) comprendiendo únicamente el sector eléctrico y luego la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), con la incorporación de competencias en energía y aguas.

Se permitió la libre competencia en el sector de generación mientras los sectores de transmisión y distribución permanecen como sectores regulados, en particular en poder de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), y se consagra el principio de libre acceso a las redes. También se habilitó a la UTE a asociarse con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras.

En la producción de energía se establece la forma de operar del mercado, con reglas muy similares a la de los reglamentos establecidos en Argentina a principios de los años 1990 y en Chile a fines de los años 1980.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)¹²

¹¹ Naciones Unidas - CEPAL 2010; Instituto Cuenca Duarte - PIT - CNT 2006; Mario Vignolio et al. 2014.

¹² Ministerio de Industria, Energía y Minería 2017.

A través de la Dirección Nacional de Energía (MIEM-DNA), se encarga de fijar los objetivos para el sector energía; planificar, organizar y supervisar los recursos humanos, materiales y financieros, e implementar las políticas y estrategias para el cumplimiento de las metas y objetivos específicos.

Para esto, la DNA se encuentra dividida en asesorías y áreas, cada una con una labor específica, las cuales son;

- Asesoría Técnica; asesorar en temas energéticos específicos, especialmente en aspectos técnicos, legales, medioambientales
- Área de Demanda, Acceso y Eficiencia Energética; promover el uso eficiente de la energía y el acceso universal a la energía en condiciones regulares, de calidad y seguridad, por medio del diseño e implementación de políticas sectoriales de demanda
- Área de Energía Eléctrica; diseñar, implementar, conducir y evaluar las políticas del sector energía eléctrica
- Área de Energía Renovables; promover el uso y desarrollo de energías renovables en el país
- Área de planificación, estadística y balance; conducir el observatorio energético, generar las estadísticas energéticas nacionales, y realizar estudios de planificación energética

El 12 de marzo de 1907, se creó por ley Nº 3.147 el Ministerio de Industrias, Trabajo e Instrucción Pública, hoy Ministerio de Industrias, Energía y Minería.

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)¹³

Es una empresa pública del Sector Energía, se encuentra en los sectores de generación, es el ente encargado de la transmisión y distribución, sectores regulados.

Entre las funciones principales de la UTE se puede resaltar:

- El servicio de redes de transmisión y distribución
- Comercialización minorista
- Generación y comercializador mayorista
- Comercialización de energía eléctrica de acuerdo con los convenios de interconexión internacional

También se puede mencionar la participación en toda elaboración o proyectos que se refieran o de incidencia en el sistema eléctrico nacional, y puede asociarse en forma accidental o permanente con otras entidades públicas o privadas, nacionales o extranjeras, así como contratar o subcontratar con ellas la complementación de sus tareas

¹³ Consejo de Estado.

La UTE fue creada por Ley N° 4.273, de 21 de octubre de 1912 y cuya denominación actual estableció la Ley N° 14.235, de 25 de julio de 1974.

Administración del Mercado Eléctrico (ADME)¹⁴

La Administración del Mercado Eléctrico, es una persona pública no estatal, con las siguientes funciones:

- Administrar el Mercado Mayorista de Energía Eléctrica, con participación en las etapas de generación y consumo de los grandes consumidores
- Operar y administrar el Despacho Nacional de Cargas (DNC), el que para el cumplimiento de sus funciones de despacho técnico del Sistema Interconectado Nacional (SIN)
- Permitir la ejecución de los contratos libremente pactados entre las partes, entendiendo por tales a los generadores, distribuidores y grandes consumidores
- Despachar la demanda requerida, teniendo en cuenta la optimización del SIN, en base al reconocimiento de precios de energía y potencia según criterios y valores establecidos en la ley 16.832.

En la dirección participan todos los agentes del mercado, y su actividad se financia a través de una tasa que se aplica a todas las transacciones que se ejecutan a través del SIN.

La ADME fue creada por el Artículo 4 de la Ley 16.832 del 17 de junio de 1997.

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA)¹⁵

La competencia de la URSEA es la regulación en materia de calidad, seguridad, defensa del consumidor y posterior fiscalización, en las actividades del sector eléctrico, gas, aguas, aguas servidas y derivados de petróleo. Entre sus funciones se puede mencionar

- Proteger los derechos de los usuarios y consumidores, de electricidad, gas, derivados de petróleo y agua
- Controlar el cumplimiento de las normas vigentes
- Establecer los requisitos que deberán cumplir quienes realicen actividades vinculadas a estos sectores.
- Resolver las denuncias y reclamos de los usuarios.
- Proponer al Poder Ejecutivo las tarifas técnicas de los servicios regulados.
- Prevenir conductas anticompetitivas y de abuso de posición dominante.

En 1997 se creó la Unidad Reguladora de la Energía Eléctrica (UREE), con la función de regular y controlar las actividades relacionadas con el suministro eléctrico. En el año 2002

¹⁴ Administración del Mercado Eléctrico - ADME 2020.

¹⁵ Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua - URSEA 2020; Consejo de Estado 2020.

por la necesidad de ampliar la competencia regulatoria se creó la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), por la Ley N°17598 el 24/12/2002.

2.3. Agentes del Sector Eléctrico¹⁶

- **Productores o generadores;** se tiene un mercado competitivo en la etapa de generación, con dos condiciones esenciales, libre contratación de generadores por parte de distribuidores y grandes consumidores; y libre acceso de terceros a las redes de transmisión y distribución. Dependiendo de su tamaño pueden ser generadores sujetos a despacho centralizado (grandes generadores) o no (pequeños generadores)
- **Transmisión;** es la actividad de transportar energía eléctrica, mediante líneas de alta tensión (mayores a 72,5 kV). En Uruguay, la actividad de transmisión es prestada por el ente estatal UTE. El poder ejecutivo prevé legalmente un régimen de tarifas máximas por la prestación del servicio de uso de la red
- **Distribuidor;** a nivel mayorista el suministro de energía eléctrica a los usuarios involucra el suministro a los usuarios a través de las líneas de media y baja tensión (menores a 72,5 kV). En Uruguay, la actividad de distribución es prestada por el ente estatal UTE.
- **Grandes Consumidores;** están conectados al sistema de transmisión o tienen una potencia contratada mayor a 250 kW en media tensión, operan con convenios de conexión con las redes de la UTE
- **Comercializadores;** se considera comercializador a quien, como resultado de acuerdos de comercialización, compra o vende para uno o más agentes en el mercado eléctrico, incluyendo importación y exportación (para la ley solo son agentes; los generadores, transmisores, distribuidores o grandes consumidores). El agente continúa siendo el responsable de la operación de su conexión a la red. El comercializador asume sus obligaciones y derechos comerciales, de pago y de intercambio de información asociada

2.4. Ambiente de Comercialización de la Energía Eléctrica¹⁷

La comercialización de energía eléctrica en el mercado mayorista se realiza a través del Despacho Nacional de Cargas (DNC) de la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), y se distinguen los siguientes ambientes:

- **Mercado de contratos a términos;** contrataciones de mediano y largo plazo realizadas entre agentes, con cantidades, condiciones y precios futuros acordados. Todo contrato debe contar con respaldo de energía firme medido con la potencia firme de largo plazo que comercializa la parte vendedora y se diferencia dos tipos:

¹⁶ Mario Vignolio et al. 2014; Naciones Unidas - CEPAL 2010.

¹⁷ Mario Vignolio et al. 2014; Presidencia de la República 2002.

- Contratos de Suministro; un participante consumidor compra de un participante productor, bloques de energía con discriminación horaria y potencia firme de largo plazo con discriminación mensual, para el suministro del consumo propio o del consumo que comercializa.
- Contratos de Respaldos; tiene por objeto acordar la compra a un generador, de potencia firme de largo plazo como generación de respaldo, esto puede hacerse con o sin energía asociada.
- **Mercado de corto plazo o spot;** permite conciliar los excedentes y faltantes que surgen como consecuencia del despacho y la operación, los compromisos contractuales y el consumo real. El Precio Spot de la energía en un nodo de la red de transmisión es el costo marginal de abastecer un incremento de demanda en ese nodo, dentro de los criterios de mínimo costo, teniendo en cuenta el costo marginal de corto plazo de transmisión, con los ajustes que establece su reglamento, el cual es calculado de forma horaria. Para un comercializador que comercializa generación y grandes consumidores, su balance de energía horario se calculará como la suma del balance como generador más el balance como consumidor

También se tienen **los servicios auxiliares, y la importación y exportación** de energía eléctrica como modalidades de comercialización de energía eléctrica. El detalle de los tipos de servicios auxiliares para la operación del sistema se establece en el reglamento de transmisión, junto con los criterios de desempeño. Entre los servicios auxiliares están:

- Control de tensión
- Reserva operativa
- Reserva Fría (también puede ser ofrecida por un gran consumidor)
- Seguimiento de Demanda
- Administración de restricciones de transporte

Un Agente puede proveer un servicio auxiliar si cumple todos los requisitos técnicos necesarios. Los servicios de reserva son remunerados de acuerdo con lo que establece el Decreto N 360/002.

2.5. Importación de Energía Eléctrica

En cuanto a comercialización internacional de energía eléctrica, Uruguay en los últimos años ha pasado a ser netamente exportador, en la Tabla 1 se observan los valores de energía de importación, valores totalmente opuestos a los obtenidos en los años 2011, 2012 con importaciones de 450 GWh y 750 GWh respectivamente, de las interconexiones con Brasil y Argentina.

Tabla 10. Importación de Energía Eléctrica en Uruguay (GWh).

	Argentina	Brasil	Total
2014	0	0	0
2015	2	0	2
2016	3	21	24
2017	0	3	3
2018	62	0	62

Fuente: (Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2014, 2015b, 2016, 2017)

Argentina ¹⁸

En 1958 se aprueba, a través de la Ley Nº 12.517, el Convenio celebrado con Argentina para el aprovechamiento de los rápidos del Río Uruguay en la zona del Santo Grande, suscrito en diciembre de 1946. En donde se creó una Comisión Técnica Mixta para la reglamentación técnica administrativa. En cuanto a las disposiciones para la contratación, si al formularse el proyecto definitivo Uruguay reservara, para determinado período de tiempo, menos de la mitad de la potencia total instalada, la Argentina tomará el resto durante ese período y lo irá reintegrando al Uruguay de acuerdo con sus previsiones de consumo. En cuanto al costo, se estableció que el intercambio de energía entre ambos Gobiernos se efectúe a precio de costo.

En diciembre de 1983 se aprueba el Convenio de Ejecución del Acuerdo de Interconexión Energética con la República Argentina, en el Decreto-ley Nº 15.509, teniendo en cuenta el Acuerdo de Interconexión Energética celebrado en febrero de 1974. El Convenio tiene los propósitos y objetivos de; intensificar la cooperación en el campo energético, interconectar sus sistemas eléctricos, lograr un uso más racional de los recursos no renovables y aumentar el de los renovables, ahorrar costos y procurar que las instalaciones de sus sistemas eléctricos permitan intercambios energéticos con otros países.

Los Sistemas Argentino y Uruguayo están interconectados actualmente entre sí a través de: Obras comunes de transmisión ejecutadas por la Comisión Técnica Mixta en cumplimiento del Convenio de Salto Grande, constituidas por un anillo de interconexión de 500 kV entre: Estación AYUI (Argentina) –Estación AYUI- (Uruguay) -Estación San Javier (Uruguay) –Estación Colonia Elía (Argentina) - Estación AYUI (Argentina), formado por las líneas y las cuatro estaciones enumeradas. Y líneas de 150 kV entre la Estación Concepción del Uruguay (Argentina) y Estación Paysandú (Uruguay), y entre Concordia (Argentina) y Salto (Uruguay) cuando finalice su construcción. La interconexión alcanza los 2000 MW.

¹⁸ Facultad de Ingeniería - Udelar 2017; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a; Naciones Unidas - CEPAL 2010.

Para la operación; cada parte hará funcionar su sistema eléctrico interconectado de acuerdo a las normas previamente acordadas, tratando de reducir a un mínimo las oscilaciones, de frecuencia y tensión, y revisará su operación para determinar las transacciones de intercambio convenientes. Además, ambos Despachos acordarán un plan tentativo de intercambio hora por hora.

La Comisión de interconexión adoptará, a satisfacción de ambas partes, criterios de reserva de potencia rotante para el Sistema Eléctrico Interconectado Argentino-Uruguayo y determinará la participación de cada sistema en el criterio de reserva de potencia rotante establecido, y cada uno de los sistemas operará de manera que el intercambio de potencia reactiva sea el mínimo posible.

Para las transacciones; cada parte pondrá 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 del sistema que la envía. Cada Parte decidirá 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.

En 2010, a través de la resolución 476/010, se autorizó a la UTE la importación de energía eléctrica de Argentina, resultante de la contratación con la empresa Comercializadora de Energía del Mercosur, según la Segunda Adenda al Contrato Readecuado de Potencia Firme y Energía Asociada por hasta 150 MW, y con la empresa Generación Mediterránea SA, según Contrato de Potencia y Energía por hasta 120 MW. En 2011 se autorizó la importación de energía eléctrica, resultante de la contratación con CEMSA por hasta 150 MW, también con la empresa Endesa CEMSA S.A. por hasta 150MW (resolución 347/011).

Brasil¹⁹

En 2007, a través de la Ley Nº 18.160 se aprueba el Acuerdo Marco de Interconexión Energética entre Uruguay y Brasil, suscrito en marzo de 2006. El cual fue fruto del interés de avanzar en el desarrollo de sus pueblos, promoviendo un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos basados en la cooperación, integración e interconexión de sus sistemas eléctricos. Esto siendo posible a través de la interconexión eléctrica mediante la vinculación de las estaciones de Rivera (Uruguay) y Livramento (Brasil), lo cual permitió desarrollar la primera experiencia en la operación de los intercambios de energía eléctrica entre los países

El presente Acuerdo Marco tiene los propósitos de; intensificar la cooperación recíproca en el campo energético y propiciar la integración mediante la interconexión de los sistemas eléctricos, optimizar el uso racional de los recursos energéticos y obtener operaciones más confiables.

¹⁹ Facultad de Ingeniería - Udelar 2017; Comisión de Integración Energética Regional - CIER 2015a. Naciones Unidas - CEPAL 2010

Las modalidades de intercambio que podrán adoptarse para dinamizar la integración energética, según el Acuerdo Marco son las siguientes:

- Contratación de potencia firme con energía asociada
- Contratación de abastecimiento firme de energía
- Intercambios interrumpibles de optimización
- Intercambios interrumpibles de emergencia

A través de la resolución 187/013 del MIEM se autorizó a UTE la asociación con Electrobras para la instalación de nuevas plantas de energía eléctrica. Y en el 2011 y 2013 a importar desde Brasil, energía eléctrica de origen térmico y/o hidráulico con Tradener Ltda; asociada a una potencia de hasta 72 MW, por un monto estimado de USD 198.800.000 para el periodo de enero 2013 a diciembre 2014.²⁰

Además, para la interconexión con Brasil, por Rivera-Livramento, UTE posee los derechos de Transmisión Firme, y existe un acuerdo por el uso del convertidor de frecuencia firmado por UTE y Electrobras, y un mecanismo por el que para las importaciones desde Brasil, UTE realizaba periódicamente licitaciones competitivas en Brasil para elegir un comercializador de energía que toma los excedentes determinados por el Operador del Sistema Eléctrico Nacional de Brasil y los exportaba a Uruguay en caso de ser las ofertas de precios aceptadas por UTE, actualmente Uruguay exporta energía eléctrica al Brasil.

2.6. Hoja de ruta para Importación de Energía Eléctrica²¹

Un importador de energía eléctrica puede ser:

- Un Participante Distribuidor, que importa con destino a abastecimiento y seguridad de suministro de los usuarios finales con que comercializa a nivel minorista.
- Un Participante Productor que no es Comercializador, que importa a los efectos del respaldo de sus contratos de venta en el MMEE.
- Un Comercializador, que importa para ventas a Grandes Consumidores con que comercializa o respaldo de generación que comercializa.
- Un Gran Consumidor, que importa para consumo y seguridad de suministro propio.

