

# **ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD**

**Dirección de Planificación y Estudios (DP)  
División de Estudios Energéticos (DP/EE)  
Departamento de Estudios de Generación (DP/EDG)**



## **PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN**

**PERIODO: 2021 – 2040**

**FEBRERO 2021**

# PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN

## TABLA DE CONTENIDOS

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>3</b>
1.1 RESUMEN DE CAPACIDAD INSTALADA .....	5
1.2 INVERSIONES REQUERIDAS.....	5
<b>2. CRITERIOS TÉCNICOS .....</b>	<b>7</b>
2.1 MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN .....	7
2.2 ESTIMACIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN PLANIFICADO MÍNIMO PARA EL SIN. ....	8
<b>3. PREMISAS BÁSICAS.....</b>	<b>9</b>
3.1 DEMANDA NACIONAL.....	9
3.2 PARQUE DE GENERACIÓN EXISTENTE.....	10
3.3 FUENTES DE ENERGÍA DEL PARAGUAY .....	11
3.4 EXPORTACIÓN .....	14
3.5 REFERENCIA DE COSTOS DE INVERSIÓN EN CENTRALES DE GENERACIÓN .....	15
<b>4. CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN.....</b>	<b>16</b>
<b>5. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO 2021-2040.....</b>	<b>17</b>
5.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ACARAY.....	17
5.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS SOBRE EL RÍO PARAGUAY .....	18
5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	19
5.4 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS Y BANCOS DE BATERÍAS.....	21
5.5 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN .....	25
5.6 EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE PLANTA Y FACTOR DE CARGA DEL SIN.....	25
<b>6. NUEVAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES .....</b>	<b>27</b>
6.1 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE ITACORÁ-ITATÍ (CHBN-ItIt) .....	27
6.2 CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CORPUS CHRISTI (CH-IHS) .....	28
6.3 CRONOGRAMA DEL PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN .....	28
6.4 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN .....	30
6.5 EVOLUCIÓN DEL FACTOR DE PLANTA Y FACTOR DE CARGA DEL SIN.....	30
<b>7. CONCLUSIONES .....</b>	<b>32</b>
7.1 EVOLUCIÓN DEL MARGEN DE RESERVA DE GENERACIÓN .....	32
7.2 MARGEN DE RESERVA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL PARAGUAY .....	32
7.3 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE .....	33
A.1 SISTEMAS REGIONALES E INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	
A.2 LISTADO DE OBRAS DE GENERACIÓN POR SISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	
A.3 UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN	
A.4 LISTADO DE OBRAS DE GENERACIÓN POR SISTEMAS DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CON PROYECTOS DE NUEVAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES	

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

La Ley N° 966/1964 que crea a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), tiene dentro de sus objetivos elaborar el Plan Nacional de Electrificación a ser propuesto al Poder Ejecutivo, para su aprobación, con el fin de orientar y fomentar el desarrollo eléctrico del país.

El Plan Nacional de Electrificación se enmarca dentro del *Plan Nacional de Desarrollo: Paraguay 2030 (PND-2030)*, aprobado por Decreto N° 2794/2014, del 16 de Octubre de 2014 y de la *Política Energética de la República del Paraguay (PERP)*, aprobado por Decreto N° 6092/2016, del 10 de Octubre de 2016. Tanto el PND 2030 como la PERP tienen objetivos de desarrollo alineados con los *Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS-2030)* de la *Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible* de las Naciones Unidas, suscrita por el Paraguay en Diciembre de 2015.

La PERP, define dos objetivos superiores objeto de la planificación en generación, presentes tanto en el PND-2030 como los ODS-2030:

- Garantizar la seguridad energética con criterios de autoabastecimiento, eficiente, mínimo costo, con responsabilidad social-ambiental, que acompaña el desarrollo productivo del país
- Utilizar las fuentes nacionales de energía (hidroelectricidad, bioenergía y otras fuentes) e incentivar la producción de hidrocarburos, como recursos estratégicos para reducir la dependencia externa e incrementar la generación de valor agregado nacional.

Visando los objetivos mencionados, para elaborar los estudios necesarios para el desarrollo de los planes de expansión de la Generación de la energía eléctrica para el corto, medio y largo plazo se consideró la previsión de la demanda como el insumo básico para desarrollar el planeamiento del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los acontecimientos futuros dependen de factores poco predecibles cuyo grado de incertidumbre aumenta con el horizonte considerado para la planificación. Teniendo en cuenta la expansión sostenida de la demanda de energía eléctrica del país es necesaria la formulación de posibles escenarios de crecimiento del mercado para definir y dimensionar adecuadamente las inversiones requeridas por el SIN.

Si bien la definición de un Plan de Obras se ve influenciada por diversos factores, como ser: configuraciones topológicas consideradas del SIN, requerimientos de confiabilidad, calidad, y de disponibilidad de centrales de generación existentes, entre otros, los factores de mayor preponderancia son el escenario de crecimiento de la demanda y la disponibilidad de fuentes de energía (reservas de energía) del Paraguay. En este sentido, el Plan Maestro de Generación de Corto, Medio y Largo Plazo es desarrollado en base a:

- la adopción de un escenario de mercado de energía eléctrica con una tasa de crecimiento promedio anual de 4,88 % en el periodo 2021-2040, conforme a la recomendación del Informe correspondiente a las *Proyecciones de la Demanda de Electricidad de Largo Plazo para el período 2020-2040, elaboradas a partir del modelo LEAP*, elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado, y aprobado por Resolución P/N° 44.574 de la ANDE, en fecha 22/12/2021;
- al “*Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay*” – *Convenio n° 4500020686/2011*, realizado por la Itaipú Binacional, la Universidad Corporativa de Itaipú Binacional y la Fundación Parque Tecnológico de la Itaipú Binacional durante los años 2011 al 2013, con el objetivo de identificar sitios con potencial hidroenergético aprovechable de 1MW o más, orientados a pequeñas y medianas centrales hidroeléctricas (PCH y MCH) y el *Mapeo de Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay*, emprendimiento científico-tecnológico impulsado por la Itaipú Binacional y el Parque Tecnológico de Itaipú a través del Centro de Innovación en Tecnologías Energéticas y del Centro de Innovación en Información Geográfica;
- acompañar y asegurar el desarrollo de la región Occidental o Chaco, promoviendo el uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), facilitando el desarrollo de comunidades indígenas y afirmando la Soberanía Territorial Nacional, el plan de obras de generación prevé el aprovechamiento de la energía solar por medio de parques fotovoltaicos;
- contar con un sistema que respalde de forma soberana el uso de los excedentes de energía de las hidroeléctricas binacionales y sistemas de eficiencia energética

- un análisis de margen de reserva de generación, sostenibilidad, fuentes primarias de energía y reservas de energía en el Paraguay.

Cabe acotar que la tasa o porcentaje de crecimiento de la demanda mencionada, se refiere al asociado al mercado nacional con la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI) de medio porte.

Como resultado de los estudios técnicos, se obtiene el Plan de Obras de Generación para el periodo 2021-2040, en el cual se plasman las necesidades de generación de energía eléctrica del sistema. Debido a la coyuntura nacional, el Plan se centra fundamentalmente en las obras que permiten atender el crecimiento de la demanda con un margen de reserva de generación razonable, visando la sostenibilidad y la soberanía energética mediante la explotación de las Fuentes de Energías Renovables con las que cuenta el país y al mismo tiempo con la implementación de obras que apuntan exclusivamente a un aumento en la confiabilidad del suministro de la energía eléctrica.

Con el objetivo de acompañar y asegurar el desarrollo de la región Occidental o Chaco, promoviendo el uso de ERNC, facilitando el desarrollo de comunidades indígenas y afirmando la Soberanía Territorial Nacional, el plan de obras de generación prevé el aprovechamiento de la energía solar por medio de parques fotovoltaicos.

El primero de características Fotovoltaico-Diésel será instalado para abastecer de energía eléctrica a la localidad de Puerto Esperanza, situada a 30 km de Bahía Negra, promoviendo el uso de Energías Renovables, facilitando el desarrollo de comunidades indígenas y afirmando la Soberanía Territorial Nacional mediante el suministro confiable de energía eléctrica en la triple frontera Bolivia-Brasil-Paraguay.

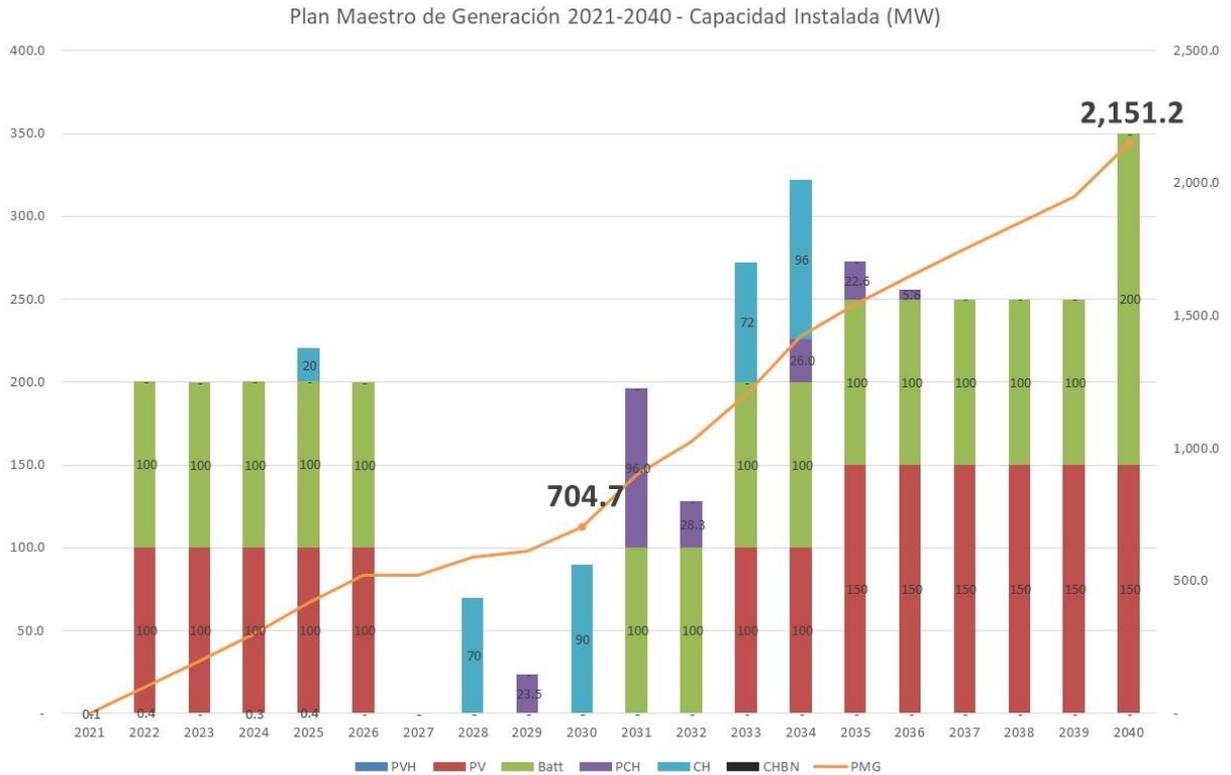
El segundo parque solar fotovoltaico será instalado en la localidad de Loma Plata, promoviendo también el uso de Energías Renovables y fomentando el desarrollo industrial de la Región Occidental.

El inventario hidroeléctrico del Paraguay fue realizado exclusivamente en la Región Oriental del país, debido a que la Región Occidental presenta serios inconvenientes para este tipo de emprendimientos. El Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA) de todos los proyectos identificados en el Inventario Hidroenergético es de 872,70 MW, con 560,3 MW medios de energía garantizada, el mismo tiene que ser desarrollado y explotado por la ANDE para cumplir con su objeto primordial de la misma, de acuerdo al Artículo 5° de la Ley N° 966/1964, que establece que *“La ANDE tiene como objeto primordial, satisfacer en forma adecuada las necesidades de energía eléctrica del país, con el fin de promover su desarrollo económico y fomentar el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación”*.

El plan de obras previsto en Bancos de Baterías (Batt) es de importancia estratégica ya que las mismas permitirán optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y de las demás centrales así como la reducción de los costos de generación de la ANDE de cara a las revisión del Anexo C del Tratado de Itaipu, permitiendo utilizar óptimamente los excedentes de energía efectuando el corte de los picos de demanda y trasladando dicho consumo al valle de la demanda (*Peak Load Shedding*).

La posibilidad de aumentos considerables en los intercambios energéticos con otros países de la región no son considerados, y deberán ser analizados en estudios específicos, oportunamente, y para cada caso.

Para el periodo 2021-2040 se requerirían un total de 60 obras de generación y subtransmisión/transmisión asociadas, discriminadas en los cuadros a continuación:



**Figura 1 – Resumen de Capacidad Instalada en Obras de Generación**

**1.1 Resumen de capacidad instalada**

La Tabla I a continuación resume la evolución del Sistema de Generación del SIN en el Corto Plazo (2021-2030), y Medio Plazo (2031-2040), respectivamente, indicándose la capacidad instalada en Generación y la Energía Media Garantizada.

**Tabla I - Resumen de la evolución del Sistema de Generación del SIN, Periodo 2021 – 2040**

	<b>2021</b>	<b>EBY</b>	<b>PMG</b>	<b>2030</b>
<b>Potencia Disponible (MW)</b>	8355	<b>344</b>	<b>705</b>	9404
<b>Energía Garantizada (GWh)</b>	56372	<b>1000</b>	<b>2037</b>	59409
	<b>2030</b>	<b>PMG</b>		<b>2040</b>
<b>Potencia Disponible (MW)</b>	9404	<b>1447</b>		10146
<b>Energía Garantizada (GWh)</b>	59409	<b>4374</b>		63783

El listado de obras que componen el Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo puede ser encontrado en el Anexo 1.

**1.2 Inversiones requeridas**

Las inversiones estimadas que serían requeridas para llevar adelante dichas obras se resumen en la siguiente Tabla III, discriminada por montos en moneda local (obras), moneda extranjera (materiales y equipos) y los totales, para las obras de generación.

Los costos indicados corresponden a costos directos propios de un nivel de planificación, calculados a partir de valores típicos referenciales extraídos de la literatura actualizada y de proyectos similares (costos modulares), incluyéndose todos los impuestos.

**Tabla II - Inversiones de Plan Maestro de Generación 2021 – 2040 (en USD)**

	PVH	PV	Batt	PCH	CH	Anual	Acumulado
2021	2328930	0	0	0	0	2328930	2328930
2022	8039743	68700000	85875000	0	0	162614743	164943673
2023	0	68700000	85875000	0	0	154575000	319518673
2024	4657860	68700000	85875000	0	0	159232860	478751533
2025	6986790	68700000	85875000	0	154844665	316406455	795157988
2026	0	68700000	85875000	0	0	154575000	949732988
2027	0	0	0	0	0	0	949732988
2028	0	0	0	0	80500000	80500000	1030232988
2029	0	0	0	58750000	0	58750000	1088982988
<b>2030</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>85500000</b>	<b>85500000</b>	<b>1174482988</b>
2031	0	0	85875000	240000000	0	325875000	1500357988
2032	0	0	85875000	70750000	0	156625000	1656982988
2033	0	68700000	85875000	0	108000000	262575000	1919557988
2034	0	68700000	85875000	65000000	144000000	363575000	2283132988
2035	0	103050000	85875000	56500000	0	245425000	2528557988
2036	0	103050000	85875000	14000000	0	202925000	2731482988
2037	0	103050000	85875000	0	0	188925000	2920407988
2038	0	103050000	85875000	0	0	188925000	3109332988
2039	0	103050000	85875000	0	0	188925000	3298257988
<b>2040</b>	<b>0</b>	<b>103050000</b>	<b>171750000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>274800000</b>	<b>3573057988</b>
<b>Total</b>	<b>22013323</b>	<b>1099200000</b>	<b>1374000000</b>	<b>505000000</b>	<b>572844665</b>		

## 2. CRITERIOS TÉCNICOS

Diariamente, la generación de electricidad oferta la potencia necesaria al sistema eléctrico nacional, la que se destina a cubrir la demanda de las residencias, comercios, industrias, instituciones, etc.

La premisa de los responsables del suministro de energía eléctrica es que se atienda esta demanda con seguridad, calidad, confiabilidad y economía. El asegurar esas condiciones implica que se desarrollen procesos adecuados de planificación del sector eléctrico, asegurando las inversiones necesarias, aparejadas a las previsiones de crecimiento de la demanda.

El criterio técnico utilizado para la planificación de la generación establece condiciones mínimas que se deben cumplir para que el parque de generación pueda atender la demanda y sus fluctuaciones de forma satisfactoria, para ello se recurre al Margen de Reserva de Generación.

### 2.1 Margen de Reserva de Generación

Según la *North American Electric Reliability Corporation (NERC)*, el Margen de Reserva de Generación Planificado está diseñado para medir la cantidad de capacidad de generación disponible para satisfacer la demanda esperada en el horizonte de planificación. Junto con el análisis probabilístico, los márgenes de reserva de planificación calculados han sido un estándar de la industria utilizado por los planificadores durante décadas como una indicación relativa de la adecuación de un sistema eléctrico de potencia para atender la demanda de energía eléctrica y sus fluctuaciones.

El Margen de Reserva de Generación Planificado es igual a la diferencia entre la Capacidad de Generación Instalada Disponible o la Prospectiva de Capacidad de Generación Disponible y la Demanda, dividido por la Demanda (normalizado). La Capacidad de Generación Disponible se calcula mediante la suma de los recursos existentes, ciertos y los planificados a futuro, además de posibles importaciones de energía por interconexiones existentes y/o futuras que sean consideradas. La Demanda es la suma de la Demanda Interna Neta más las pérdidas de energía.

Con base en la experiencia del NERC, para sistemas de potencia que no están limitados en energía, el margen de reserva, expresado en porcentaje, es la diferencia entre la capacidad disponible y la demanda máxima, normalizado por la demanda máxima y es un índice que ayuda a mantener un funcionamiento fiable, frente a aumentos imprevistos en la demanda (por ejemplo, clima extremo) y los cortes inesperados de la capacidad de generación existente. Además, desde una perspectiva de planificación, el Margen de Reserva Planificado ayuda a identificar si las adiciones de capacidad de generación cubren adecuadamente el crecimiento de la demanda. Como se trata de una métrica basada en la capacidad de generación, no proporciona una evaluación precisa del rendimiento en los sistemas energéticos limitados, por ejemplo, la capacidad hidroeléctrica cuando son limitados los recursos hídricos.

La siguiente tabla es un resumen de la NERC, de la métrica normalizada Margen de Generación

**Tabla III-** Resumen de la Métrica Margen de Reserva según el NERC

<b>ALR 1-3 Margen de Reserva</b>	
<b>Título corto</b>	Margen de Reserva
<b>Descripción de la métrica</b>	Porcentaje de capacidad adicional para cubrir la demanda
<b>Propósito</b>	Para medir la cantidad adicional de capacidad de generación disponible requerida para satisfacer la demanda esperada
<b>¿Cómo va a ser adecuado para indicar el rendimiento?</b>	El porcentaje proporciona una indicación de la capacidad adicional disponible para satisfacer aumentos imprevistos en la demanda, las interrupciones imprevistas de la capacidad existente y las tendencias que se identifican y si las adiciones de capacidad se mantienen al día con el crecimiento de la carga. La precaución que debe tenerse en cuenta en todos los informes es que se trata de una capacidad basada en métricas y puede no proporcionar una evaluación precisa del rendimiento en los sistemas energéticos limitados, por ejemplo, la capacidad hidroeléctrica cuando son limitados los recursos hídricos.
<b>Fórmula</b>	Margen de Reserva (%) = (Generación – Demanda)/Demanda X 100
<b>Horizonte de Tiempo</b>	Horizonte de planificación
<b>Intervalo recolección y procesamiento de datos</b>	La recolección de datos debe ser sobre una base anual y estacional con la presentación de informes para cada trimestre
<b>Facilidad de recolección de datos</b>	Los datos son fácilmente recogidos y pueden ser comunicados a una base regional (CIER, Olade, etc.).
<b>Agregación</b>	Podría ser en una interconexión, en una Entidad Regional Nacional, o Entidad Regional Internacional, etc.

