Evaluación y Planificación del Sector Energético del Paraguay: Vías de Descarbonización



COLUMBIA CLIMATE SCHOOL
THE EARTH INSTITUTE



Simulación SimSEE: Reporte Técnico

CRECE











TETÃ VIRU MOHENDAPY Motenondeha

Ministerio de **HACIENDA**

Noviembre de 2021



Documento elaborado en el marco del Acuerdo de Proveedor de Servicios entre SDSN y CRECE con el fin de promover el desarrollo sostenible de Paraguay.

Por



CONSULTORES

Daniel Ríos Festner, MSc

daniel@creceparaguay.org

Martín Oviedo Pascottini, Ing.

martin@creceparaguay.org

Matias Sacco Barrail, Ing.

matias@creceparaguay.org



TABLA DE CONTENIDO

I. L	ISTA DE F	IGURAS	4
II. I	LISTA DE	TABLAS	7
III.	INTRODU	JCCIÓN	8
1.	Supue	stos	1
2.	Modelo	o del sistema eléctrico de Paraguay	1
3.	Modelo	o de demanda de Paraguay	2
4.	Parám	etros de entrada	3
5.	Escena	rios & Resultados	4
		C01 – Escenario base: evaluación de la potencia y las necesidades de suministro de n la suficiencia de generación a largo plazo	5
	5.2. Es	scenarios Alternativos	. 13
	5.2.1.	SC02 – Demanda alternativa: neutralidad de carbono para Paraguay para 2050	13
	5.2.2. demar	SC03 – Plan de expansión actual: Plan Maestro de Generación de ANDE 2021-2040 (co da Carbono Neutral)	
	5.2.3.	SC04a – Plan de expansión actual si se consideran más Binacionales	27
	5.2.4. energía	SC04b – Plan de expansión actual si se consideran Binacionales y futuras inversiones as renovables no convencionales	
	5.2.5. demar	SC05a – Impacto de altas inversiones en energías renovables no convencionales (con da de Carbono-Neutralidad)	
	5.2.6.	SC05b – Inversión moderada en energías renovables no convencionales	.48
	5.2.7.	Comparación entre escenarios	. 54
Ob	servacio	nes finales	. 57
Est	tudios po	steriores	. 59
Re	ferencias		. 60



I. LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Modelo equivalente propuesto por el Banco Mundial en SimSEE	
Figura 2: Demanda horaria de la primera semana de 2018	2
Figura 3: Modelo de demanda compuesto por 4 bandas de carga que se superponen a la curva de	
carga semanal decreciente	
Figura 4: Proyección de la demanda de energía 2020-2050 para el escenario base	
Figura 5: Balance energético para el percentil 95 por de energía acumulada no suministrada – SC01	
Mercado Cerrado	
Figura 6: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrad	a –
SC01 Mercado Cerrado	
Figure 7: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC01 Mercado Cerrado	7
Figura 8: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para el P1 y el percentil 95 de	S
energía acumulada no suministrada - SC01 Mercado Cerrado	
Figura 9: Costo marginal en los nodos sur de Paraguay y sur de Brasil para el P1 y el percentil 95 de	
energía acumulada no suministrada - SC01 Mercado Cerrado	9
Figura 10: Balance energético para el percentil 95 por de energía acumulada no suministrada – SCC)1
Mercado Abierto	10
Figure 11: Balance de potencia para el percentil 95 por de energía acumulada no suministrada – SC	01
Mercado Abierto	10
Figure 12: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC01 Mercado Abierto	11
Figura 13: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada –	
SC01 Mercado Abierto	12
Figura 14: Demanda máxima anual – SC01	12
Figura 15: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02	
Mercado Cerrado	14
Figura 16: Balance de potencia para carga P1 y percentil 95 de energía no suministrada – SC02	
Mercado Cerrado	14
Figura 17: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC02 Mercado Cerrado	15
Figura 18: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percen	
95 de energía acumulada no suministrada – SC02 Mercado Cerrado	
Figura 19: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el	
percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02 Mercado Cerrado	16
Figura 20: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02	
Mercado Abierto	17
Figura 21: Balance de potencia para carga P1 y percentil 95 de energía no suministrada – SC02	
Mercado Abierto	17
Figura 22: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC02 Mercado Abierto	
Figura 23: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada –	
SC02 Mercado Abierto	
Figura 24: Capacidad agregada en el Plan Maestro de ANDE 2021-2040 – SC03	
Figura 25: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03	
Mercado Cerrado	22
Figura 26: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 ° de energía acumulada no	
suministrada – SC03 Mercado Cerrado	22



Figura 27: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC03 Mercado Cerrado	23
Figura 28: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percer	ntil
95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Cerrado	23
Figura 29: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el	24
percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Cerrado Figura 30: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03	∠4
Mercado Abierto	24
Figura 31: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministra	
– SC03 Mercado Abierto	
Figura 32: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC03 Mercado Abierto	
Figura 33: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada -	
SC03 Mercado AbiertoScorio de chergia acumatada no suministrada.	
Figura 34: Capacidad agregada de nuevas centrales hidroeléctricas binacionales y cronograma	20
propuesto – SC04propuesto – SC04	27
Figura 35: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04a	
Mercado Cerrado	
Figura 36: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no	
suministrada– SC04a Mercado Cerrado	29
Figura 37: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04a Mercado Cerrado	30
Figura 38: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percer	
95 de energía acumulada no suministrada – SC04a Mercado Cerrado	
Figura 39: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y Argentina para la carga P1 y el percentil	95
de energía acumulada no suministrada – SC04a Mercado Cerrado	31
Figura 40: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04a	
Mercado Abierto	32
Figura 41: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no	
suministrada – SC04a Mercado Abierto	
Figura 42: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04a Mercado Abierto	33
Figura 43: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada -	-
SC04a Mercado Abierto	
Figura 44: Capacidad agregada de plantas solares fotovoltaicas y baterías – SC04b	
Figura 45: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04b	
Mercado Cerrado	
Figura 46: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministra – SCO4b Mercado Cerrado	
Figura 47: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04b Mercado Cerrado	
Figura 48: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percer	
95 de energía acumulada no suministrada – SC04b Mercado Cerrado	
Figura 49: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y Argentina para la carga P1 y el percentil	
de energía acumulada no suministrada – SC04b Mercado Cerrado	
Figura 50: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04b	
Mercado Abierto	
Figura 51: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministra	
- SC04b Mercado Abierto	
Figura 52: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04b Mercado Abierto	39
Figura 53: Capacidad agregada de energías renovables y baterías, y cronograma propuesto – SC05	ia 41



Figura 54: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a	<i>1</i> 1
Mercado Cerrado	_
SC05a Mercado Cerrado	
Figura 56: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05a Mercado Cerrado	43
Figura 57: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Cerrado	43
Figura 58: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el	15
percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Cerrado	44
Figura 59: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a	
Mercado Abierto	45
Figura 60: Balance de potencia para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Abierto	45
Figura 61: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05a Mercado Abierto	
	70
Figure 62: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Abierto	47
Figura 63: Capacidad agregada de energías renovables y baterías, y cronograma propuesto – SC05b	48
Figura 64: Balance de energía para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b	
Mercado Cerrado	49
Figura 65: Balance de potencia para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no	
suministrada – SC05b Mercado Cerrado	49
Figura 66: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05 Mercado Cerrado	
Figura 67: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percent	
95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Cerrado	
Figura 68: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y percen	
95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Cerrado	
Figura 69: Balance de energía para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b	0_
Mercado Abierto	52
Figura 70: Balance de potencia para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no	JZ
	гэ
	53
Figure 71: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05b Mercado Abierto	
Figura 72: Comparación de porcentaje ENS para varios escenarios	
Figura 73: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación para la demanda pico	55
Figure 74: Costo marginal en el este de PY para carga P1 y percentil 95 de energía acumulada no	
suministrada	56
Figura 75: Costo marginal en el sur de PY para carga P1 y percentil 95 de energía acumulada no	
suministrada	56



II. LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Escenarios de evaluación propuestos	9
Tabla 2: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC01 Mercado Abierto	13
Tabla 3: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC02 Mercado Abierto	19
Tabla 4: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC03 Mercado Abierto	26
Tabla 5: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC04a Mercado Abierto	34
Tabla 6: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC05a Mercado Abierto	47
Tabla 7: Inversiones por escenario	57



III. INTRODUCCIÓN

Este informe evalúa escenarios futuros de oferta y demanda eléctrica entre países del Cono Sur de América del Sur, con especial atención a Paraguay. Para ello, se utiliza como referencia un modelo energético regional presentado por el Banco Mundial y construido en el marco de la plataforma SimSEE. El modelo desarrollado incluye parámetros resultantes de discusiones entre SDSN, el Ministerio de Hacienda de Paraguay y CRECE.

El modelo tiene como objetivo:

- Mostrar y comprender el alcance de las futuras necesidades de electricidad de Paraguay.
- Explorar alternativas para el suministro de electricidad.
- Evaluar el cronograma para la puesta en servicio de nuevas centrales de generación.
- Estimar expectativas de energía no suministrada y la necesidad de importaciones.

El modelo ejecuta un algoritmo de despacho energético semanal que minimiza el costo de suministro del sistema al aprovechar el "costo de oportunidad" de utilizar el recurso energético más barato disponible (el de costo marginal cero: hidroeléctrica, solar, eólica, etc.). Esto implica un despacho centralizado; por lo tanto, el intercambio de energía resultante no considera ninguna regla comercial o contrato bilateral que pueda existir entre agentes del sistema eléctrico (es decir, ITAIPU con ANDE / ELETROBRAS).

Cabe señalar que la idea detrás del modelo es proporcionar una visión general de la evolución a largo plazo del sistema eléctrico en términos de necesidades energéticas y alternativas de suministro. En ese sentido, el modelo ofrece:

- Proyecciones de oferta y demanda de energía de Paraguay, en diferentes escenarios y formatos de mercado.
- Representación del comportamiento de largo plazo de los mercados eléctricos de Brasil y Argentina en términos de proyección de precios de sus respectivos mercados.

El informe está organizado de la siguiente manera. En la primera sección, se presenta el modelo energético del Banco Mundial (plataforma SimSEE), incluyendo parámetros de demanda, sistema de generación y transmisión para Paraguay, y precios de mercado para Argentina y Brasil. A continuación, se plantea el modelo de crecimiento de la demanda, donde se consideran dos aspectos clave: la demanda horaria del año base (2019) y la proyección anual de consumo eléctrico para el período de simulación. Una vez que se describe el proceso de modelado de la demanda, se detallan los parámetros de entrada para el modelo SimSEE. Algunos de los parámetros necesarios son la proyección de la demanda para Paraguay, Argentina y Brasil; el plan de inversiones en generación para Paraguay; la proyección de costos operativos marginales en Argentina y Brasil, entre otros. Finalmente, se presentan los escenarios propuestos con sus correspondientes resultados. Estos escenarios se resumen en la **Tabla 1**.

La mayoría de los escenarios tienen dos formatos, los denominados Mercado Abierto y Cerrado, que definen si existe la posibilidad de intercambio de energía entre países vecinos. Se dan más detalles sobre los parámetros utilizados en el capítulo correspondiente a los escenarios.

Los resultados obtenidos permiten identificar las alternativas que podría considerar Paraguay para satisfacer sus necesidades futuras de demanda. Identificar estos escenarios es extremadamente



importante para el gobierno nacional y otras instituciones, por ejemplo, para determinar hacia dónde deben dirigirse los esfuerzos económicos para garantizar la seguridad energética, reducir la dependencia externa y preservar un ecosistema sostenible.