La ADME deberá asignar los cargos que resulten en el MMEE para una importación por contratos, al Participante que actúa como importador en el MMEE.

Autorización de una importación

²⁰ Ministerio de Industria, Energía y Minería 2011, 2013a, 2013b, 2010.

²¹ Presidencia de la República 2002

La solicitud de autorización de una importación será presentada ante el Ministerio de Industria Energía y Minería, identificando el respaldo físico en capacidad instalada en unidades generadoras ubicadas en el país desde el que se hace la importación y la capacidad firme en la o las interconexiones internacionales a utilizar.

La solicitud de autorización deberá cumplir con los requisitos establecidos en la reglamentación y adjuntar la documentación que acredite capacidad firme en las interconexiones internacionales requeridas por el contrato.

De resultar un requerimiento de energía de paso por contratos entre terceros países, deberá contar con capacidad firme en las correspondientes interconexiones internacionales.

Cuando en una licitación, un Distribuidor adjudique un contrato de importación, dicho Distribuidor en su rol de importador tendrá la responsabilidad de obtener la autorización para dicha importación.

El interesado en una importación deberá incluir en la solicitud de autorización al Ministerio de Industria, Energía y Minería:

- El contrato respectivo, con todos sus parámetros físicos y económicos
- El convenio de uso de los sistemas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional.
- La aceptación por el interesado de que la importación estará sometida a las disposiciones de coordinación de la operación que se están reglamentadas
- Documentación extendida por el Operador del Sistema y Administrador del Mercado del país en que se originará la importación, que acredite la capacidad de generación de las unidades

De verificar que cumple ambos requisitos de firmeza, emitirá un informe favorable al Poder Ejecutivo. De lo contrario, emitirá un informe recomendando rechazar la autorización, con su correspondiente fundamentación. El Poder Ejecutivo se pronunciará previa verificación del cumplimiento de condiciones de reciprocidad.

Tratamiento de la importación

Un Generador o Comercializador de otro Mercado que vende en el MMEE por contratos de importación autorizados, tiene los mismos derechos que un Generador nacional con las excepciones que se establecen en este Reglamento.

- La importación Spot será considerada como generación no firme y sólo será acordada en la medida en que resulte aceptada por el despacho económico dentro de los Criterios de Desempeño Mínimo, y no provoque congestión en el sistema de transmisión.
- Un contrato de importación podrá ser Contrato de Suministro o Contrato de Respaldo, con las características que se encuentran reglamentadas.
- Todos los contratos de importación deberán ser despachables.

Un contrato de importación será considerado firme si cumple los siguientes requisitos:

- El vendedor cuenta con generación instalada o respecto de la que existe compromiso de ser instalada (propia o comercializada o contratada con terceros) que respalde el contrato.
- La importación cuenta con capacidad firme de interconexión, de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Trasmisión.

Para la programación y el despacho, la importación se modelará como una generación que se adiciona en el nodo importador (en la interconexión internacional) con un costo variable para el despacho, igual al precio ofertado, de tratarse de una importación Spot o una importación por Contrato de Suministro, o el precio de la energía en el contrato, de tratarse de una importación por Contratos de Respaldo, más los cargos variables que resulten aplicables a la importación en el MMEE.

En la importación por Contrato de Suministro el compromiso de energía horario del contrato se administrará como una obligación de suministro, y los desvíos (la diferencia entre la energía inyectada por la importación y la energía contratada) se comprarán (si entrega menos que lo comprometido) o venderán (si entrega más que lo comprometido) en el Mercado Spot del MMEE.

Integración spot y convenios de interconexión

Se considera que existe una condición de Integración Spot entre el MMEE y el Mercado Mayorista de un país interconectado, si los Mercados Spot de ambos países realizan intercambios de oportunidad que reflejan condiciones económicas, sin que existan restricciones físicas o regulatorias que impidan dichos intercambios.

2.7. Datos históricos

Los valores de demanda máxima del SIN de Uruguay para los últimos años, y la variación anual representada por la tasa de crecimiento se observan en la Figura 38.

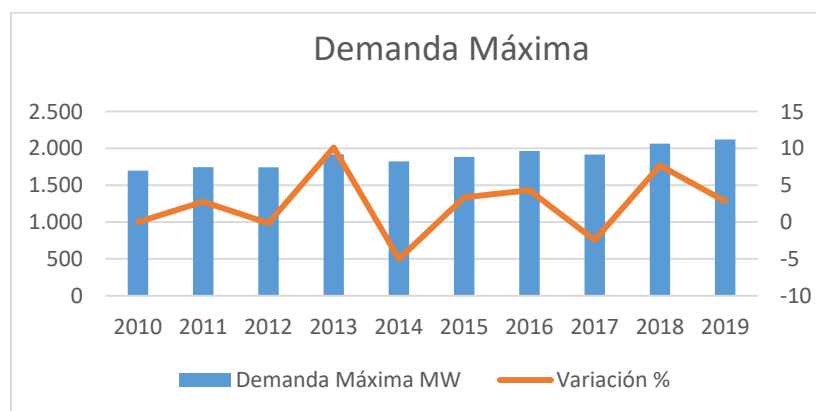


Figura 38: Evolución de la Demanda Máxima. Fuente: (Administración del Mercado Eléctrico - ADME 2018, 2016, 2015, 2017, 2019)

El aumento de la demanda máxima también es acompañado por la demanda de energía por parte del sistema, lo que se observa en la Figura 39, en la cual se puede distinguir según la fuente de energía primaria.

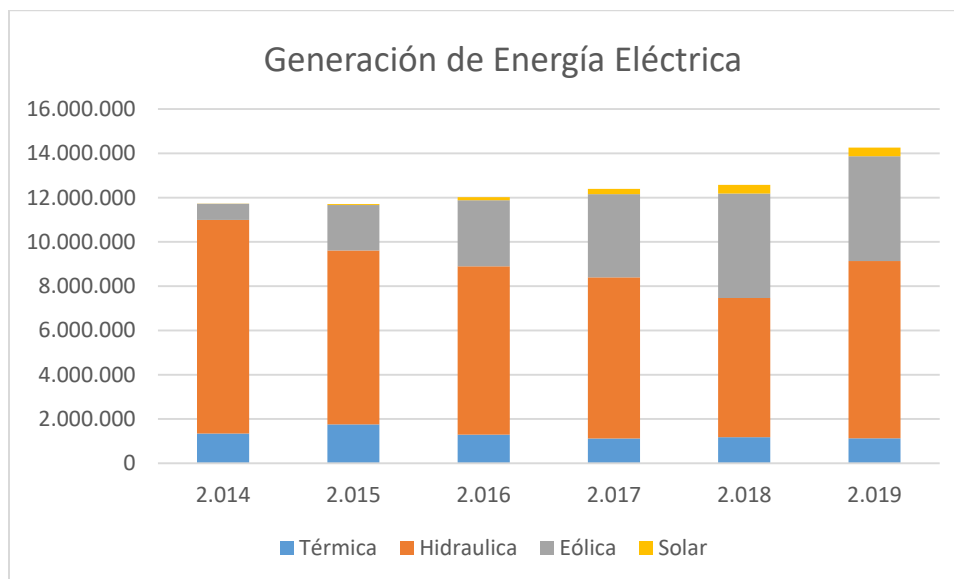


Figura 39: Generación de Energía Eléctrica. Fuente: (Administración del Mercado Eléctrico - ADME 2018, 2016, 2015, 2017, 2019)

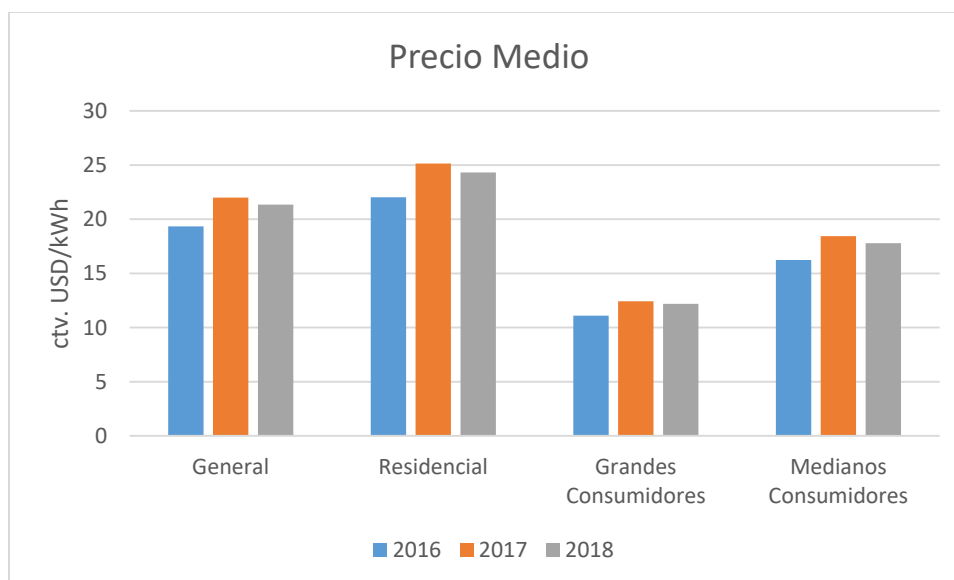


Figura 40: Generación de Energía Eléctrica. Fuente: (Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas - UTE 2019)

Este aumento de la demanda de energía y potencia implica inversiones en infraestructura de generación y transmisión, lo cual se puede observar en la Figura 41

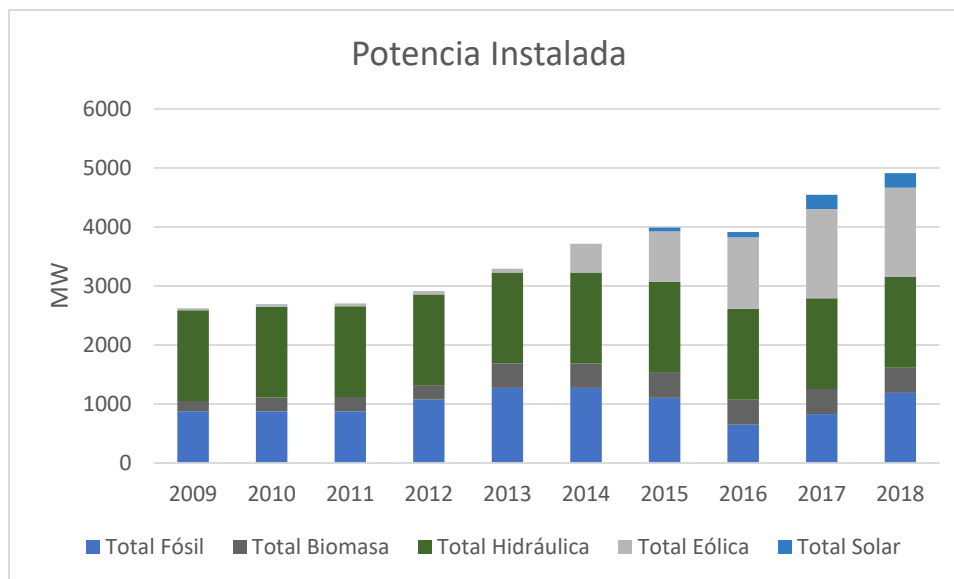


Figura 41: Potencia Instalada según fuente. Fuente: (Administración del Mercado Eléctrico - ADME 2019, 2017, 2015, 2016, 2018)

Referencias

Administración del Mercado Eléctrico - ADME (2015): Informe Anual 2014.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME (2016): Informe Anual 2015.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME (2017): Informe Anual 2016.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME (2018): Informe Anual 2017.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME (2019): Informe Anual 2018.

Administración del Mercado Eléctrico - ADME (2020): Cometidos ADME. Disponible en línea en <https://adme.com.uy/institucional/mision.php>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas - UTE (2019): UTE en cifras 2018.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2014): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2015a): Señales Regulatorias para la Rentabilidad e Inversión. Síntesis de los Principales Aspectos Económicos de la Regulación.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2015b): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2016): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Comisión de Integración Energética Regional - CIER (2017): Síntesis Informativa Energética de los Países de la CIER.

Consejo de Estado: Ley Orgánica UTE N 15.031/1980.

Consejo de Estado (2020): Ley N° 17598. Disponible en línea en <https://www.impo.com.uy/bases/leyes/17598-2002>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Facultad de Ingeniería - UdelaR (2017): Interconexiones de intercambio internacionales de electricidad.

Instituto Cuenca Duarte - PIT - CNT (2006): El Sector Energético en Uruguay.

Mario Vignolio; Carlos Zilli; Diego Oroño (2014): Análisis del modelo regulatorio uruguayo y perspectivas. Facultad de Ingeniería - UdelaR.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (2010): Resolución - 476/010 Autorización a UTE para importar energía eléctrica desde Argentina.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (2011): Resolución 347/011 - Autorízase a UTE a importar energía eléctrica de la República Argentina resultante de la contratación con la empresa Endesa Camsa S.A. hasta 150MW.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (2013a): Resolución 187/013 - Autoriza a UTE la asociación con Eletrobras para la instalación de nuevas plantas de energía eléctrica.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (2013b): Resolución 687/013 Autoriza a UTE a importar energía eléctrica de Brasil de origen térmico y/o hidráulico con Tradener Ltda.

Ministerio de Industria, Energía y Minería (2017): Funciones MIEM. Disponible en línea en <https://www.miem.gub.uy/organigrama/ministerio-de-industria-energia-y-mineria>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

Naciones Unidas - CEPAL (2010): El desarrollo y la provisión de servicios de infraestructura: La experiencia de la energía eléctrica en Uruguay en el periodo 1990 - 2009.

Presidencia de la República (2002): Reglamento del Mercado Eléctrico Mayorista - Decreto N 360/002.

Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua - URSEA (2020): Creación y evolución histórica URSEA. Disponible en línea en <https://www.gub.uy/unidad-reguladora-servicios-energia-agua/institucional/creacion-y-evolucion-historica>, Última actualización el 17/03/2020, Última comprobación el 17/03/2020.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU
GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 06 Rev2.

ASUNTO: “Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu para comercializar en el Mercado Brasileño”

Fecha: 30.06.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe N° GT.C – 06 Rev2.

Fecha: 30.06.2020

Asunto: Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu para comercializar en el Mercado Brasileño

Participantes:

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de ANDE; Coordinador del GT.C
Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME;
Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE;
Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU;
Ing. Gerardo Blanco, representante de ITAIPU;
Ing. Felipe Mitjans, representante del VMME.

1. OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL TEMA

El objeto del informe es presentar los Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu Binacional para comercializar en el Mercado Brasileño, atendiendo a su vez los requerimientos del mercado eléctrico nacional conforme a la proyección de la demanda del Escenario Optimista con probabilidad acumulada de ocurrencia del 95%, por recomendación del Grupo de Trabajo Técnico, en su Informe GT.T N°05 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”, y el mercado de exportación de los excedentes de energía de la producción paraguaya de la Itaipu Binacional, es decir, correspondiente al 50% de la producción total de Itaipu Binacional.

Son consideradas las disponibilidades de potencia y energía de Itaipu Binacional para su comercialización en el Mercado Eléctrico del Brasil, partiendo de los resultados obtenidos en el Informe GT.T N°06 “Disponibilidades de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040” de manera a verificar el sobrante de energía y potencia de la participación Paraguay en la Itaipu Binacional, una vez considerados los requerimientos para atender el mercado interno con despacho óptimo.