## 2.2 Estimación del Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN.

Según el NERC, una forma de estimar el Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo, consiste en la aplicación de la siguiente fórmula:

$$ND = LOLP * NP$$

Donde:

*ND* es el número de días estimado durante los cuales puede ocurrir un déficit de generación (por sus siglas en inglés);

*LOLP* es la probabilidad de corte de carga debido a la falla de un generador durante la demanda máxima anual (por sus siglas en inglés);

*NP* es el promedio de días en el año durante los cuales se podría alcanzar la demanda máxima (por sus siglas en inglés).

El valor de *NP* para el SIN, por ser un sistema con una demanda altamente dependiente de las condiciones climatológicas, según cálculos normalizados de los últimos 10 años es de 50 días por año.

El valor de *LOLP* para el SIN corresponder a la tasa de indisponibilidad forzada de uno de los grupos generadores de mayor porte, que son los de la Itaipu Binacional, y que gracias a los programas de mantenimiento preventivo de la central está estimado en un valor de 0,2%.

Luego el valor de *ND* para el SIN es de 0,10 que se corresponde a 1 día por década en los cuales habrá un corte de carga debido a indisponibilidad forzada en la generación de energía eléctrica. Este valor en por ciento es el equivalente al **Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN (10%)**.

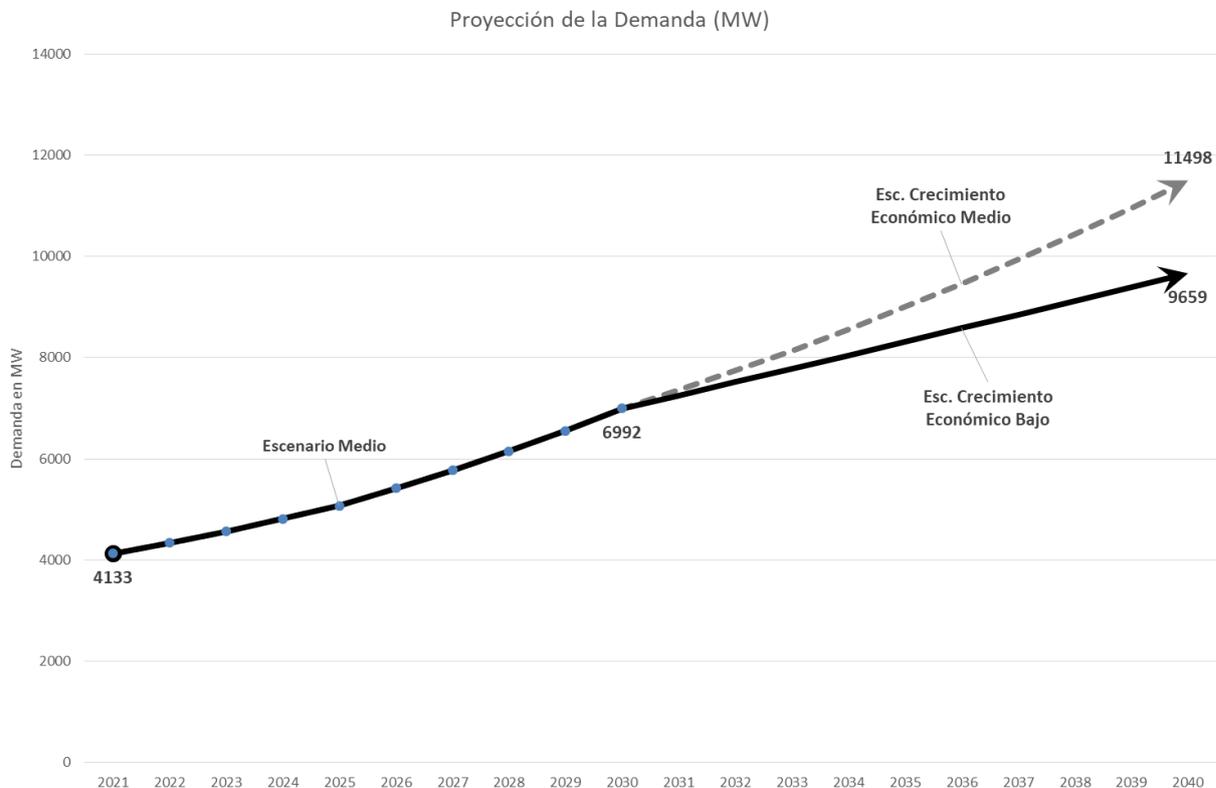
### 3. PREMISAS BÁSICAS

En esta sección se definen los escenarios básicos bajo los cuales se realiza el análisis del desempeño del sistema eléctrico de potencia y en función a ellos se especifican las necesidades del SIN para su operación dentro de los criterios técnicos preestablecidos.

#### 3.1 Demanda Nacional

Para la actualización del Plan Maestro de Generación se utiliza como base la previsión de la demanda, aprobada por Resolución P/Nº 44.574, en fecha 22/12/2020, del “*Proyecciones de la Demanda de Electricidad de Largo Plazo para el período 2020-2040, elaboradas a partir del modelo LEAP*”, elaborado por el Departamento de Estudios de Tarifas y Mercado. En dicha prospectiva, se presentan diferentes escenarios referenciales de crecimiento de la demanda. El crecimiento económico a nivel nacional y la evolución de las pérdidas del sistema eléctrico se constituyen en los principales factores que inciden en la evolución de la demanda. En la siguiente figura, se muestran los 3 escenarios referenciales indicados por el mencionado estudio de la demanda, los cuales incluyendo a las industrias electrointensivas de mediano porte y que corresponden a:

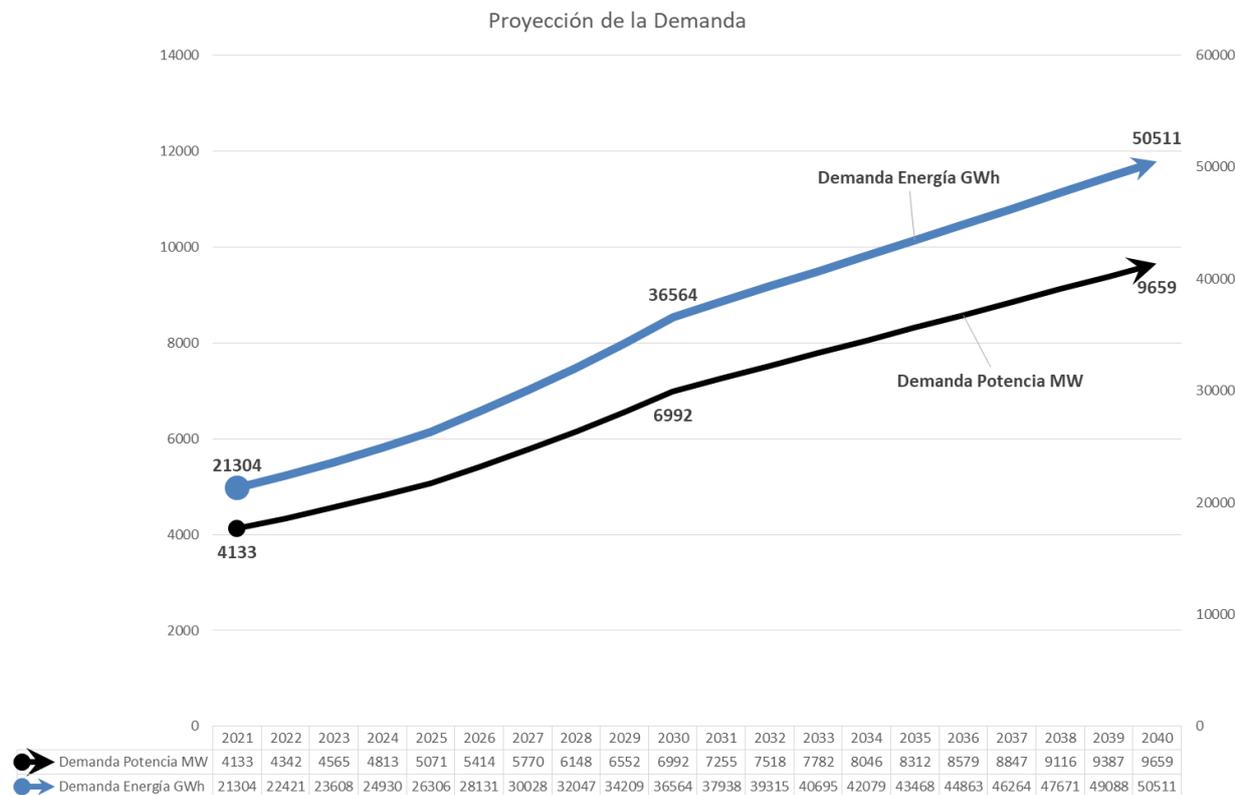
- Para el periodo 2021-2030:
  - Escenario Medio adoptado para los planes maestros de la ANDE, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,9%.
- Para el periodo 2031-2040:
  - Escenario de crecimiento económico medio, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 5,8%.
  - Escenario de crecimiento económico bajo, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4,4%.



**Figura 2.** Demanda proyectada del SIN 2021-2040.

En la elaboración del Plan Maestro de Generación, es decir, en la determinación de obras de refuerzos requeridas por la red, se adoptó el escenario recomendado denominado Demanda, conforme a la figura 4:

- Demanda, correspondiente a una tasa de crecimiento promedio anual de 4,88%, en el periodo 2021-2040 y que representa la concatenación de:
  - Escenario Medio, periodo 2021-2030.
  - Escenario de crecimiento económico bajo, periodo 2031-2040.



**Figura 3.** Demanda proyectada del SIN utilizada en el Plan Maestro.

Cabe acotar que dicha tasa o porcentaje de crecimiento, se refiere al asociado al mercado nacional considerando la inserción al SIN de futuras nuevas industrias electrointensivas (IEI) de mediano porte previstas.

La recuperación de las expectativas del sector privado, el crecimiento de la clase media alrededor del 50% en los últimos 10 años, la inversión pública en infraestructura, la construcción masiva de grandes shoppings y hoteles, asimismo, el continuo crecimiento del sector financiero nacional (alrededor del 12% anual en los últimos 5 años antes de la pandemia), constituyen factores significativos para plantear un elevado crecimiento del producto interno bruto en la próxima década.

### 3.2 Parque de Generación Existente

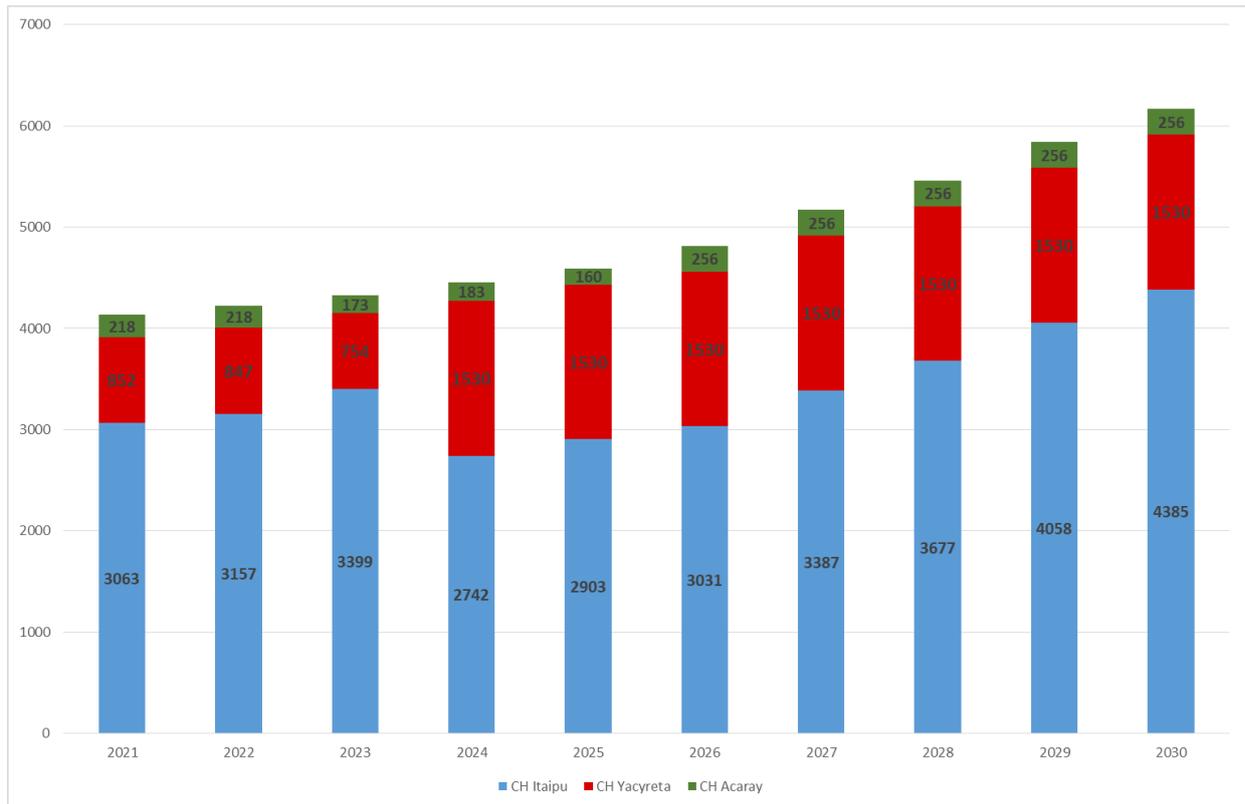
Las fuentes de generación existentes en el SIN son 100% de origen hidroeléctrico, siendo las características de las mismas, las siguientes:

- **Central Hidroeléctrica de Acaray (CH-Acaray).** Las cuatro unidades de la CH-Acaray operan inicialmente con potencias nominales de 56 MVA (Grupos 1 y 2) y 75 MVA (Grupos 3 y 4).
- **Central Hidroeléctrica de Itaipú (CH-Itaipú).** La CH-Itaipú despacha hasta diez unidades generadoras de 50 Hz de 823,6 MVA cada una para atender la demanda.
- **Central Hidroeléctrica de Yacyretá (CH-EBY).** Dada la elevación de cota en la zona de influencia, alcanzándose el valor nominal de 83 msnm, se considera el despacho de las veinte

unidades de la CH-EBY con una capacidad de 172,5 MVA, y operando interconectada al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Al mismo tiempo se tiene en consideración la ampliación de la central en dos proyectos:

- **Motorización del Brazo Aña Cua:** Construcción en el Brazo Aña Cuá de una Casa de Máquinas con 3 unidades generadoras con una capacidad de 100 MVA cada una.
- **Ampliación de la Casa de Máquinas de la CH-EBY:** ampliación de la Casa de Máquinas con 3 unidades generadoras con una capacidad de 172,5 MVA cada una.

El resumen del despacho de potencia de las Centrales Hidroeléctricas Existentes del SIN requerido por el Plan Maestro de Transmisión 2021-2030 para cubrir la demanda de carga punta del periodo analizado se presenta en la siguiente figura.



**Figura 4.** Despacho Proyectado por el PMT 2021-2030.

El despacho durante la demanda máxima del año 2030 de las centrales sería el siguiente:

- **CH-Acaray.** Despacho de 256 MW (100%).
- **CH-Itaipú.** Despacho de 4.385 MW (72%).
- **CH-EBY.** Despacho de 1.530 MW (91%).

### 3.3 Fuentes de Energía del Paraguay

#### 3.3.1 Petróleo y Gas Natural

Aunque a la fecha no hay Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural en el Paraguay, según *The Geological Evolution of the Paraguayan Chaco*, tesis doctoral de la *Texas Tech University* escrita por Carlos Alfredo Clebsch Kuhn, análisis geoquímicos realizados en las secuencias de esquistos paleozoicos indican que se podrían haber producido depósitos de petróleo y gas. Seis áreas con potencial de exploración se identifican en el Chaco Paraguayo. Dos están en la subcuenca Pirizal y cuatro en las subcuencas Carandaity y Curupaity. Sin embargo el desarrollo de las exploraciones hasta alcanzar la determinación de Reservas Probadas de Petróleo y Gas Natural podría llevar varias décadas más.

### 3.3.2 Carbón Mineral

Según la *U.S. Energy Information Administration (EIA)* del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay no cuenta con potencial de reservas de carbón mineral. Esto fue estimado a partir de su base de datos *International Energy Statistic (IES)*. Igual conclusiones presenta sobre el Chaco Paraguayo el trabajo *The Geological Evolution of the Paraguayan Chaco* de Carlos Alfredo Clebsch Kuhn.

### 3.3.3 Energía Nuclear

Según la *International Atomic Energy Agency (IAEA)*, en su publicación *Uranium Resources and Production Capability to 2020*, el Paraguay tiene 430.000 toneladas de Uranio identificadas en el yacimiento de la localidad de Yuty. La empresa *Transandes Paraguay S.A.*, subsidiaria de *Uranio Energy Corp (UEC)* del Canadá, ya tiene certificada la existencia de un yacimiento de 10 millones de libras de uranio de baja radiación en la localidad de Yuty, que representan un potencial de 772.920,77 GWh de energía eléctrica, equivalentes a la producción de 9 años de electricidad de la Itaipu Binacional o a 48 años de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del Paraguay del año 2020.

Sin embargo el país no cuenta ni con la tecnología, ni los recursos humanos requeridos, para soportar el *Ciclo de la Producción de Uranio* (producción de combustible nuclear, generación de energía y deposición de residuos nucleares) y tampoco cuenta con políticas energéticas que fomenten su desarrollo. Al respecto la Argentina, con su Plan Nuclear Argentino puede resultar ser un asociado estratégico para el Paraguay, ya que domina con desarrollo tecnológico propietario todo el *Ciclo de la Producción de Uranio*.

### 3.3.4 Energía Solar

Según el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay cuenta con un potencial de energía solar de 1.112.221.024 MWh/año. El mismo fue estimado a partir de la base de datos *Surface Meteorology and Solar Energy (SSE)* de la *National Aeronautics and Space Administration (NASA)* del gobierno de los Estados Unidos de América. La máxima densidad de irradiación directa normal y horizontal es de 1800 kWh/m<sup>2</sup> en las regiones centrales y noreste en el Chaco Paraguayo, potencial que serviría para suplir de energía eléctrica a localidades aisladas de la zona (como referencia en el desierto de Atacama de Chile se duplica dicho potencial).

En el año 2018 se concluyó la primera etapa del proyecto *Mapeo del Potencial Energético Solar y Eólico del Paraguay (PESE\_PY)*, constituyéndose en un emprendimiento científico - tecnológico impulsado por la Itaipú Binacional y el Parque Tecnológico de Itaipú a través del Centro de Innovación en Tecnologías Energéticas (CITE) y del Centro de Innovación en Información Geográfica (CIIG). Los datos relevados publicados corresponden a mediciones realizadas durante el año 2016 y reportan valores similares a los publicados por el NREL.

### 3.3.5 Energía Eólica

Según el *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay no tiene potencial de energía eólica económicamente viable, medido a una altura de 50 m. El mismo fue estimado a partir de las bases de datos de la *National Centers for Environmental Prediction (NCEP)* y de la *National Center for Atmospheric Research (NCAR)*, ambas del gobierno de los Estados Unidos de América.

Los datos relevados publicados en el PESE\_PY corresponden a mediciones realizadas durante el año 2016 a una altura de 80 m y presentan un potencial de energía eólica medianamente viable en proyectos superiores a 1 MW, por lo que no fue explorado en el presente estudio.

### 3.3.6 Bioenergía

Según el informe *Situación de Energías Renovables en el Paraguay* publicado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)* del gobierno Alemán, la extensión limitada de las zonas cultivables y el tipo de materia prima energética en que la civilización actual basa su

funcionamiento, imponen graves condicionantes, tanto en la producción aprovechable como en el estado en que ésta puede utilizarse.