Tabla 1: Escenarios de evaluación propuestos

Ítem	Escenario
SC01	Evaluar las necesidades de suministro de energía y potencia sin una generación adecuada a largo plazo. Escenario base: crecimiento exponencial de la demanda de arriba hacia abajo, con una tasa de crecimiento fija de ~ 5% / año
SC02	Demanda alternativa: neutralidad de carbono para Paraguay para 2050 Proyección de demanda ascendente obtenida con el modelo LEAP para un escenario carbono neutral
SC03	Plan de expansión actual: Plan Maestro de Generación de ANDE 2021-2040 (con demanda de Neutralidad de Carbono)
SC04a	Plan de expansión actual si se consideran más Binacionales: Plan Maestro de Generación de ANDE 2021-2040 (con demanda de Carbono-Neutralidad)
SC04b	Plan de expansión actual si se consideran Binacionales y futuras inversiones en energías renovables no convencionales
SC05a	Impacto de altas inversiones en energías renovables no convencionales (con demanda de Carbono-Neutralidad)
SC05b	Impacto de una inversión moderada en energías renovables no convencionales

1. Supuestos

El modelo simula el despacho del sistema eléctrico minimizando los costos operativos de acuerdo con los recursos de suministro disponibles y la demanda. Solo las tecnologías convencionales de generación térmica tienen costos operativos variables (por ejemplo, costos de combustible) ya que el costo marginal de las plantas renovables, es decir, la energía hidroeléctrica - Itaipú, Yacyretá, es cero. En el marco de la economía del sistema eléctrico, y tomando como ejemplo la tecnología hidroeléctrica, esto significa que no se asocia ningún costo al uso de agua para producir 1 MW adicional de electricidad. Aquí, el costo operativo del sistema representa un costo de oportunidad en términos de la conveniencia de utilizar los recursos de suministro de acuerdo con el nivel actual, observado y futuro esperado de recursos renovables, es decir, agua, irradiación solar, viento, etc., y la demanda.

2. Modelo del sistema eléctrico de Paraguay

El modelo incluye un equivalente al sistema eléctrico proyectado por ANDE en su Plan Maestro de Generación y Transmisión 2016-2025. De acuerdo con el alcance de nuestro contrato y nuestro cronograma de trabajo, las inversiones no se optimizan y las inversiones de nueva generación y transmisión se integran en el tiempo de acuerdo con las crecientes necesidades de suministro. En ese sentido, cada uno de los escenarios propuestos discute un cronograma diferente de inversiones en generación. La **figura 1** muestra los nodos y ramas del modelo, junto con la proyección de la capacidad de transmisión en el tiempo.

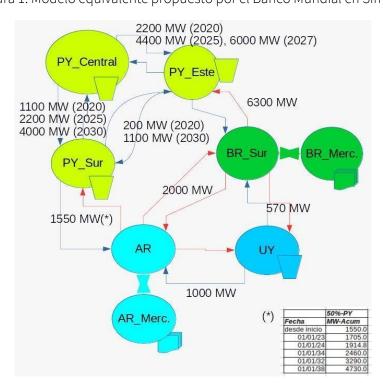


Figura 1: Modelo equivalente propuesto por el Banco Mundial en SimSEE

Fuente: Presentación del Banco Mundial



Paraguay se describe mediante tres nodos interconectados: Py_Central, Py_Este y Py_Sur. Los mercados regionales con los que Paraguay podría intercambiar electricidad son Argentina - AR - y la región Sur de Brasil - BR_Sur.

Los intercambios transfronterizos de electricidad se valoran por el superávit/déficit del país exportador/importador multiplicado por el costo marginal del país importador en un nodo determinado. Por lo tanto, para que exista el intercambio, debe existir una diferencia de precio entre los nodos importadores y exportadores. Se incluye una restricción adicional en términos de un "peaje" o tarifa de transmisión. Estas tarifas se denominan Delta Export (DE) y, dentro del modelo, oscilan entre 10 y 10,000 USD/MWh. Al realizar un análisis de sensibilidad en la variable DE, uno puede "abrir" o "cerrar" deliberadamente un país a los intercambios transfronterizos de energía. Por ejemplo, un DE de 10,000 USD/MWh, que es más alto que cualquier valor de carga de pérdida, denota un enlace de transmisión transfronterizo cerrado.

3. Modelo de demanda de Paraguay

El modelo de demanda se basa en dos parámetros: la demanda horaria del año base, en MW; y la proyección de consumo anual para el período de simulación, en MWh. El primer parámetro denota el patrón a corto plazo, mientras que el segundo representa la tendencia esperada a largo plazo. La **Figura 2** muestra la demanda horaria del año 2018, durante la primera semana, es decir, 168 horas.

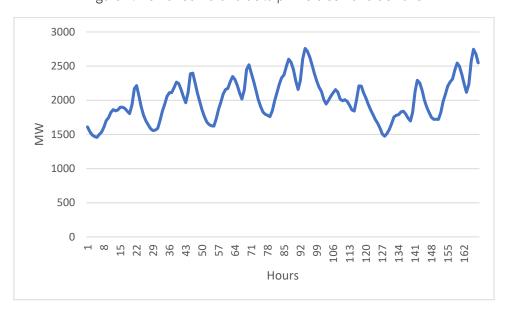


Figura 2: Demanda horaria de la primera semana de 2018

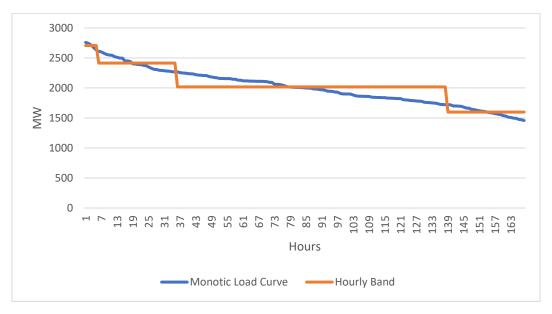
La tarea principal consiste en asignar el patrón de corto plazo a cada año dentro del horizonte de simulación. Para ello, el método aplicado es bastante sencillo ya que los datos horarios se distribuyen en proporción a la relación de consumo energético anual entre el año dado y el año base.

A continuación, se crea una curva de duración de la carga para cada semana. Las curvas de duración se componen de cuatro pasos o bandas, que denotan valores de demanda pico (P1), alto (P2), medio (P3) y bajo (P4). Para una semana de 168 horas, estos valores de demanda representan 5, 30, 91 y 42



horas, respectivamente. Para calcular el valor de cada banda o paso, la demanda horaria cronológica se ordena en orden decreciente. Por tanto, el valor de la banda de demanda máxima es la media de las primeras 5 horas; para la banda de alta demanda, el valor es la media de las próximas 30 horas. Este proceso se repite para obtener los valores de demanda media y baja. Además de abandonar el rigor cronológico, y de acuerdo con el alcance de planificación del modelo, esta simplificación permite ahorrar un tiempo de cálculo sustancial. Para cada semana, la cantidad de ejecuciones de optimización se reduce de 168 a 4. En un año, esto representa una reducción de 8760 ejecuciones a 205, aproximadamente el 98%. Esto se puede ver en la **Figura 3**, donde las cuatro bandas de carga se superponen a la curva de carga decreciente.

Figura 3: Modelo de demanda compuesto por 4 bandas de carga que se superponen a la curva de carga semanal decreciente.



4. Parámetros de entrada

Los parámetros de entrada del modelo del Banco Mundial incluyen:

- Proyección de la demanda futura de Paraguay
- Plan de inversiones en generación para Paraguay
- Proyecciones de costo operativo marginal futuro para Brasil y Argentina.
- Entrada de agua a plantas hidroeléctricas
- Precios del petróleo
- Precios del gas natural
- Peaje por intercambios transfronterizos

Para actualizar y mejorar el modelo para nuestros propósitos, proponemos estas modificaciones para los parámetros de entrada de Paraguay:

- Proyecciones de crecimiento de la demanda:
 - o El escenario base está asociado a una tasa de crecimiento de la demanda top-down determinista de 5,46%/año, en contraste con la tasa de crecimiento utilizada por el Banco Mundial, que fue de 8,14%/año



- o El escenario alternativo está asociado a una proyección de crecimiento de la demanda resultante del modelo LEAP para el Escenario Carbono-Neutralidad (SC3)
- Escenarios de inversión:
 - o Sin inversión: representación de un caso sin adecuación a largo plazo
 - o Plan de expansión actual: Aplicación del nuevo Plan Maestro de Generación 2021-2040 de ANDE
 - o Plan de expansión con Binacionales: Aplicación del nuevo Plan Maestro de Generación 2021-2040 de ANDE considerando la construcción de nuevas Centrales Binacionales en el Río Paraná (con Argentina)
 - o Penetración de energía renovable no convencional: inversiones altas y moderadas en recursos de energía renovable, incluido el almacenamiento.

5. Escenarios & Resultados

Con la intención de identificar estrategias que consideren los intercambios regionales de energía y las inversiones nacionales e internacionales; Centrándonos en Paraguay, la eventual revisión del Anexo C del Tratado de Itaipú en 2023, y el logro de un sistema eléctrico neutro en carbono para 2050, sugerimos escenarios base y alternativos como se presenta en las siguientes secciones.

Para evaluar el impacto del intercambio energético transfronterizo, cada escenario tiene en cuenta dos escenarios: mercado cerrado y mercado abierto. En el primero, los enlaces de transmisión están desconectados y no es posible el intercambio transfronterizo; en el segundo, las líneas de transmisión se encienden y los intercambios se activan cuando existe una diferencia de precio entre mercados. Vale la pena mencionar que una Exportación Delta valorada en 10 USD / MWh también se incluye como tarifa de peaje de Exportación / Importación.

Algunas de las cifras incluidas en el informe son:

- Balance de Energía Oferta / Demanda del percentil 95 de energía no abastecida: Demanda y
 oferta anual por fuente de generación (en GWh) correspondiente al percentil 95 de energía no
 abastecida acumulada durante el tiempo de simulación;
- Balance de potencia oferta / demanda para el nivel de demanda pico (P1), asociado al percentil 95 de energía no suministrada: Promedio móvil equivalente anual del despacho de energía semanal para el nivel pico de demanda (P1) (en MW), correspondiente al percentil 95 de energía no suministrada acumulada durante el tiempo de simulación;
- Fallo de la fuente de alimentación para los niveles de demanda máxima (P1), alta (P2), media (P3) y baja demanda (P4): probabilidad semanal de ocurrencia de energía no suministrada para los 4 niveles de demanda (P1, P2, P3 y P4) (en%) tomado de 250 realizaciones estocásticas del algoritmo de despacho (un promedio móvil equivalente anual se superpone a los datos semanales);
- Costo marginal en nodos exportadores / importadores para el nivel de demanda pico (P1), asociado al percentil 95 de energía no suministrada: Costo marginal semanal en nodos exportadores / importadores (PY-East, BR_South, PY-South, AR) para el nivel máximo de demanda (P1) (en \$ / MWh), correspondiente al percentil 95 de energía no suministrada acumulada durante el tiempo de simulación (un promedio móvil equivalente anual se superpone a los datos semanales).



5.1. SC01 – Escenario base: evaluación de las necesidades de suministro de potencia y energía sin la adecuación de la generación a largo plazo

El escenario SC01 denota ligeras modificaciones estructurales de los parámetros del modelo del Banco Mundial. Esto incluye la actualización de las proyecciones de demanda y el costo marginal en Brasil. La demanda hasta 2019 se actualiza y ahora se basa en las "Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad Período 2020-2040" de ANDE [1]. Se utiliza una tasa de crecimiento de la demanda del 5,46%. La proyección de demanda para el horizonte temporal se puede ver en la **Figura 4**. Los costos operativos marginales en Brasil también se actualizan considerando la última proyección realizada por la EPE en su Plan Decenal de Expansión [2]. EPE es la institución a cargo de la planificación del sistema energético brasileño.