Asimismo, se analizan las distintas alternativas de despacho de los bloques de energía y potencia sobrantes de la participación del Paraguay en la Itaipu Binacional, obteniéndose así los costos marginales unitarios de adquisición energía contratando potencia o energía, según sea la forma final de acuerdo del Costo del Servicio de Electricidad y la Libre Disponibilidad de la participación paraguaya en la Itaipu Binacional de la producción de la Central Hidroeléctrica Itaipú Binacional entre las Partes, para luego considerar su comercialización en el mercado eléctrico brasileño, obteniéndose así los Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu en barras para analizar posteriormente su factibilidad de comercializar en el centro de gravedad del Mercado Eléctrico Brasileño.

2. BASES E INFORMACIONES UTILIZADAS

Se utilizan las informaciones contenidas, los escenarios recomendados y resultados obtenidos en los siguientes informes:

- Informe GT.T N°05 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”.
- Informe GT.T N°06 “Disponibilidades de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.

- Informe GT.T N°07 “Previsiones de Despacho para el SIN y determinación de Excedentes de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.
- Informe Técnico de las Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad Periodo 2020-2040 (Nota P. 1005/2020).
- Informe DP/EDG/01/20 “Previsión de Suministro de Energía Eléctrica periodo 2020-2040”.
- Informe DP/EDG/02/20 Rev.1 “Previsión de Despacho y Compra de Energía Eléctrica para Suministro al S.I.N. Periodo 2020-2040 -- Resumen Anual -- “.
- Informe DP/EDG/03/20 “Análisis del Costo Unitario de Generación para su Comercialización en el Mercado Eléctrico Brasileño Periodo 2024-2040 -- Resumen Anual --”.

3. DESARROLLO DEL TEMA

A. Premisas

El Paraguay asume toda la energía y los gastos de Itaipu Binacional asociados a la parte correspondiente a Paraguay (50%), para atender su Mercado Eléctrico Nacional (Mercado Interno) y la Comercialización de la Energía remanente en el Mercado Eléctrico de Brasil (Mercado Externo).

Para el cálculo del costo unitario de adquisición de energía eléctrica de Itaipu Binacional para la comercialización en el Mercado Eléctrico del Brasil se tienen en cuenta las siguientes disponibilidades históricas de potencia y energía de la Itaipu Binacional para el Paraguay:

- Potencia disponible promedio de 6.068 MW.
- Energía Garantizada: 37.671 GWh-año.
- Energía Esperada: 45.372 GWh-año.

La siguiente tabla presenta una proyección hasta el año 2040 de las disponibilidades de la Itaipu Binacional para el Paraguay, en la misma se considera para el periodo 2024-2033 indisponibilidades de grupos generadores debido a trabajos de actualización tecnológica en la central, con su estimada reducción de la producción anual de energía esperada.

Tabla 1. Proyección de la Disponibilidad Física de la Itaipu para el Paraguay.

Disponibilidad de Itaipu para el Paraguay	2020-2023	2024 - 2033	2034 - 2040
Potencia Disponible (MW)	6,068	6,068	6,068
Energía Garantizada (GWh)	37,671	37,671	37,671
Energía Esperada (GWh)	45,372	44,471	45,372

Escenarios de tarifas de la Itaipu Binacional, considerados fijos para el periodo:

- P 22,60: Contrato de potencia con una tarifa de 22,60 USD/kW-mes y energía no garantizada con una tarifa de 6,06 USD/MWh.
- P 10,00: Contrato de potencia con una tarifa de 10,0 USD/kW-mes y energía no garantizada con una tarifa de 6,06 USD/MWh.

- c. E 30,96: Derivado del escenario P 22,60, considera de suministro de energía con tarifa equivalente de 30,96 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.
- d. E 13,70: Derivado del escenario P 10,00, Contratos de suministro de energía con tarifa equivalente de 13,70 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.

Costo del Servicio de Electricidad asociado a la Itaipú Binacional:

- a. En los escenarios P 22,60 y E 30,96 se mantiene el Costo del Servicio de Electricidad en 3.292 millones de USD anuales, la mitad de los mismos asociados a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional (1.646 MUSD).
- b. En los escenarios P 10,00 y E 13,70 se asume que el Costo del Servicio Electricidad disminuye a 1.456 millones de USD anuales, la mitad de los mismos asociados a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional (728 MUSD).
- c. El costo de la energía producida, superior a la energía garantizada en los escenarios P 22,60 y P 10,00 es de 6,06 USD/MWh.

Estos valores del Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipú Binacional están asociados a la energía garantizada de la central y servirán como referencia para estimar los costos marginales.

Para el presente estudio se considerará la posibilidad de comercializar los remanentes de Energía Garantizada de la parte correspondiente al Paraguay que no sean requeridas para la demanda del Mercado Eléctrico Nacional.

En la Figura 1 siguiente se puede apreciar que en el año 2034 en los escenarios E 30,96 y E 13,70 la Energía Requerida de Itaipu Binacional para la cobertura de la Demanda Nacional, alcanza el valor de la Energía Garantizada, ya no quedando por tanto remanentes de la Energía Garantizada para ser considerados en una posible comercialización. Debido a esto se define la Ventana de Comercialización en el periodo 2024-2034.

A partir del año 2035 se deberá explorar la posibilidad de comercializar solamente los remanentes de energía no garantizada, ya que el Mercado Nacional requeriría la totalidad de la Energía Garantizada para la cobertura de la Demanda Nacional

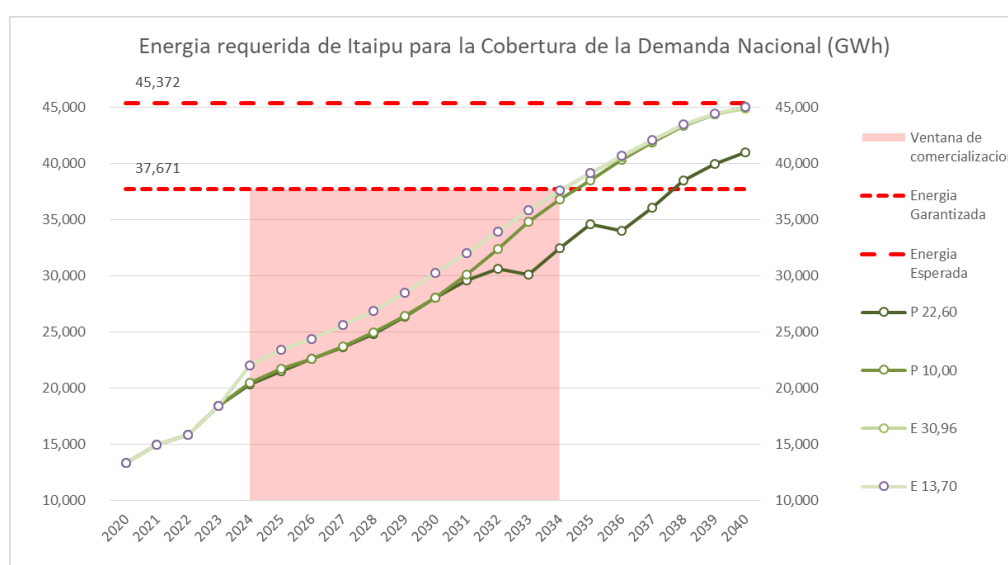


Figura 1. Energía requerida de Itaipu para la Cobertura de la Demanda Nacional para el periodo 2020 2040.

Otra observación referente al Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional, en el escenario E 13,70, es que el valor unitario de la Energía Garantizada es de 19,29 USD/MWh, superior a los 13,70 USD/MWh estimados en el informe DP/EDG/02/20 Rev. 1 “Previsión de Despacho y Compra de Energía Eléctrica para Suministro al S.I.N. Periodo 2020-2040 -- Resumen Anual --”, motivo por lo cual para el presente estudio se asume el valor 19,29 USD/MWh.

B. Costo Marginal de la Energía Comercializable

Para valorizar un Costo Marginal de la Energía Comercializable asociado a la libre disponibilidad de la energía de la Itaipu Binacional, se asume que el Paraguay a partir del año 2024 contrata los 6.068 MW disponibles para contratación asociado a la participación paraguaya en la misma. Esto significa que la energía asociada a la Potencia Disponible tiene como límite máximo la Energía Esperada, conforme a la Tabla 1.

Para el periodo 2024 – 2034, en vistas a la negociación del Anexo C del Tratado de Itaipu, se analizan cuatro posibles tarifas, valorizadas en potencia (P) o energía (E):

1. **Tarifa P 22,60:** 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.
2. **Tarifa P 10,00:** 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.
3. **Tarifa E 30,96:** Derivado del escenario P 22,60, considera de suministro de energía con tarifa equivalente de 30,96 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.
4. **Tarifa E 19,29:** Derivado del escenario P 10,00, presenta contratos de suministro de energía con tarifa equivalente de 19,29 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada. Esto se asume debido a que el Costo del Servicio Electricidad asociado a la Energía Garantizada es de 728 millones de USD anuales.

En la Tabla 2 se muestra la tarifa equivalente de energía 30,96 USD/MWh derivada de la tarifa de potencia 22,60 USD/kW-mes.

Tabla 2. Cálculo de la Tarifa de Energía Equivalente.

Tarifa en potencia (USD/kW-mes)	Tarifas IPU	
	22,60	10,00
Tarifa de Energía no Garantizada (USD/MWh)	6,07	71%
FP Garantizada	71%	71%
FP máximo	100%	71%
Costo en energía equivalente (USD/MWh)	30,96	19,29

Siguiendo un razonamiento similar al de la Tabla 2 se puede llegar al valor de tarifa en energía equivalente de 19,29 USD/MWh, derivado de la tarifa de potencia 10,00 USD/kW-mes, que cubre el Costo del Servicio Electricidad asociado a la Energía Garantizada cuando el mismo es de 728 millones de USD anuales.

Se asumen 3 posibles formas de cuantificar la energía de Itaipu Binacional para la exportación al Mercado Eléctrico Brasileño:

- a. **Promedio 71%:** Se asume que solo se podrá comercializar la llamada Energía Firme Anual de Itaipu para Exportación, es decir el remanente de la Energía Garantizada asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional después de cubrir la Demanda Nacional. Los cálculos en este caso están basados en los valores anuales promedio.
- b. **Promedio 85%:** Se asume que solo se podrá comercializar la llamada Energía Anual de Itaipu para Exportación, es decir el remanente de la Energía Esperada de la Itaipu Binacional después de cubrir la Demanda Nacional. Los cálculos en este caso están basados en los valores anuales promedio.
- c. **Óptimo:** Se asume que se podrá comercializar bloques de Potencia con factor de carga fijo e igual al factor de planta de la Energía Garantizada de la Itaipu Binacional (71%). En este caso se vuelve a realizar el Despacho Económico para cubrir la Demanda Nacional y los bloques de Potencia para la comercialización.

La combinación de los escenarios de tarifa y las posibles formas de cuantificar la energía para la exportación dan como resultado los parámetros físicos de los bloques de energía firme comercializable, para contratos de bloques de energía de 3 años de duración, que reciben el nombre de Venta, y que están asociados a los escenarios de tarifa descritos anteriormente.

Asumir bloques de energía por periodos mayores a 3 años implica asumir como base de comercialización una potencia remanente menor, por lo que no se pueden tener bloques optimizados de energía razonables para la comercialización, lo que repercute en mayores costos marginales para la comercialización. Esta situación se ve acentuada en los escenarios de energía, debido a que en los despachos del caso base la potencia requerida de la Itaipu Binacional cubren además de la base de la demanda nacional, la punta (demanda nacional máxima), desplazando en el despacho de la punta a las otras centrales, debido a su menor tarifa en energía.

El Costo Marginal de la Energía Comercializable asociado a la libre disponibilidad de la energía de Itaipu Binacional (CMEC) es el costo adicional en que se incurriría para satisfacer la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y unos bloques de energía firme comercializables, llamados Venta, asumiendo el Costo del Servicio Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional.

C. Parámetros Físicos de los Bloques de Energía Firme Comercializable

En la Tabla 3 se aprecian los parámetros físicos de los bloques de energía firme agrupados por trienios comercializables asociados a los escenarios de tarifas anteriormente mencionados.

Tabla 3. Parámetros Físicos de los Bloques de Energía Firme Comercializable.

Parámetros Físicos de Energía Firme Comercializable						
Promedio 71%	Escenario de Tarifa	Parametros Físicos	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	Venta <i>(P 22,60)</i>	Potencia (MW)	3,457	2,983	2,154	1,694
		Energía (GWh-año)	15,118	11,334	7,070	5,215
		Garantía Física (%)	50%	43%	37%	35%
	Venta <i>(P 10,00)</i>	Potencia (MW)	3,452	2,960	1,906	1,092
		Energía (GWh-año)	15,098	11,244	5,311	930
		Garantía Física (%)	50%	43%	32%	10%
	Venta <i>(E 30,96)</i>	Potencia (MW)	2,527	1,892	1,090	677
		Energía (GWh-año)	13,293	9,179	3,737	131
		Garantía Física (%)	60%	55%	39%	2%
	Venta <i>(E 19,29)</i>	Potencia (MW)	2,507	1,876	1,090	668
		Energía (GWh-año)	13,293	9,179	3,737	111
		Garantía Física (%)	61%	56%	39%	2%
Promedio 85%	Escenario de Tarifa	Parametros Físicos	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	Venta <i>(P 22,60)</i>	Potencia (MW)	3,457	2,983	2,154	1,694
		Energía (GWh-año)	21,919	18,134	13,870	12,612
		Garantía Física (%)	72%	69%	74%	85%
	Venta <i>(P 10,00)</i>	Potencia (MW)	3,452	2,960	1,906	1,092
		Energía (GWh-año)	21,898	18,045	12,111	8,132
		Garantía Física (%)	72%	70%	73%	85%
	Venta <i>(E 30,96)</i>	Potencia (MW)	2,527	1,892	1,090	677
		Energía (GWh-año)	18,818	14,090	8,119	5,038
		Garantía Física (%)	85%	85%	85%	85%
	Venta <i>(E 19,29)</i>	Potencia (MW)	2,507	1,876	1,090	668
		Energía (GWh-año)	18,669	13,966	8,119	4,972
		Garantía Física (%)	85%	85%	85%	85%
Optimo	Escenario de Tarifa	Parametros Físicos	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	Venta <i>(P 22,60)</i>	Potencia (MW)	3,220	2,576	1,652	590
		Energía (GWh-año)	19,942	15,954	10,231	3,654
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%
	Venta <i>(P 10,00)</i>	Potencia (MW)	3,540	3,155	2,360	1,100
		Energía (GWh-año)	21,924	19,540	14,616	6,813
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%
	Venta <i>(E 30,96)</i>	Potencia (MW)	2,600	2,100	1,300	650
		Energía (GWh-año)	16,103	13,006	8,051	4,026
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%
	Venta <i>(E 19,29)</i>	Potencia (MW)	2,600	2,100	1,300	650
		Energía (GWh-año)	16,103	13,006	8,051	4,026
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%

En la Tabla 4 siguiente se aprecian los parámetros físicos de energía exportable remanente asociados a los escenarios de tarifas anteriormente mencionados, que representan sobrantes y podrían ser vendidos al costo de oportunidad – Precio de Liquidación de las Diferencias - (PLD) en el Mercado de Corto Plazo (MCP) del Brasil, para obtener un lucro adicional.

En todos los casos los Parámetros Físicos de Energía Garantizada (Energía Firme) remanente exportable asociados a los escenarios de tarifa considerados y presentados en la Tabla 3 se tiene el costo marginal de 0 USD/MWh. En decir aquellos sobrantes de energía firme de los bloques trianuales que fueron definidos en función a la máxima disponibilidad para el último año del bloque, presenta sobrantes diferentes en los primeros dos años, cuyos costos de adquisición ya están pagados, por lo tanto pueden ser sumados a los remanentes de energía no firme de manera a comercializarlos en el Mercado de Corto Plazo (MCP) al costo de oportunidad, por ejemplo al PLD.

Tabla 4. Parámetros Físicos de Energía remanente exportable asociados a los escenarios de Tarifas.