Para el año 2015, menos de 2.200.000 ha de bosques nativos existen en la Región Oriental según el informe *Evaluación de los recursos forestales mundiales 2015-Compendio de Datos* de la FAO, también según el informe *Evaluación de los recursos forestales mundiales 2015-¿Cómo están cambiando los bosques en el mundo?* de la FAO el Paraguay es el 6° país a nivel mundial con mayor tasa de deforestación en los últimos 5 años, con un promedio de deforestación de 325.000 ha/año. Esto plantea que en el corto y mediano plazo el recurso leña no sería sustentable para abastecer un crecimiento de la demanda, lo que va a forzar a que se realicen sustituciones en los medios y tecnologías de usos de las energía, con alta probabilidad de migración hacia el uso de derivados del petróleo, debido a los bajos costos de las tecnologías de uso.

El Paraguay no posee incentivos para la reforestación, y la financiación para proyectos de esta actividad es aún incipiente, engorrosa y de limitada disponibilidad para los interesados, por lo que es necesario poner en práctica la Ley N° 3001/2006 “*De Valoración y Retribución de los Servicios Ambientales*” y su complemento la Ley N° 422/1973 “*De Manejo Racional de Bosques y Tierras Forestales*”, así como el fondo para la forestación y la reforestación.

Los biocombustibles representan para el país una fuente de energía renovable estratégica con respecto a sus intereses. El hecho de no producir petróleo hace que la dependencia del Paraguay del mencionado producto sea muy grande, comprometiendo su soberanía. Con un estimado aumento de la población en dos millones más para el 2050, es vital que el incremento en el cultivo de biocombustibles no utilice tierra y agua que sean necesarias para producir alimentos destinados al consumo humano o para mantener la biodiversidad, por lo que debe analizarse la posibilidad con mucho cuidado. Las consecuencias de la producción de insumos de especies bioenergéticas sobre la tierra y el agua necesitarán más investigación, especialmente a nivel de campo, para evitar ocasionar la deforestación, escasez de alimentos y agua, entre otros impactos sociales y ambientales.

Para abastecer la demanda del sector transporte del año 2013 de 67.129 TJ de energía, se requeriría disponer de 409.368 hectáreas de cultivos de caña de azúcar destinadas a la producción de etanol, aproximadamente 8% de los suelos cultivados en total y 4 veces la cantidad de suelos cultivados de caña de azúcar en el territorio nacional, por lo que se puede deducir que no se podrá alcanzar una cobertura integral de la demanda de energía del sector transporte debido a la necesidad de grandes superficies de tierra necesarias para la producción de biocombustibles.

En la actualidad, el Paraguay es un país con bajo desarrollo en biogás como fuente de energía, pero quizá se vuelva una necesidad debido a que existen zonas del país donde no aún existe provisión de energía y la base de la economía paraguaya es eminentemente agropecuaria, por lo que el país genera gran cantidad de residuos proveniente de este sector, aunque no se tiene evaluado el potencial nacional al respecto.

### 3.3.7 Energía Hidráulica

Según el informe *Situación de Energías Renovables en el Paraguay* publicado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ)* del gobierno Alemán, el Paraguay tiene desarrollado el 71 % de su potencial hidroeléctrico estimado.

La problemática del agua en Paraguay no es la cantidad sino principalmente el correcto manejo de la misma. Para ello es necesario disponer de un Plan Nacional de los Recursos Hídricos en Paraguay, siendo de fundamental importancia conocer su disponibilidad. La Ley N° 3239/2007 “*De los Recursos Hídricos del Paraguay*” establece la obligatoriedad de realizar un inventario de los recursos hídricos. Los estudios cuantitativos sobre el potencial hidráulico de los pequeños ríos no fueron realizados con precisión y es fundamental establecer una sistematización de la medición y de la información, a fin de contar con datos fidedignos.

En el estudio *Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay*, realizado por la *Itaipu Binacional*, la *Fundación Parque Tecnológico de la Itaipu (FPTI)* y la *Universidad Corporativa*

*Itaipu (UCI)*, se logró identificar las cuencas hidrográficas con potenciales de hidrogenación, de los ríos afluentes del Paraguay y del Paraná, ubicadas en Paraguay, e inventarió el potencial hidroenergético de las mismas con la determinación de la capacidad instalada y de la capacidad de producción de cada emplazamiento identificado, en función de los datos disponibles, considerando las diversas alternativas de emplazamiento de los aprovechamientos mencionados.

A mediano plazo, la construcción de las centrales de pequeño y mediano porte se presenta como una opción importante por varios motivos, a saber:

- aportar energía eléctrica a comunidades con bajo nivel económico y alejadas de los grandes núcleos de población y de las líneas de transmisión, disminuyendo los incentivos que generan las migraciones hacia zonas urbanas;
- menor efecto ambiental que las obras de gran porte;
- beneficios adicionales como agua potable, riego, recreación y turismo;
- variada oferta de financiamiento internacional en condiciones preferenciales;
- viabilizar el desarrollo industrial local en comunidades marginadas del país (zona de pobreza), dando la oportunidad de incorporarse a la cadena productiva nacional;
- contribuir a través de la generación distribuida a la disminución de las pérdidas técnicas de las redes eléctricas;
- otorgar mayor estabilidad en el abastecimiento de energía eléctrica para algunos sectores (varias fuentes)
- la ejecución de los proyectos queda bajo el ámbito nacional y está amparada por lo establecido por la Ley N° 3009/2006 “*De la Producción y Transporte Independiente de Energía Eléctrica (PTIEE)*”.

El *Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA)* de todos los grupos identificados en el mencionado estudio es de 872,70 MW, con las proporciones identificadas en la tabla:

**Tabla IV - Potencial Hidroeléctrico Aprovechable (PHA) del Paraguay**

Grupo	PHA MW	Proporción del total %
A. Cuencas de la región oriental del Paraguay	325,94	37%
B. Interconexión de cuencas con Itaipú	378,76	44%
C. Río Paraguay	168,00	19%
Totales	872,70	100%

### 3.4 Exportación

Otro aspecto considerado para la operación del sistema son los intercambios de energía eléctrica con los países vecinos a través del Sistema ANDE, los cuales se constituyen finalmente en cargas para el sistema de transmisión. Se adoptan los siguientes valores:

- Suministro al Sistema Norte-Este Argentino (EMSA): actualmente en operación y con un suministro variable. Basado en antecedentes históricos se considera una venta de 25 MW, y teniendo como punto de interconexión a la Subestación Carlos Antonio López.

No se considera el suministro a la Compañía Eléctrica Paranaense (COPEL) desde la Subestación Acaray, ya que el mismo fue desactivado en setiembre del año 2009 debido a los problemas técnicos que presento el convertidor de frecuencia.

Tampoco se considera el suministro al Sistema Nordeste Argentino desde el punto de interconexión en la Subestación Guarambaré, ya que el mismo está desactivado desde el mes de Noviembre del año 2010. Sin

embargo se aclara que conforme el SADI eventualmente se requiera de algún soporte en el suministro de energía eléctrica, ANDE podría realizar algunos intercambios de exportación con dicho sistema argentino.

### 3.5 Referencia de Costos de Inversión en Centrales de Generación

Los costos unitarios de inversión indicados corresponden a costos directos propios de un nivel de planificación, calculados a partir de valores típicos referenciales extraídos de la literatura actualizada y de proyectos similares (costos modulares), incluyéndose todos los impuestos.

Los costos unitarios de inversión en Centrales de Generación Hidroeléctrica fueron estimados utilizando como referencia los costos de adjudicación de la Motorización del Brazo Aña Cuá en la Central Hidroeléctrica de Yacretá y la previsión de inversiones realizada en el trabajo *Contrato SP10: Diagnóstico Integral de los Equipos e Infraestructura, Estudio del Potencial de Incremento de la Capacidad de Generación y Desarrollo de un Plan de Acción Estratégico de la Central Hidroeléctrica Acaray (SP10)*, ejecutado por Manitoba Hydro International (MHI), con Hatch Canadá como subcontratista y financiado por el *Banco Interamericano de Desarrollo (BID)* a través de un préstamo a la República del Paraguay. Los ajustes según el tipo de central se hicieron conforme a la base de datos *en línea* de los Costos Nivelados de Energía (*Levelized Cost of Energy- LCOE*) de la *International Energy Agency (IEA)*.

Para la estimación de los costos de parques solares y bancos de baterías, a parte de la base de datos de la IEA se recurrió al informe *Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina* publicado por el BID en diciembre de 2019. Los valores para el Paraguay se estimaron a partir de una media entre los costos de la Argentina, el Brasil y el Uruguay.

A continuación se presenta una tabla resumen de los costos unitarios de inversión en generación utilizados en el presente estudio:

**Tabla V – Costos Unitarios de Generación**

PVH:	16000	USD/kW
PCH:	2500	USD/kW
CH1:	1150	USD/kW
CH2:	950	USD/kW
PV:	600	USD/kW
BATT:	200	USD/kWh

La nomenclatura correspondiente es:

- PVH: Centrales Híbridas *Off-Grid* (Fotovoltaica-Baterías-Diésel en Red Aislada) con Baterías tipo Li-Ion, y corresponden a 1 kW de demanda atendido con 99% de ERNC.
- PCH: Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
- CH1: Central Hidroeléctrica construida mediante la motorización de una represa existente.
- CH2: Central Hidroeléctrica de pasada con esclusas de navegación.
- PV: Parques Solares Fotovoltaicos.
- BATT: Bancos de Baterías con Baterías tipo Li-Ion.

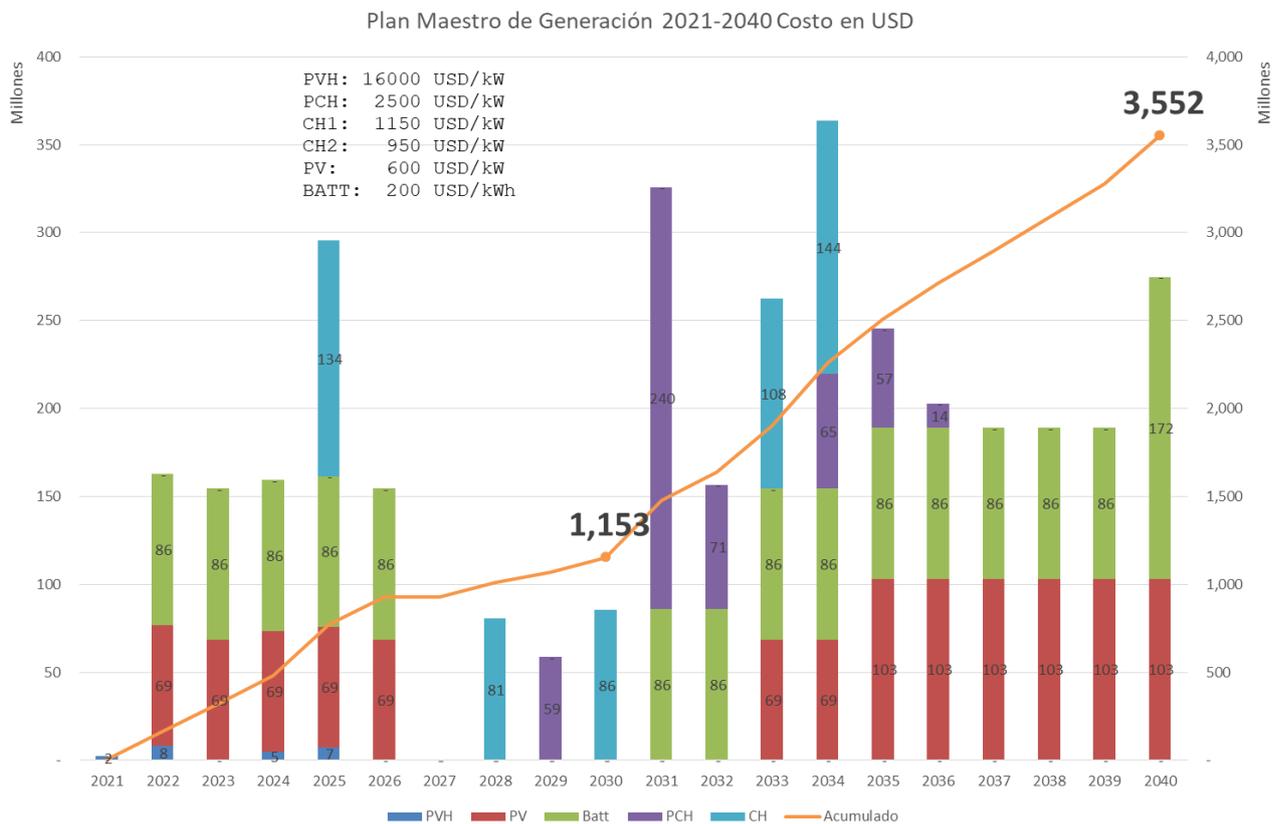
#### 4. CRONOGRAMA DE OBRAS DE GENERACIÓN

Como resultado de los distintos estudios que hacen al Plan Maestro de Generación de Corto y Medio Plazo, se tiene el Plan de Obras de Generación para el periodo 2021 – 2040, en donde se listan las obras requeridas por la red para atender el crecimiento de la demanda del SIN.

El Plan de Obras de Generación se presenta como un listado cronológico de las obras necesarias, indicándose las principales características tales como: capacidad de nominal de los generadores instalados, tipo de generadores, tipo de turbinas, capacidad de producción energía media, líneas de subtransmisión/transmisión y longitudes de éstas, así como una breve descripción del proyecto. Además de estas informaciones, se incluyen la fecha recomendada de puesta en servicio y sus respectivos costos directos estimados, los cuales se basan en la metodología de costos modulares, cuyos valores estimados fueron actualizados partir de los datos del informe, los cuales son apropiados para una estimación inicial a nivel de planificación de los fondos requeridos para el financiamiento del Plan de Obras de Generación.

En el Anexo 2, se presenta el Cronograma del Plan de Obras de Generación para el periodo 2021 - 2040, por Sistema y por tipo de obra.

A continuación se presentan un gráfico ilustrativo de la composición de las inversiones requeridas en generación, discriminado por tipo de proyecto y año de puesta en servicio.



**Figura 5.** Plan de Obras de Generación por Tipo de Proyectos.

## 5. ANÁLISIS GENERAL DEL PERIODO 2021-2040

### 5.1 Central Hidroeléctrica de Acaray

En los últimos días del año 1962 se firmó en Washington un Contrato con la firma de ingeniería ELC Electroconsult, de Milán, Italia, para la realización de los proyectos definitivos, las especificaciones y los pliegos de bases y condiciones para la licitación de las obras de la futura CH-Acaray y sus obras accesorias, que incluyeron la línea de transmisión a Asunción y el sistema principal de distribución a 6 kV en la ciudad.

Estos trabajos de ingeniería fueron financiados mediante un crédito de 310.000 dólares otorgados por el BID. Luego de haberse preparado un detallado pliego de bases y condiciones, se realizó una licitación internacional en la que participaron un importante número de firmas argentinas y brasileñas, resultando ganadora la firma Geotécnica del Brasil, con quién se suscribió Contrato en fecha 11 de junio de 1963. Desde dicha fecha fueron llevadas a cabo numerosas obras accesorias para el aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray que continuaron hasta su inauguración en fecha 16 de diciembre de 1968, en su primera etapa, con una capacidad de 45.000 kW, con obras civiles preparadas para 90.000 kW.

Los estudios de factibilidad para la ampliación del aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray encargado a la firma ELC Electroconsult han permitido contemplar posibilidades de expansión.

El programa de construcción de obras de la ANDE del año 1971 incorporó la construcción de la primera etapa de una presa sobre el río Yguazú, principal afluente del río Acaray, con 24 metros de altura.

En el año 1973, se inician las obras de construcción de la Presa Yguazú, para regular el caudal requerido por la CH-Acaray, ubicada a 35 km. aguas abajo. Esta presa fue destinada al almacenamiento de las aguas de aquel río, compensando las épocas lluviosas con las épocas secas, de manera a asegurar, dentro de los límites económicos más favorables, la continuidad de la generación hidroeléctrica y permitir el aumento de la potencia instalada en la Central de Puerto Embalse (hoy CH-Acaray). Para el año 1976 se concluye la construcción de la Presa Yguazú hasta la cota de 223 m.s.n.m.

Para llevar a cabo el programa de construcción, la ANDE debió contratar la colaboración de ingenieros consultores externos, entre los que se mencionan los estudios de la firma Chas T. Main, relativos al proyecto ejecutivo y la supervisión técnica y administrativa de las obras correspondientes a la primera etapa de la Presa Yguazú y segunda etapa de la CH-Acaray.

La CH-Acaray de propiedad de la ANDE, tiene una capacidad instalada de 214 MW, y se encuentra ubicada sobre el Río Acaray, próximo a la localidad de Hernandarias, Paraguay. El proyecto final para la construcción de la CH-Acaray fue completado en 1964 con el apoyo de un préstamo otorgado por el BID. En el año 1965, la ANDE llamó a licitación pública internacional para las obras civiles y electromecánicas de la Central, proyecto que contó nuevamente con financiamiento del BID.

La CH-Acaray ha sido construida en dos etapas conocidas como Acaray I y Acaray II. La casa de máquinas Acaray I se encuentra en servicio desde el 16 de diciembre de 1968 y cuenta con dos grupos generadores (Grupo 1 - 1968 y Grupo 2 - 1969) de 45 MW cada una, con turbinas del tipo Francis. La casa de máquinas Acaray II, ubicada a aproximadamente 180 m de Acaray I, se encuentra en servicio desde el diciembre de 1977. La misma cuenta con dos grupos generadores (Grupos 3 y 4) de 55 MW cada uno, con turbinas del tipo Francis.

Junto con la construcción de Acaray II, y como parte del aprovechamiento integral del Río Acaray, la ANDE ha construido la Presa de Regulación Yguazú, ubicada sobre el Río Yguazú, importante afluente del Río Acaray, y a una distancia en línea recta aproximada de 36 km de la CH-Acaray. Dicha presa tiene fines de regulación de caudal, lo cual permite alcanzar una generación firme de 830 GWh/año en la CH-Acaray.

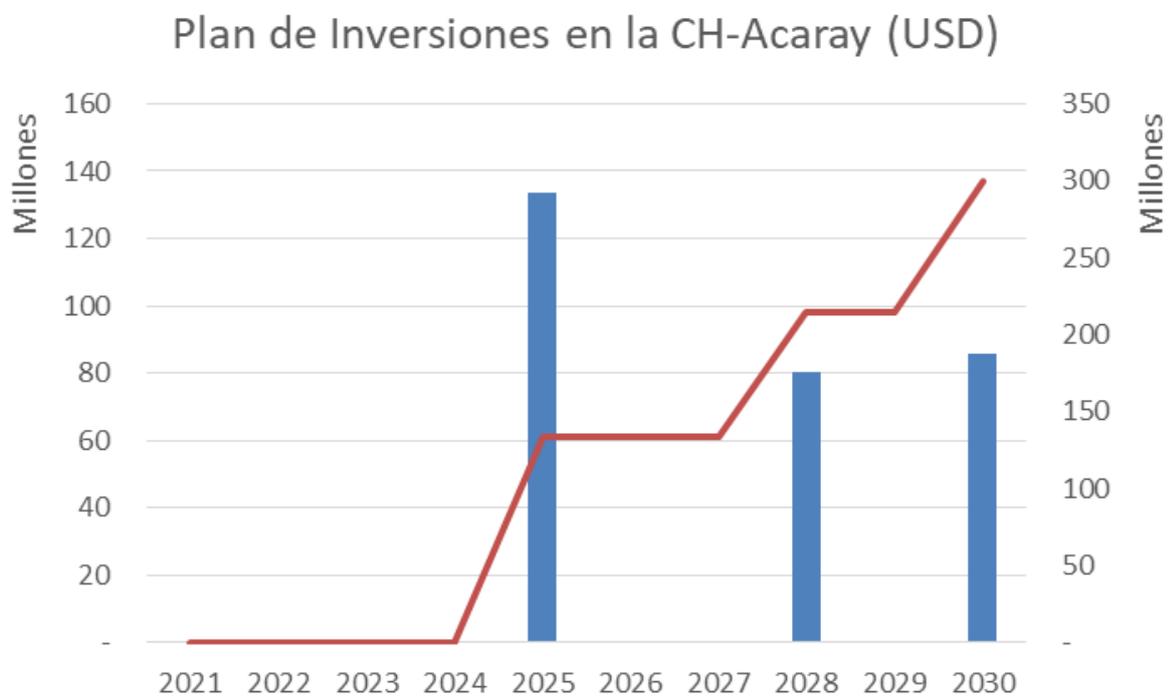
Para el año 2021 la CH-Acaray estaría cumpliendo 53 años de operación con los primeros grupos instalados en los años 1968 y 1969, por lo que los mismos aunque se encuentran operativos, ya han superado ampliamente su vida útil.