Este escenario tiene como objetivo evaluar las necesidades de suministro de energía hasta 2050 sin la adecuación de los recursos de generación a largo plazo. Nos permite ver el riesgo de no realizar inversiones o el retraso de estas; luego la diferencia entre las necesidades de energía y potencia y cómo estas necesidades podrían abordarse con importaciones.

La **Figura 5** muestra la proyección de oferta y demanda para el percentil 95 de energía no suministrada acumulada en un entorno de mercado cerrado. En 2037, la energía no suministrada comienza a ser superior al 1,0% de la demanda de energía, alcanzando el 11,4% en 2042, cuando la demanda de energía equivale al suministro de energía en aproximadamente 58.000 GWh. Los recursos de suministro incluyen plantas hidroeléctricas nacionales y binacionales existentes, a saber, Acaray, Yguazú, Itaipú y Yacyretá. Como Aña Cua ya se está construyendo, se suma a la capacidad de generación de Yacyretá.

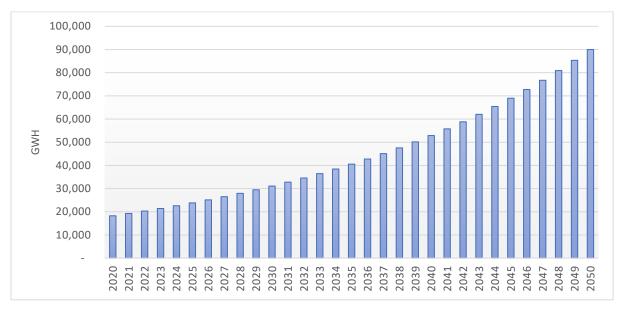
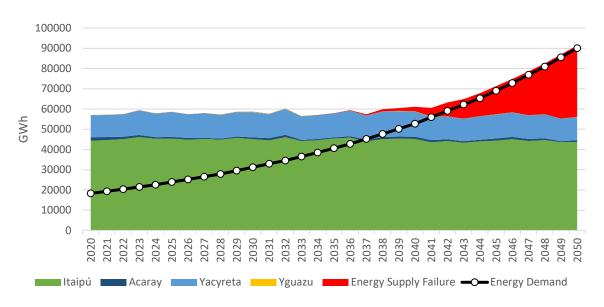


Figura 4: Proyección de la demanda de energía 2020-2050 para el escenario base



Figura 5: Balance energético para el percentil 95 por de energía acumulada no suministrada – SC01 Mercado Cerrado



La potencia no suministrada para la demanda pico comienza a crecer a partir de 2030, como se puede observar en la **Figura 6** y la **Figura 7**. Esto se debe a que el crecimiento de la demanda pico allí comienza a superar la capacidad instalada disponible, considerando todas las variables estocásticas involucradas en el modelo. Aquí, vale la pena mencionar que la demanda máxima se modela asumiendo el patrón cronológico de 2019 para todos los años dentro del horizonte de simulación. En ese sentido, vale la pena mencionar que el factor de carga de ANDE, por ejemplo, la relación entre carga promedio y pico, ahora se encuentra casualmente en valores significativamente bajos (55% en 2019) [3].

La **Figura 6** muestra el despacho de energía de cada generador. Dos hechos interesantes suceden desde 2025 en adelante. Cuando la segunda línea de transmisión de 500 kV entre la represa de Itaipú y la subestación Villa Hayes de ANDE comienza a operar, se reduce el despacho de energía de Yacyretá para el pico de demanda (P1). Esto ocurre nuevamente cuando la frecuencia de fallas en baja demanda (P4) comienza a aumentar (Figura 7).

Para la baja demanda (P4), la frecuencia de la energía no suministrada comienza a crecer en 2032. Esto significa que los problemas de suministro comenzarán a ser críticos desde entonces, principalmente durante la temporada de alta demanda (verano y primavera). Las oscilaciones percibidas en la Figura 7 representan la frecuencia de fallas estacionales, debido a la diferencia en la demanda de electricidad en verano e invierno.

Al observar los nodos en ambos extremos de cualquier enlace transfronterizo, cuando se apagan, podemos ver cuánto costaría suministrar 1 MWh adicional en el extremo paraguayo del enlace, con recursos de generación nacional, así como en el extremo vecino, con sus propios recursos de abastecimiento. En ese sentido, podemos ver cuánto costaría la oferta en estos nodos en cada uno de los escenarios propuestos y comparar estos resultados con el costo en el otro extremo de la frontera, discutiendo así un "costo de oportunidad" de importar. Al analizar escenarios con recursos de



generación mejorados, podemos ver cuánto disminuye el costo marginal de suministro, gracias a las nuevas plantas de energía doméstica que ayudan a cubrir la energía inicial esperada sin suministro.

La Figura 8 y la Figura 9 muestran: primero, resultados del modelo referido al costo marginal de oferta en el extremo paraguayo de la frontera - con una resolución semanal (en gris); en segundo lugar, el promedio móvil anual de dichos resultados semanales, que busca suavizar la estacionalidad a corto plazo y representar una tendencia a largo plazo (en naranja); y tercero, el costo marginal de la oferta en el extremo vecino de la frontera (en azul). Podemos ver que el costo de oportunidad de importar desde Brasil y Argentina es menor que el costo de depender de los recursos de generación nacionales desde 2033, porque no hay nuevas plantas de energía instaladas para satisfacer las crecientes necesidades de la demanda.

Figura 6: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC01 Mercado Cerrado

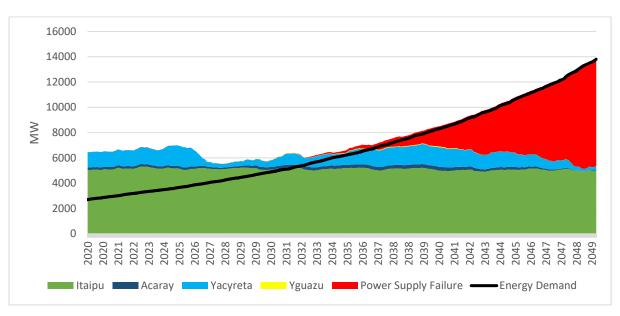
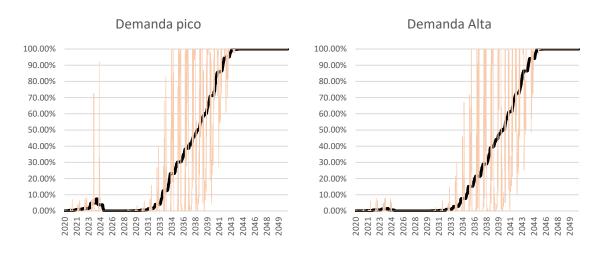


Figure 7: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC01 Mercado Cerrado





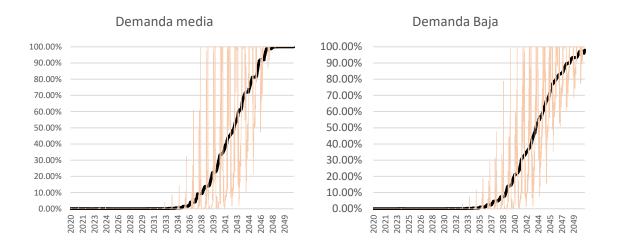


Figura 8: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para el P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada - SC01 Mercado Cerrado

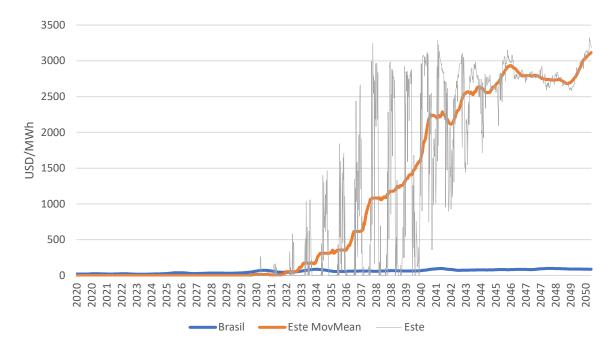
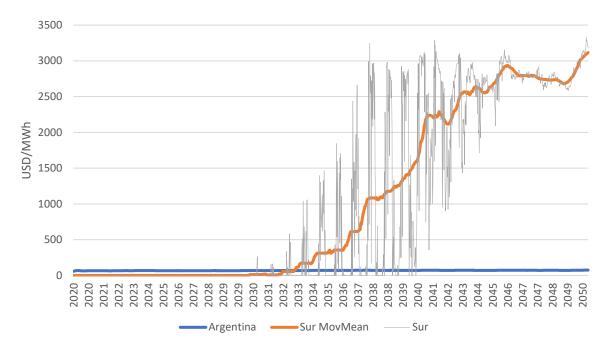




Figura 9: Costo marginal en los nodos sur de Paraguay y sur de Brasil para el P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada - SC01 Mercado Cerrado



El balance energético en el Mercado Abierto SC01 se muestra en la Figura 10. Aquí, las mayores necesidades energéticas se satisfacen con importaciones de Argentina y Brasil. Sin embargo, la energía no suministrada no desaparece. Muchas razones pueden hacer que el sistema no tenga suministro de energía. Una posible razón para ello es que la capacidad de generación era insuficiente en una o más realizaciones estocásticas. Además de eso, el modelo considera la posibilidad de fallas en la transmisión. Estas fallas podrían afectar tanto a las líneas de transmisión nacionales como a las internacionales. Entonces, podría haber realizaciones donde la generación fue suficiente, pero una o más líneas de transmisión quedaron fuera de servicio. Además, el modelo también considera la posibilidad de indisponibilidad de los mercados brasileño y argentino. Entonces, incluso cuando el mercado está abierto, podría haber realizaciones cuando las líneas de transmisión están en línea, pero el mercado vecino no está disponible.

El balance de energía para la carga P1 se muestra en la **Figura 11**. Para 2050, la energía importada de Argentina y Brasil ascendería aproximadamente a 1400 MW y 4500 MW, respectivamente. No solo las importaciones están limitadas por la capacidad de los enlaces de transmisión, sino también por la capacidad de las líneas de transmisión internas que conectan los nodos Este y Sur con el Nodo Central, donde se encuentra la principal demanda de Paraguay. Como se mencionó anteriormente, se están considerando varios factores en el modelo de despacho, por lo que la energía no suministrada aún existe, aunque existe posibilidad de intercambios internacionales. La **Figura 12** muestra la frecuencia con la que la ENS será para el pico de demanda (P1), comenzando a ser más del 5% en 2036.

En el entorno de Mercado Abierto de la SC01, el excedente de energía de Paraguay se negocia con Argentina y Brasil considerando las reglas del mercado eléctrico. Los requisitos para las exportaciones son, primero, la existencia de excedente de energía, luego, la disponibilidad de la red y los costos marginales del importador más altos que los del exportador. Si hay excedente de energía y se dispone



de líneas de transmisión, pero no hay tal diferencia de precio, el excedente de energía va al sumidero, lo que permite contabilizar la energía que está disponible pero que no se aprovecha, como el agua derramada en las centrales hidroeléctricas. Todos los valores se pueden ver en la **Figura 13**, donde se muestra el valor medio de las 250 realizaciones estocásticas. Como medida de coherencia, el sumidero total de la configuración de mercado cerrado es igual a la suma de exportaciones y sumideros de la configuración de mercado abierto.