Parámetros Físicos de Energía remanente exportable													
Promedio 71%	Escenario de Tarifa	Parámetros Físicos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Remanente (P 22,60)	Potencia (MW)	270	109	-	354	198	-	612	285	-	332	-
		Energía Firme (GWh)	2,278	1,049	-	2,755	1,519	-	2,613	1,046	-	2,386	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (P 10,00)	Potencia (MW)	232	81	-	362	193	-	841	450	-	280	-
		Energía Firme (GWh)	2,161	912	-	2,758	1,496	-	4,305	2,269	-	1,985	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (E 30,96)	Potencia (MW)	352	117	-	447	260	-	542	270	-	161	-
		Energía Firme (GWh)	2,406	999	-	2,912	1,629	-	3,723	1,911	-	1,743	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (E 19,29)	Potencia (MW)	353	121	-	444	258	-	527	270	-	149	-
		Energía Firme (GWh)	2,406	999	-	2,912	1,629	-	3,723	1,911	-	1,721	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
Promedio 85%	Escenario de Tarifa	Parámetros Físicos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Remanente (P 22,60)	Potencia (MW)	270	109	-	354	198	-	612	285	-	332	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	2,278	1,049	-	2,755	1,519	-	2,613	1,046	-	1,790	305
	Remanente (P 10,00)	Potencia (MW)	232	81	-	362	193	-	841	450	-	280	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	2,161	912	-	2,758	1,496	-	4,305	2,269	-	1,584	500
	Remanente (E 30,96)	Potencia (MW)	352	117	-	447	260	-	542	270	-	161	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	3,681	2,274	1,275	4,801	3,518	1,889	6,141	4,329	2,418	3,636	2,794
	Remanente (E 19,29)	Potencia (MW)	353	121	-	444	258	-	527	270	-	149	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	3,830	2,423	1,424	4,925	3,642	2,013	6,141	4,329	2,418	3,661	2,841
Optimo	Escenario de Tarifa	Parámetros Físicos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Remanente (P 22,60)	Potencia (MW)	826	652	638	1,086	919	720	1,290	1,045	738	1,466	1,176
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	2,067	938	-	3,358	1,698	882	5,842	3,368
		Energía No Firme (GWh)	6,653	6,112	6,148	6,800	6,800	6,490	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (P 10,00)	Potencia (MW)	537	83	2	32	9	6	66	24	-	-	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	4,849	3,668	3,243	3,695	3,145	2,621	3,688	2,907	856	3,809	3,350
	Remanente (E 30,96)	Potencia (MW)	431	331	282	460	379	260	552	434	20	191	64
		Energía Firme (GWh)	264	-	-	444	-	-	710	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,468	6,020	6,800	6,475	5,492	6,800	6,412	4,257	5,545	5,019
	Remanente (E 19,29)	Potencia (MW)	431	322	276	451	370	252	539	425	20	183	49
		Energía Firme (GWh)	264	-	-	393	-	-	640	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,430	5,986	6,800	6,436	5,454	6,800	6,374	4,257	5,508	4,947

4. RESULTADOS

La siguiente Tabla 5, es un resumen de los costos unitarios obtenidos en barras de Itaipu Binacional de las principales variables del despacho de potencia, energía y tarifas aplicadas a la Itaipú Binacional para satisfacer las necesidades de la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y unos bloques de Venta de Energía Firme en el Mercado Eléctrico Brasileño.

Los resultados corresponden a los costos unitarios, por bloque de energía firme trianuales, de adquisición de potencia/energía, según sea el escenario de contratación de la Itaipu Binacional, para:

- Mercado Interno (P/E)
- Mercado Interno más Ventas (P/E + Ventas)

- Costo Marginal de las Ventas (Ventas P/E)

Tabla 5. Costos Unitarios de Adquisición de Energía en Barras de Itaipu para Comercialización.

Costo Unitario (USD/MWh)					
Promedio 71%	ESCENARIO	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	P 22,60	31,30	30,97	32,56	35,03
	P 22,60 + Venta	42,63	42,23	41,85	41,43
	Venta (P 22,60)	61,84	72,06	88,10	90,65
	P 10,00	16,61	16,33	16,64	17,13
	P 10,00 + Venta	20,03	20,01	20,32	19,49
	Venta (P 10,00)	25,85	29,83	44,71	121,09
	E 30,96	29,13	28,71	28,97	29,25
	E 30,96 + Venta	42,97	42,65	42,96	41,83
	Venta (E 30,96)	69,65	88,27	174,75	3.904,52
	E 19,29	18,55	18,23	18,34	18,59
	E 19,29 + Venta	19,40	19,26	19,39	19,04
	Venta (E 19,29)	21,04	22,62	29,34	180,50
Promedio 85%	ESCENARIO	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	P 22,60	31,30	30,97	32,56	35,03
	P 22,60 + Venta	37,26	36,94	36,74	36,33
	Venta (P 22,60)	44,23	46,83	47,34	40,46
	P 10,00	16,61	16,33	16,64	17,13
	P 10,00 + Venta	17,90	17,86	17,99	17,36
	Venta (P 10,00)	19,42	20,40	21,91	18,48
	E 30,96	29,13	28,71	28,97	29,25
	E 30,96 + Venta	37,63	37,91	38,61	37,28
	Venta (E 30,96)	49,20	57,50	80,43	101,28
	E 19,29	18,55	18,23	18,34	18,59
	E 19,29 + Venta	18,86	18,56	18,51	18,67
	Venta (E 19,29)	19,29	19,28	19,27	19,26
Optimo	ESCENARIO	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	P 22,60	31,30	30,97	32,56	35,03
	P 22,60 + Venta	41,86	42,10	42,99	44,56
	Venta (P 22,60)	55,43	63,05	78,86	149,23
	P 10,00	16,61	16,33	16,64	17,13
	P 10,00 + Venta	20,19	20,37	20,15	18,96
	Venta (P 10,00)	24,37	26,58	28,60	29,70
	E 30,96	29,13	28,71	28,97	29,25
	E 30,96 + Venta	41,28	40,47	40,08	39,00
	Venta (E 30,96)	60,61	67,61	88,69	136,18
	E 19,29	18,55	18,23	18,34	18,59
	E 19,29 + Venta	19,44	19,36	19,27	19,05
	Venta (E 19,29)	20,86	21,97	23,35	23,65

De las Tablas 3 y 5 mostradas anteriormente se puede observar lo siguiente:

- Promedio 71%:** Los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga menores al 60%, llegando inclusive a valores del 2%, como consecuencia los costos marginales de la energía para la Venta son elevados ya que reducidas porciones de energía deben absorber la diferencia entre los costos de la

energía asociada a la Demanda Nacional y el Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipu Binacional asociado a la participación paraguaya. Esta situación se ve acentuada en los escenarios P 22,60 y E 30,96 debido a que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD.

- b. **Promedio 85%:** En esta variante se presentan los menores costos marginales de la energía para la Venta. En todos los casos los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga superiores al factor de planta de la Energía Garantizada de la Itaipú Binacional (71%), lo que introduce incertidumbres en las garantías físicas que puedan ofrecerse por la energía a ser comercializada, más aún si se tiene en cuenta que los cálculos están basados en promedios anuales y no en un despacho económico. No obstante, los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipú Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales elevados.
- c. **Óptimo:** A diferencia de los casos anteriores, debido a que se realizó un despacho económico mensual, este escenario presenta los valores más precisos de costos marginales y bloques de Venta. Se observa que los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipú Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales muy elevados, y que aumentan considerablemente en los bloques finales del periodo 2024-2034.

A continuación, en las siguientes figuras, se resumen los resultados obtenidos de las principales variables del despacho de potencia y energía de la Itaipu Binacional para satisfacer las necesidades de la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y de las Ventas en el escenario Óptimo de despacho económico del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En la Figura 2 se observa Potencia Requerida de la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional (Rojo) deja con el paso de los años cada vez menos margen para la potencia dedicada a la Venta (Verde). También se puede apreciar que en el Periodo 2024-2034, con el modelo de bloques de Venta considerado prácticamente se utiliza toda la potencia correspondiente al Paraguay (Amarillo).

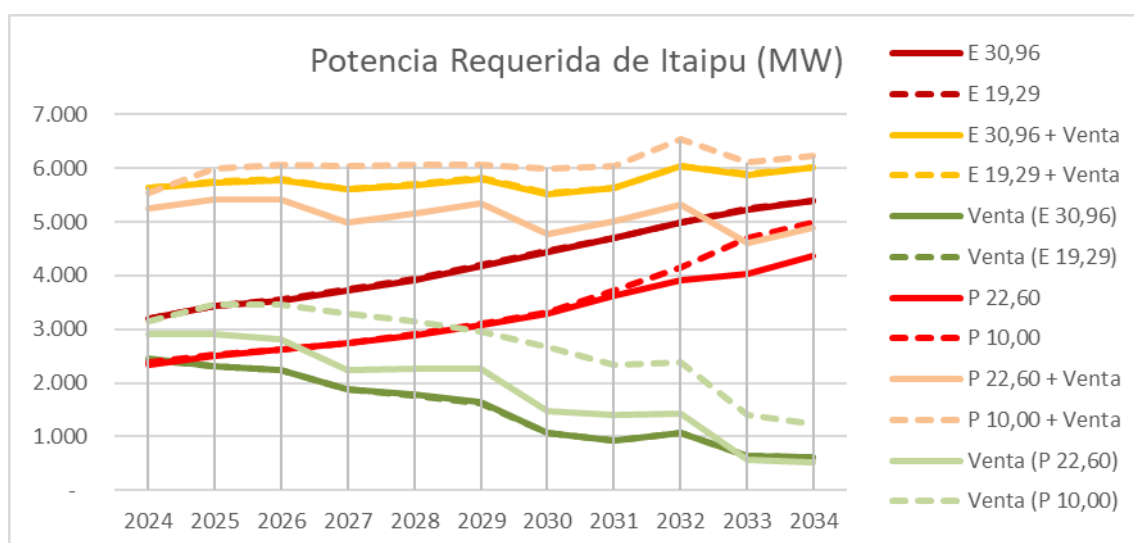


Figura 2. Potencia Requerida para cubrir la Demanda Nacional y la Venta en los distintos escenarios de tarifas.

En la Figura 3, se observa el mismo comportamiento de la Energía Firme Requerida observado en la Figura 2 en lo referente a la Potencia Requerida. En lo referente a Energía Firme Requerida cuando se considera la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y las Ventas todos los escenarios se encuentran en la franja entre la Energía Garantizada (37.671 GWh-año) y la Energía Esperada (45.372 GWh-año).

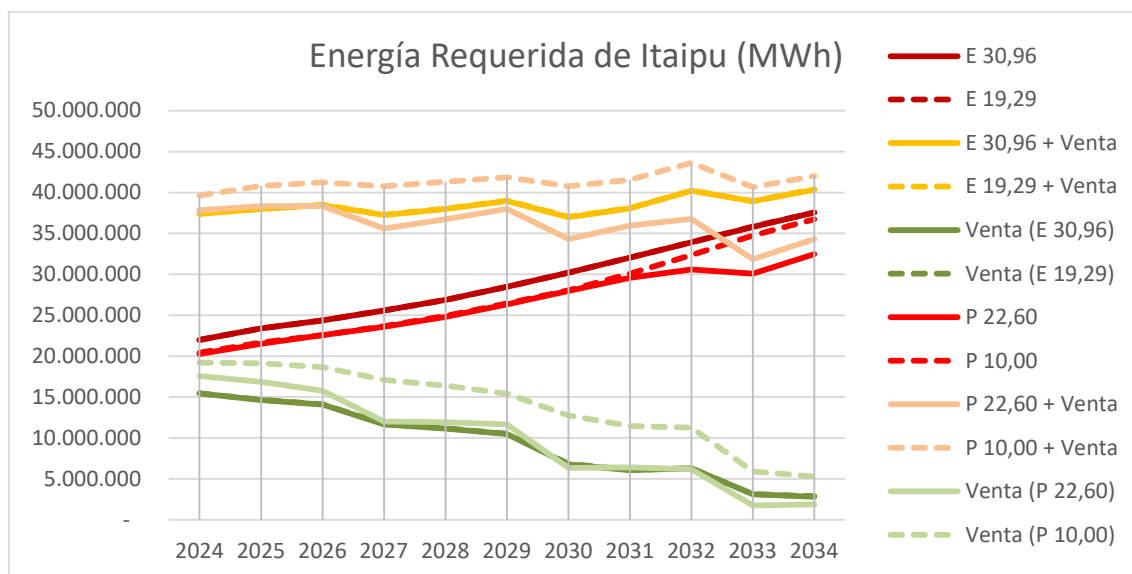


Figura 3. Energía Firme Requerida para cubrir la Demanda Nacional y la Venta en los distintos escenarios de tarifas.

En la Figura 4 se observa que los costos unitarios siguen dos tendencias claramente marcadas por influencia del Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipu Binacional adoptado:

- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD, los costos unitarios del Mercado Eléctrico Nacional sumados a las Ventas y a los costos marginales de las Ventas de bloques de energía firme superan los 40 USD/MWh.
- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 728 MUSD, los costos unitarios del Mercado Eléctrico Nacional sumado a las Ventas y los costos marginales de las Ventas de bloques de energía firme se encuentran en torno a 20 USD/MWh.

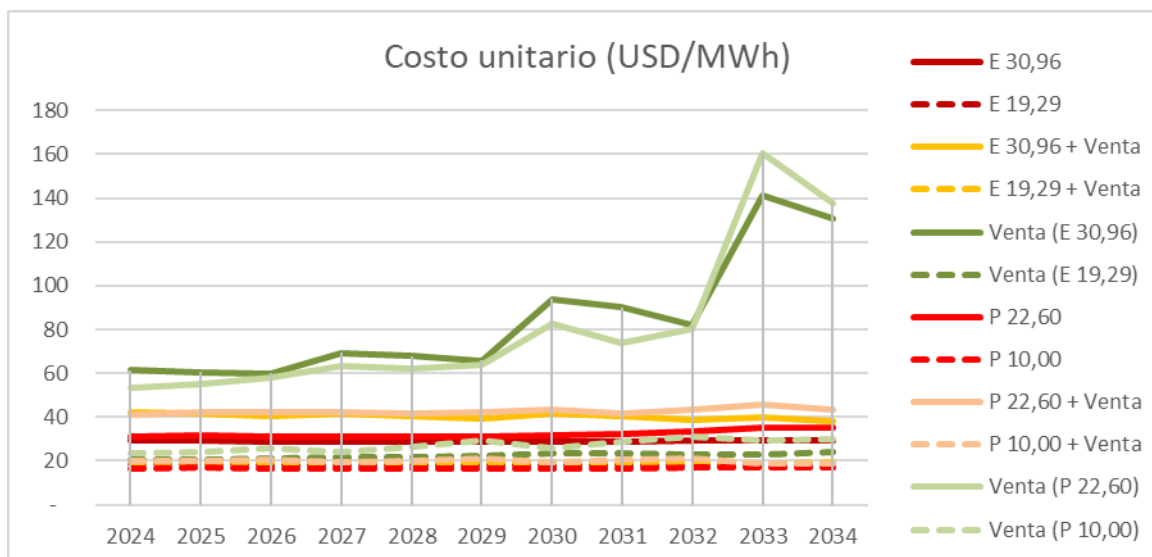


Figura 4. Costo Unitario en los distintos escenarios de tarifas.

5. CONCLUSIONES

El Paraguay asume toda la energía y gastos de Itaipu Binacional asociados a la participación del Paraguay (50%), para atender su Mercado Eléctrico Nacional (Mercado Interno), la Comercialización de Bloques de Energía Garantizada y los Remanentes de Energía en el Mercado Eléctrico de Brasil (Mercado Externo).

Se prioriza con energía garantizada la cobertura de la totalidad del Mercado Interno del Paraguay, pero se contabiliza el costo en forma ponderada (71% a costo de energía garantizada y el restante a costo de energía no garantizada en los escenarios P 22,60, P 10,00 y E 30,96). Con estas medidas el Mercado Interno del Paraguay asegura garantía de cobertura al menor costo.