La ANDE, reconociendo que la CH-Acaray necesita una rehabilitación después de estar en operación por más de 50 años, solicitó los servicios de consultoría para realizar un diagnóstico integral de los equipos e infraestructura de la central y un estudio del potencial de incremento de la capacidad de generación, dando como resultado el informe SP10 a fines del año 2017.

Producto del mencionado informe es el plan de obras previsto para la CH-Acaray, que resulta de suma importancia ya que la misma permite optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y los costos de generación de la ANDE, apuntalando un razonable Margen de Reserva de Generación hasta el año 2040.

- CH-Acaray, retrofit-repotenciación de los Grupos 1 y 2 de la CH-Acaray (2025).
- CH-Acaray, modernización de los Grupos 1, 2, 3 y 4 de la CH-Acaray (2025).
- Presa Yguazú, construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, con dos turbogeneradores francis de 35 MW y energía media de 20,89 MWmedios. (2028) – Central Hidroeléctrica Yguazú (CH-Yguazu).
- CH-Acaray, construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación con dos turbogeneradores Francis de 47,5 MW y energía media de 35 MWmedios (2030) – CH-Acaray.

La siguiente figura resume el plan de obras previsto para la CH-Acaray.



**Figura 6.** Plan de Inversiones previsto para la CH-Acaray.

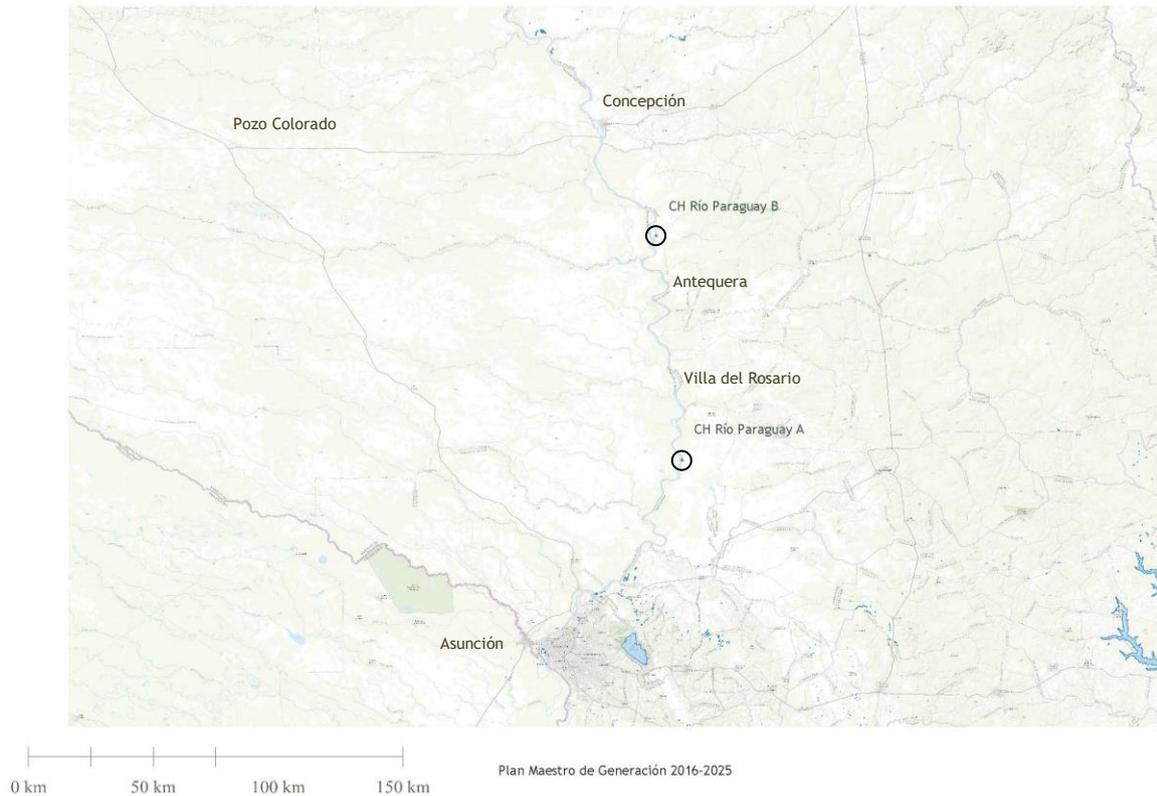
## 5.2 Centrales Hidroeléctricas sobre el Río Paraguay

El plan de obras de generación tiene previsto, en base al estudio *Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay*, realizado por la Itaipu Binacional, la Fundación Parque Tecnológico de la Itaipu (FPTI) y la Universidad Corporativa Itaipu (UCI), la implantación de dos centrales de generación del tipo turbobulbo sobre el río Paraguay.

- CH Río Paraguay A (2034), El proyecto se situaría aguas debajo de la localidad de Villa del Rosario, sobre el Río Paraguay. El nivel máximo normal del embalse sería de 65.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 85 m<sup>3</sup>/s sería de 5 m. El proyecto de la central tiene 24 turbinas Tubo. La Potencia Instalada sería de 72 MW y la energía firme 41,04 MWmedios. Se contemplan esclusas de navegación de 325 m de longitud y 27 m de ancho con compuertas del tipo esclusa y tiempo medio de llenado de 6 minutos.
- CH Río Paraguay B (2033), El proyecto se situaría aguas arriba de la localidad de Villa del Rosario, sobre el Río Paraguay. El nivel máximo normal del embalse sería de 70.00 msnm, el salto (H) o

diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de  $95 \text{ m}^3/\text{s}$  sería de 5 m. El proyecto de la central tiene 24 turbinas Tubo. La Potencia Instalada sería de 96 MW y la Energía Firme de 54,72 MWmedios. Se contemplan esclusas de navegación de 325 m de longitud y 27 m de ancho con compuertas del tipo esclusa y tiempo medio de llenado de 6 minutos.

Los proyectos de ambas centrales incorporan esclusas de navegación acordes a los requerimientos de la Hidrovía del Río Paraguay. La siguiente figura muestra los sitios de implantación de las centrales mencionadas



**Figura 7.** Centrales Hidroeléctricas sobre el Río Paraguay

### 5.3 Pequeñas Centrales Hidroeléctricas

Según el informe del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, realizado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y la Organización de las Naciones Unidas para Desarrollo Industrial (ONUDI), en el Paraguay a pesar de que a nivel país existe un gran potencial para la generación de electricidad a partir de Nuevas Fuentes de Energías Renovables (biomasa, biogás, energía solar, eólica y pequeñas centrales hidroeléctricas), debido a la amplia cobertura eléctrica de energía de origen de grandes hidroeléctricas (la mayor riqueza energética del país), estas fuentes solo pueden cumplir un rol complementario, siendo su viabilidad restringida a casos muy particulares.

Las denominadas PCH (potencia entre 1 MW y 50 MW por central) además de ayudar en el suministro de la demanda energética del país, promoviendo el desarrollo económico, fomentando el bienestar de la población, mediante el aprovechamiento preferente de los recursos naturales de la Nación, presentan ventajas sobre generación central de energía, con economía en las inversiones en transmisión y reducción de las pérdidas de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia, mejorando la estabilidad del servicio de energía eléctrica de cada zona de implantación, aunque por economía de escala presentan un costo de inversión unitario (MW instalado por dólares de inversión) superior al de las Centrales de gran tamaño.

Del análisis de los casos de estudio del Observatorio de Energías Renovables en América Latina y el Caribe, se desprendió que más allá de la rentabilidad económica, estos proyectos pueden colaborar como

catalizadores para crear sinergias entre las comunidades beneficiarias e instituciones del Estado, aportando recursos y destrezas a los habitantes y abriendo así posibilidades de desarrollo humano sustentable donde anteriormente no era posible, siendo sus principales atributos:

- Reducción del impacto en el Cambio Climático a través de la disminución de las emisiones industriales y promoviendo el uso de tecnologías de energías renovables.
- Incremento de la viabilidad de las empresas, particularmente en áreas rurales, al aumentar la disponibilidad de las energías renovables para usos productivos.

La puesta en servicio de las PCHs en el presente Plan de Obras de Generación se propone por cuencas de forma a maximizar el rendimiento de los recursos hidrológicos y macroeconómicos de las zonas de influencia de las mismas.

### **Sistema Norte**

- *PCH Ypané (2,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios (2029).*
- *PCH Ypané (2,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2029).*
- *PCH Ypané (2,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios (2029).*
- *PCH Ypané (2,4), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios (2029).*
- *PCH Ypané (2,5), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios (2029).*

### **Sistema Este**

- *PCH Ñacunday (12,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios (2031).*
- *PCH Ñacunday (12,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2031).*
- *PCH Ñacunday (12,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios (2031).*
- *PCH Carapá (6,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios (2032).*
- *PCH Carapá (6,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios (2032).*
- *PCH Itambey (8,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios (2032).*

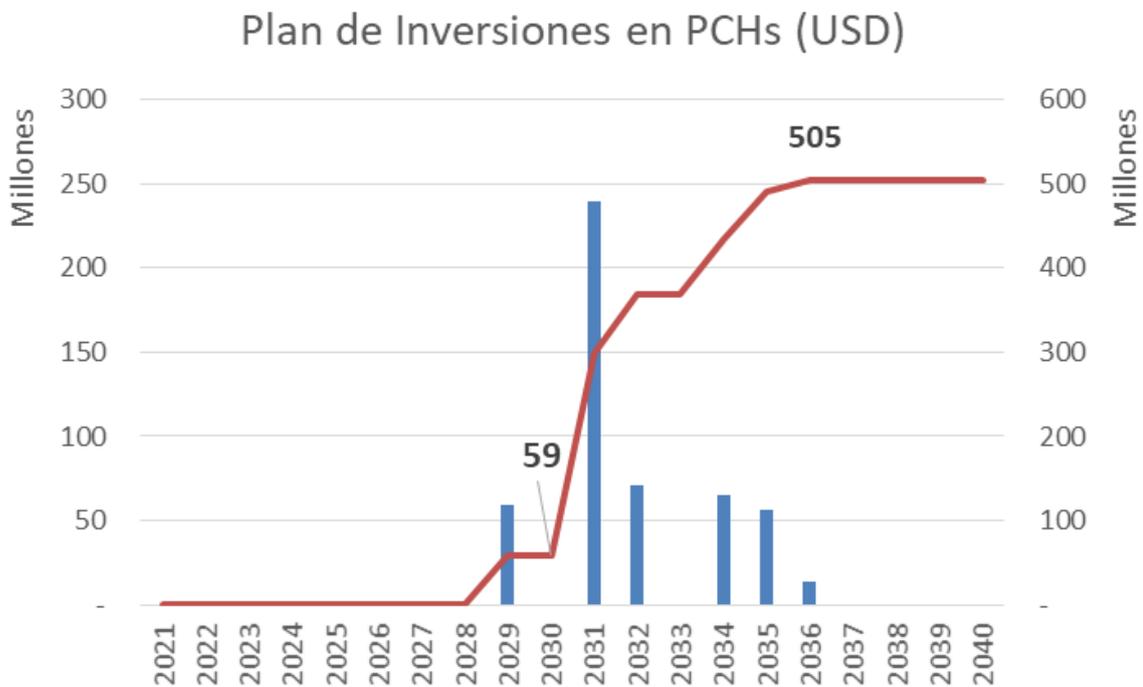
### **Sistema Central**

- *PCH Jejuí (3,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios (2034).*
- *PCH Jejuí (3,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios (2034).*
- *PCH Jejuí (3,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios (2034).*

**Sistema Sur**

- PCH Tembey (13,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,37 MWmedios (2035).
- PCH Tembey (13,3), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 1,8 MW y energía media de 2,52 MWmedios (2035).
- PCH Tembey (13,2), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios (2035).
- PCH Pirajui (14,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios (2035).
- PCH Capiibary (16,1), construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, con dos turbogeneradores Kaplan de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios (2036).

Todas las obras de PCHs van acompañadas con sus respectivas obras de subtransmisión/transmisión asociadas para realizar su interconexión al SIN.



**Figura 8.** Plan de Inversiones previsto para PCHs.

**5.4 Sistemas Solares Fotovoltaicos y Bancos de Baterías**

La combinación de Parques Solares Fotovoltaicos y Bancos de Baterías, producirán un recorte de la punta de la demanda del mediodía y de la noche, mejorando sensiblemente el factor de carga de la demanda.

Esta combinación también es de importancia estratégica ya que las mismas permitirán optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y de las demás centrales así como la reducción de los costos de generación de la ANDE de cara a las negociaciones del Anexo C del Tratado de Itaipu, permitiendo utilizar óptimamente los excedentes de energía efectuando el corte de los picos de demanda, trasladando dicho consumo al valle de la demanda (*Peak Load Shedding*).

Al igual que las PCH, la combinación de los Parques Solares Fotovoltaicos y los Bancos de Baterías produce una reducción del impacto en el Cambio Climático a través de la disminución de las emisiones

industriales, promoviendo el uso de tecnologías de energías renovables, al permitir acumular la energía excedente de fuentes renovables no convencionales y soportando la intermitencia de las mismas.

Adicionalmente según su ubicación, los Parques Solares Fotovoltaicos y los Bancos de Baterías producen significativos alivios en líneas de transmisión y subestaciones aledañas.

#### 5.4.1 Sistemas Solares Fotovoltaicos

Con el fin de promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, el Plan de Obras incluye importantes parques solares fotovoltaicos. Al mismo tiempo, para producir un alivio en la demanda punta del mediodía del SIN, varios proyectos importantes serán construidos en la región Oriental:

##### Sistema Oeste

- *Parque Solar Puerto Nueva Esperanza (2021), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.*
- *Parque Solar Bahía Negra (2022), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 1680 kWp, Inversor 500 kW, Banco de Baterías de Litio 3.360 kWh, Generadores Diésel 550 kW, Fracción de alimentación solar 78,5%.*
- *Parque Solar Pozo Hondo (2022), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.*
- *Parque Solar Loma Plata (2022), construcción de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.*
- *Parque Solar Loma Plata (2023), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.*
- *Parque Solar Cruce Don Silvio (2024), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.*
- *Parque Solar Tte. Esteban Martínez (2024), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.*
- *Parque Solar Estancia La Patria (2025), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.*
- *Parque Solar Agua Dulce (2025), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.*
- *Parque Solar Cruce DeMattei (2025), construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.*
- *Parque Solar Loma Plata (2033), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*
- *Parque Solar Loma Plata (2034), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*

- *Parque Solar Loma Plata (2035), ampliación de Central Fotovoltaica Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*
- *Parque Solar Loma Plata (2036), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*
- *Parque Solar Loma Plata (2037), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*
- *Parque Solar Loma Plata (2038), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*
- *Parque Solar Loma Plata (2039), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*
- *Parque Solar Loma Plata (2040), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.*

### **Sistema Metropolitano**

- *Parque Solar Valenzuela (2024), construcción de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.*

### **Sistema Central**

- *Parque Solar Carayao (2025), construcción de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.*
- *Parque Solar Carayao (2026), ampliación de Central Fotovoltaica. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.*

#### **5.4.2 Bancos de Baterías**

El plan de obras previsto en Bancos de Baterías (Batt) es de importancia estratégica ya que las mismas permitirán optimizar la contratación de energía de las Centrales Binacionales y de las demás centrales así como la reducción de los costos de generación de la ANDE de cara a las negociaciones del Anexo C del Tratado de Itaipu, permitiendo utilizar óptimamente los excedentes de energía efectuando el corte de los picos de demanda y trasladando dicho consumo al valle de la demanda (*Peak Load Shedding*).

Los Bancos de Baterías contribuyen en la reducción del impacto en el Cambio Climático a través de la disminución de las emisiones industriales, promoviendo el uso de tecnologías de energías renovables, al permitir acumular la energía excedente de fuentes renovables no convencionales y compensar la intermitencia de las mismas.

Adicionalmente según su ubicación, los Bancos de Baterías producen significativos alivios en líneas de transmisión y subestaciones aledañas.

### **Sistema Metropolitano**

- *Banco de Baterías de Villa Hayes (2022), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.*
- *Banco de Baterías de Eusebio Ayala (2025), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.*
- *Banco de Baterías de Pirayu (2026), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.*

- Banco de Baterías de Emboscada (2031), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.
- Banco de Baterías de Emboscada (2032), ampliación Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.
- Banco de Baterías de Villa Hayes (2033), ampliación Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.

**Sistema Este**

- Banco de Baterías de Paranambu (2038), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.
- Banco de Baterías de Yguazu (2040), construcción Banco de Baterías Li-ion de 200 MW-800 MWh.

**Sistema Sur**

- Banco de Baterías de San Patricio (2039), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.

**Sistema Central**

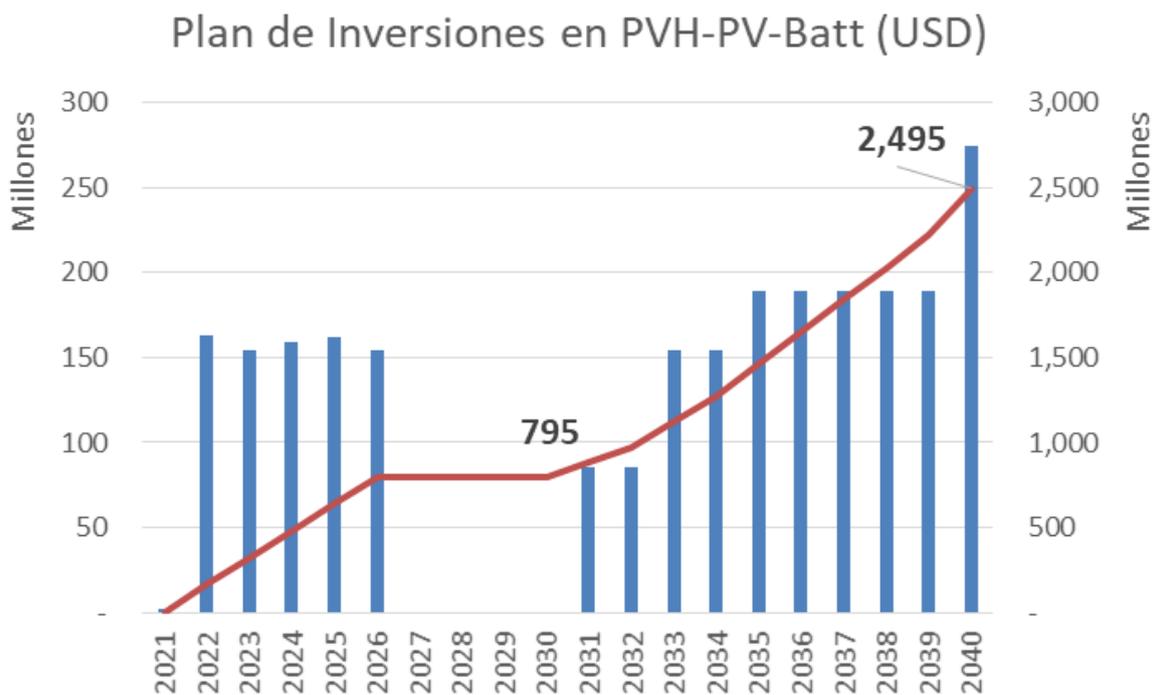
- Banco de Baterías de San Estanislao (2024), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.
- Banco de Baterías de Carayaó (2037), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.