Figura 10: Balance energético para el percentil 95 por de energía acumulada no suministrada – SC01 Mercado Abierto

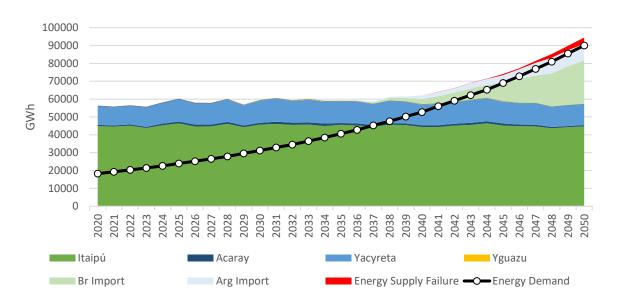


Figure 11: Balance de potencia para el percentil 95 por de energía acumulada no suministrada – SC01 Mercado Abierto

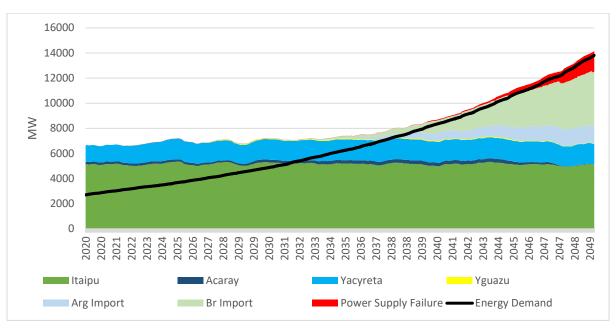




Figure 12: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC01 Mercado Abierto

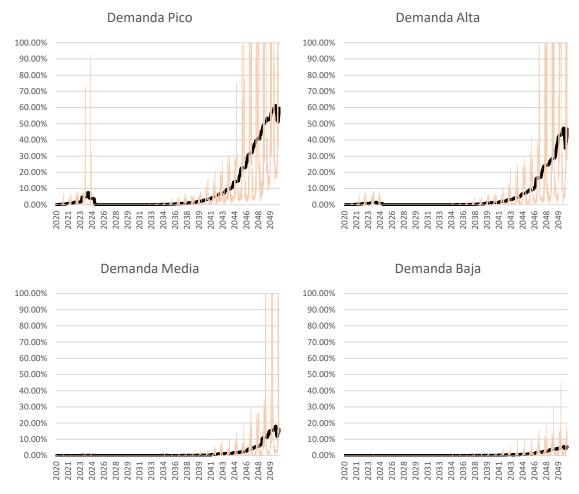
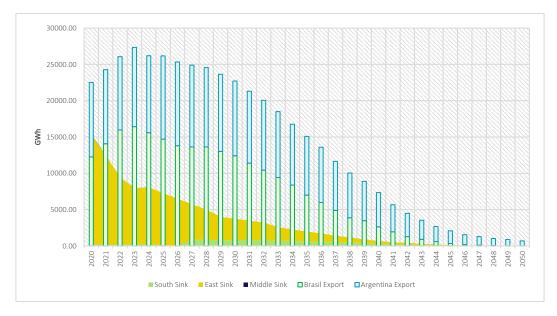




Figura 13: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC01 Mercado Abierto



La demanda máxima proyectada de Paraguay se muestra en la Figura 14. Como se explica en la sección del modelo de demanda, estos valores representan la media de las 5 horas de la semana con mayor demanda. Los valores para 2025, 2035 y 2050 son 4725 MW, 8050 MW y 18,000 MW, respectivamente.

En la Tabla 2, se pueden observar los resultados numéricos para 2030, 2040 y 2050 de SC01. Se puede observar que la demanda pico triplica su valor de 2030 a 2050. También se puede observar que la falla en el suministro de energía ocurre ya en 2040.

Figura 14: Demanda máxima anual - SC01



Tabla 2: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC01 Mercado Abierto

Componente	Unidad	2030	2040	2050
Demanda Pico	MW	6119	10445	17988
Exportaciones a Brasil	GWh	12426	2631	3.4
Exportaciones a Argentina	GWh	10277	4710	682
Importaciones desde Brasil	GWh	22	2466	25779
Importaciones desde Argentina	GWh	220	1813	8112
Sumidero (Argentina and Brasil)	GWh	3761	688	2.70
Energía no suministrada	GWh	0.00	31	2869
Generación de Itaipú	GWh	45022	44913	45040
Generación de Yacyretá	GWh	12110	12039	12004
Generación de Acaray	GWh	1121	1059	842
Generación de Yguazú	GWh	227	191	144

Fuente: Elaboración Propia

5.2. Escenarios Alternativos

5.2.1. SC02 – Demanda alternativa: neutralidad de carbono para Paraguay para 2050

El SC02 evalúa las necesidades de suministro de energía hasta 2050 asumiendo una vía de carbono neutral para el sistema energético de Paraguay, aún sin la adecuación de los recursos de generación a largo plazo. Con base en los resultados de LEAP (Producto 1), se utilizó la demanda anual de energía del Escenario de Neutralidad de Carbono (SC3) para proyectar las necesidades energéticas. Este escenario implementa la sustitución de biomasa e hidrocarburos por electricidad en todos los sectores, es decir, residencial, industrial, comercial y de servicios y transporte. También se incluye la demanda de producción de hidrógeno verde. Además, el escenario considera importantes ganancias de eficiencia en todos los usos finales. La demanda de energía calculada con LEAP implica el consumo final. Por lo tanto, las pérdidas de transmisión y distribución deben incluirse para obtener la demanda de energía para nuestros propósitos. Para representar una progresión eventual de la eficiencia de la red, se considera una proyección de reducción en las pérdidas de transmisión y distribución. Aquí, esta proyección se basa en los objetivos establecidos por la Política Nacional de Energía 2040, lo que significa una reducción de las pérdidas totales del 25,5% en 2020, al 15,5% en 2040 y al 15% en 2050.

Los resultados son muy similares a los de SC01. La razón es que la demanda de energía resultante del consumo final más las pérdidas está solo un poco menos por detrás de la demanda del escenario base. Esto se puede ver en el balance energético de la **Figura 15**. Sin embargo, las tasas de crecimiento durante el horizonte temporal son diferentes. Por ejemplo, este escenario incluye mayores tasas de crecimiento al inicio del período, lo que se traduce en una mayor demanda absoluta, aunque se reducen las pérdidas de electricidad. Como resultado, la frecuencia de energía no suministrada para el pico de demanda comienza a crecer en 2029, un año antes que en el escenario base, como se puede ver en la **Figura 16** y la **Figura 17**.



Al analizar los costos marginales en los nodos fronterizos, los valores son también similares a los de SC01 como se muestra en la **Figura 18** y la **Figura 19**. En este caso, los costos marginales en los nodos paraguayos superan los costos de los países vecinos en 2032, un año antes que en SC01.

Figura 15: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02 Mercado Cerrado

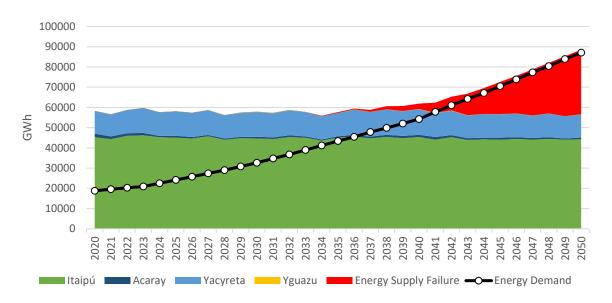


Figura 16: Balance de potencia para carga P1 y percentil 95 de energía no suministrada – SC02 Mercado Cerrado

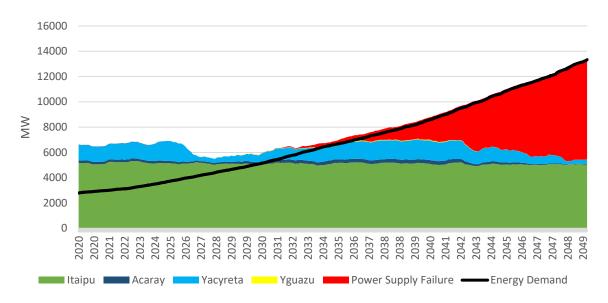




Figura 17: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC02 Mercado Cerrado

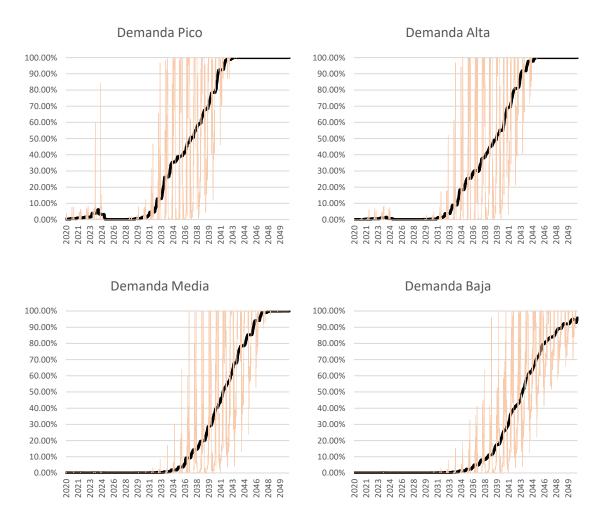
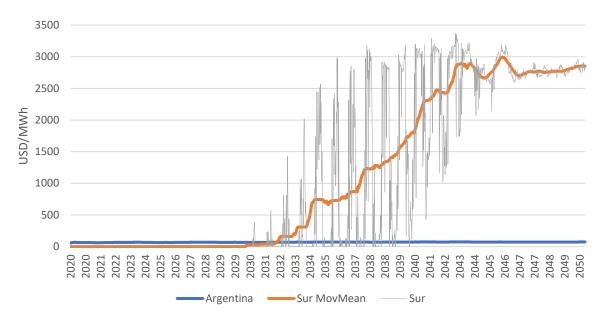


Figura 18: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02 Mercado Cerrado





Figura 19: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02 Mercado Cerrado



En el entorno de Mercado Abierto, el balance energético (**Figura 20**) muestra una ligera diferencia en comparación con SC01: la energía no suministrada es menor y crece más gradualmente. La razón puede ser que el crecimiento de la demanda sigue un patrón lineal, en contraste con el modelo de crecimiento exponencial asumido para la demanda en SC01. La frecuencia de falla para la demanda máxima y baja (**Figura 21**) tiene un patrón similar al de SC01. La razón es que las demandas convergen en la última parte del horizonte, al mismo tiempo que la energía no suministrada comienza a subir en el caso del Mercado Abierto.



Figura 20: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02 Mercado Abierto

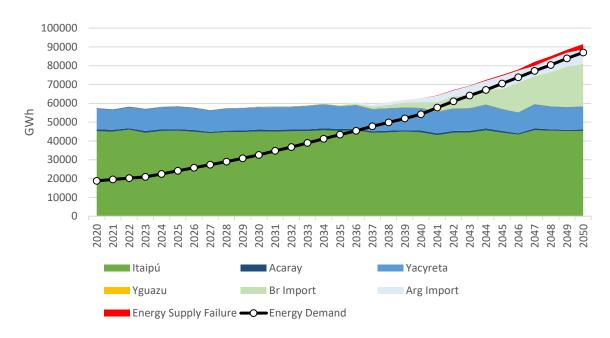
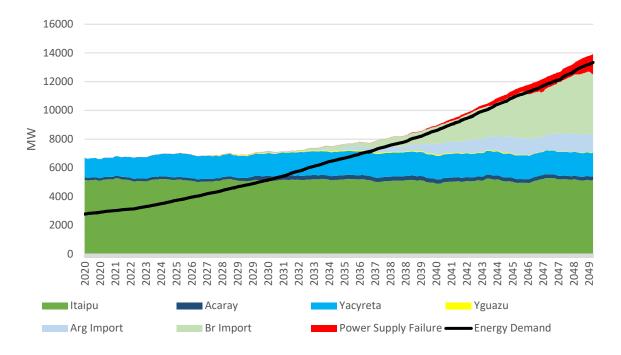


Figura 21: Balance de potencia para carga P1 y percentil 95 de energía no suministrada – SC02 Mercado Abierto



Según el despacho de energía que se muestra en la **Figura 21**, al final del horizonte de tiempo, la diferencia de energía no suministrada con respecto a SC01 es significativa. La razón principal es que la línea de transmisión que une el Nodo Este (donde está la generación y el acceso a las importaciones) y



el Nodo Central (donde está la demanda) comienza a congestionarse. Por lo tanto, la energía no suministrada crece casi al mismo ritmo de demanda.