Bloques de energía garantizada (energía firme) y la potencia asociada se podrían comercializar en el Mercado Libre (ACL) o Regulado (ACR) del Brasil, tomando como base los costos marginales resultantes. Los remanentes de potencia y energía firme y no firme podrían ser vendidos al costo de oportunidad, por ejemplo al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) en el Mercado de Corto Plazo (MCP) del Brasil, para obtener un lucro adicional.

En la modalidad de tarifa en energía, la tarifa de 13,70 USD/MWh no cubriría la recaudación mínima considerada en los escenarios de menores costos totales de Itaipu (sin incorporación de nuevos elementos en su estructura de costo, y una vez amortizada toda la carga financiera de la deuda) en el periodo 2024-2040, ni aunque se considere una producción anual de 90.000 GWh-año (USD 1.223.000.000) y este déficit deberá ser cubierto con parte de la renta obtenida en la comercialización o bien con la reducción de los royalties. Como consecuencia, los costos marginales de comercialización para este escenario son prácticamente inviables. Por lo expuesto, en este estudio se utilizó 19,29 USD/MWh como valor tarifario para el escenario de energía a menor tarifa factible, debido a que este valor cubriría los costos operativos de la Itaipu Binacional en el periodo 2024-2040 con la generación de la energía garantizada.

Asumir bloques de energía por periodos de más de 3 años implica asumir como base de comercialización una potencia disponible remanente menor, por lo que no se puede tener bloques optimizados de energía razonables para comercialización, lo que repercute en mayores costos marginales para la comercialización. Esta situación se ve acentuada en los escenarios de energía, debido a que en los despachos del caso base la potencia requerida de la

Itaipu Binacional cubren además de la base de la demanda nacional, la punta (demanda nacional máxima), desplazando en el despacho de la punta a las otras centrales, debido a su menor tarifa en energía.

En la alternativa **Promedio 71%** los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga menores al 60%, llegando inclusive a valores del 2%, como consecuencia los costos marginales de la energía para la Venta son elevados ya que reducidas porciones de energía deben absorber la diferencia entre los costos de la energía asociada a la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y el Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipu Binacional asociado a la participación paraguaya. Esta situación se ve acentuada en los escenarios P 22,60 y E 30,96 debido a que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD.

En este escenario se presenta una incertidumbre de la potencia comercializable, puesto que al considerar las potencias promedios anuales en algunos meses se podría cubrir la demanda del mercado interno, pero no así la demanda de los bloques de exportación para el mercado externo.

En la alternativa **Promedio 85%** se presentan los menores costos marginales de la energía para la Venta. En todos los casos los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga superiores al factor de planta de la Energía Garantizada de la Itaipu Binacional (71%), lo que introduce además de las incertidumbres del escenario Promedio 71%, las introducidas por las garantías físicas, debido a la consideración de Energía Garantizada igual a la Energía Esperada, que puedan ofrecerse por la energía a ser comercializada, más aún si se tiene en cuenta que los cálculos están basados en promedios anuales y no en un despacho económico. No obstante, los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales elevados.

En la alternativa **Óptimo**, a diferencia de los casos anteriores, debido a que se realizó un despacho económico mensual este escenario presenta los valores más precisos de costos marginales y bloques de Venta. Se observa que los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales muy elevados, no así para cuando dicho costo es de 728 MUSD.

En todos los casos los Parámetros Físicos de Energía Garantizada (Energía Firme) exportable remanente asociados a los escenarios de tarifa considerados y presentados en la Tabla 3 se tiene el costo marginal de 0 USD/MWh. Por lo que existe una energía firme remanente en algunos años exportable asociada a los escenarios de tarifas anteriormente mencionados, que representan sobrantes y que conjuntamente con la energía no garantizada sobrante podrían ser vendidos al costo de oportunidad, por ejemplo al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) en el Mercado de Corto Plazo (MCP) del Brasil, para obtener un lucro adicional.

Los costos unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu Binacional siguen dos tendencias claramente marcadas por influencia del Costo del Servicio de Electricidad adoptado:

- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD, los costos unitarios de Demanda Nacional sumada a las Ventas y los costos marginales de las Ventas superan los 40 USD/MWh.
- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 728 MUSD, los costos unitarios de Demanda Nacional sumada a las Ventas y los costos marginales de las Ventas se encuentran en torno a 20 USD/MWh.

6. REFERENCIAS

Informe GT.T N°05 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”.

Informe GT.T N°06 “Disponibilidades de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.

Informe GT.T N°07 “Previsiones de Despacho para el SIN y determinación de Excedentes de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.

Informe Técnico de las Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad Periodo 2020-2040 (Nota P. 1005/2020).

Informe DP/EDG/01/20 “Previsión de Suministro de Energía Eléctrica periodo 2020-2040”.

Informe DP/EDG/02/20 Rev.1 “Previsión de Despacho y Compra de Energía Eléctrica para Suministro al S.I.N. Periodo 2020-2040 -- Resumen Anual --”.

Informe DP/EDG/03/20 “Análisis del Costo Unitario de Generación para su Comercialización en el Mercado Eléctrico Brasileño Periodo 2024-2040 -- Resumen Anual --”.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU
GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME N° GT.C - 08

ASUNTO: “Venta de Energía Eléctrica a Clientes Externos dentro del Territorio Nacional”

Fecha: 30.06.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe N° GT.C – 08

Fecha: 30.06.2020

Asunto: ***“Venta de Energía Eléctrica a Clientes Externos dentro del Territorio Nacional”***

1. OBJETO

Evaluación de la opción de promover la venta de energía eléctrica de Itaipu Binacional, correspondiente al 50% de la parte paraguaya, que no sea utilizada para atender el Mercado Interno, desde el territorio nacional a clientes externos, a fin de posibilitar la comercialización en la región.

2. CONCEPTO, DESCRIPCIÓN DEL ASUNTO

En el **Artículo 5°, inciso d) de la Carta Orgánica de la ANDE**, se autoriza suficientemente a la ANDE a comprar y **vender, dentro y fuera del territorio nacional**, energía eléctrica, a otras **empresas o sistemas eléctricos de servicio público o privado**, e intercambiar energía con ellos; y en el **Artículo 27° inciso k) de la Ley N°2199/2003**, se indica que el Presidente tiene las atribuciones para autorizar la interconexión del sistema eléctrico de ANDE con otros sistemas y **aprobar los contratos respectivos de compra, venta e intercambie energía, dentro y fuera del territorio nacional**, requiriéndose en este último caso la correspondiente **aprobación de la autoridad competente**. Por otro lado, el **Tratado de Itaipu en su Artículo XIV** prevé que la adquisición de los servicios de electricidad de Itaipu, será realizada por la ANDE y la Eletrobras, las cuales también podrán hacerlo por **intermedio de las empresas o entidades paraguayas o brasileñas que indiquen**.

Al conjugar ambas reglamentaciones, podríamos configurar una situación en que la ANDE, mediante un proceso de competencia/subasta de energía eléctrica, ofrezca al mercado una energía con ciertas características y condiciones operativas, cuyo precio será función del tipo de energía a ser comercializada; y de concretar la venta, se requiere disponer de la potencia/energía de Itaipu necesaria para garantizar los contratos. Obviamente, el precio de la subasta debería como mínimo cubrir los costos de la compra de potencia adicionando los 10 USD/MWh equivalente al concepto de cesión de energía paraguaya al Brasil al cual se estaría renunciando.

Para viabilizar esta operación necesariamente debe estar definida previamente la **“libre disponibilidad” de la energía eléctrica paraguaya** producida por Itaipu, ya sea para su propio consumo (Mercado Interno) o para venta a terceros (Mercado Externo); así como también las **garantías de la generación de una cierta cantidad mínima de energía asociada a la potencia instalada del derecho paraguayo**, atendiendo que el control del principal recurso “agua”, insumo indispensable para la producción de la energía, esta bajo el control del Operador Nacional del Sistema Brasileño.

Para el efecto, se deberá **definir además el punto de entrega de la energía**, si es en barras de Itaipu (al vender al Brasil) o en barras de Yacyreta (si la venta es a la Argentina). En caso de vender al Brasil, como la **CH-Itaipu no está definida como punto de interconexión**, debería ser uno de los puntos iniciales de negociación para viabilizar la operación. En relación a la entrega

en frontera con la Argentina, se debería tener en cuenta la capacidad remanente de la red de 500 kV que conecta a la CH-Yacyreta al SIN-PY, además de la capacidad del vínculo de la CH-Yacyreta al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y el equilibrio eléctrico que debe mantenerse para dar estabilidad al sistema eléctrico nacional, condiciones que definirían la viabilidad de la operación con Argentina, así como la definición del punto de entrega en la CH-Yacyretá.

Al momento de la venta de energía se podrían presentar dos casos:

- a. **Comercializadoras extranjeras**, que deberán retirar la energía en **barras de Itaipu/EBY**, y gestionar los respectivos **permisos ante las autoridades competentes**, y los registros necesarios para inyectar esa energía al Mercado Interno, **condición necesaria para poder participar**. La Legislación Brasileira es bastante rígida en cuanto a la importación de energía de otros países y requiere una autorización previa. Entonces, la ANDE puede licitar la venta de grandes bloques de energía y entregar en territorio paraguayo, pero quien comprará para comercializar en el Brasil, debería contar con la autorización del Ministerio de Minas y Energía para poder subastar.
- b. **Comercializadoras nacionales**, que obtengan los permisos necesarios para comprar y vender esa energía en los mercados tanto brasileiro como argentino.

A modo informativo, la ANDE, en junio del 2019, realizó un llamado a **Expresión de Interés a empresas interesadas en la compra de energía eléctrica de ANDE para nuevas demandas de gran porte**, superiores a 100 MW, a presentar una manifestación escrita de interés, la cual debía contemplar mínimamente la siguiente información: Demanda máxima de potencia (MW), Consumo anual requerido de energía (MWh), Estacionalidad (requisitos de demanda de potencia y energía mensuales), Características del suministro (firme o interrumpible) - en casos interrumpibles, indicar el valor de la demanda interrumpible y horas al año pasibles de interrupción, Factor de Potencia y Factor de Carga, Uso de la energía eléctrica previsto (indicar la naturaleza del emprendimiento), Emplazamiento/s previsto/s (Aclarar si es dentro o fuera del territorio nacional), Cantidad estimada de mano de obra directa o nuevos puestos de trabajo que se espera incorporar al mercado laboral paraguayo, Cronograma y Vigencia contractual (años) del abastecimiento de energía eléctrica requerido, Fecha prevista para la entrada en operación, Tarifa (USD/MWh) que estaría dispuesto a pagar por la energía requerida bajo las condiciones indicadas en los puntos precedentes, Condiciones técnicas y financieras que estarían dispuestos a cumplir en caso que la ANDE realice la venta de energía/potencia por un proceso licitatorio público internacional (LPI).

Como resultado se recibieron 4 Expresiones de Interés, dos para consumo interno y dos para exportación al mercado eléctrico brasileño.

Para concretar este tipo de operaciones, la ANDE debería gozar de cierta libertad a la hora de: definir las condiciones de entrega y el tipo de energía (interrumpible, firme, entre otras condiciones); establecer libremente precios; definir el tipo de garantías que se van a solicitar; y negociar libremente las condiciones operativas. El tiempo que requiere llevar adelante este tipo de procesos es considerable, además de ser condición necesaria el contar con la libre disponibilidad de nuestra energía.

No se puede descartar que internamente se pueda vender el excedente de la energía paraguaya a grandes usuarios o a nuevos emprendimientos electrointensivos u otros con generación relevante de mano de obra en territorio nacional, pero hoy la ANDE no goza de la libertad para definir condiciones especiales, precios y márgenes, de manera a optimizar la

utilización de nuestra energía y la rentabilidad global de la operación. La ANDE debería tener la flexibilidad para definir contratos bilaterales, con condiciones razonables pactadas entre las partes que permitan compartir los riesgos de la operación y que sea ventajoso para ambas partes.

3. CONCLUSIONES, OPINIONES

Como premisa básica se debe contar con la libre disponibilidad de nuestra energía de Itaipu.

Por todo lo expresado anteriormente, un camino sería realizar un llamado a Expresión de Interés para evaluar el interés real de comprar energía paraguaya de Itaipu para los mercados regionales, en vista de los beneficios que puede traer al Paraguay, bajo el supuesto que el riesgo (financiero, operativo) de la comercialización va a ser íntegramente trasladado al comprador, y que el precio resultante va cubrir las expectativas del Paraguay en cuanto a las compensaciones requeridas. Cabe señalar que un eventual llamado a Expresión de Interés llevaría su tiempo, serviría sólo como referencia parcial, al no ser vinculante y sin que el Paraguay tenga una definición clara de su disponibilidad de energía, además de la alta posibilidad de que la sumatoria de energía preliminarmente objeto de interés difícilmente coincidiría con los montos totales de excedentes de energía disponibles para su comercialización, con el consecuente riesgo de no poder asegurar la venta del total, condición requerida para la viabilidad del negocio.

Se requiere de mayor y mejor evaluación futura por la ANDE, la ITAIPU y los Grupos de trabajo, con el parecer del Gobierno Nacional, para definir los escenarios de la expectativa de recaudación bajo esta modalidad.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME N° GT.C – 09-Rev1

ASUNTO: “Apertura del Mercado Eléctrico de Brasil”

Fecha: 06.11.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe Nº GT.C – 09

Fecha: 06.11.2020

Asunto: “Apertura del Mercado Eléctrico de Brasil”

1. OBJETO

Analizar la posibilidad de plantear la apertura del Mercado Eléctrico de Brasil, y las gestiones, requisitos, entre otros a fin de evaluar la real posibilidad de comercializar los excedentes de energía eléctrica del Paraguay en el corto, medio y largo plazo. El análisis se hace en el contexto de la eventual renegociación del Tratado de Itaipu Binacional, de manera a posibilitar la libre disponibilidad de los excedentes paraguayos de la Itaipu Binacional.

2. CONCEPTO, DESCRIPCIÓN DEL ASUNTO

Las opciones que se presentan para comercializar la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Brasileño, de la parte correspondiente al Paraguay de la Itaipu Binacional, y que no sea aquella destinada al Mercado Interno del Paraguay, son:

- La **ventana de tiempo de excedentes de energía firme (garantizada)** de Itaipu Binacional, correspondiente al 50% de la parte paraguaya, que no sea utilizada para atender el Mercado Interno, al menor costo, **es de 10 años, es decir, desde el 2024 al 2034.**
- Las opciones que se presentan para comercializar la energía firme de Itaipu Binacional, correspondiente al 50% de la parte paraguaya, en el Mercado Eléctrico Brasileño son:

- a) En el **Ambiente de Contratación Regulada (ACR)**, a través de contratos de largo plazo vía subastas de energía eléctrica bajo condiciones de la ANEEL, para lo que deben modificarse reglamentaciones vigentes con relación a la energía proveniente de Itaipu Binacional, correspondiente a la parte de Paraguay, además de realizar todas las gestiones necesarias para ser un agente del mercado.

En este escenario, se tiene que competir con las subastas de energía eléctrica existente (LEE), provenientes de Usinas Hidroeléctricas (UHE) con sus costos amortizados, cuyos últimos precios practicados sirven de referencia, y se encuentran en el rango de **157 a 209 R\$/MWh (27,5 a 36,7 USD/MWh**, según la tasa de cambio 5,7 R\$/USD).

Además, se debe tener en cuenta que las principales empresas distribuidoras cuotapartistas de la potencia contratada de Itaipu Binacional por la Eletrobras están sujetos a una tarifa de repase que se encuentra en el orden de los 28,41 USD/kW mes y el costo final de la energía eléctrica de Itaipu para el Distribuidor – Cotista está en el orden de los 66 USD/MWh. Como resultante del mix de contratación de otras fuentes y las cuotapartes de Itaipu, los clientes finales del mercado regulado ACR acceden a tarifas en el rango de 248 a 293 R\$/MWh (43,5 a 51,4 USD/MWh, según la tasa de cambio 5,7 R\$/USD).