**Sistema Oeste**

- Banco de Baterías de Loma Plata (2023), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.

**Sistema Norte**

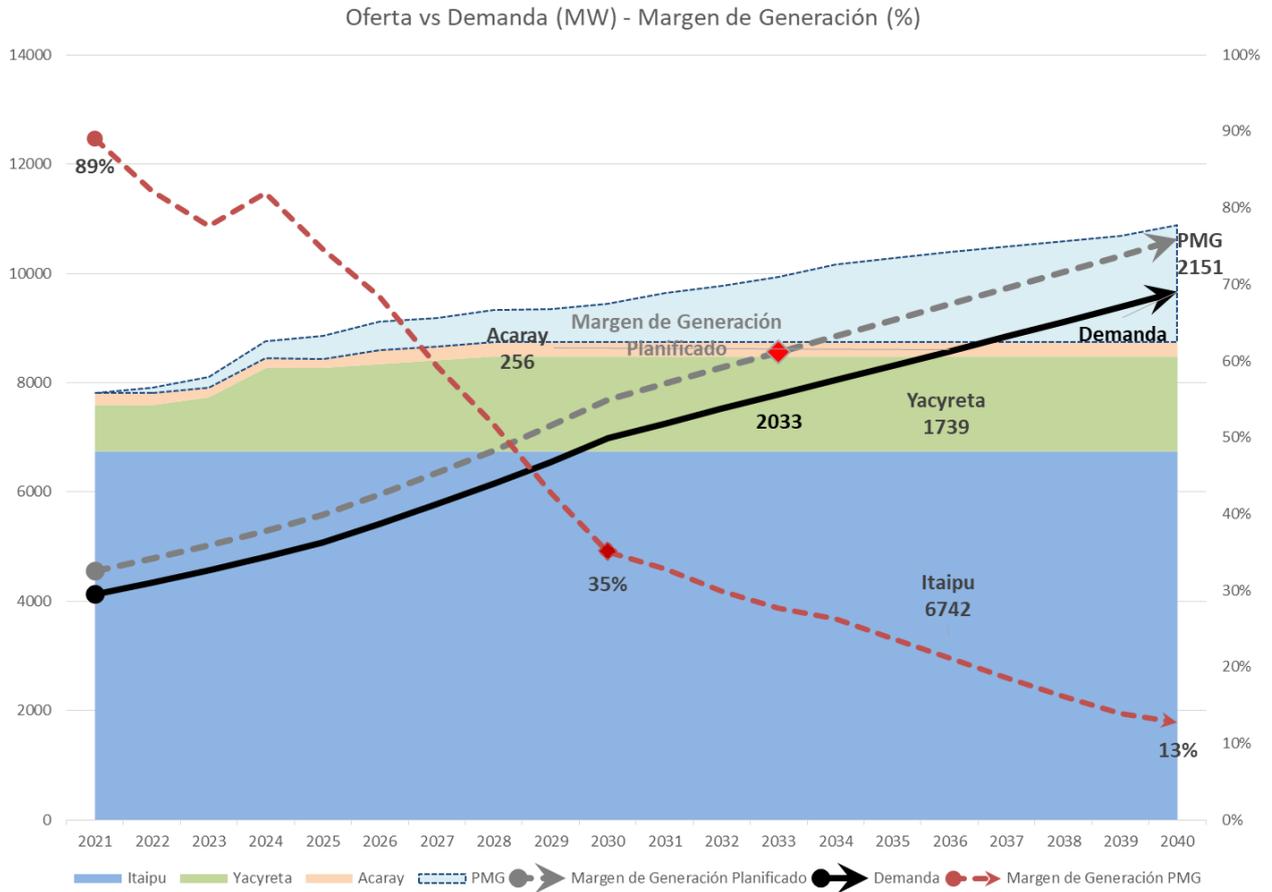
- Banco de Baterías de Horqueta (2034), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.
- Banco de Baterías de Horqueta (2035), ampliación Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.
- Banco de Baterías de Vallemí (2036), construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh.



**Figura 9.** Plan de Inversiones previsto para PVH-PV-Batt.

### 5.5 Evolución del Margen de Reserva de Generación

El siguiente gráfico presenta la evolución de la reserva de generación del SIN, con el Plan de Obras de Generación. Con la capacidad incorporada de generación disponible prevista en el Plan de Obras a fin del periodo se verifica que Margen de Generación del SIN disminuye hasta 35% en el 2030 y hasta 13% en el 2040, cumpliendo ajustadamente con el Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN de 10%.



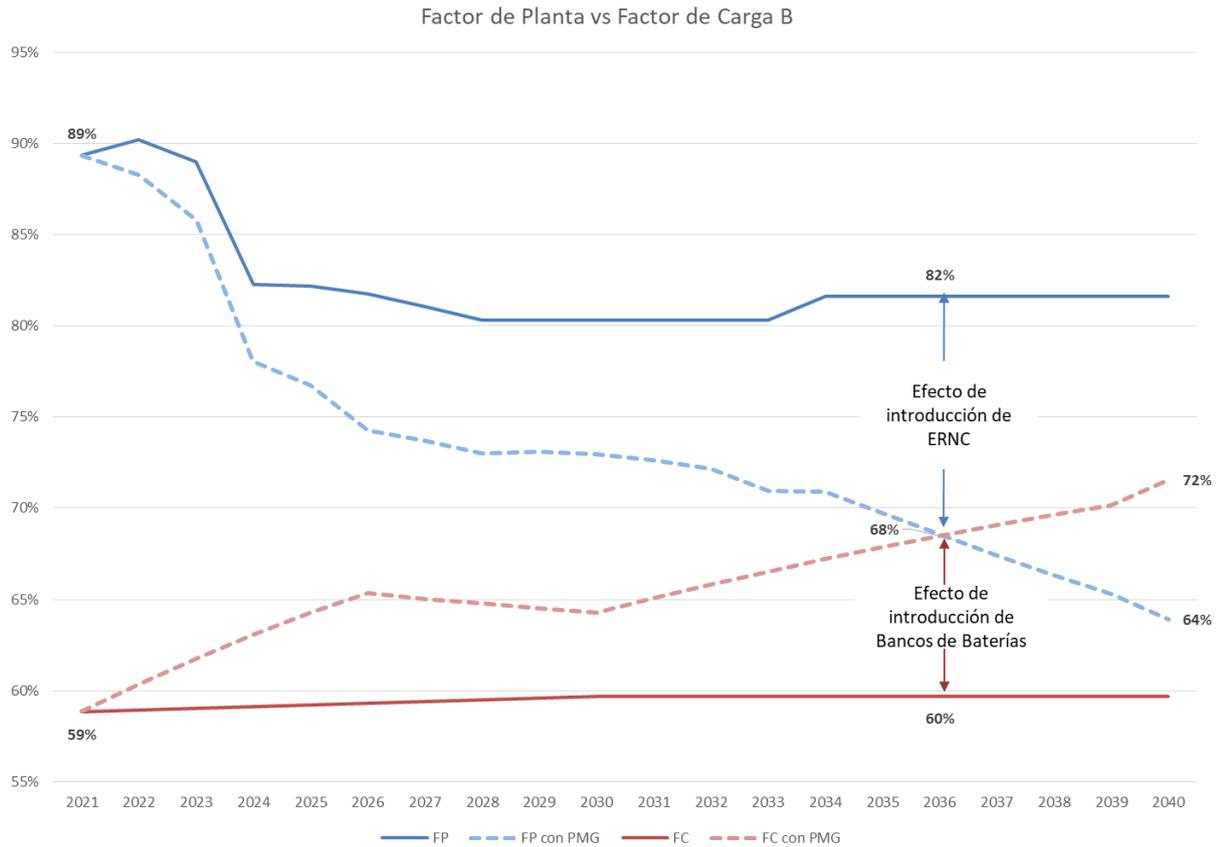
**Figura 7.** Evolución del Margen de Generación del SIN.

Cabe destacar que si no se realizan las obras previstas en éste plan, para el año 2033 se estaría llegando a un margen de generación del 12%, lo que se puede verificar en la figura 7.

### 5.6 Evolución del Factor de Planta y Factor de Carga del SIN

El factor de planta de una central eléctrica (FP) es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme a los valores nominales de las placas de identificación de los equipos. El factor de carga (FC) se define como la carga promedio dividida por la carga máxima en un período de tiempo específico.

El siguiente gráfico presenta la evolución los FP y FC del SIN, con y sin el PMG.



**Figura 8.** Evolución del Factor de Planta y Factor de Carga del SIN.

Con respecto al FP se puede apreciar que mientras mayor sea la penetración de las ERNC en el SIN, menor será el FP. Este efecto puede ser minimizado mediante un efectivo sistema previsor de ERNC y un despacho óptimo en línea de la generación, debiendo ser este último punto objeto de un estudio detallado y acompañado de estudios dinámicos del sistema año por año para verificar la posibilidad de despachar las ERNC sin comprometer la seguridad del suministro, sobre todo a partir del año 2036.

En el caso del FC, la combinación de Parques Solares con Bancos de Baterías mejora sustancialmente éste factor, permitiendo un óptimo aprovechamiento de la energía generada sobre todo por las Centrales Binacionales. No obstante y tal como se mencionó en el párrafo anterior, a partir del año 2036, se debe de contar con un efectivo sistema previsor de ERNC y un despacho óptimo en línea de la generación y manejo de la demanda.

## 6. NUEVAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES

En el Paraguay las obras de generación de gran porte tienen una ventana de implementación superior a los diez años, sobre todo en los emprendimientos binacionales cuya ventana de implementación es superior a una década, luego es imperiosa la necesidad de iniciar a través de cancillería y con la asistencia de la COMIP, los estudios y acuerdos binacionales con la Argentina para la implantación de los proyectos de las centrales de Itacorá-Itatí y Corpus Christi. Cabe mencionar que resulta estratégico implementar primero el proyecto de Itacorá-Itatí antes del de Corpus Christi, debido a que puede ser incluido como una extensión del Tratado de Yacyretá. En la siguiente figura se presentan los aprovechamientos hidroeléctricos sobre el río Paraná, quedando indicado en rojo la porción del aprovechamiento que correspondería al Paraguay.

### PERFIL LONGITUDINAL DEL RIO PARANA Aprovechamientos Hidroeléctricos

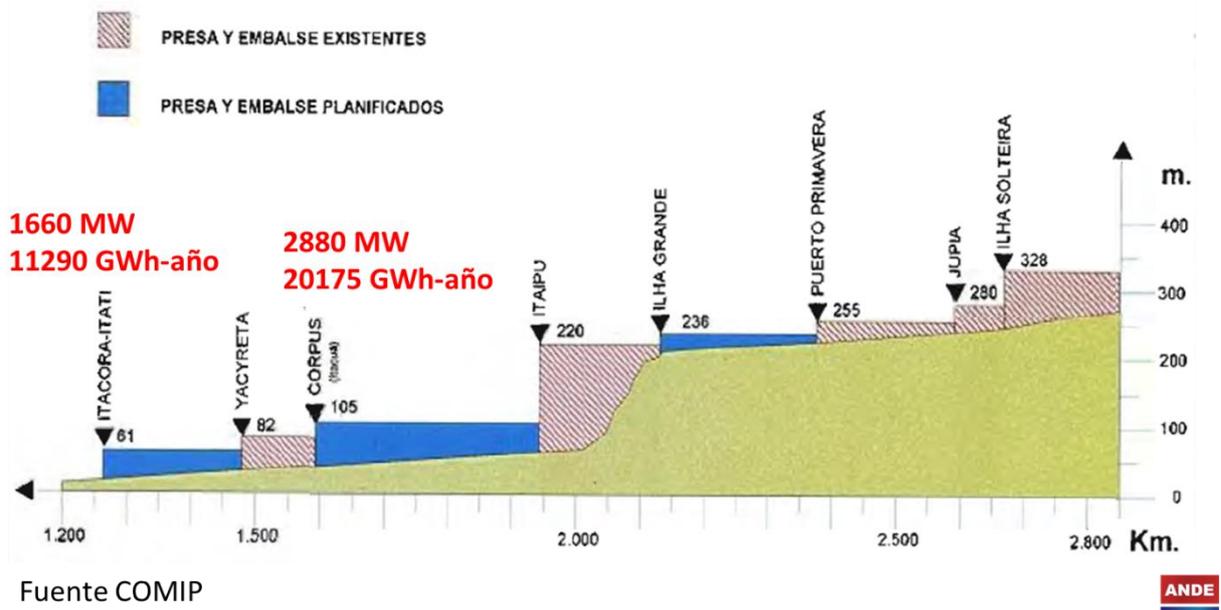
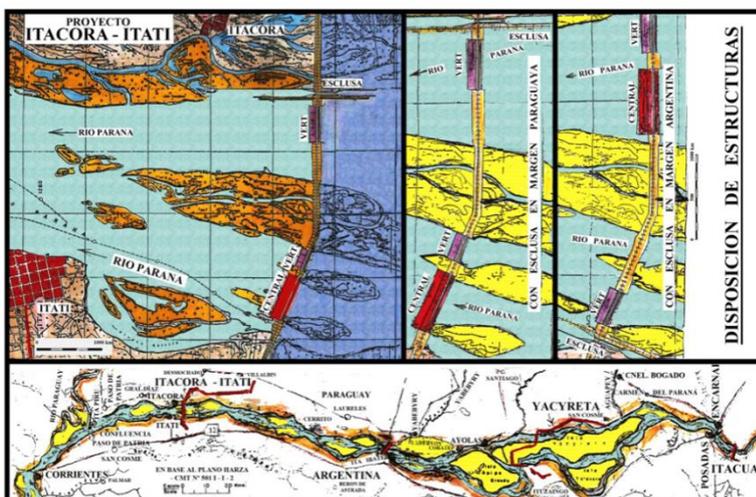


Figura 9. Perfil longitudinal del Río Paraná

#### 6.1 Central Hidroeléctrica de Itacorá-Itatí (CHBN-ItIt)



El Gobierno Nacional ha indicado su voluntad de avanzar con el Proyecto de Construcción de la Central Hidroeléctrica de Itacorá-Itatí (CH-ItIt). Dicho Proyecto es discutido y llevado adelante en el seno de la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP). Originalmente figuraba en el Tratado de Yacyretá como un embalse de regulación aguas debajo de la Central Hidroeléctrica de Yacyretá.

El nivel máximo normal del embalse Itacorá-Itatí sería de 61.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel

(NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 11.600 m<sup>3</sup>/s sería de 13.04 m. El proyecto de la central tiene 32 turbinas Bulbo de 7.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 1.660 MW y la Firme 1425 MW. Podría generar al año un promedio de 11.290 GWh.

El proyecto de la central contiene un vertedero de 76 vanos dividido en dos partes y una esclusa de navegación. Se presentan dos soluciones para la disposición de estructuras sobre la misma traza, según que la esclusa se encuentre en margen paraguaya o argentina. En un futuro podría presentarse una única solución con dos esclusas, una en cada margen.

Para poder atender el crecimiento de la demanda del SIN se requeriría que las primeras 4 unidades generadoras de la CH-ItIt entren en operación en el año 2033 y que la central se concluya en el año 2037, lo que implica que el embalse debe estar acota operativa en el año 2033 marcando el inicio de las obras civiles para el año 2025.

## 6.2 Central Hidroeléctrica de Corpus Christi (CH-IHS)

El Gobierno Nacional ha indicado su voluntad de avanzar con el Proyecto de Construcción de la Central Hidroeléctrica de Corpus Christi (CH-IHS). Dicho Proyecto es llevado discutido y llevado adelante en el seno de la Comisión Mixta Paraguayo-Argentina del Río Paraná (COMIP).

El nivel máximo normal del embalse Corpus Christi sería de 105.00 msnm, el salto (H) o diferencia entre este nivel (NE) y el de restitución (NR), para el caudal medio de 11.600 m<sup>3</sup>/s sería de 21 m. El proyecto de la central tiene 20 turbinas Kaplan de 9.50 m de diámetro. La Potencia Instalada sería de 2.875 MW y la Firme 2.688 MW. Podría generar al año un promedio de 18.600 GWh.

El proyecto de la central contiene un vertedero de 28 vanos y una esclusa de navegación.

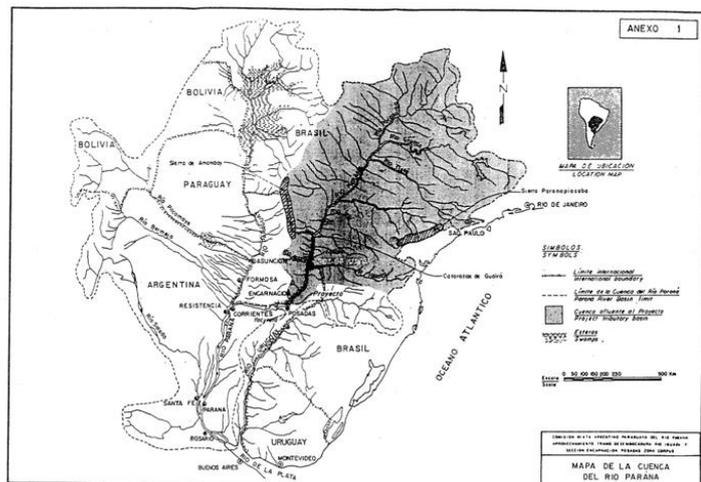
Dado el tiempo de construcción de un proyecto de esta envergadura, en el presente estudio que abarca el periodo 2014 – 2023, en el Plan de Obras no se incluye la generación proveniente de la CH-IHS. Sin embargo debido a la proyección del Margen de Reserva de Generación es de suma importancia que el Proyecto Corpus Christi sea tenido en cuenta en la definición del sistema de transmisión, principalmente en lo que atañe a las redes de 500 kV, de manera a producir planes de generación y transmisión congruentes.

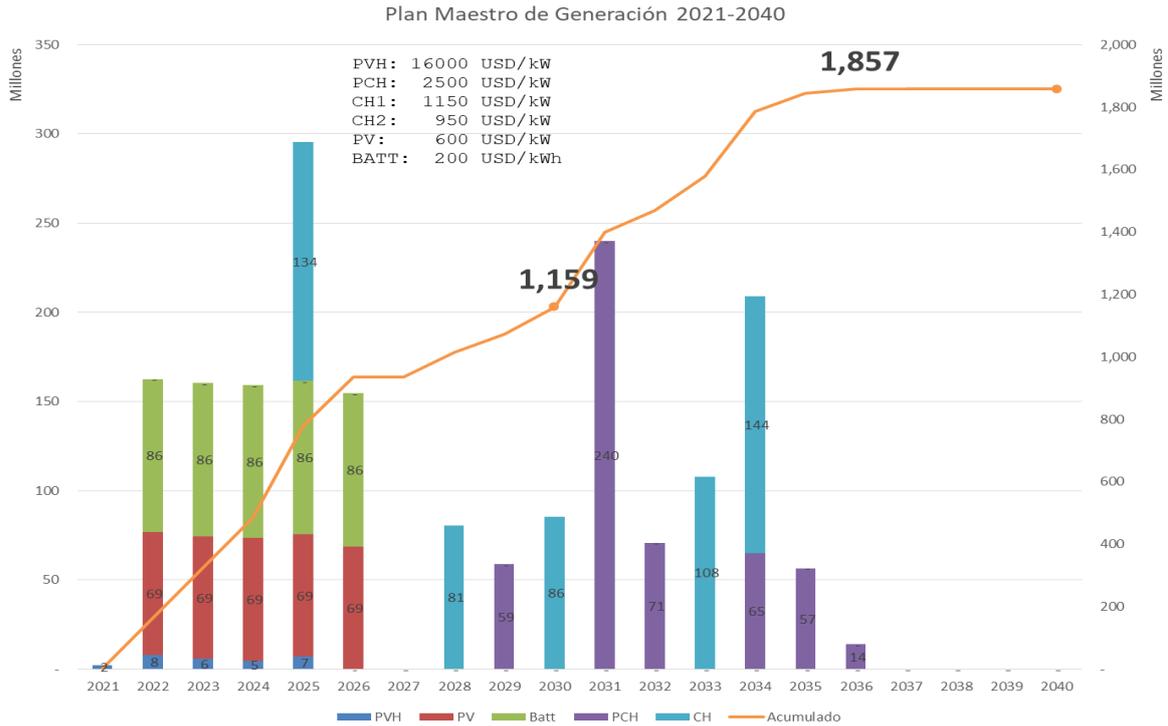
Para poder atender el crecimiento de la demanda del SIN se requeriría que las primeras 4 unidades generadoras de la CH-IHS entren en operación en el año 2036 y que la central se concluya en el año 2040, lo que implica que el embalse debe estar acota operativa en el año 2036 marcando el inicio de las obras civiles para el año 2028.