Figura 22: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC02 Mercado Abierto

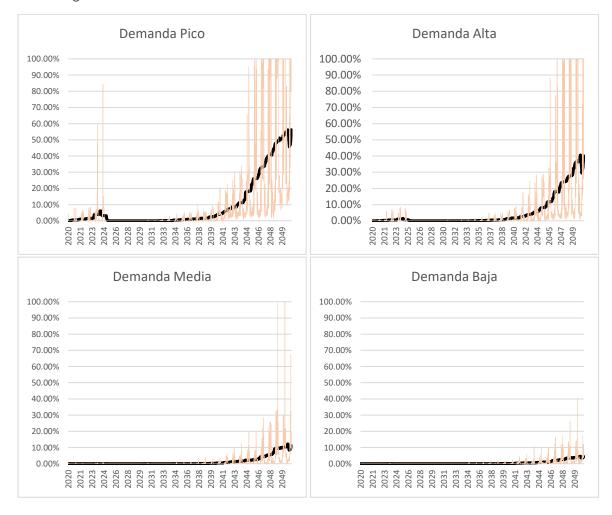
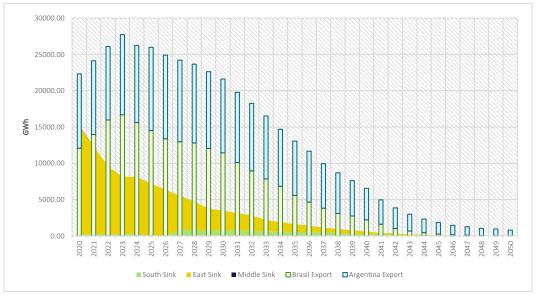




Figura 23: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC02 Mercado Abierto



Las frecuencias de falla para las cuatro bandas de carga se muestran en la **Figura 22**. Para la demanda máxima y alta, estas probabilidades alcanzan el 60% y el 40%, respectivamente, para el año 2050. Por otro lado, para las demandas medias y bajas, los porcentajes son mucho menor, 10% y 5%, respectivamente. Eso se puede explicar en términos del bajo factor de carga junto con la congestión de la línea.

En la **Figura 23**, se muestran las exportaciones medias y los valores de hundimiento. Las exportaciones se reducen más rápidamente entre 2030-2040 en comparación con SC01. Finalmente, los valores numéricos de la producción de generación, las importaciones, las exportaciones y la demanda máxima para 2030, 2040 y 2050 se muestran en la **Tabla 3**.

Tabla 3: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave - SC02 Mercado Abierto

Componente	Unidad	2030	2040	2050
Demanda Pico	MW	6388	10746	17368
Exportaciones a Brasil	GWh	11449	2208	8.8
Exportaciones a Argentina	GWh	10167	4353	785
Importaciones desde Brasil	GWh	36	2957	23692
Importaciones desde Argentina	GWh	232	2008	7738
Sumideros (Argentina y Brasil)	GWh	3484	592	6.1
Energía no suministrada	GWh	0.00	38.8	2237
Generación de Itaipú	GWh	45022	44913	45040
Generación de Yacyretá	GWh	12111	12040	12005
Generación de Acaray	GWh	1113	1039	847
Generación de Yguazú	GWh	232	210	148



5.2.2. SC03 – Plan de expansión actual: Plan Maestro de Generación de ANDE 2021-2040 (con demanda Carbono Neutral)

Este escenario evalúa las expectativas sobre potencia y energía no suministradas luego de la aplicación del plan de inversión de ANDE, pero con la demanda de energía Carbono Neutral descrita en SC02. Para la definición del Plan Maestro de Generación 2021-2040 de ANDE [4], se tomaron en cuenta varios factores, tales como: configuraciones topológicas del sistema interconectado, requerimientos de confiabilidad, calidad y disponibilidad de las plantas de generación existentes, escenarios de crecimiento de la demanda y disponibilidad de recursos energéticos en Paraguay.

En ese sentido, el Plan Maestro de Generación a Corto, Mediano y Largo Plazo se desarrolló con base en:

- La adopción de un escenario de mercado eléctrico con una tasa de crecimiento anual promedio del 4,88% durante 2021-2040.
- El "Inventario de Recursos Hidroenergéticos de las Cuencas Hidrográficas de los Ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay" [4], con el objetivo de identificar sitios con potencial hidroeléctrico utilizable de 1 MW o más, dirigido a pequeñas y medianas plantas hidroeléctricas
- La premisa de acompañar y asegurar el desarrollo de la región occidental o chaqueña, y promover el uso de Energías Renovables No Convencionales (ERNC);
- El análisis de reserva de generación, sostenibilidad, fuentes de energía primaria y reservas de energía en Paraguay.

La **Figura 24** muestra la capacidad agregada que se implementará de acuerdo con el cronograma del Plan Maestro. En 2040, la capacidad agregada sería: 550 MW de centrales hidroeléctricas y pequeñas centrales hidroeléctricas, con 322 aMW de energía firme; 1600 MWp de energía solar fotovoltaica; y 7100 MWh de almacenamiento en batería, con una potencia máxima de salida de 1780 MW, durante 4 horas.

En ese sentido, SC03 considera la expansión de la oferta según lo programado por el Plan Maestro de Generación de ANDE, mientras que la demanda está asociada a la proyección del escenario carbono neutral resultante del modelo LEAP. En comparación con el escenario carbono neutral sin inversiones, aquí la energía no suministrada esperada para el percentil 95 se reduce del 0,12% al 0,08% en 2033 y del 4,88% al 3% en 2040. Con la disponibilidad de intercambios transfronterizos, la energía no suministrada se reduce del 0,06% al 0,04% en 2040, y en 2050 se reduce del 3,3% al 2,4%. Estos valores se ilustran en la **Figura 25** y la **Figura 30**.



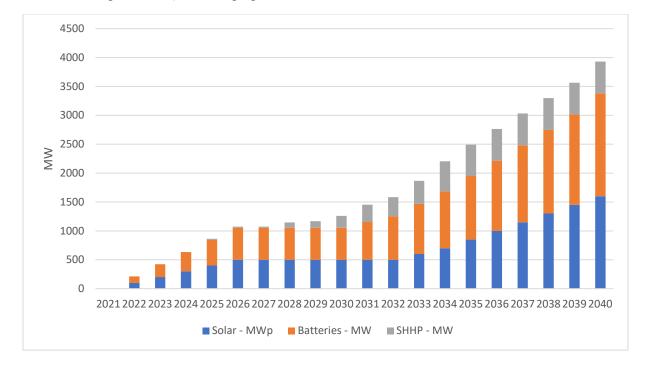


Figura 24: Capacidad agregada en el Plan Maestro de ANDE 2021-2040 - SC03

El despacho de energía para el pico de demanda se muestra en la Figura 26. Aquí, los resultados nuevamente muestran una reducción de la contribución de Yacyretá cuando comienza la situación crítica. La Figura 27 muestra que la probabilidad de falla para la demanda máxima y baja comienza a ser superior al 5% en 2033 y 2038, respectivamente. Vale la pena señalar esto porque, a pesar de las inversiones, aparentemente solo se puede hacer poco para retrasar la ocurrencia de situaciones críticas de suministro. Esto puede explicarse en términos de la falta de coincidencia cronológica de la demanda y los nuevos recursos de oferta, a saber, la energía solar (con pico al mediodía) y la demanda (con pico por la noche).

En este escenario, nuevas inversiones en pequeñas centrales hidroeléctricas, solar fotovoltaica y baterías retrasan el tiempo en que el costo marginal en el Nodo Este de Paraguay supera los costos marginales brasileños para la demanda pico, desde 2032 sin inversiones, hasta 2034 con inversiones (Figura 28 y Figura 29).



Figura 25: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Cerrado

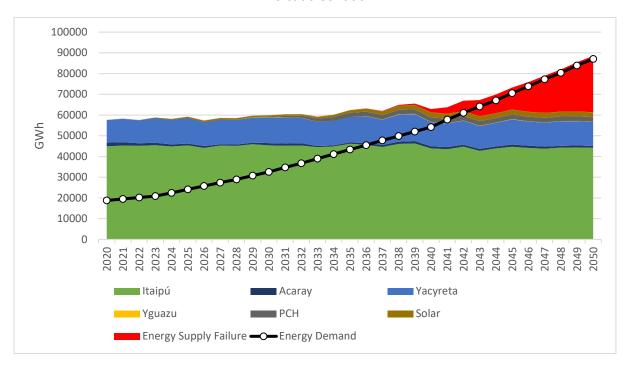
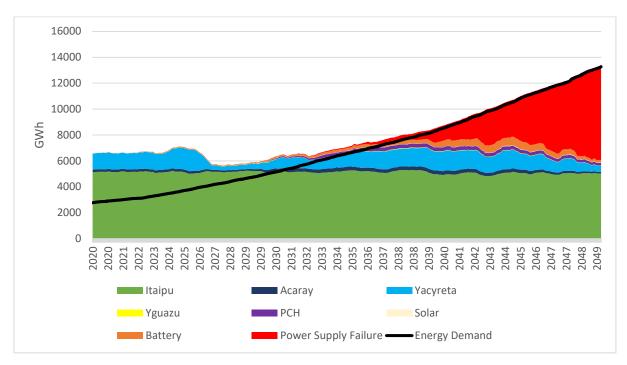


Figura 26: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 ° de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Cerrado





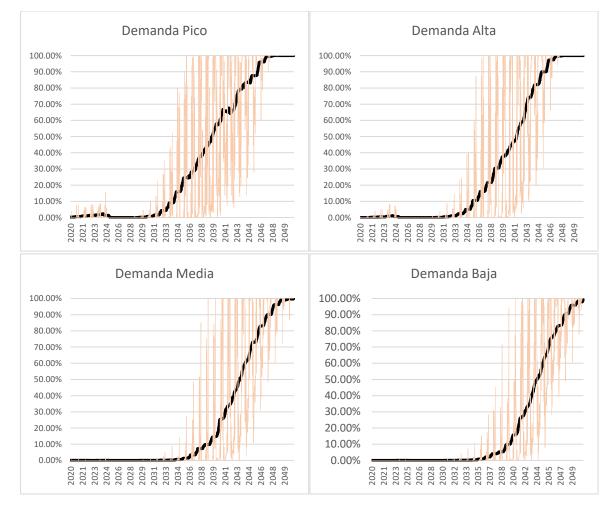


Figura 27: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC03 Mercado Cerrado