Los costos de adquisición de energía eléctrica de la Itaipu Binacional para los bloques de energía firme excedente a ser comercializados en este ambiente, bajos las premisas asumidas, resultan en precios en el rango de 24-30 USD/MWh, en el escenario tarifario de Potencia a 10 USD/kW mes, y de 21-24 USD/MWh en escenario tarifario de Energía a 19,29 USD/MWh.

En el escenario de Potencia a 22,6 USD/kW mes y de Energía a 30,96 USD/MWh los

precios resultantes de adquisición de energía eléctrica se encuentran en el rango de 55-150 USD/MWh a 61-136 USD/MWh, respectivamente, por lo tanto, es impracticable acceder a este mercado con estos resultados.

Todos estos precios resultantes no contemplan los 10 USD/MWh equivalentes a la compensación por cesión que hoy recibe el estado paraguayo por cada unidad de energía cedida al Brasil, de la energía firme correspondiente al Paraguay de la Itaipu Binacional, no utilizada en su Mercado Interno, ni eventuales rentabilidades por la comercialización en barras de la Itaipu Binacional.

- b) En el **Ambiente de Contratación Libre (ACL)**, a través de contratos de corto y medio plazo (máximo 5 años) donde se negocia libremente las condiciones y precios, pero debe definirse la entrada al ACL vía filial o nueva empresa que la ANDE/Estado constituya, comercializadora existente, o importadora. También deberían modificarse reglamentaciones vigentes con relación a la energía de Itaipu Binacional, y eventualmente realizar todas las gestiones necesarias para ser un agente del mercado.

Para captar grandes consumidores cautivos de las empresas distribuidoras que migren del mercado regulado ACR al mercado libre ACL, se requieren que los costos unitarios sean inferiores a las tarifas de energía ofertadas por **las distribuidoras del mercado ACR, cuyos promedios ponderados varían entre 248 y 293 R\$/MWh (43,5 a 51,4 USD/MWh a la tasa de cambio de 5,7 R\$/USD)** entre las distribuidoras consideradas en los submercados Sul y Sudeste/Centro-Oeste. Los resultados obtenidos para los costos de adquisición de energía eléctrica de Itaipu Binacional considerando los escenarios tarifarios altos (Potencia a 22,60 USD/kWmes y de Energía a 30,96 USD/MWh), bajo las premisas asumidas, exceden los valores practicados en el mercado regulado del ACR, por lo que resulta imposible captar clientes para el mercado libre del ACL. Para los escenarios tarifarios bajos (Potencia a 10,00 USD/kW mes y Energía a 19,29 USD/MWh), **se requieren tasas de cambio R\$/USD entre 4 y 5,5 R\$/USD para equiparar los valores de referencia de las Tarifas de Energía sin impuestos de las distribuidoras mencionadas en el mercado regulado ACR.**

Esto requiere que el riesgo cambiario sea considerado en futuros análisis de una eventual posibilidad de comercialización, así como replantear las rentabilidades asumidas para mitigar los riesgos de posibles incumplimientos de los contratos bilaterales asumidos en el ACL del Mercado Eléctrico del Brasil. También, debería evaluarse la posibilidad de adquirir seguros para mitigar los riesgos del mercado así como sus costos asociados.

- c) El **Mercado de Corto Plazo (MCP)**, que consiste en la venta de una parte de los excedentes nacionales al costo de oportunidad, es decir, al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD), con ofertas permanentes de sobrantes de energía, interrumpibles, similar a lo practicado actualmente con las ofertas de los excedentes de Argentina y Uruguay. **Se debe recordar que las ventas son eventuales, de oportunidad, por lo que no entran en consideración para una posible evaluación de plantear la libre disponibilidad).** También deberían modificarse reglamentaciones vigentes con relación a la energía de Itaipu Binacional.
- d) **Para acceder al Mercado Eléctrico Brasileño** se debe llegar al centro de gravedad del Sistema, para lo cual además de incluirse el costo del peaje a las tarifas obtenidas, **se debe explorar la posibilidad de utilizar las instalaciones de transmisión de FURNAS (Eletrobras), lo cual requerirá voluntad de parte del Brasil, así como las modificaciones reglamentarias que se requieran y la formalización de eventuales contratos de uso.**
- e) **La definición de la garantía física de la UHE Itaipu es un tema de gran importancia que debe ser tratado en el ámbito de la revisión del Anexo C, ya “considerando la renegociación entre Brasil y Paraguay de las bases financieras de Itaipu en 2023,** y por tanto la incerteza aun existente en relación al tratamiento comercial que será dado a la energía proveniente de la usina, es

extremadamente relevante que la garantía física de la UHE Itaipu considerada para el Sistema Eléctrico Brasileño esté adecuada”. **El límite establecido para comprometer en contratos es la garantía física y, tiene fuerte influencia en el costo final para las distribuidoras del Brasil en la energía que adquieren.** Consecuentemente, tiene impacto sobre la competitividad de la energía eléctrica paraguaya de Itaipú en el Brasil, en el caso de una eventual posibilidad de comercializarla en el Mercado Eléctrico Brasileño. La diferencia de costos para las distribuidoras brasileñas, debida a la diferencia entre energía garantizada y garantía física, podría estimarse en el orden de 5,5 a 6 USD/MWh.

3. CONCLUSIONES, OPINIONES

Para poder comercializar la energía eléctrica firme (energía garantizada) en el Mercado Eléctrico Brasileño, de la parte correspondiente al Paraguay de la Itaipu Binacional, y que no sea aquella destinada al Mercado Interno del Paraguay, se requiere que la tarifa de la Itaipu Binacional a ser acordada entre las partes se encuentre en niveles que permitan acceder a los mercados eléctricos del Brasil, en particular en el mercado linbre ACL el rango de la tarifa a la que se llegue al centro de gravedad del Sistema Eléctrico Brasileño deber estar por debajo de los **300 R\$/MWh (unos 52,6USD/MWh a la tasa de cambio 5,7 R\$/USD), lo que significa tener costos en barras de Itaipu menores a los 30 USD/MWh, sobre los cuales se puedan adicionar los costos asociados a la comercialización, las compensaciones y rentabilidades.**

La actividad de comercialización de energía eléctrica de los excedentes paraguayos de la Itaipu Binacional por parte de ANDE/Estado solamente podrá ser ejercida después de ser autorizada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), y adherida a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), además el Ministerio de Minas y Energía (MME) es quien debe emitir los actos de autorización necesarios para que la importación de energía eléctrica para guaya en el Mercado Eléctrico del Brasil sea viable. Ésto implica tiempo y voluntad política del Brasil en autorizar, y por lo tanto la posibilidad de que Paraguay comercialice sus excedentes de potencia/energía de Itaipu Binacional.

Para acceder al Mercado Eléctrico Brasileño se debe llegar al centro de gravedad del Sistema, para lo cual se debe explorar la posibilidad de utilizar las instalaciones de transmisión de FURNAS (Eletrobras), lo cual requerirá voluntad de parte del Brasil, así como las modificaciones reglamentarias que se requieran y la formalización de eventuales contratos de uso.

La definición de la garantía física de la UHE Itaipu es un tema de gran importancia que debe ser tratado en el ámbito de la revisión del Anexo C, ya que el límite establecido para comprometer en contratos es la garantía física y, tiene fuerte influencia en el costo final para las distribuidoras del Brasil en la energía que adquieren. Consecuentemente, tiene impacto sobre la competitividad de la energía eléctrica paraguaya de Itaipú en el Brasil, en el caso de una eventual posibilidad de comercializarla en el Mercado Eléctrico Brasileño.

NEGOCIACIONES SOBRE EL TRATADO DE ITAIPU

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

INFORME Nº GT.C – 06 Rev2.

ASUNTO: “Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu para comercializar en el Mercado Brasileño”

Fecha: 30.06.2020

GRUPO DE TRABAJO COMERCIAL

Informe N° GT.C – 06 Rev2.

Fecha: 30.06.2020

Asunto: Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu para comercializar en el Mercado Brasileño

Participantes:

Ing. Francisco Escudero Scavone, Coordinador, representante de ANDE; Coordinador del GT.C
Ing. Carlos Zaldívar, representante del VMME;
Embajador Raúl Cano Riccardi, representante del MRE;
Ing. Fabián Domínguez, representante de ITAIPU;
Ing. Gerardo Blanco, representante de ITAIPU;
Ing. Felipe Mitjans, representante del VMME.

1. OBJETO Y DESCRIPCIÓN DEL TEMA

El objeto del informe es presentar los Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu Binacional para comercializar en el Mercado Brasileño, atendiendo a su vez los requerimientos del mercado eléctrico nacional conforme a la proyección de la demanda del Escenario Optimista con probabilidad acumulada de ocurrencia del 95%, por recomendación del Grupo de Trabajo Técnico, en su Informe GT.T N°05 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”, y el mercado de exportación de los excedentes de energía de la producción paraguaya de la Itaipu Binacional, es decir, correspondiente al 50% de la producción total de Itaipu Binacional.

Son consideradas las disponibilidades de potencia y energía de Itaipu Binacional para su comercialización en el Mercado Eléctrico del Brasil, partiendo de los resultados obtenidos en el Informe GT.T N°06 “Disponibilidades de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040” de manera a verificar el sobrante de energía y potencia de la participación Paraguay en la Itaipu Binacional, una vez considerados los requerimientos para atender el mercado interno con despacho óptimo.

Asimismo, se analizan las distintas alternativas de despacho de los bloques de energía y potencia sobrantes de la participación del Paraguay en la Itaipu Binacional, obteniéndose así los costos marginales unitarios de adquisición energía contratando potencia o energía, según sea la forma final de acuerdo del Costo del Servicio de Electricidad y la Libre Disponibilidad de la participación paraguaya en la Itaipu Binacional de la producción de la Central Hidroeléctrica Itaipú Binacional entre las Partes, para luego considerar su comercialización en el mercado eléctrico brasileño, obteniéndose así los Costos Unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu en barras para analizar posteriormente su factibilidad de comercializar en el centro de gravedad del Mercado Eléctrico Brasileño.

2. BASES E INFORMACIONES UTILIZADAS

Se utilizan las informaciones contenidas, los escenarios recomendados y resultados obtenidos en los siguientes informes:

- Informe GT.T N°05 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”.
- Informe GT.T N°06 “Disponibilidades de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.

- Informe GT.T N°07 “Previsiones de Despacho para el SIN y determinación de Excedentes de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.
- Informe Técnico de las Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad Periodo 2020-2040 (Nota P. 1005/2020).
- Informe DP/EDG/01/20 “Previsión de Suministro de Energía Eléctrica periodo 2020-2040”.
- Informe DP/EDG/02/20 Rev.1 “Previsión de Despacho y Compra de Energía Eléctrica para Suministro al S.I.N. Periodo 2020-2040 -- Resumen Anual -- “.
- Informe DP/EDG/03/20 “Análisis del Costo Unitario de Generación para su Comercialización en el Mercado Eléctrico Brasileño Periodo 2024-2040 -- Resumen Anual --”.

3. DESARROLLO DEL TEMA

A. Premisas

El Paraguay asume toda la energía y los gastos de Itaipu Binacional asociados a la parte correspondiente a Paraguay (50%), para atender su Mercado Eléctrico Nacional (Mercado Interno) y la Comercialización de la Energía remanente en el Mercado Eléctrico de Brasil (Mercado Externo).

Para el cálculo del costo unitario de adquisición de energía eléctrica de Itaipu Binacional para la comercialización en el Mercado Eléctrico del Brasil se tienen en cuenta las siguientes disponibilidades históricas de potencia y energía de la Itaipu Binacional para el Paraguay:

- Potencia disponible promedio de 6.068 MW.
- Energía Garantizada: 37.671 GWh-año.
- Energía Esperada: 45.372 GWh-año.

La siguiente tabla presenta una proyección hasta el año 2040 de las disponibilidades de la Itaipu Binacional para el Paraguay, en la misma se considera para el periodo 2024-2033 indisponibilidades de grupos generadores debido a trabajos de actualización tecnológica en la central, con su estimada reducción de la producción anual de energía esperada.

Tabla 1. Proyección de la Disponibilidad Física de la Itaipu para el Paraguay.

Disponibilidad de Itaipu para el Paraguay	2020-2023	2024 - 2033	2034 - 2040
Potencia Disponible (MW)	6,068	6,068	6,068
Energía Garantizada (GWh)	37,671	37,671	37,671
Energía Esperada (GWh)	45,372	44,471	45,372

Escenarios de tarifas de la Itaipu Binacional, considerados fijos para el periodo:

- P 22,60: Contrato de potencia con una tarifa de 22,60 USD/kW-mes y energía no garantizada con una tarifa de 6,06 USD/MWh.
- P 10,00: Contrato de potencia con una tarifa de 10,0 USD/kW-mes y energía no garantizada con una tarifa de 6,06 USD/MWh.

- c. E 30,96: Derivado del escenario P 22,60, considera de suministro de energía con tarifa equivalente de 30,96 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.
- d. E 13,70: Derivado del escenario P 10,00, Contratos de suministro de energía con tarifa equivalente de 13,70 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.

Costo del Servicio de Electricidad asociado a la Itaipú Binacional:

- a. En los escenarios P 22,60 y E 30,96 se mantiene el Costo del Servicio de Electricidad en 3.292 millones de USD anuales, la mitad de los mismos asociados a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional (1.646 MUSD).
- b. En los escenarios P 10,00 y E 13,70 se asume que el Costo del Servicio Electricidad disminuye a 1.456 millones de USD anuales, la mitad de los mismos asociados a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional (728 MUSD).
- c. El costo de la energía producida, superior a la energía garantizada en los escenarios P 22,60 y P 10,00 es de 6,06 USD/MWh.

Estos valores del Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipú Binacional están asociados a la energía garantizada de la central y servirán como referencia para estimar los costos marginales.

Para el presente estudio se considerará la posibilidad de comercializar los remanentes de Energía Garantizada de la parte correspondiente al Paraguay que no sean requeridas para la demanda del Mercado Eléctrico Nacional.

En la Figura 1 siguiente se puede apreciar que en el año 2034 en los escenarios E 30,96 y E 13,70 la Energía Requerida de Itaipu Binacional para la cobertura de la Demanda Nacional, alcanza el valor de la Energía Garantizada, ya no quedando por tanto remanentes de la Energía Garantizada para ser considerados en una posible comercialización. Debido a esto se define la Ventana de Comercialización en el periodo 2024-2034.

A partir del año 2035 se deberá explorar la posibilidad de comercializar solamente los remanentes de energía no garantizada, ya que el Mercado Nacional requeriría la totalidad de la Energía Garantizada para la cobertura de la Demanda Nacional

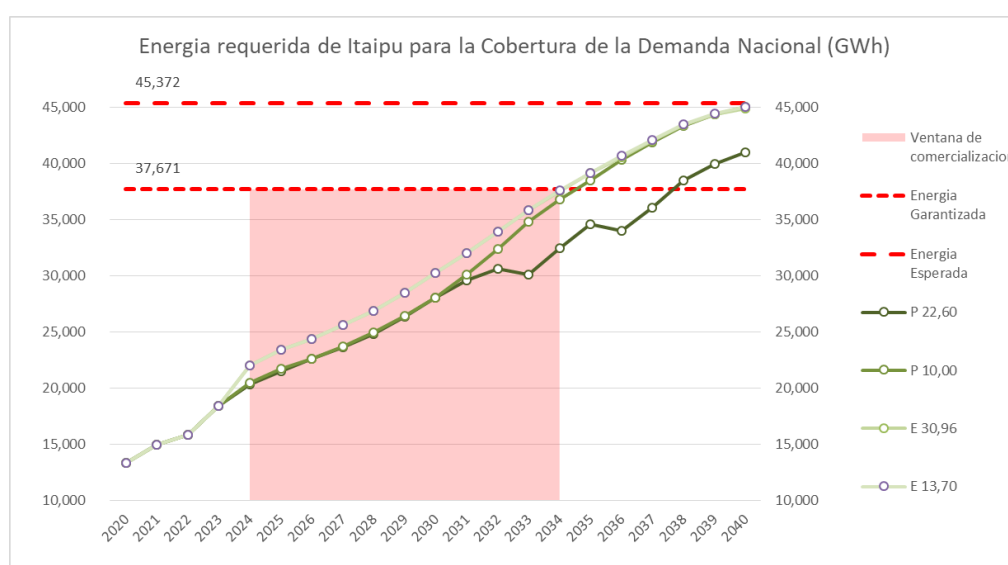


Figura 1. Energía requerida de Itaipu para la Cobertura de la Demanda Nacional para el periodo 2020 2040.