## 6.3 Cronograma del Plan de Obras de Generación

En el Anexo 4, se presenta el Cronograma del Plan de Obras de Generación para el periodo 2021 - 2040, por Sistema y por tipo de obra, modificado por la inclusión de las Nuevas Centrales Hidroeléctricas Binacionales (NCHB).

A continuación se presentan un gráfico ilustrativo de la composición de las inversiones requeridas en generación, discriminado por tipo de proyecto y año de puesta en servicio.





**Figura 10.** Plan de Obras de Generación por Tipo de Proyectos.

En la primera década (2021-2030) el cronograma no sufre variaciones ya que serán requeridas obras de generación hasta tanto entren en operación las primeras unidades de las NCHB.

La gran diferencia se tiene a partir de la segunda década debido a la implementación de las NCHB, es que los nuevos parques solares y bancos de baterías no serán necesarios.

**Tabla VI - Inversiones de Plan Maestro de Generación 2021 – 2040 con implementación de NCHB (en USD)**

	PVH	PV	Batt	PCH	CH	Anual	Acumulado
2021	2328930	0	0	0	0	2328930	2328930
2022	8039743	68700000	85875000	0	0	162614743	164943673
2023	5710813	68700000	85875000	0	0	160285813	325229485
2024	4657860	68700000	85875000	0	0	159232860	484462345
2025	6986790	68700000	85875000	0	154844665	316406455	800868800
2026	0	68700000	85875000	0	0	154575000	955443800
2027	0	0	0	0	0	0	955443800
2028	0	0	0	0	80500000	80500000	1035943800
2029	0	0	0	58750000	0	58750000	1094693800
<b>2030</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>85500000</b>	<b>85500000</b>	<b>1180193800</b>
2031	0	0	0	240000000	0	240000000	1420193800
2032	0	0	0	70750000	0	70750000	1490943800
2033	0	0	0	0	108000000	108000000	1598943800
2034	0	0	0	65000000	144000000	209000000	1807943800
2035	0	0	0	56500000	0	56500000	1864443800
2036	0	0	0	14000000	0	14000000	1878443800
2037	0	0	0	0	0	0	1878443800
2038	0	0	0	0	0	0	1878443800
2039	0	0	0	0	0	0	1878443800
<b>2040</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1878443800</b>
<b>Total</b>	<b>27724135</b>	<b>343500000</b>	<b>429375000</b>	<b>505000000</b>	<b>572844665</b>		

### 6.4 Evolución del Margen de Reserva de Generación

El siguiente gráfico presenta la evolución de la reserva de generación del SIN, con el Plan de Obras de Generación y la implementación de las NCHB. Con la capacidad incorporada de generación disponible prevista en el PMG+NCHB a fin del periodo se verifica que Margen de Generación del SIN disminuye hasta 25% en el 2040, cumpliendo con buena holgura con el Margen de Reserva de Generación Planificado Mínimo para el SIN de 10%.

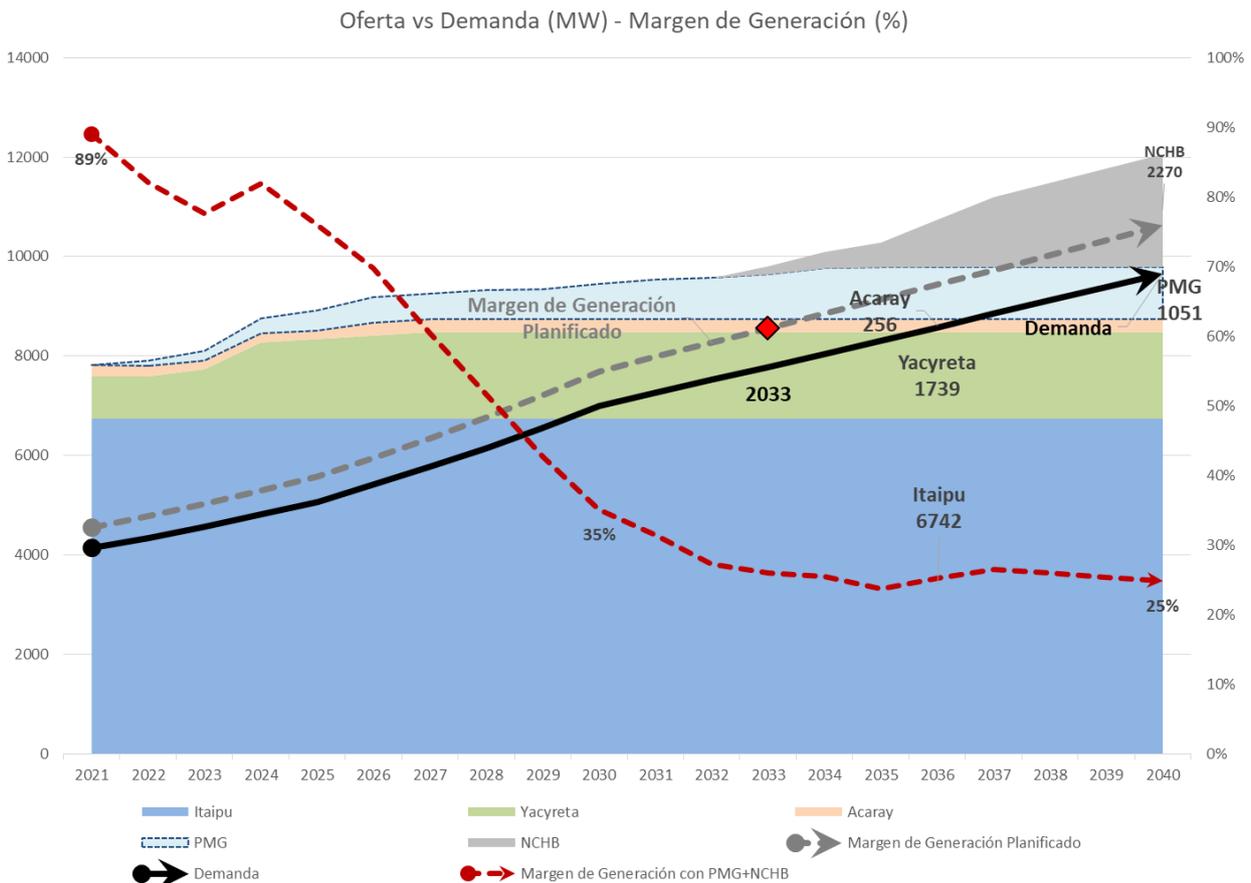


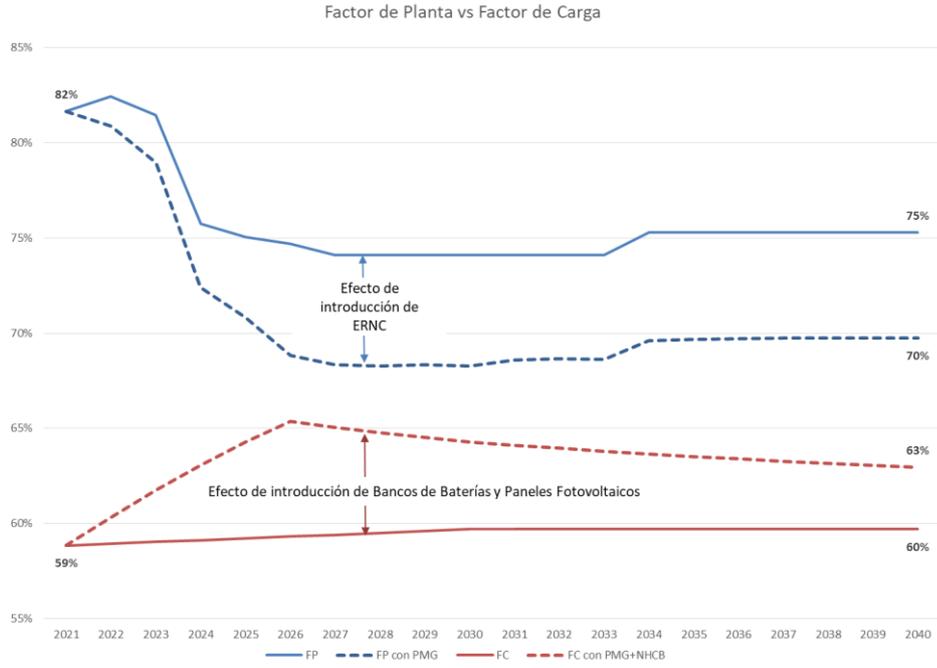
Figura 11. Evolución del Margen de Generación del SIN con las NCHB.

### 6.5 Evolución del Factor de Planta y Factor de Carga del SIN

El siguiente gráfico presenta la evolución los FP y FC del SIN, con y sin el PMG y la implementación de las NCHB.

Con respecto al FP se puede apreciar en la figura 12 que mientras mayor sea la penetración de las ERNC en el SIN, menor será el FP. Este efecto sería minimizado por la implementación de las NCHB a partir del año 2033, con la entrada en operación de las primeras unidades de la NCHB-Itt.

En el caso del FC, la combinación de Parques Solares con Bancos de Baterías en la primera década mejora sustancialmente éste factor, permitiendo un óptimo aprovechamiento de la energía generada sobre todo por las actuales Centrales Binacionales y las NCHB.



**Figura 12.** Evolución del Factor de Planta y Factor de Carga del SIN.

7. CONCLUSIONES

7.1 Evolución del Margen de Reserva de Generación

La evolución tendencial del Margen de Reserva de Generación entre los años 2012 al 2027, conforme a la figura 9 indica que para el año 2025 se tendría un déficit con relación al Margen de Reserva de Generación Planificado, e inclusive con la implementación del Plan Maestro de Generación 2016-2025, para el año 2026 nuevamente se estaría con un déficit con relación al Margen de Reserva de Generación Planificado.

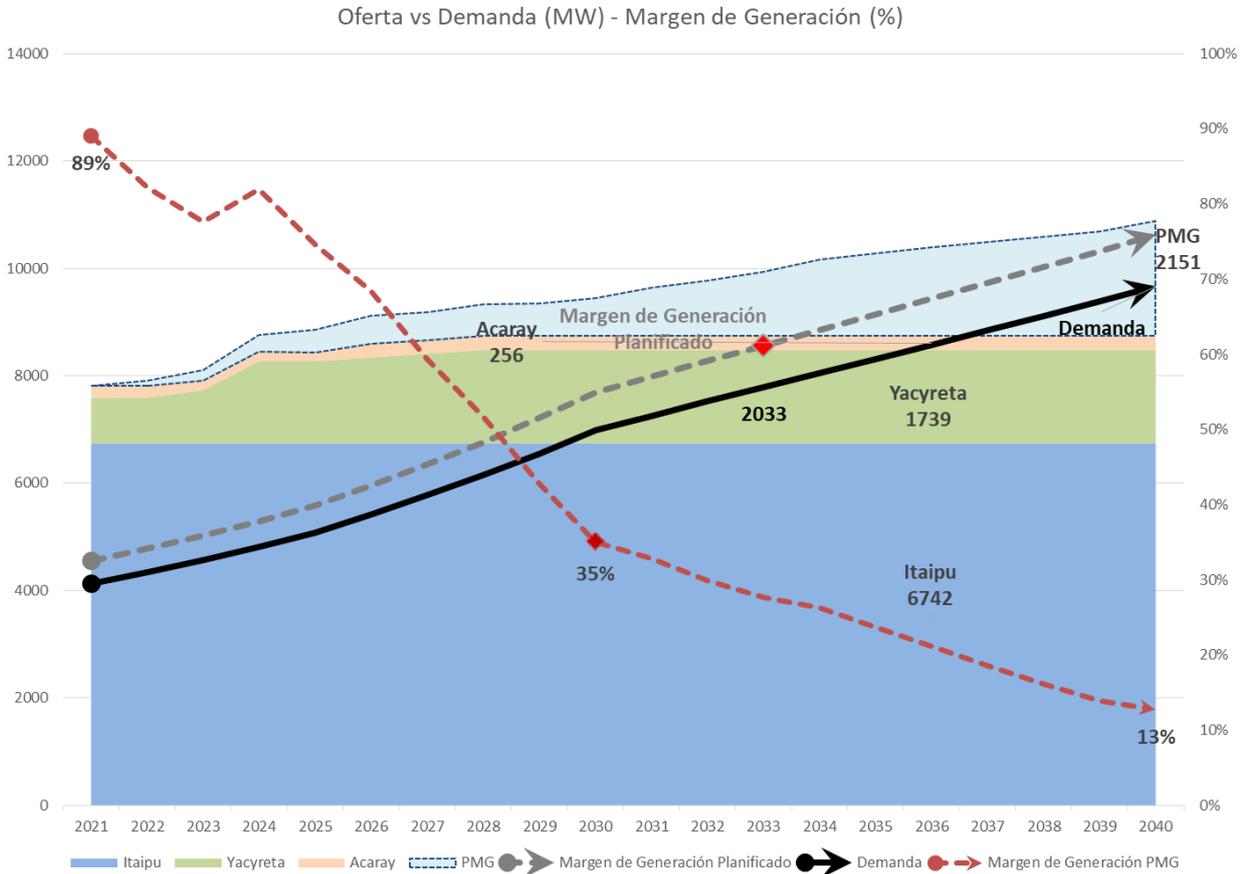


Figura 13. Evolución del Margen de Generación del SIN.

Paralelamente, la implementación de Generación Solar Fotovoltaica en áreas urbanas, sería una forma alternativa de reducción de la punta de demanda del mediodía, que viene ganando preponderancia con relación a la punta de la demanda de la noche.

7.2 Margen de Reserva de Energía Eléctrica del Paraguay

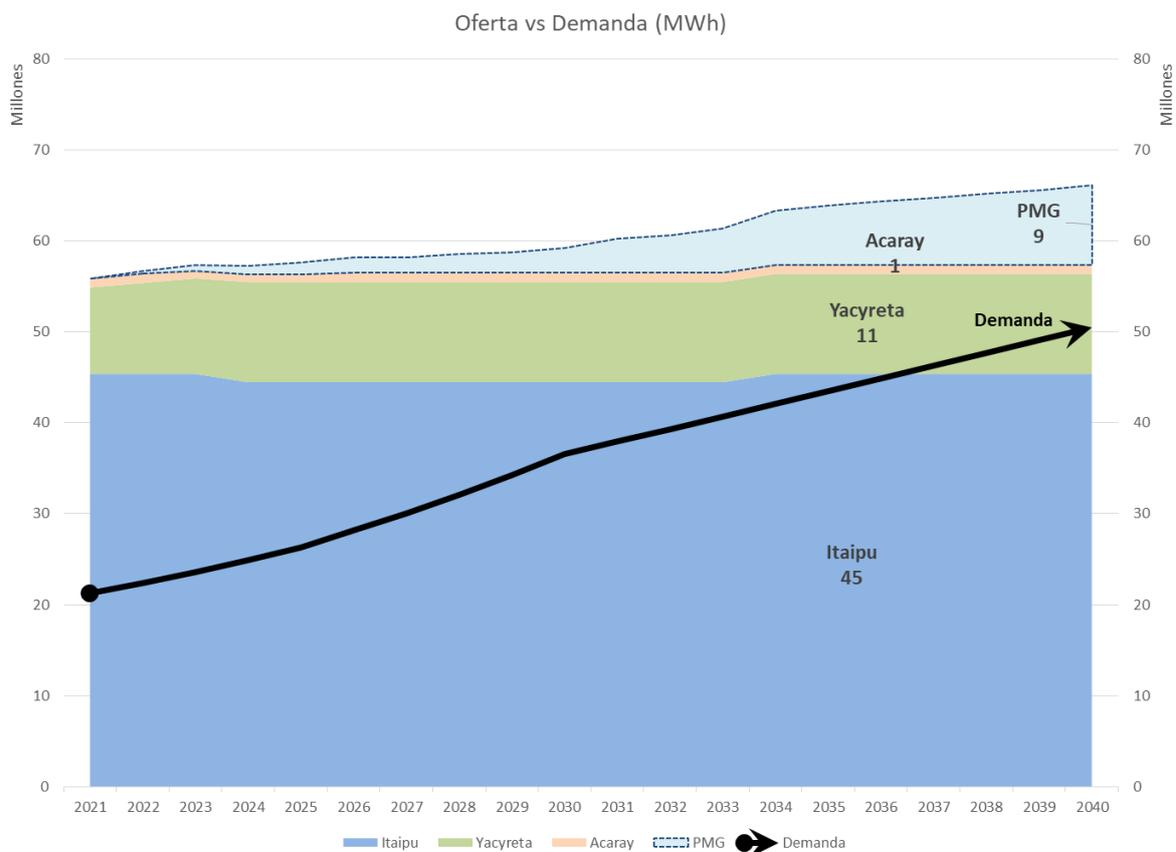
La reserva de energía eléctrica garantizada del Paraguay, con el parque de generación existente, entrará en déficit pasando el año 2040, conforme se ilustra en la figura 14.

No obstante se deberían implementar políticas de eficiencia energética y electromovilidad, para racionalizar y optimizar el uso de la energía, que aparte de disminuir el crecimiento de la demanda de energía, presenta los siguientes beneficios en diferentes ámbitos:

- Reducción de los gastos de energía en los hogares y empresas.
- Reducción por tanto los costos de producción, mejorando la competitividad de las empresas.
- Reduce el daño ambiental y la contaminación que afecta a la salud de todos
- Aumenta la seguridad del abastecimiento de energía

- Disminuye la dependencia energética de exterior
- Disminuye el consumo de recursos naturales
- Reduce el deterioro al medio ambiente asociado a la explotación de recursos
- Reduce el impacto de los Gases de Efecto Invernadero (GEI)

Otro aspecto que debe ser considerado, a parte de la implementación de las NCHB es la Generación Nuclear de Energía Eléctrica, donde el Paraguay debe tener implementado para un horizonte de 10 años un Plan Nacional de Energía Nuclear que contemple todo el Ciclo de la Producción de Uranio para poder explotar el potencial de 73.272.000 GWh en uranio que posee, equivalentes a la producción de 9 años de electricidad de la Itaipu Binacional o a 48 años de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del Paraguay del año 2020.