Figura 28: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Cerrado

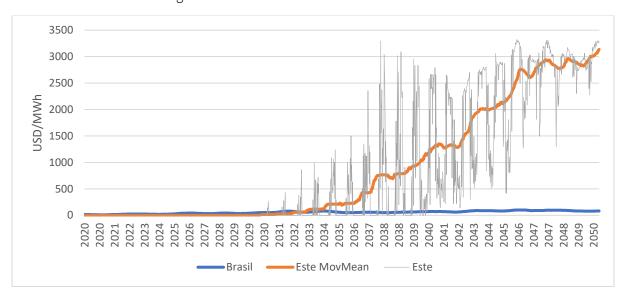




Figura 29: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Cerrado

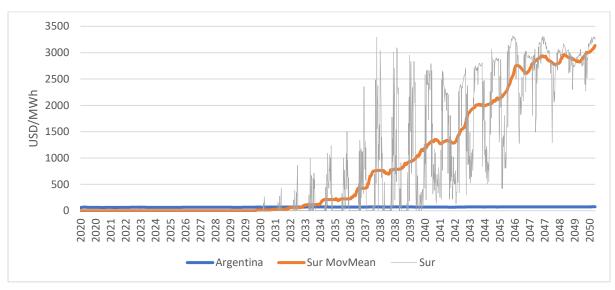


Figura 30: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Abierto

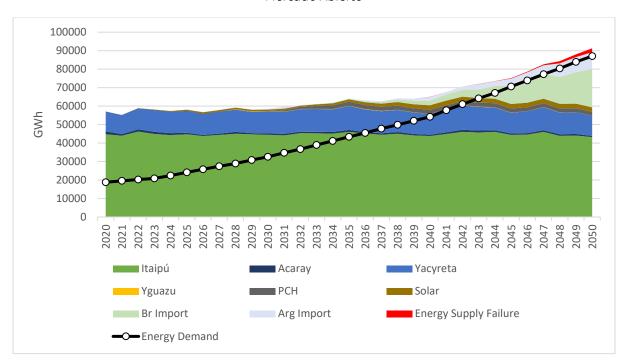




Figura 31: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Abierto

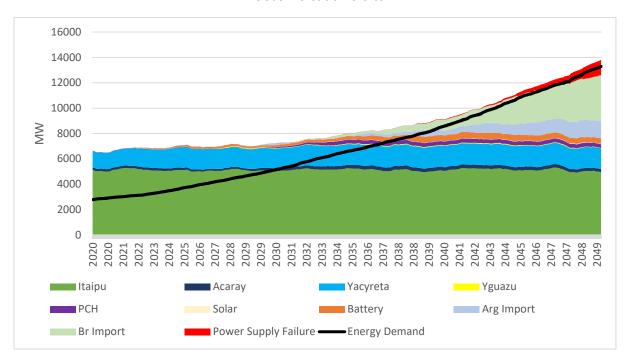


Figura 32: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC03 Mercado Abierto

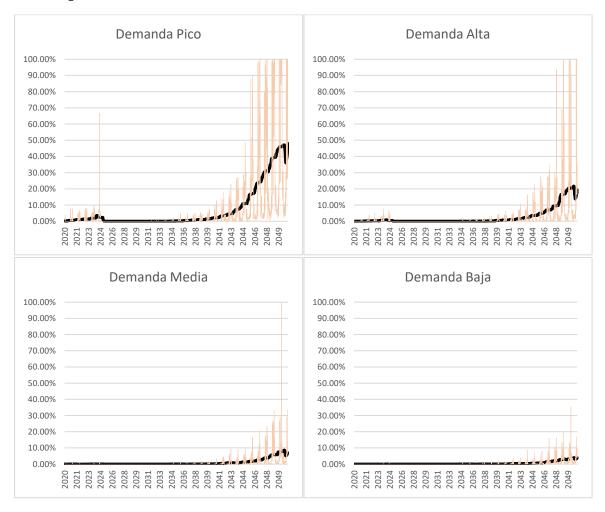
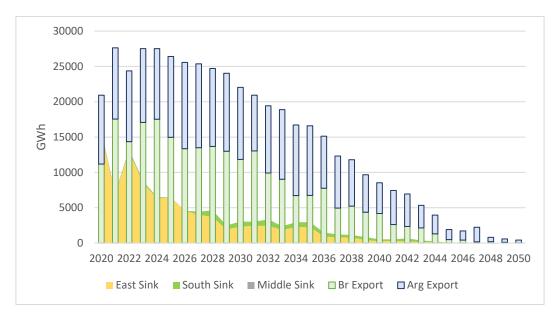




Figura 33: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC03 Mercado Abierto



Los balances de energía y potencia para este escenario cuando se considera un entorno de mercado abierto se muestran en la **Figura 30** y la **Figura 31**, respectivamente. Aquí, las frecuencias de falla para la carga máxima comienzan a ser superiores al 5% en 2039 (**Figura 32**).

Las exportaciones para el período 2020-2035 aumentan en este escenario, ya que la nueva generación tiene un costo marginal cero, por lo que se exporta casi todo el nuevo excedente de energía, como se puede ver en la **Figura 33**. Finalmente, en la **Tabla 4**, los resultados numéricos de generación. Se muestran la producción, las importaciones, las exportaciones y la demanda máxima para 2030, 2040 y 2050.

Tabla 4: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC03 Mercado Abierto

Componente	Unidad	2030	2040	2050
Demanda Pico	MW	6388	10746	17368
Exportaciones a Brasil	GWh	11882	4328	29
Exportaciones a Argentina	GWh	10192	4335	400
Importaciones desde Brasil	GWh	106	2519	20931
Importaciones desde Argentina	GWh	299	2022	8945
Sumideros (Brasil y Argentina)	GWh	2994	500	0.00
Energía no suministrada	GWh	0.00	23	2105
Generación de Itaipú	GWh	44486	43816	43229
Generación de Yacyretá	GWh	11789	11244	10840
Generación de Acaray	GWh	746	680	594
Generación de Yguazu	GWh	188	146	90
Generación de Nuevas Pequeñas	GWh	130	2123	2063
Plantas Hidroeléctricas				
Generación Solar	GWh	752	2425	2425

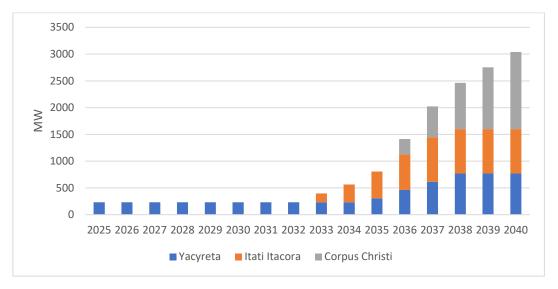


5.2.3. SC04a – Plan de expansión actual si se consideran más Binacionales

Paraguay aún tiene la posibilidad de desarrollar grandes Centrales Hidroeléctricas Binacionales (BHP), a saber, Corpus Christi e Itati-Itacora, ambas con Argentina. Además, el desarrollo Itati-Itacora permitiría ampliar Yacyretá con otras diez turbinas. Así, este escenario evalúa las expectativas sobre potencia y energía no suministradas luego de la eventual aplicación del nuevo plan de inversiones de ANDE y la construcción de la BHP. Además, la expansión de la generación internacional también implica un aumento importante de las capacidades de interconexión internacional.

Para evaluar esta expansión, este escenario simula la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas binacionales de acuerdo con el cronograma que se muestra en la **Figura 34**. Aquí, los generadores se conectan progresivamente, de acuerdo con el cronograma del Plan Maestro de ANDE. Además, después de 2030, se descartan las inversiones en energía solar fotovoltaica y baterías como se describe en la Tabla VI del Plan Maestro de ANDE. En ambos casos se construyen pequeñas centrales hidroeléctricas.

Figura 34: Capacidad agregada de nuevas centrales hidroeléctricas binacionales y cronograma propuesto – SC04



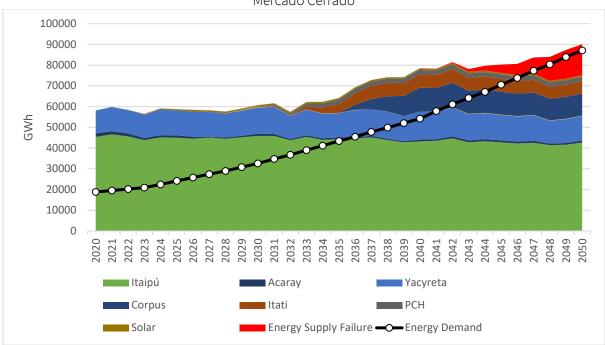
La **Figura 35** muestra el balance energético cuando se consideran los nuevos BHP. Desde 2040 en adelante, la energía firme de Paraguay asciende a cerca de 79.000 GWh, por lo que las ocurrencias significativas de energía no suministrada se retrasan hasta 2044. Ahora, cuando Corpus Christi comienza a operar en 2036-2040, Itaipú pierde algo de producción. La razón es que la creación del embalse de Corpus Christi, río abajo de Itaipu, determina el aumento del nivel del río en la descarga de Itaipu, reduciendo así la altura de la diferencia de nivel de agua aguas arriba y aguas abajo de la represa de Itaipu.

Los resultados de este escenario con respecto al balance energético (Figura 35) y el despacho de energía (Figura 36) son dignos de mención de dos maneras. En primer lugar, los nuevos BHP permiten disponer de energía firme para abastecer los picos de demanda, gracias a su flexibilidad operativa. Sin embargo, el problema es que todos los recursos se encuentran en la zona sur y este de Paraguay, lejos

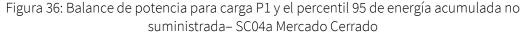


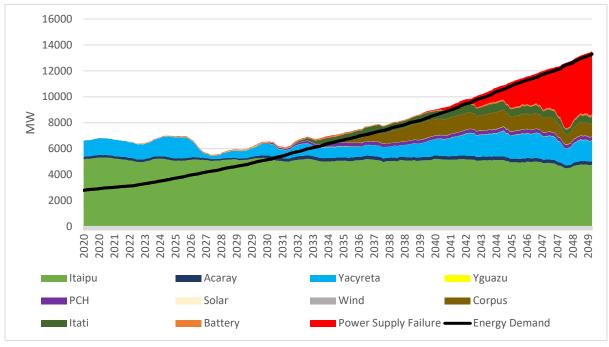
del principal centro de consumo (Asunción). Por lo tanto, si el sistema de transmisión no se expande adecuadamente hasta 2050, la capacidad de transmisión se volvería una limitación, a pesar de cuántas nuevas plantas de energía entran en funcionamiento para satisfacer la creciente demanda. La adecuación oportuna del sistema de transmisión es aún más importante cuando los intercambios internacionales son posibles. Sin embargo, de acuerdo con el Maestro de Transmisión 2021-2030 de ANDE publicado recientemente, habrá cuatro líneas de transmisión de 500kV desde el Nodo Este (8000 MW) y dos desde el Nodo Sur (4000 MW). Como resultado, la capacidad de transmisión será suficiente para transportar toda la energía de BHP y las importaciones.

Figura 35: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04a Mercado Cerrado





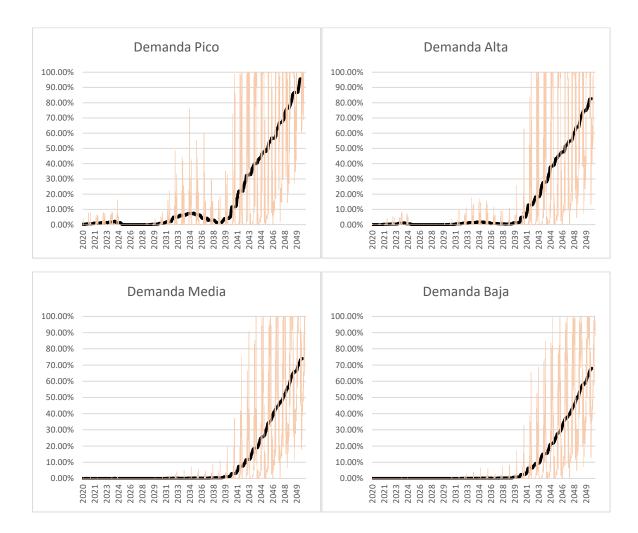




Como se muestra en la Figura 37, las frecuencias de falla para las cuatro bandas de carga comienzan a aumentar en 2031, pero se reducen nuevamente gracias a la progresiva entrada en operación de Itatilitacora, los nuevos generadores de Yacyretá y finalmente Corpus Christi. Por lo tanto, las fallas de frecuencia de ENS se reducen casi a cero. Antes, todos los generadores del BHP se ponían en funcionamiento en un año, como se modeló en el Modelo del Banco Mundial; ahora, se ponen en funcionamiento de acuerdo con el cronograma estimado del Plan Maestro de ANDE. Además, las frecuencias de falla para las cuatro bandas de carga representan una sincronización y un patrón similares. Por lo tanto, la adición de BHP ayuda a hacer frente al bajo factor de carga. La construcción de Itati-Itacora, la ampliación de Yacyretá y la construcción de Corpus Christi permiten mantener bajos los costos marginales en los nodos exportadores de Paraguay hasta el 2040. Desde 2041, sin embargo, los precios en los nodos vecinos son más bajos que en los nodos paraguayos, como se muestra en la Figura 38 y la Figura 39.