Otra observación referente al Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional, en el escenario E 13,70, es que el valor unitario de la Energía Garantizada es de 19,29 USD/MWh, superior a los 13,70 USD/MWh estimados en el informe DP/EDG/02/20 Rev. 1 “Previsión de Despacho y Compra de Energía Eléctrica para Suministro al S.I.N. Periodo 2020-2040 -- Resumen Anual --”, motivo por lo cual para el presente estudio se asume el valor 19,29 USD/MWh.

B. Costo Marginal de la Energía Comercializable

Para valorizar un Costo Marginal de la Energía Comercializable asociado a la libre disponibilidad de la energía de la Itaipu Binacional, se asume que el Paraguay a partir del año 2024 contrata los 6.068 MW disponibles para contratación asociado a la participación paraguaya en la misma. Esto significa que la energía asociada a la Potencia Disponible tiene como límite máximo la Energía Esperada, conforme a la Tabla 1.

Para el periodo 2024 – 2034, en vistas a la negociación del Anexo C del Tratado de Itaipu, se analizan cuatro posibles tarifas, valorizadas en potencia (P) o energía (E):

1. **Tarifa P 22,60:** 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.
2. **Tarifa P 10,00:** 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.
3. **Tarifa E 30,96:** Derivado del escenario P 22,60, considera de suministro de energía con tarifa equivalente de 30,96 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada.
4. **Tarifa E 19,29:** Derivado del escenario P 10,00, presenta contratos de suministro de energía con tarifa equivalente de 19,29 USD/MWh, sin discriminación de energía garantizada y energía no garantizada. Esto se asume debido a que el Costo del Servicio Electricidad asociado a la Energía Garantizada es de 728 millones de USD anuales.

En la Tabla 2 se muestra la tarifa equivalente de energía 30,96 USD/MWh derivada de la tarifa de potencia 22,60 USD/kW-mes.

Tabla 2. Cálculo de la Tarifa de Energía Equivalente.

Tarifa en potencia (USD/kW-mes)	Tarifas IPU	
	22,60	10,00
Tarifa de Energía no Garantizada (USD/MWh)	6,07	71%
FP Garantizada	71%	71%
FP máximo	100%	71%
Costo en energía equivalente (USD/MWh)	30,96	19,29

Siguiendo un razonamiento similar al de la Tabla 2 se puede llegar al valor de tarifa en energía equivalente de 19,29 USD/MWh, derivado la de la tarifa de potencia 10,00 USD/kW-mes, que cubre el Costo del Servicio Electricidad asociado a la Energía Garantizada cuando el mismo es de 728 millones de USD anuales.

Se asumen 3 posibles formas de cuantificar la energía de Itaipu Binacional para la exportación al Mercado Eléctrico Brasileño:

- a. **Promedio 71%:** Se asume que solo se podrá comercializar la llamada Energía Firme Anual de Itaipu para Exportación, es decir el remante de la Energía Garantizada asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional después de cubrir la Demanda Nacional. Los cálculos en este caso están basados en los valores anuales promedio.
- b. **Promedio 85%:** Se asume que solo se podrá comercializar la llamada Energía Anual de Itaipu para Exportación, es decir el remante de la Energía Esperada de la Itaipu Binacional después de cubrir la Demanda Nacional. Los cálculos en este caso están basados en los valores anuales promedio.
- c. **Óptimo:** Se asume que se podrá comercializar bloques de Potencia con factor de carga fijo e igual al factor de planta de la Energía Garantizada de la Itaipu Binacional (71%). En este caso se vuelve a realizar el Despacho Económico para cubrir la Demanda Nacional y los bloques de Potencia para la comercialización.

La combinación de los escenarios de tarifa y las posibles formas de cuantificar la energía para la exportación dan como resultado los parámetros físicos de los bloques de energía firme comercializable, para contratos de bloques de energía de 3 años de duración, que reciben el nombre de Venta, y que están asociados a los escenarios de tarifa descritos anteriormente.

Asumir bloques de energía por periodos mayores a 3 años implica asumir como base de comercialización una potencia remanente menor, por lo que no se pueden tener bloques optimizados de energía razonables para la comercialización, lo que repercute en mayores costos marginales para la comercialización. Esta situación se ve acentuada en los escenarios de energía, debido a que en los despachos del caso base la potencia requerida de la Itaipu Binacional cubren además de la base de la demanda nacional, la punta (demanda nacional máxima), desplazando en el despacho de la punta a las otras centrales, debido a su menor tarifa en energía.

El Costo Marginal de la Energía Comercializable asociado a la libre disponibilidad de la energía de Itaipu Binacional (CMEC) es el costo adicional en que se incurriría para satisfacer la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y unos bloques de energía firme comercializables, llamados Venta, asumiendo el Costo del Servicio Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional.

C. Parámetros Físicos de los Bloques de Energía Firme Comercializable

En la Tabla 3 se aprecian los parámetros físicos de los bloques de energía firme agrupados por trienios comercializables asociados a los escenarios de tarifas anteriormente mencionados.

Tabla 3. Parámetros Físicos de los Bloques de Energía Firme Comercializable.

Parámetros Físicos de Energía Firme Comercializable						
Promedio 71%	Escenario de Tarifa	Parametros Físicos	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	Venta <i>(P 22,60)</i>	Potencia (MW)	3,457	2,983	2,154	1,694
		Energía (GWh-año)	15,118	11,334	7,070	5,215
		Garantía Física (%)	50%	43%	37%	35%
	Venta <i>(P 10,00)</i>	Potencia (MW)	3,452	2,960	1,906	1,092
		Energía (GWh-año)	15,098	11,244	5,311	930
		Garantía Física (%)	50%	43%	32%	10%
	Venta <i>(E 30,96)</i>	Potencia (MW)	2,527	1,892	1,090	677
		Energía (GWh-año)	13,293	9,179	3,737	131
		Garantía Física (%)	60%	55%	39%	2%
	Venta <i>(E 19,29)</i>	Potencia (MW)	2,507	1,876	1,090	668
		Energía (GWh-año)	13,293	9,179	3,737	111
		Garantía Física (%)	61%	56%	39%	2%
Promedio 85%	Escenario de Tarifa	Parametros Físicos	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	Venta <i>(P 22,60)</i>	Potencia (MW)	3,457	2,983	2,154	1,694
		Energía (GWh-año)	21,919	18,134	13,870	12,612
		Garantía Física (%)	72%	69%	74%	85%
	Venta <i>(P 10,00)</i>	Potencia (MW)	3,452	2,960	1,906	1,092
		Energía (GWh-año)	21,898	18,045	12,111	8,132
		Garantía Física (%)	72%	70%	73%	85%
	Venta <i>(E 30,96)</i>	Potencia (MW)	2,527	1,892	1,090	677
		Energía (GWh-año)	18,818	14,090	8,119	5,038
		Garantía Física (%)	85%	85%	85%	85%
	Venta <i>(E 19,29)</i>	Potencia (MW)	2,507	1,876	1,090	668
		Energía (GWh-año)	18,669	13,966	8,119	4,972
		Garantía Física (%)	85%	85%	85%	85%
Optimo	Escenario de Tarifa	Parametros Físicos	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	Venta <i>(P 22,60)</i>	Potencia (MW)	3,220	2,576	1,652	590
		Energía (GWh-año)	19,942	15,954	10,231	3,654
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%
	Venta <i>(P 10,00)</i>	Potencia (MW)	3,540	3,155	2,360	1,100
		Energía (GWh-año)	21,924	19,540	14,616	6,813
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%
	Venta <i>(E 30,96)</i>	Potencia (MW)	2,600	2,100	1,300	650
		Energía (GWh-año)	16,103	13,006	8,051	4,026
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%
	Venta <i>(E 19,29)</i>	Potencia (MW)	2,600	2,100	1,300	650
		Energía (GWh-año)	16,103	13,006	8,051	4,026
		Garantía Física (%)	71%	71%	71%	71%

En la Tabla 4 siguiente se aprecian los parámetros físicos de energía exportable remanente asociados a los escenarios de tarifas anteriormente mencionados, que representan sobrantes y podrían ser vendidos al costo de oportunidad – Precio de Liquidación de las Diferencias - (PLD) en el Mercado de Corto Plazo (MCP) del Brasil, para obtener un lucro adicional.

En todos los casos los Parámetros Físicos de Energía Garantizada (Energía Firme) remanente exportable asociados a los escenarios de tarifa considerados y presentados en la Tabla 3 se tiene el costo marginal de 0 USD/MWh. En decir aquellos sobrantes de energía firme de los bloques trianuales que fueron definidos en función a la máxima disponibilidad para el último año del bloque, presenta sobrantes diferentes en los primeros dos años, cuyos costos de adquisición ya están pagados, por lo tanto pueden ser sumados a los remanentes de energía no firme de manera a comercializarlos en el Mercado de Corto Plazo (MCP) al costo de oportunidad, por ejemplo al PLD.

Tabla 4. Parámetros Físicos de Energía remanente exportable asociados a los escenarios de Tarifas.

Parámetros Físicos de Energía remanente exportable													
Promedio 71%	Escenario de Tarifa	Parámetros Físicos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Remanente (P 22,60)	Potencia (MW)	270	109	-	354	198	-	612	285	-	332	-
		Energía Firme (GWh)	2,278	1,049	-	2,755	1,519	-	2,613	1,046	-	2,386	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (P 10,00)	Potencia (MW)	232	81	-	362	193	-	841	450	-	280	-
		Energía Firme (GWh)	2,161	912	-	2,758	1,496	-	4,305	2,269	-	1,985	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (E 30,96)	Potencia (MW)	352	117	-	447	260	-	542	270	-	161	-
		Energía Firme (GWh)	2,406	999	-	2,912	1,629	-	3,723	1,911	-	1,743	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (E 19,29)	Potencia (MW)	353	121	-	444	258	-	527	270	-	149	-
		Energía Firme (GWh)	2,406	999	-	2,912	1,629	-	3,723	1,911	-	1,721	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
Promedio 85%	Escenario de Tarifa	Parámetros Físicos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Remanente (P 22,60)	Potencia (MW)	270	109	-	354	198	-	612	285	-	332	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	2,278	1,049	-	2,755	1,519	-	2,613	1,046	-	1,790	305
	Remanente (P 10,00)	Potencia (MW)	232	81	-	362	193	-	841	450	-	280	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	2,161	912	-	2,758	1,496	-	4,305	2,269	-	1,584	500
	Remanente (E 30,96)	Potencia (MW)	352	117	-	447	260	-	542	270	-	161	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	3,681	2,274	1,275	4,801	3,518	1,889	6,141	4,329	2,418	3,636	2,794
	Remanente (E 19,29)	Potencia (MW)	353	121	-	444	258	-	527	270	-	149	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	3,830	2,423	1,424	4,925	3,642	2,013	6,141	4,329	2,418	3,661	2,841
Optimo	Escenario de Tarifa	Parámetros Físicos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Remanente (P 22,60)	Potencia (MW)	826	652	638	1,086	919	720	1,290	1,045	738	1,466	1,176
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	2,067	938	-	3,358	1,698	882	5,842	3,368
		Energía No Firme (GWh)	6,653	6,112	6,148	6,800	6,800	6,490	6,800	6,800	6,800	6,800	6,800
	Remanente (P 10,00)	Potencia (MW)	537	83	2	32	9	6	66	24	-	-	-
		Energía Firme (GWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	4,849	3,668	3,243	3,695	3,145	2,621	3,688	2,907	856	3,809	3,350
	Remanente (E 30,96)	Potencia (MW)	431	331	282	460	379	260	552	434	20	191	64
		Energía Firme (GWh)	264	-	-	444	-	-	710	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,468	6,020	6,800	6,475	5,492	6,800	6,412	4,257	5,545	5,019
	Remanente (E 19,29)	Potencia (MW)	431	322	276	451	370	252	539	425	20	183	49
		Energía Firme (GWh)	264	-	-	393	-	-	640	-	-	-	-
		Energía No Firme (GWh)	6,800	6,430	5,986	6,800	6,436	5,454	6,800	6,374	4,257	5,508	4,947

4. RESULTADOS

La siguiente Tabla 5, es un resumen de los costos unitarios obtenidos en barras de Itaipu Binacional de las principales variables del despacho de potencia, energía y tarifas aplicadas a la Itaipú Binacional para satisfacer las necesidades de la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y unos bloques de Venta de Energía Firme en el Mercado Eléctrico Brasileño.

Los resultados corresponden a los costos unitarios, por bloque de energía firme trianuales, de adquisición de potencia/energía, según sea el escenario de contratación de la Itaipu Binacional, para:

- Mercado Interno (P/E)
- Mercado Interno más Ventas (P/E + Ventas)

- Costo Marginal de las Ventas (Ventas P/E)

Tabla 5. Costos Unitarios de Adquisición de Energía en Barras de Itaipu para Comercialización.

Costo Unitario (USD/MWh)					
Promedio 71%	ESCENARIO	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	P 22,60	31,30	30,97	32,56	35,03
	P 22,60 + Venta	42,63	42,23	41,85	41,43
	Venta (P 22,60)	61,84	72,06	88,10	90,65
	P 10,00	16,61	16,33	16,64	17,13
	P 10,00 + Venta	20,03	20,01	20,32	19,49
	Venta (P 10,00)	25,85	29,83	44,71	121,09
	E 30,96	29,13	28,71	28,97	29,25
	E 30,96 + Venta	42,97	42,65	42,96	41,83
	Venta (E 30,96)	69,65	88,27	174,75	3.904,52
	E 19,29	18,55	18,23	18,34	18,59
	E 19,29 + Venta	19,40	19,26	19,39	19,04
	Venta (E 19,29)	21,04	22,62	29,34	180,50
Promedio 85%	ESCENARIO	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	P 22,60	31,30	30,97	32,56	35,03
	P 22,60 + Venta	37,26	36,94	36,74	36,33
	Venta (P 22,60)	44,23	46,83	47,34	40,46
	P 10,00	16,61	16,33	16,64	17,13
	P 10,00 + Venta	17,90	17,86	17,99	17,36
	Venta (P 10,00)	19,42	20,40	21,91	18,48
	E 30,96	29,13	28,71	28,97	29,25
	E 30,96 + Venta	37,63	37,91	38,61	37,28
	Venta (E 30,96)	49,20	57,50	80,43	101,28
	E 19,29	18,55	18,23	18,34	18,59
	E 19,29 + Venta	18,86	18,56	18,51	18,67
	Venta (E 19,29)	19,29	19,28	19,27	19,26
Optimo	ESCENARIO	2024-2026	2027-2029	2030-2032	2033-2034
	P 22,60	31,30	30,97	32,56	35,03
	P 22,60 + Venta	41,86	42,10	42,99	44,56
	Venta (P 22,60)	55,43	63,05	78,86	149,23
	P 10,00	16,61	16,33	16,64	17,13
	P 10,00 + Venta	20,19	20,37	20,15	18,96
	Venta (P 10,00)	24,37	26,58	28,60	29,70
	E 30,96	29,13	28,71	28,97	29,25
	E 30,96 + Venta	41,28	40,47	40,08	39,00
	Venta (E 30,96)	60,61	67,61	88,69	136,18
	E 19,29	18,55	18,23	18,34	18,59
	E 19,29 + Venta	19,44	19,36	19,27	19,05
	Venta (E 19,29)	20,86	21,97	23,35	23,65

De las Tablas 3 y 5 mostradas anteriormente se puede observar lo siguiente:

- Promedio 71%:** Los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga menores al 60%, llegando inclusive a valores del 2%, como consecuencia los costos marginales de la energía para la Venta son elevados ya que reducidas porciones de energía deben absorber la diferencia entre los costos de la

energía asociada a la Demanda Nacional y el Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipu Binacional asociado a la participación paraguaya. Esta situación se ve acentuada en los escenarios P 22,60 y E 30,96 debido a que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD.