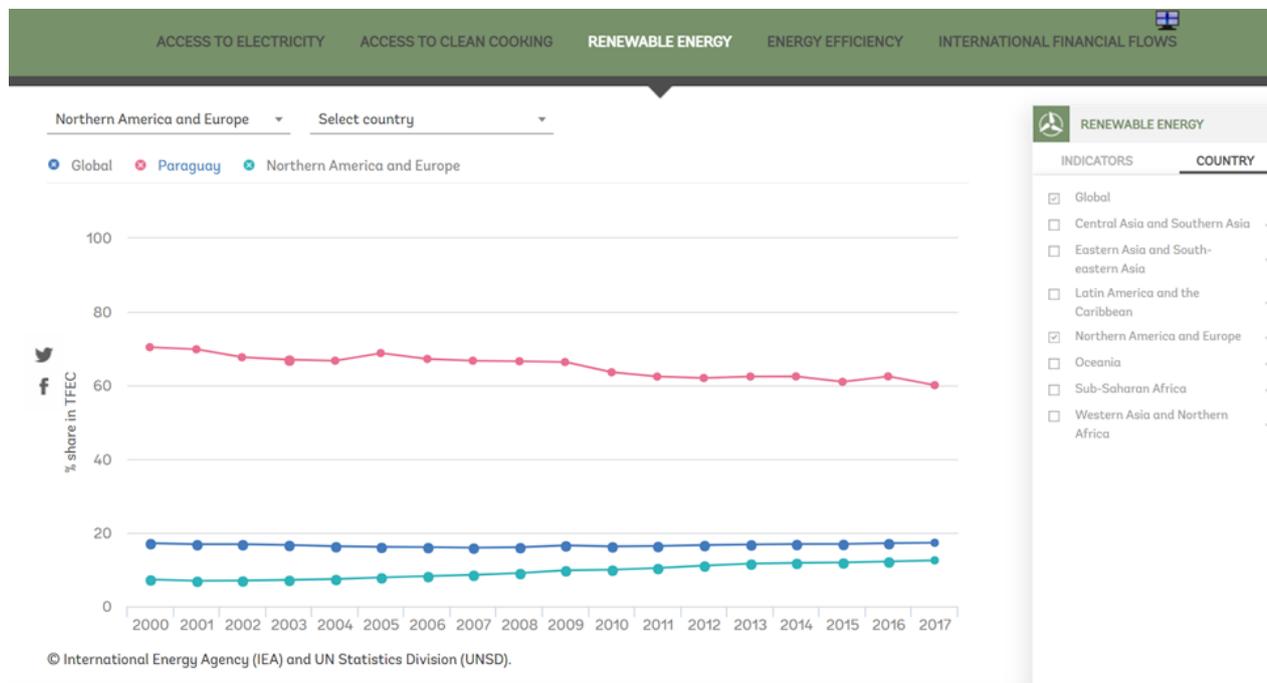


**Figura 14.** Evolución de la Oferta vs Demanda de Energía del SIN.

### 7.3 Objetivos de Desarrollo Sostenible

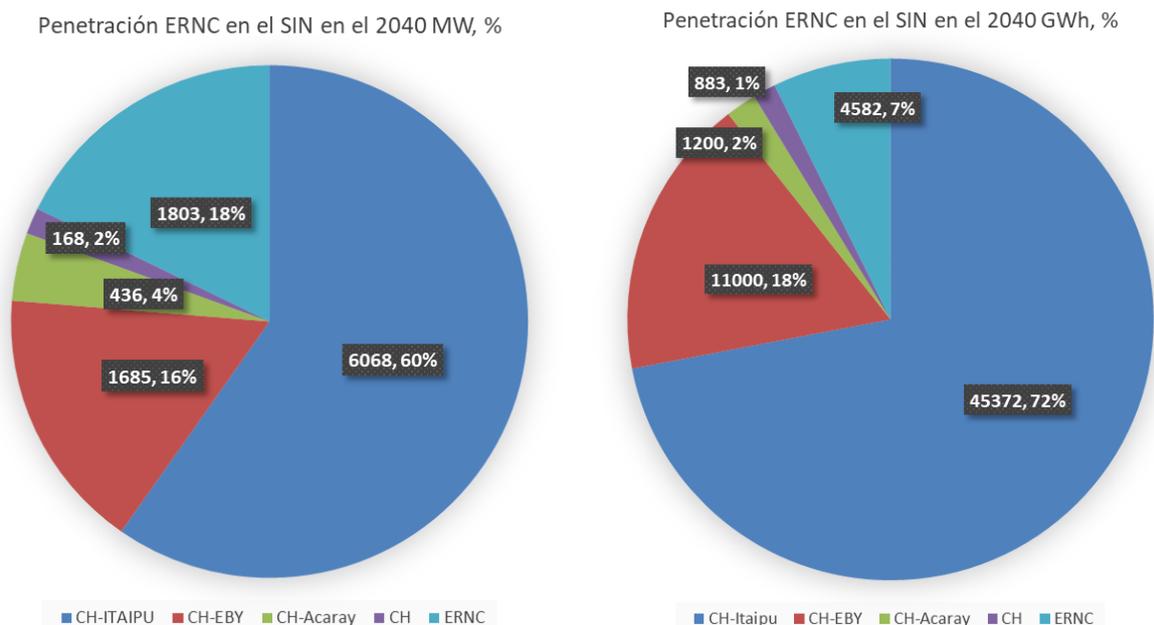
Las ERNC aún representan una proporción menor del consumo energético mundial, pero han mostrado un crecimiento interesante en los últimos años, con un amplio margen de recursos naturales aún subutilizados. Si bien la búsqueda de conseguir fuentes de energía que garanticen un abastecimiento que cubra la creciente demanda de forma sustentable, es un objetivo común alrededor del mundo que ha permitido valorar el desarrollo de las ERNC, éstas aún deben superar diversas dificultades tanto propias como externas para lograr penetrar de forma tal que su posicionamiento refleje tanto su potencial disponible, como también las necesidades energéticas de la sociedad actual y futura. Estos dos últimos hitos podrán concretarse en la medida que factores incidentes en la penetración de las ERNC como costos involucrados, características tecnológicas propias de las ERNC, infraestructura energética vigente, condiciones de mercado y herramientas de incentivo, tales como las establecidas en el *Objetivo de Desarrollo Sostenible N°7: Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna (ODS-7)*, que se encuentran enmarcados dentro de los ODS-2030, el PND-2030 y la PERP.

El informe de progreso en materia de energía proporciona un registro mundial del progreso relativo al acceso a la energía, la eficiencia energética y la energía renovable. Evalúa el progreso conseguido por cada país en estos tres pilares y ofrece una panorámica del camino que nos queda por recorrer para conseguir las metas de los ODS-2030. En la actualidad el Paraguay supera a los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) en lo que a producción de electricidad sostenible se refiere, inclusive sin la asistencia de los flujos de inversiones internacionales para financiar proyectos ERNC establecidos en los ODS-2030.



**Figura 15.** ODS-7 Paraguay, valores alcanzados al año 2018.

El PMG 2021-2040 respalda un desarrollo sostenible y seguro por medio de la inclusión de Centrales ERC y ERNC, conforme se puede apreciar en la figura 16.



**Figura 16.** Penetración de ERNC en el SIN para el año 2040.

El Paraguay puede mantener por los próximos 40 años la producción de energía eléctrica 100% sustentable, implementado el PMG 2021-2040 y las NCHB.

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación (DP/EDG)

---

# **Anexo 1**

## **SISTEMAS REGIONALES E INTERCONEXIONES INTERNACIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**ANEXO 1.1**  
**SISTEMAS REGIONALES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**



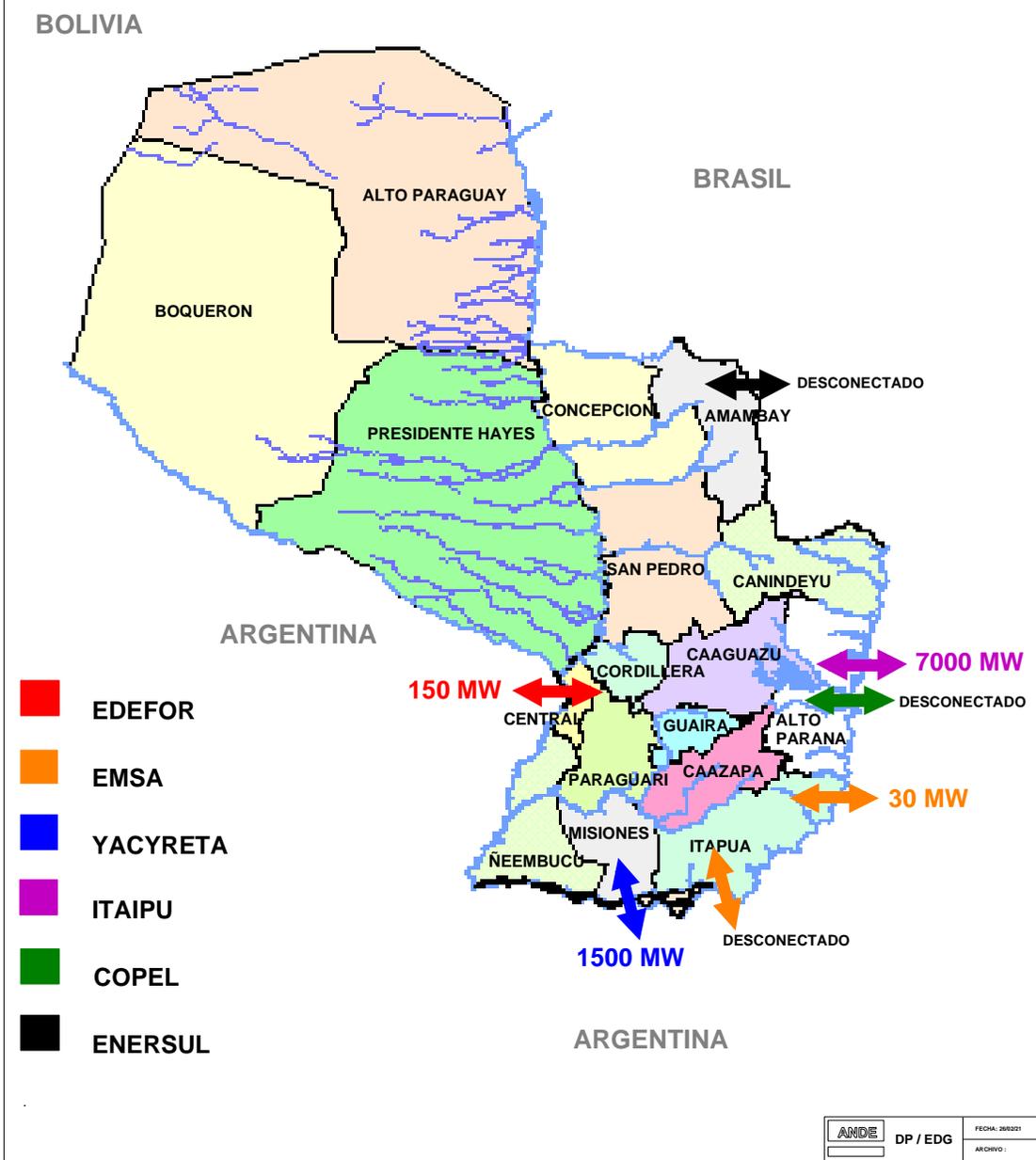
**REFERENCIAS**

-  SISTEMA METROPOLITANO
-  SISTEMA CENTRAL
-  SISTEMA SUR
-  SISTEMA ESTE
-  SISTEMA NORTE
-  SISTEMA OESTE

<b>ANDE</b>	<b>DP / EDG</b>	FECHA: 26/02/21
		ARCHIVO:

ANEXO 1.2

INTERCONEXION CON LOS PAISES VECINOS



**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación (DP/EDG)

---

# **Anexo 2**

## **PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN**

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
1	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Pto. Nueva Esperanza	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel de Pto. Nueva Esperanza, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2021	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
2	Banco de Baterías Villa Hayes	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2022	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
3	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Construcción de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Oeste	2022	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
4	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Bahía Negra	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Bahía Negra, Paneles Fotovoltaicos 1680 kWp, Inversor 500 kW, Banco de Baterías de Litio 3.360 kWh, Generadores Diésel 550 kW, Fracción de alimentación solar 78,5%.	Sistema Oeste	2022	519,165	4,469,332	4,988,496	722,316	571,081	5,139,731	5,710,813
5	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Pozo Hondo	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Baterías-Diésel de Pozo Hondo, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2022	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
6	Banco de Baterías Loma Plata	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Oeste	2023	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
7	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Oeste	2023	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
8	Central Fotovoltaica Valenzuela	PV	Construcción de Central Fotovoltaica Valenzuela. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Metropolitano	2024	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
9	Banco de Baterías San Estanislao	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Norte	2024	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
10	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce Don Silvio	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce Don Silvio, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2024	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
11	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Tte Esteban Martínez	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Tte. Esteban Martínez, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2024	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
12	Central Fotovoltaica Carayao	PV	Construcción de Central Fotovoltaica Carayao. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Central	2025	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000

ANDE

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
13	Central Hidroeléctrica Acaray	CH	Programa de Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica de Acaray Pr-L.1156 ANDE-BID. Componente 1 - Inversiones para Rehabilitación y Modernización de la Central	Sistema Este	2025	14,867,467	120,426,480	135,293,947	19,550,719	16,354,213	138,490,452	154,844,665
14	Banco de Baterías Eusebio Ayala	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2025	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
15	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Estancia Agua Dulce	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Agua Dulce, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2025	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
16	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Estancia La Patria	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Estancia La Patria, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2025	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
17	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce DeMattei	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce DeMattei, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2025	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
18	Banco de Baterías Pirayu	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2026	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
19	Central Fotovoltaica Carayao	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Carayao. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Lito 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Central	2026	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
20	Central Hidroeléctrica Acaray	CH	Construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, caudal turbinado 125 m3/s, salto total 36 m, con dos turbogeneradores francis de 35 MW y energía media de 41,19 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2028	9,946,430	56,211,324	66,157,753	12,218,694	10,941,073	67,435,375	80,500,000
21	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,5)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 70,04 m3/s, salto total 6 m, área inundada de 1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 16 km hasta la Subestación de Horqueta. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,604,683	8,959,116	10,563,799	1,936,201	1,765,152	10,734,848	12,500,000
22	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 13,06 m3/s, salto total 21 m, área inundada de 31,4 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV simple terna de 56 km hasta la Subestación de Yby Yau. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,228,746	6,806,005	8,034,751	1,465,249	1,351,621	8,148,379	9,500,000
23	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 15,62 m3/s, salto total 23 m, área inundada de 18,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 70 km hasta la Subestación de Yby Yau. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,350,389	7,524,876	8,875,265	1,624,735	1,485,428	9,014,572	10,500,000
24	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 35,21 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 17,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 3,1 MW y energía media de 4,51 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 56 km hasta la Subestación de Yby Yau. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,983,859	11,111,196	13,095,056	2,404,944	2,182,245	13,317,755	15,500,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
25	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,4)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 40,86 m3/s, salto total 9 m, área inundada de 11,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 48 km hasta la Subestación de Horqueta. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,385,389	7,703,134	9,088,523	1,661,477	1,523,927	9,226,073	10,750,000
26	Central Hidroeléctrica Acaray	CH	Construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación, caudal turbinado 90 m3/s, salto total 83 m, con dos turbogeneradores francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2030	10,890,064	61,307,707	72,197,771	13,302,229	11,979,071	73,520,929	85,500,000
27	Pequeña Central Hidroeléctrica Nacunday (12,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 31,7 m3/s, salto total 20 m, área inundada de 32,5 km2, con dos turbogeneradores francis de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 32 km hasta la Subestación de Paranambú. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2031	2,557,623	14,337,726	16,895,349	3,104,651	2,813,385	17,186,615	20,000,000
28	Pequeña Central Hidroeléctrica Nacunday (12,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 66,45 m3/s, salto total 32 m, área inundada de 70,6 km2, con dos turbogeneradores francis de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2031	17,125,222	96,823,793	113,949,015	21,050,985	18,837,744	116,162,256	135,000,000
29	Pequeña Central Hidroeléctrica Nacunday (12,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 58,98 m3/s, salto total 48 m, área inundada de 0,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 17 MW y energía media de 23,36 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2031	10,793,906	60,959,515	71,753,421	13,246,579	11,873,297	73,126,703	85,000,000
30	Banco de Baterías Emboscada	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2031	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
31	Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 26,78 m3/s, salto total 14 m, área inundada de 6,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 42 km hasta la Subestación de Salto del Guairá. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2032	1,385,135	7,703,214	9,088,350	1,661,650	1,523,649	9,226,351	10,750,000
32	Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 31,24 m3/s, salto total 50 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 35 km hasta la Subestación de Salto del Guairá. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2032	6,043,599	34,061,885	40,105,484	7,394,516	6,647,959	40,852,041	47,500,000
33	Pequeña Central Hidroeléctrica Itambey (8,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 17,05 m3/s, salto total 24 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 44 km hasta la Subestación de Salto de Minga Porá. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2032	1,607,914	8,958,088	10,566,002	1,933,998	1,768,705	10,731,295	12,500,000
34	Banco de Baterías Emboscada	Batt	Ampliación Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2032	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
35	Central Hidroeléctrica Río Paraguay B	CH	Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 95 m3/s, salto total 5 m, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 54,72 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple terna Villa Hayes - Concepción. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2033	13,705,832	77,457,235	91,163,067	16,836,933	15,076,415	92,923,585	108,000,000
36	Banco de Baterías Villa Hayes	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2033	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
37	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Carayao. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Oeste	2033	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
38	Central Hidroeléctrica Río Paraguay A	CH	Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 85 m3/s, salto total 5 m, con 32 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 41,04 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple tema Villa Hayes - Concepción. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	18,274,442	103,276,314	121,550,756	22,449,244	20,101,886	123,898,114	144,000,000
39	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 149,54 m3/s, salto total 3 m, área inundada de 0,9 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 22 km hasta la Subestación de San Pedro Norte. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	1,731,961	9,676,194	11,408,156	2,091,844	1,905,158	11,594,842	13,500,000
40	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 163,93 m3/s, salto total 5 m, área inundada de 8,1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 10 km hasta la Subestación de San Pedro Norte. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	3,192,409	17,923,627	21,116,037	3,883,963	3,511,650	21,488,350	25,000,000
41	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 35,98 m3/s, salto total 16 m, área inundada de 65,2 km2, con dos turbogeneradores francis de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 66 km hasta la Subestación de Santa Rosa. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	2,237,729	12,545,571	14,783,300	2,716,700	2,461,502	15,038,498	17,500,000
42	Banco de Baterías Horqueta	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Norte	2034	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
43	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Carayao. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Oeste	2034	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
44	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,45 m3/s, salto total 29 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,8 MW y energía media de 2,37 Mwmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de transmisión 23 kV de 35 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2034	1,168,642	6,446,341	7,614,983	1,385,017	1,285,506	7,714,494	9,000,000
45	Banco de Baterías Horqueta	Batt	Ampliación Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Norte	2035	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
46	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.	Sistema Oeste	2035	9,000,000	81,000,000	90,000,000	13,050,000	9,900,000	93,150,000	103,050,000
47	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 15,66 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,5 MW y energía media de 2,52 Mwmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 22 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2035	973,868	5,371,951	6,345,819	1,154,181	1,071,255	6,428,745	7,500,000
48	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,79 m3/s, salto total 51 m, área inundada de 34,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 5,5 MW y energía media de 7,57 Mwmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 22 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2035	3,510,255	19,716,434	23,226,689	4,273,311	3,861,281	23,638,719	27,500,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
49	Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui (14,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,02 m3/s, salto total 46 m, área inundada de 31,8 km2, con dos turbogeneradores francis de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 13 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2035	2,747,896	15,413,548	18,161,444	3,338,556	3,022,686	18,477,314	21,500,000
50	Banco de Baterías Vallemi	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Norte	2036	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
51	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.	Sistema Oeste	2036	9,000,000	81,000,000	90,000,000	13,050,000	9,900,000	93,150,000	103,050,000
52	Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary (16,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,54 m3/s, salto total 45 m, área inundada de 16,7 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 10 km hasta la Subestación de Trinidad. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2036	1,785,407	10,037,977	11,823,383	2,176,617	1,963,947	12,036,053	14,000,000
53	Banco de Baterías Carayao	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Central	2037	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
54	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.	Sistema Oeste	2037	9,000,000	81,000,000	90,000,000	13,050,000	9,900,000	93,150,000	103,050,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;">  <div style="text-align: center;"> <b>ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD</b>  <b>PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040</b> </div> </div>												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
55	Banco de Baterías Paranambu	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Este	2038	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
56	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.	Sistema Oeste	2038	9,000,000	81,000,000	90,000,000	13,050,000	9,900,000	93,150,000	103,050,000
57	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.	Sistema Oeste	2039	9,000,000	81,000,000	90,000,000	13,050,000	9,900,000	93,150,000	103,050,000
58	Banco de Baterías San Patricio	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Sur	2039	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
59	Banco de Baterías Yguazu	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 200 MW-800 MWh	Sistema Este	2040	15,000,000	135,000,000	150,000,000	21,750,000	16,500,000	155,250,000	171,750,000
60	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 150000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx330 + 100kWx15 + 10kWx15, Banco de Baterías de Litio 66000 kWh, Energía Anual 414000 MWh.	Sistema Oeste	2040	9,000,000	81,000,000	90,000,000	13,050,000	9,900,000	93,150,000	103,050,000
										<b>385,046,015</b>	<b>3,185,888,421</b>	<b>3,573,057,988</b>