Figura 37: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04a Mercado Cerrado



Ahora, la Figura 40 y la Figura 41 muestran que los intercambios internacionales ayudan a reducir aún más el problema del suministro de energía, aunque todavía existen valores de energía no abastecida. Según la Figura 42, la frecuencia de fallas para la demanda P1 sigue siendo alta para 2050 (40%). Finalmente, la Figura 43 muestra que la energía del sumidero no aumenta con la nueva generación disponible, por lo que toda esta nueva energía se destina a los mercados brasileño y argentino gracias a los menores costos marginales de generación. Finalmente, en la Tabla 5 se observan valores numéricos de producción de generación, importaciones, exportaciones y demanda pico para 2030, 2040 y 2050. En este escenario, las nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas del Plan Maestro 2021-2040 se complementan con la generación de las nuevas BHP, Itati-Itacora y Corpus Christi.



Figura 38: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04a Mercado Cerrado

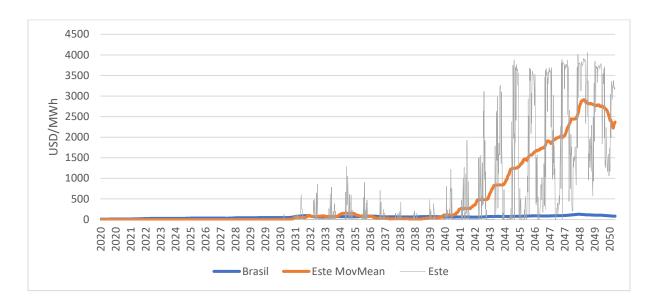


Figura 39: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y Argentina para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04a Mercado Cerrado

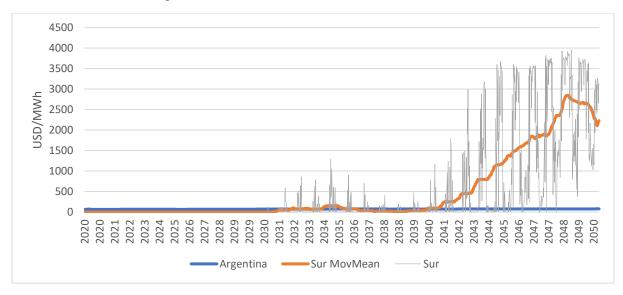




Figura 40: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04a Mercado Abierto

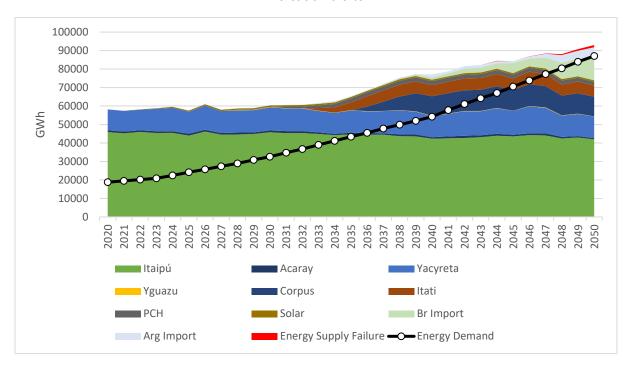
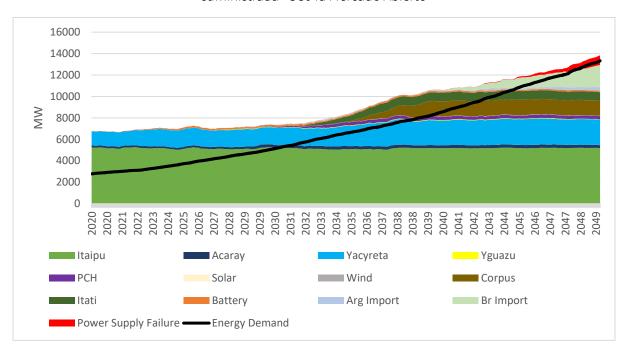


Figura 41: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada– SC04a Mercado Abierto



20.00%

10.00%

0.00%



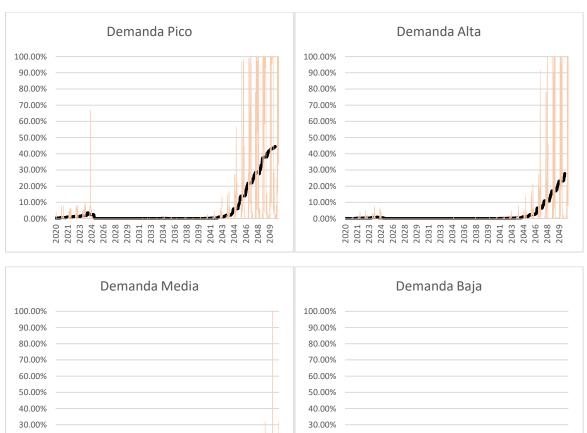
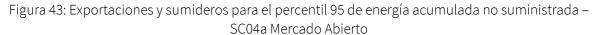


Figura 42: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04a Mercado Abierto



20.00%

10.00%

0.00%

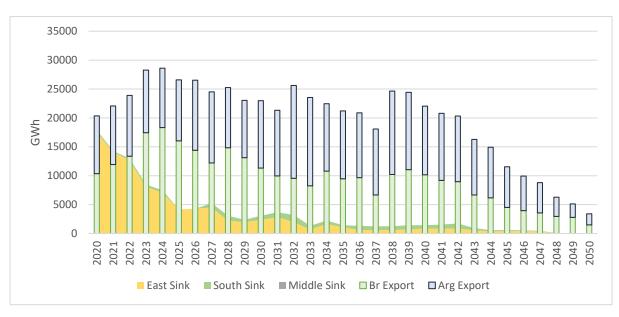




Tabla 5: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave – SC04a Mercado Abierto

Componente	Unidad	2030	2040	2050
Demanda Pico	MW	6388	10746	17368
Exportaciones a Brasil	GWh	10763	10786	977
Exportaciones a Argentina	GWh	11535	9474	1559
Importaciones desde Brasil	GWh	88	1202	12720
Importaciones desde Argentina	GWh	33	1672	5259
Sumideros (Brasil y Argentina)	GWh	4447	864	26
Energía no suministrada	GWh	0.00	0.00	1132
Generación de Itaipú	GWh	45812	42390	41994
Generación de Yacyreta	GWh	12518	11452	11729
Generación de Acaray	GWh	949	743	629
Generación de Yguazu	GWh	141	130	60
Generación de Corpus Christi	GWh	0.00	10604	10642
Generación de Itati-Itacora	GWh	0.00	6001	6017
Generación de Nuevas Pequeñas Plantas	GWh	127	2123	2051
Hidroeléctricas				
Generación Solar	GWh	754	756	755

5.2.4. SC04b – Plan de expansión actual si se consideran Binacionales y futuras inversiones en energías renovables no convencionales

Luego de aprovechar el potencial de los nuevos BHP, Paraguay aún necesitaría invertir en energías renovables para satisfacer sus necesidades energéticas futuras, especialmente después de 2040. Para evaluar esta expansión, este escenario simula la construcción de plantas solares fotovoltaicas y baterías de acuerdo con el cronograma que se muestra en la **Figura 44**. El parámetro que impulsa esta expansión es la ENS esperada, buscando reducirla por debajo del 3% de la demanda total de cada año, y considerando el percentil 95 de ENS de todas las realizaciones.

La **Figura 45** muestra el balance energético cuando se incluyen nuevas plantas de BHP y nuevas plantas solares fotovoltaicas. Esta combinación permite tener una energía firme anual de entre un 20% y un 25% más que la demanda de cada año. Como se puede ver en la Figura 45, ENS comienza a crecer en 2042, luego oscila entre 1,5% y 2,2%. La **Figura 46** muestra el balance de potencia para la demanda pico, donde las baterías comienzan a jugar un papel crítico desde 2041, donde la demanda pico supera la capacidad instalada si no se consideran las baterías. Desde entonces, el crecimiento de la demanda de energía se satisface con baterías; y además, como puede verse en los últimos años, más de un tercio del pico de demanda se satisface con baterías.

A continuación, la **Figura 47** muestra las frecuencias de falla para las cuatro bandas de carga consideradas. Vale la pena señalar que la frecuencia de falla para la demanda P1 se reduce a la mitad en comparación con el escenario SC04a, donde no se incluyen inversiones después de 2040. Además, las frecuencias de falla para las dos bandas de carga más altas representan un tiempo y patrón similar, mientras que la banda de carga de demanda más baja se reduce hacia el final del horizonte temporal.



Finalmente, las inversiones en energía solar fotovoltaica y baterías permiten reducir significativamente los costos marginales en los nodos fronterizos. Sin embargo, desde 2041, los precios en los nodos vecinos siguen siendo más bajos que en los nodos paraguayos, como se muestra en la **Figura 48** y la **Figura 49**.

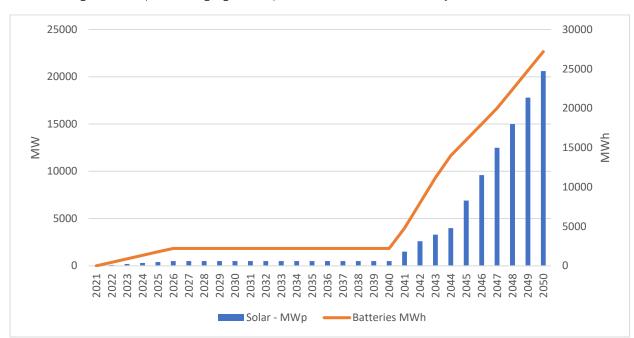


Figura 44: Capacidad agregada de plantas solares fotovoltaicas y baterías - SCO4b



Figura 45: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04b Mercado Cerrado

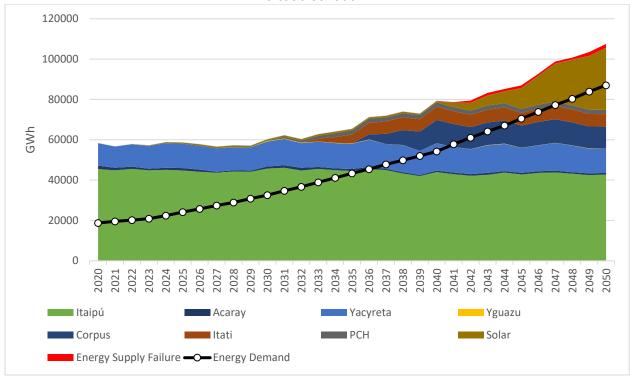
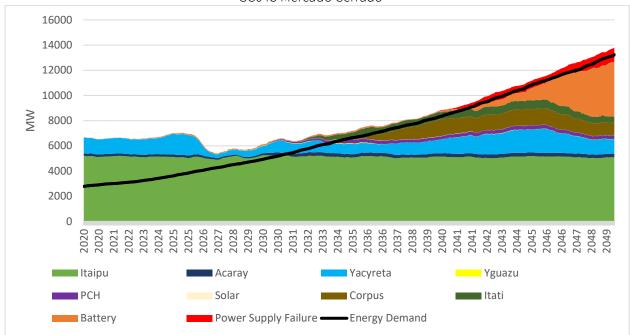


Figura 46: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04b Mercado Cerrado