- b. **Promedio 85%:** En esta variante se presentan los menores costos marginales de la energía para la Venta. En todos los casos los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga superiores al factor de planta de la Energía Garantizada de la Itaipú Binacional (71%), lo que introduce incertidumbres en las garantías físicas que puedan ofrecerse por la energía a ser comercializada, más aún si se tiene en cuenta que los cálculos están basados en promedios anuales y no en un despacho económico. No obstante, los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipú Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales elevados.
- c. **Óptimo:** A diferencia de los casos anteriores, debido a que se realizó un despacho económico mensual, este escenario presenta los valores más precisos de costos marginales y bloques de Venta. Se observa que los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipú Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales muy elevados, y que aumentan considerablemente en los bloques finales del periodo 2024-2034.

A continuación, en las siguientes figuras, se resumen los resultados obtenidos de las principales variables del despacho de potencia y energía de la Itaipu Binacional para satisfacer las necesidades de la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y de las Ventas en el escenario Óptimo de despacho económico del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En la Figura 2 se observa Potencia Requerida de la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional (Rojo) deja con el paso de los años cada vez menos margen para la potencia dedicada a la Venta (Verde). También se puede apreciar que en el Periodo 2024-2034, con el modelo de bloques de Venta considerado prácticamente se utiliza toda la potencia correspondiente al Paraguay (Amarillo).

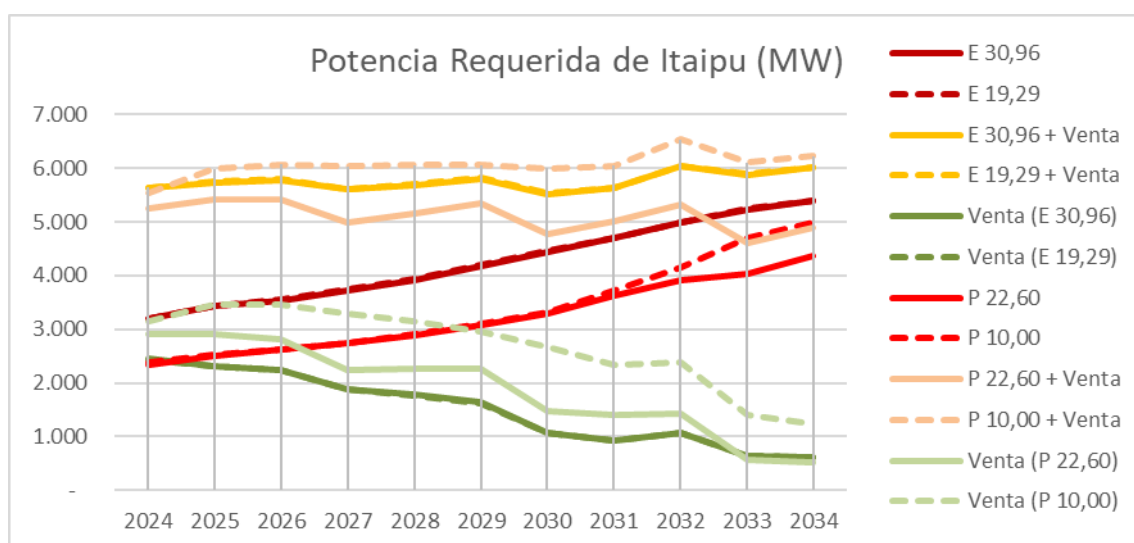


Figura 2. Potencia Requerida para cubrir la Demanda Nacional y la Venta en los distintos escenarios de tarifas.

En la Figura 3, se observa el mismo comportamiento de la Energía Firme Requerida observado en la Figura 2 en lo referente a la Potencia Requerida. En lo referente a Energía Firme Requerida cuando se considera la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y las Ventas todos los escenarios se encuentran en la franja entre la Energía Garantizada (37.671 GWh-año) y la Energía Esperada (45.372 GWh-año).

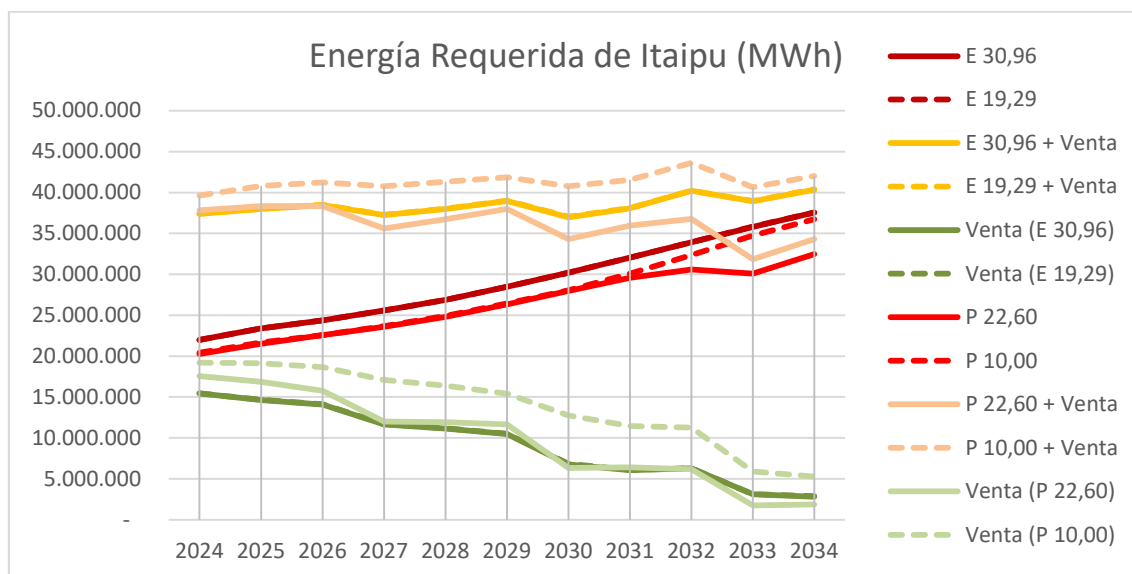


Figura 3. Energía Firme Requerida para cubrir la Demanda Nacional y la Venta en los distintos escenarios de tarifas.

En la Figura 4 se observa que los costos unitarios siguen dos tendencias claramente marcadas por influencia del Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipu Binacional adoptado:

- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD, los costos unitarios del Mercado Eléctrico Nacional sumados a las Ventas y a los costos marginales de las Ventas de bloques de energía firme superan los 40 USD/MWh.
- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 728 MUSD, los costos unitarios del Mercado Eléctrico Nacional sumado a las Ventas y los costos marginales de las Ventas de bloques de energía firme se encuentran en torno a 20 USD/MWh.

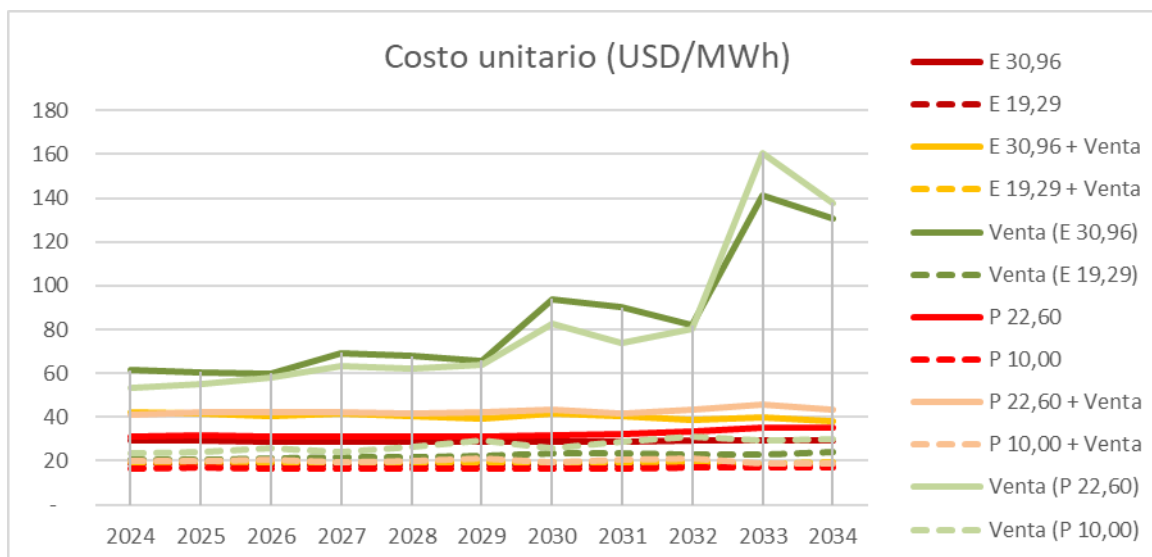


Figura 4. Costo Unitario en los distintos escenarios de tarifas.

5. CONCLUSIONES

El Paraguay asume toda la energía y gastos de Itaipu Binacional asociados a la participación del Paraguay (50%), para atender su Mercado Eléctrico Nacional (Mercado Interno), la Comercialización de Bloques de Energía Garantizada y los Remanentes de Energía en el Mercado Eléctrico de Brasil (Mercado Externo).

Se prioriza con energía garantizada la cobertura de la totalidad del Mercado Interno del Paraguay, pero se contabiliza el costo en forma ponderada (71% a costo de energía garantizada y el restante a costo de energía no garantizada en los escenarios P 22,60, P 10,00 y E 30,96). Con estas medidas el Mercado Interno del Paraguay asegura garantía de cobertura al menor costo.

Bloques de energía garantizada (energía firme) y la potencia asociada se podrían comercializar en el Mercado Libre (ACL) o Regulado (ACR) del Brasil, tomando como base los costos marginales resultantes. Los remanentes de potencia y energía firme y no firme podrían ser vendidos al costo de oportunidad, por ejemplo al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) en el Mercado de Corto Plazo (MCP) del Brasil, para obtener un lucro adicional.

En la modalidad de tarifa en energía, la tarifa de 13,70 USD/MWh no cubriría la recaudación mínima considerada en los escenarios de menores costos totales de Itaipu (sin incorporación de nuevos elementos en su estructura de costo, y una vez amortizada toda la carga financiera de la deuda) en el periodo 2024-2040, ni aunque se considere una producción anual de 90.000 GWh-año (USD 1.223.000.000) y este déficit deberá ser cubierto con parte de la renta obtenida en la comercialización o bien con la reducción de los royalties. Como consecuencia, los costos marginales de comercialización para este escenario son prácticamente inviables. Por lo expuesto, en este estudio se utilizó 19,29 USD/MWh como valor tarifario para el escenario de energía a menor tarifa factible, debido a que este valor cubriría los costos operativos de la Itaipu Binacional en el periodo 2024-2040 con la generación de la energía garantizada.

Asumir bloques de energía por periodos de más de 3 años implica asumir como base de comercialización una potencia disponible remanente menor, por lo que no se puede tener bloques optimizados de energía razonables para comercialización, lo que repercute en mayores costos marginales para la comercialización. Esta situación se ve acentuada en los escenarios de energía, debido a que en los despachos del caso base la potencia requerida de la

Itaipu Binacional cubren además de la base de la demanda nacional, la punta (demanda nacional máxima), desplazando en el despacho de la punta a las otras centrales, debido a su menor tarifa en energía.

En la alternativa **Promedio 71%** los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga menores al 60%, llegando inclusive a valores del 2%, como consecuencia los costos marginales de la energía para la Venta son elevados ya que reducidas porciones de energía deben absorber la diferencia entre los costos de la energía asociada a la Demanda del Mercado Eléctrico Nacional y el Costo del Servicio de Electricidad de la Itaipu Binacional asociado a la participación paraguaya. Esta situación se ve acentuada en los escenarios P 22,60 y E 30,96 debido a que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD.

En este escenario se presenta una incertidumbre de la potencia comercializable, puesto que al considerar las potencias promedios anuales en algunos meses se podría cubrir la demanda del mercado interno, pero no así la demanda de los bloques de exportación para el mercado externo.

En la alternativa **Promedio 85%** se presentan los menores costos marginales de la energía para la Venta. En todos los casos los bloques de Venta asociados a los distintos escenarios y trienios presentan factores de carga superiores al factor de planta de la Energía Garantizada de la Itaipu Binacional (71%), lo que introduce además de las incertidumbres del escenario Promedio 71%, las introducidas por las garantías físicas, debido a la consideración de Energía Garantizada igual a la Energía Esperada, que puedan ofrecerse por la energía a ser comercializada, más aún si se tiene en cuenta que los cálculos están basados en promedios anuales y no en un despacho económico. No obstante, los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales elevados.

En la alternativa **Óptimo**, a diferencia de los casos anteriores, debido a que se realizó un despacho económico mensual este escenario presenta los valores más precisos de costos marginales y bloques de Venta. Se observa que los casos en los que el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya de la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD presentan valores de costos marginales muy elevados, no así para cuando dicho costo es de 728 MUSD.

En todos los casos los Parámetros Físicos de Energía Garantizada (Energía Firme) exportable remanente asociados a los escenarios de tarifa considerados y presentados en la Tabla 3 se tiene el costo marginal de 0 USD/MWh. Por lo que existe una energía firme remanente en algunos años exportable asociada a los escenarios de tarifas anteriormente mencionados, que representan sobrantes y que conjuntamente con la energía no garantizada sobrante podrían ser vendidos al costo de oportunidad, por ejemplo al Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD) en el Mercado de Corto Plazo (MCP) del Brasil, para obtener un lucro adicional.

Los costos unitarios de adquisición de energía eléctrica de Itaipu Binacional siguen dos tendencias claramente marcadas por influencia del Costo del Servicio de Electricidad adoptado:

- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 1.646 MUSD, los costos unitarios de Demanda Nacional sumada a las Ventas y los costos marginales de las Ventas superan los 40 USD/MWh.
- Cuando el Costo del Servicio de Electricidad asociado a la participación paraguaya en la Itaipu Binacional es de 728 MUSD, los costos unitarios de Demanda Nacional sumada a las Ventas y los costos marginales de las Ventas se encuentran en torno a 20 USD/MWh.

6. REFERENCIAS

Informe GT.T N°05 “Requerimientos electro-energéticos futuros del Paraguay”.

Informe GT.T N°06 “Disponibilidades de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.

Informe GT.T N°07 “Previsiones de Despacho para el SIN y determinación de Excedentes de Potencia y Energía – Periodo 2020-2040”.

Informe Técnico de las Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad Periodo 2020-2040 (Nota P. 1005/2020).

Informe DP/EDG/01/20 “Previsión de Suministro de Energía Eléctrica periodo 2020-2040”.

Informe DP/EDG/02/20 Rev.1 “Previsión de Despacho y Compra de Energía Eléctrica para Suministro al S.I.N. Periodo 2020-2040 -- Resumen Anual --”.

Informe DP/EDG/03/20 “Análisis del Costo Unitario de Generación para su Comercialización en el Mercado Eléctrico Brasileño Periodo 2024-2040 -- Resumen Anual --”.