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación (DP/EDG)

---

# **Anexo 3**

## **UBICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN**

# PMG 2020-2040: Ubicación de las Centrales de Generación

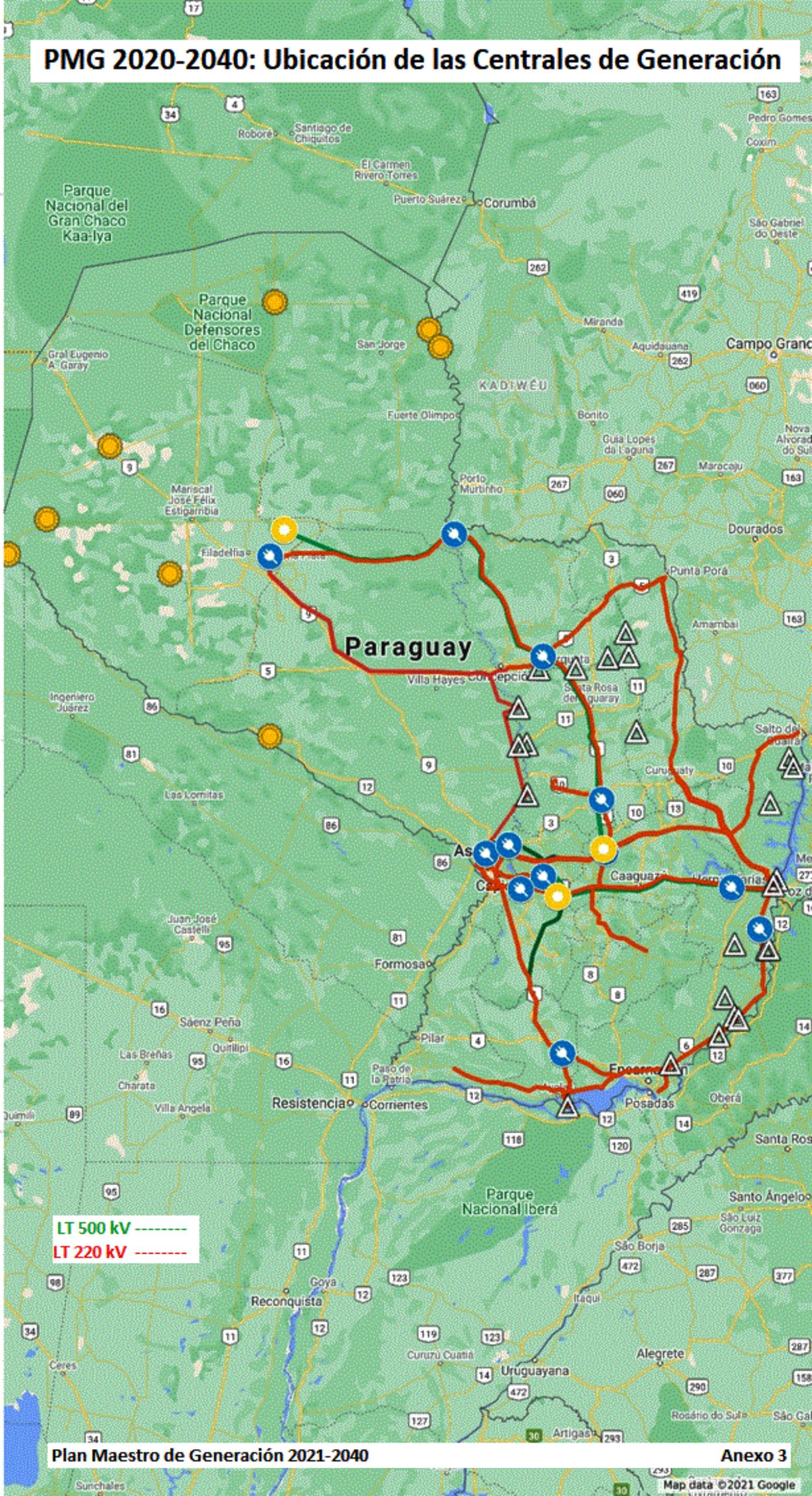
- CH**
- △ CH Río Paraguay B
  - △ CH Río Paraguay A
  - △ CH Yacyretá
  - △ CH Itaipú
  - △ CH Acaray

- PCH**
- △ PCH Ypané (2,1)
  - △ PCH Ypané (2,2)
  - △ PCH Ypané (2,3)
  - △ PCH Ypané (2,4)
  - △ PCH Ypané (2,5)
  - △ PCH Jejuí (3,1)
  - △ PCH Jejuí (3,2)
  - △ PCH Jejuí (3,3)
  - △ PCH Carapá (6,1)
  - △ PCH Carapá (6,2)
  - △ PCH Itambey (8,1)
  - △ PCH Ñacunday (12,1)
  - △ PCH Ñacunday (12,2)
  - △ PCH Ñacunday (12,3)
  - △ PCH Tembey (13,1)
  - △ PCH Tembey (13,2)
  - △ PCH Tembey (13,3)
  - △ PCH Pirajuí (14,1)
  - △ PCH Capiibary (16,1)

- PVH**
- PVH Bahía Negra
  - PVH Pto. Nueva Esperanza
  - PVH Pozo Hondo
  - PVH Cruce Don Silvio
  - PVH Tte. Estéban Martínez
  - PVH Estancia Agua Dulce
  - PVH Estancia La Patria
  - PVH Cruce DeMattei

- PV**
- PV Loma Plata
  - PV Valenzuela
  - PV Carayao

- Batt**
- Batt Villa Hayes
  - Batt Carayao
  - Batt Emboscada
  - Batt Eusebio Ayala
  - Batt Horqueta
  - Batt Loma Plata
  - Batt Paranambu
  - Batt Pirayu
  - Batt San Estanislao
  - Batt San Patricio
  - Batt Vallemi
  - Batt Yguazu



LT 500 kV -----  
 LT 220 kV -----

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios (DP)

División de Estudios Energéticos (DP/EE)

Departamento de Estudios de Generación (DP/EDG)

---

## **Anexo 4**

### **PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN CON PROYECTOS DE NUEVAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS BINACIONALES**

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
1	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Pto. Nueva Esperanza	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Pto. Diana, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2021	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
2	Banco de Baterías Villa Hayes	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2022	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
3	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Construcción de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Oeste	2022	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
4	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Bahía Negra	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Bahía Negra, Paneles Fotovoltaicos 1680 kWp, Inversor 500 kW, Banco de Baterías de Litio 3.360 kWh, Generadores Diésel 550 kW, Fracción de alimentación solar 78,5%.	Sistema Oeste	2022	519,165	4,469,332	4,988,496	722,316	571,081	5,139,731	5,710,813
5	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Pozo Hondo	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Pozo Hondo, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2022	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
6	Banco de Baterías Loma Plata	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Oeste	2023	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

<div style="display: flex; justify-content: space-between; align-items: center;">  <div style="text-align: center;"> <p><b>ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD</b></p> <p><b>PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040</b></p> </div> </div>												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
7	Central Fotovoltaica Loma Plata	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Loma Plata. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Oeste	2023	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
8	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Fuerte Olimpo	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Fuerte Olimpo, Paneles Fotovoltaicos 1680 kWp, Inversor 500 kW, Banco de Baterías de Litio 3.360 kWh, Generadores Diésel 1000 kW, Fracción de alimentación solar 80%.	Sistema Oeste	2023	519,165	4,469,332	4,988,496	722,316	571,081	5,139,731	5,710,813
9	Central Fotovoltaica Valenzuela	PV	Construcción de Central Fotovoltaica Valenzuela. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Metropolitano	2024	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
10	Banco de Baterías San Estanislao	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Norte	2024	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
11	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce Don Silvio	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce Don Silvio, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2024	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
12	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Tte. Esteban Martínez	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Tte. Esteban Martínez, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2024	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
13	Central Fotovoltaica Carayao	PV	Construcción de Central Fotovoltaica Carayao. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Central	2025	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
14	Central Hidroeléctrica Acaray	CH	Programa de Rehabilitación y Modernización de la Central Hidroeléctrica de Acaray Pr-L.1156 ANDE-BID. Componente 1 - Inversiones para Rehabilitación y Modernización de la Central	Sistema Este	2025	14,867,467	120,426,480	135,293,947	19,550,719	16,354,213	138,490,452	154,844,665
15	Banco de Baterías Eusebio Ayala	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2025	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
16	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Estancia Agua Dulce	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Agua Dulce, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2025	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
17	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Estancia La Patria	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Estancia La Patria, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2025	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930
18	Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce DeMattei	PVH	Construcción de Central Híbrida Fotovoltaica-Diésel de Cruce DeMattei, Paneles Fotovoltaicos 685 kWp, Inversor 125 kW, Banco de Baterías de Litio 2520 kWh, Generadores Diésel 125 kW, Fracción de alimentación solar 99%.	Sistema Oeste	2025	203,400	1,830,600	2,034,000	294,930	223,740	2,105,190	2,328,930

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
19	Banco de Baterías Pirayu	Batt	Construcción Banco de Baterías Li-ion de 100 MW-400 MWh	Sistema Metropolitano	2026	7,500,000	67,500,000	75,000,000	10,875,000	8,250,000	77,625,000	85,875,000
20	Central Fotovoltaica Carayao	PV	Ampliación de Central Fotovoltaica Carayao. Paneles Fotovoltaicos 100000 kWp (416670 paneles), Inversores 500 kWx220 + 100kWx10 + 10kWx10, Banco de Baterías de Litio 44000 kWh, Energía Anual 276000 MWh.	Sistema Central	2026	6,000,000	54,000,000	60,000,000	8,700,000	6,600,000	62,100,000	68,700,000
21	Central Hidroeléctrica Acaray	CH	Construcción de Casa de Máquinas en Presa Yguazú, caudal turbinado 125 m3/s, salto total 36 m. con dos turbogeneradores francis de 35 MW y energía media de 41,19 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2028	9,946,430	56,211,324	66,157,753	12,218,694	10,941,073	67,435,375	80,500,000
22	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,5)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 70,04 m3/s, salto total 6 m, área inundada de 1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,5 MW y energía media de 3,16 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 16 km hasta la Subestación de Horqueta. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,604,683	8,959,116	10,563,799	1,936,201	1,765,152	10,734,848	12,500,000
23	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 13,06 m3/s, salto total 21 m, área inundada de 31,4 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,6 MW y energía media de 2,14 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV simple terna de 56 km hasta la Subestación de Yby Yau. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,228,746	6,806,005	8,034,751	1,465,249	1,351,621	8,148,379	9,500,000
24	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 15,62 m3/s, salto total 23 m, área inundada de 18,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,1 MW y energía media de 2,88 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 70 km hasta la Subestación de Yby Yau. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,350,389	7,524,876	8,875,265	1,624,735	1,485,428	9,014,572	10,500,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
25	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 35,21 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 17,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 3,1 MW y energía media de 4,51 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 56 km hasta la Subestación de Yby Yau. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,983,859	11,111,196	13,095,056	2,404,944	2,182,245	13,317,755	15,500,000
26	Pequeña Central Hidroeléctrica Ypané (2,4)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 40,86 m3/s, salto total 9 m, área inundada de 11,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 2,72 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23kV y línea de distribución 23 kV de 48 km hasta la Subestación de Horqueta. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Norte	2029	1,385,389	7,703,134	9,088,523	1,661,477	1,523,927	9,226,073	10,750,000
27	Central Hidroeléctrica Acaray	CH	Construcción de Tercera Casa de Máquinas en derivación, caudal turbinado 90 m3/s, salto total 83 m, con dos turbogeneradores francis de 37,5 MW y energía media de 35 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2030	10,890,064	61,307,707	72,197,771	13,302,229	11,979,071	73,520,929	85,500,000
28	Pequeña Central Hidroeléctrica Nacunday (12,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 31,7 m3/s, salto total 20 m, área inundada de 32,5 km2, con dos turbogeneradores francis de 4 MW y energía media de 5,54 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 32 km hasta la Subestación de Paranambú. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2031	2,557,623	14,337,726	16,895,349	3,104,651	2,813,385	17,186,615	20,000,000
29	Pequeña Central Hidroeléctrica Nacunday (12,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 66,45 m3/s, salto total 32 m, área inundada de 70,6 km2, con dos turbogeneradores francis de 27 MW y energía media de 49,85 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2031	17,125,222	96,823,793	113,949,015	21,050,985	18,837,744	116,162,256	135,000,000
30	Pequeña Central Hidroeléctrica Nacunday (12,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 58,98 m3/s, salto total 48 m, área inundada de 0,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 17 MW y energía media de 23,36 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 13 km hasta la Subestación de Paranambú. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2031	10,793,906	60,959,515	71,753,421	13,246,579	11,873,297	73,126,703	85,000,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
31	Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 26,78 m3/s, salto total 14 m, área inundada de 6,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,15 MW y energía media de 3,92 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 42 km hasta la Subestación de Salto del Guairá. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2032	1,385,135	7,703,214	9,088,350	1,661,650	1,523,649	9,226,351	10,750,000
32	Pequeña Central Hidroeléctrica Carapá (6,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 31,24 m3/s, salto total 50 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 9,5 MW y energía media de 13,33 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 35 km hasta la Subestación de Salto del Guairá. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2032	6,043,599	34,061,885	40,105,484	7,394,516	6,647,959	40,852,041	47,500,000
33	Pequeña Central Hidroeléctrica Itambey (8,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica, caudal turbinado 17,05 m3/s, salto total 24 m, área inundada de 70,3 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,5 MW y energía media de 3,22 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 44 km hasta la Subestación de Salto de Minga Porá. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Este	2032	1,607,914	8,958,088	10,566,002	1,933,998	1,768,705	10,731,295	12,500,000
34	Central Hidroeléctrica Río Paraguay B	CH	Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 95 m3/s, salto total 5 m, con 24 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 54,72 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple terna Villa Hayes - Concepción. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2033	13,705,832	77,457,235	91,163,067	16,836,933	15,076,415	92,923,585	108,000,000
35	Central Hidroeléctrica Río Paraguay A	CH	Construcción de Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 85 m3/s, salto total 5 m, con 32 turbogeneradores bulbo de 3 MW y energía media de 41,04 MWmedios. Interconexión al SIN en 220 kV. Estación elevadora 13,8/220kV seccionamiento Línea de transmisión 220 kV simple terna Villa Hayes - Concepción. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	18,274,442	103,276,314	121,550,756	22,449,244	20,101,886	123,898,114	144,000,000
36	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 149,54 m3/s, salto total 3 m, área inundada de 0,9 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 2,7 MW y energía media de 3,24 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple terna de 22 km hasta la Subestación de San Pedro Norte. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	1,731,961	9,676,194	11,408,156	2,091,844	1,905,158	11,594,842	13,500,000

**ANDE**

Dirección de Planificación y Estudios  
 División de Estudios Energéticos  
 Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
37	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 163,93 m3/s, salto total 5 m, área inundada de 8,1 km2, con dos turbogeneradores kaplan de 5 MW y energía media de 5,59 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 10 km hasta la Subestación de San Pedro Norte. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	3,192,409	17,923,627	21,116,037	3,883,963	3,511,650	21,488,350	25,000,000
38	Pequeña Central Hidroeléctrica Jejuí (3,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 35,98 m3/s, salto total 16 m, área inundada de 65,2 km2, con dos turbogeneradores francis de 3,5 MW y energía media de 4,56 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 66 km hasta la Subestación de Santa Rosa. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Central	2034	2,237,729	12,545,571	14,783,300	2,716,700	2,461,502	15,038,498	17,500,000
39	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,45 m3/s, salto total 29 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,8 MW y energía media de 2,37 Mwmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de transmisión 23 kV de 35 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2034	1,168,642	6,446,341	7,614,983	1,385,017	1,285,506	7,714,494	9,000,000
40	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,3)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 15,66 m3/s, salto total 15 m, área inundada de 1,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 1,5 MW y energía media de 2,52 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/23 kV y línea de distribución 23 kV de 22 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2035	973,868	5,371,951	6,345,819	1,154,181	1,071,255	6,428,745	7,500,000
41	Pequeña Central Hidroeléctrica Tembey (13,2)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,79 m3/s, salto total 51 m, área inundada de 34,1 km2, con dos turbogeneradores francis de 5,5 MW y energía media de 7,57 MWmedios. Interconexión al SIN en 23 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 22 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2035	3,510,255	19,716,434	23,226,689	4,273,311	3,861,281	23,638,719	27,500,000
42	Pequeña Central Hidroeléctrica Pirajui (14,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 16,02 m3/s, salto total 46 m, área inundada de 31,8 km2, con dos turbogeneradores francis de 4,3 MW y energía media de 6,28 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 13 km hasta la Subestación de Natalio. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2035	2,747,896	15,413,548	18,161,444	3,338,556	3,022,686	18,477,314	21,500,000

ANDE

Dirección de Planificación y Estudios

División de Estudios Energéticos

Departamento de Estudios de Generación

 ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
43	Pequeña Central Hidroeléctrica Capiibary (16,1)	PCH	Construcción de Pequeña Central Hidroeléctrica en derivación, caudal turbinado 10,54 m3/s, salto total 45 m, área inundada de 16,7 km2, con dos turbogeneradores francis de 2,8 MW y energía media de 3,65 MWmedios. Interconexión al SIN en 66 kV. Estación elevadora 13,8/66kV y línea de transmisión 66 kV simple tema de 10 km hasta la Subestación de Trinidad. Factibilidad hasta Estudio Basico.	Sistema Sur	2036	1,785,407	10,037,977	11,823,383	2,176,617	1,963,947	12,036,053	14,000,000
44	Central Hidroeléctrica Binacional de Itati-Itacora	CHBN	Construcción	Sistema Sur	2033							
45	Central Hidroeléctrica Binacional de Itati-Itacora	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2034							
46	Central Hidroeléctrica Binacional de Itati-Itacora	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2035							
47	Central Hidroeléctrica Binacional de Itati-Itacora	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2036							
48	Central Hidroeléctrica Binacional de Itati-Itacora	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2037							

ANDE

Dirección de Planificación y Estudios  
División de Estudios Energéticos  
Departamento de Estudios de Generación

ADMINISTRACION NACIONAL DE ELECTRICIDAD												
PLAN DE OBRAS DE GENERACION 2021-2040												
No	Central	Tipo	Descripción del Proyecto	Sistema	Puesta en Servicio	Obras (USD) sin impuestos	Suministros (USD) sin impuestos	TOTAL(USD) sin impuestos	Impuestos (USD)	Obras (USD)	Suministros (USD)	TOTAL(USD)
49	Central Hidroeléctrica Binacional de Corpus Christi	CHBN	Construcción	Sistema Sur	2036							
50	Central Hidroeléctrica Binacional de Corpus Christi	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2037							
51	Central Hidroeléctrica Binacional de Corpus Christi	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2038							
52	Central Hidroeléctrica Binacional de Corpus Christi	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2039							
53	Central Hidroeléctrica Binacional de Corpus Christi	CHBN	Ampliación	Sistema Sur	2040							
										<b>222,267,096</b>	<b>1,654,053,152</b>	<b>1,878,443,800</b>