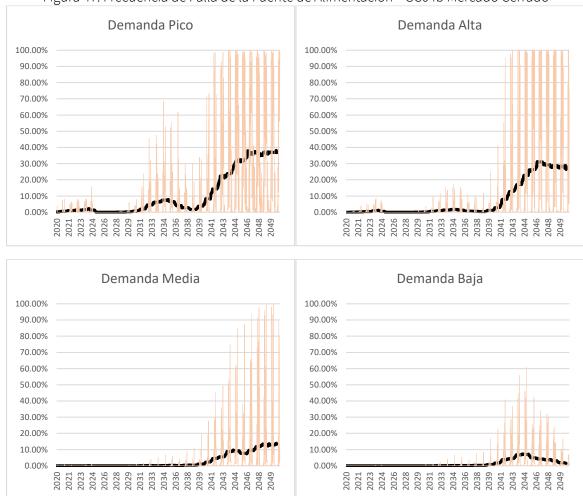


Figura 47: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04b Mercado Cerrado

Figura 48: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SCO4b Mercado Cerrado

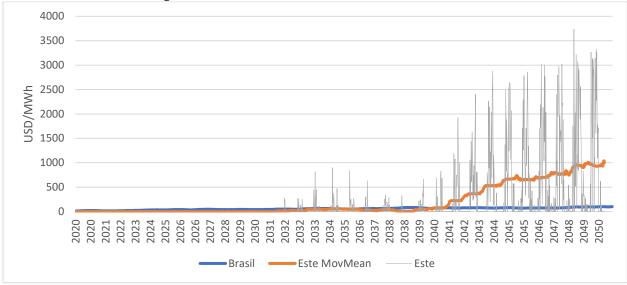
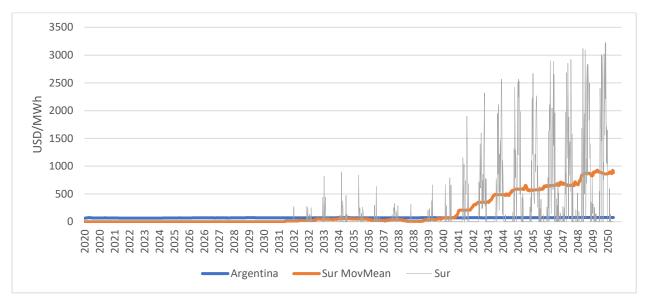




Figura 49: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y Argentina para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04b Mercado Cerrado



La **Figura 50** muestra el balance energético en el entorno del mercado abierto. Aquí, la ENS es casi insignificante, ya que el exceso de demanda también podría satisfacerse con importaciones. El despacho de balance de energía en picos de demanda también cambia, como se puede observar en la **Figura 51**, ya que la posibilidad de importar energía hace que el modelo de despacho de centrales hidroeléctricas sea más regular.

Finalmente, las frecuencias de falla, que se muestran en la **Figura 52**, se reducen a cero para tres de las bandas de carga. Para la demanda máxima, la frecuencia se reduce del 40% al 10% para 2050.

Figura 50: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04b Mercado Abierto

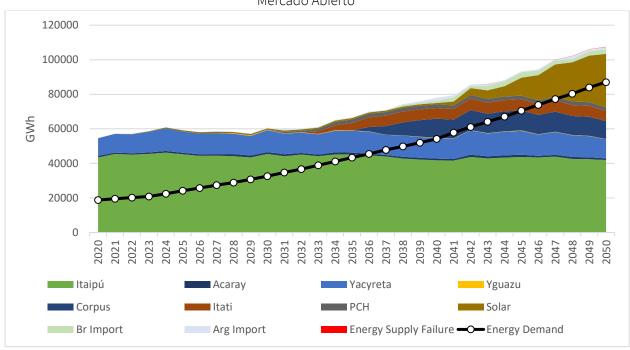




Figura 51: Balance de potencia para carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC04b Mercado Abierto

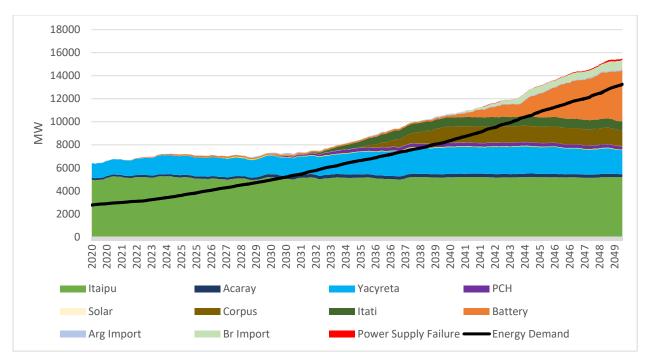
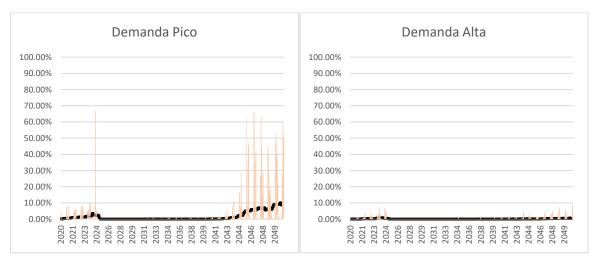
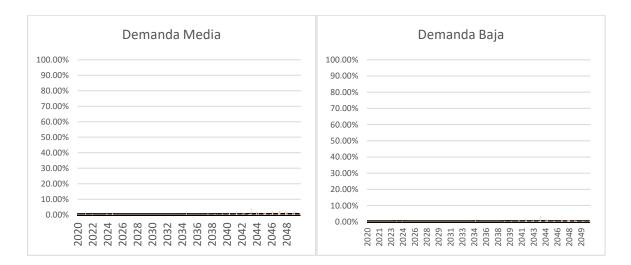


Figura 52: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC04b Mercado Abierto







5.2.5. SC05a – Impacto de altas inversiones en energías renovables no convencionales (con demanda de Carbono-Neutralidad)

Este escenario cuantifica las inversiones nacionales en generación renovable necesarias para reducir sustancialmente las expectativas sobre la energía no suministrada y la energía a lo largo del tiempo. Utilizando los resultados del Banco Mundial y las sugerencias de SDSN para el desarrollo eólico y solar, se propone un portafolio de inversión para un escenario con alta penetración de energías renovables no convencionales. Una pequeña diferencia es que, en lugar de turbinas de gas, se considera la adición de baterías. Este escenario se obtuvo con un enfoque iterativo. Como se discutió en las reuniones técnicas, realizar una optimización de la ampliación podría haber implicado un compromiso innecesario de recursos y tiempo. Se seleccionaron parámetros para reducir la señal de precio al rango de los países vecinos.

Supuestos clave importantes para el escenario: en comparación con el modelo del Banco Mundial, las adiciones restantes son solo energía solar fotovoltaica, ya que se supone que los recursos eólicos limitados de la región noroeste de Paraguay ya están aprovechados en la primera iteración; Se requerirá una mayor inversión en baterías, ya que la curva de carga y la disponibilidad solar no siguen un patrón similar, es decir, el pico de demanda del sistema es por la noche, mientras que el pico de salida solar es al mediodía. Como resultado, la capacidad agregada acumulada por tecnologías se puede ver en la **Figura 53**.

El modelo considera la capacidad agregada en energía renovable y los recursos (es decir, irradiación solar y eólica) para ejecutar las simulaciones. El balance energético para este escenario se puede ver en la **Figura 54**. La nueva capacidad de generación aumenta la disponibilidad de energía firme hasta 140.000 GWh. Aquí, la energía no suministrada comienza a crecer en 2030, ya que las baterías se instalan desde 2031. El despacho de energía para el percentil 95 de energía no suministrada acumulada se muestra en la **Figura 55**. La existencia de salida de energía de la batería por encima de la curva de demanda es porque el excedente de renovables en las temporadas de baja demanda (otoño e invierno) se está exportando, aumentando así el promedio móvil del despacho. Las baterías juegan un papel importante en la reducción de la energía no suministrada de los picos de demanda.



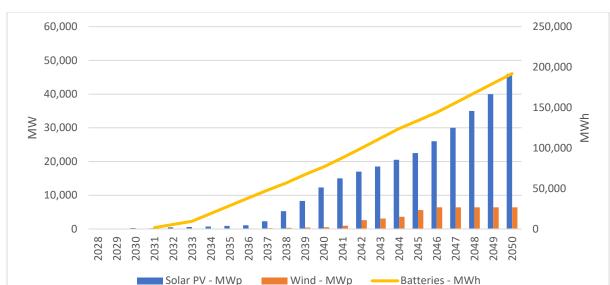
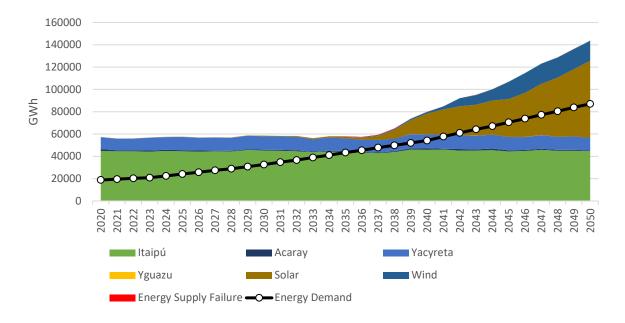


Figura 53: Capacidad agregada de energías renovables y baterías, y cronograma propuesto – SC05a

Figura 54: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Cerrado



Como se muestra también en la **Figura 56**, las fallas no se pueden reducir por completo incluso en los períodos en los que las inversiones son masivas. Una posible explicación es que el modelo en sí es limitado, ya que optimiza el despacho de energía semanalmente. En ese sentido, cabe destacar que el modo de funcionamiento tradicional de una batería está relacionado con una optimización **intradía**, donde se optimiza el funcionamiento cargando la batería en periodos de baja demanda y abasteciendo el almacenamiento de energía en picos de demanda. En nuestro caso, como el nivel de detalle se refiere a una semana, la optimización pasa por cargar la batería en semanas de menor demanda energética para abastecer el almacenamiento en semanas de mayor demanda y pico. No es posible una optimización en nuestras cuatro bandas de carga, es decir, P1, P2, P3 y P4, ya que el tamaño de la batería debe tener en cuenta la posibilidad de cargar/descargar la batería en las cuatro bandas de



carga de la semana y considerar la restricción de una capacidad energética semanal. Esto implica que el tamaño de la batería aquí es aproximadamente siete veces mayor de lo que sería si los ciclos de carga/descarga fueran "intradiarios". Sin embargo, el tipo de "sobredimensionamiento" en el que incurrimos nos permite estimar la cantidad de inversión y combinación de tecnologías necesarias para asegurar una situación de energía no suministrada y excedente de energía insignificante, incluso para exportar a los países vecinos, que es el actual. caso.

El costo marginal en los nodos vecinos para el percentil 95 de energía no suministrada acumulada para la demanda máxima se muestra en la Figura 57 y la Figura 58. Por un lado, estas inversiones son insuficientes para reducir los costos marginales para el período 2034-2040. Por otro lado, de 2040 a 2050, las inversiones sí permiten que los costos marginales de Paraguay oscilen alrededor de los de los países vecinos. Aquí, el costo operativo marginal en los extremos paraguayos de la frontera se reduce más allá del costo en el extremo vecino durante algunos períodos, alcanzando así una situación "deseable" con oferta barata y sin dependencia externa. Sin embargo, vale la pena señalar que, para llegar a esta situación "deseable" de suministro doméstico barato, primero debemos invertir en las centrales eléctricas y baterías correspondientes. Además, dos análisis importantes son: 1) los costos de capital requeridos para lograr tal "situación deseable", y 2) anticipando que los costos de capital requeridos serán enormes y estarán sujetos a varias externalidades (principalmente en el caso del nuevo poder binacional plantas), el equilibrio entre economía (alta inversión interna contra bajos costos de importación) y política (seguridad energética contra dependencia externa).

Figura 55: Balance de potencia para carga P1 y percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Cerrado

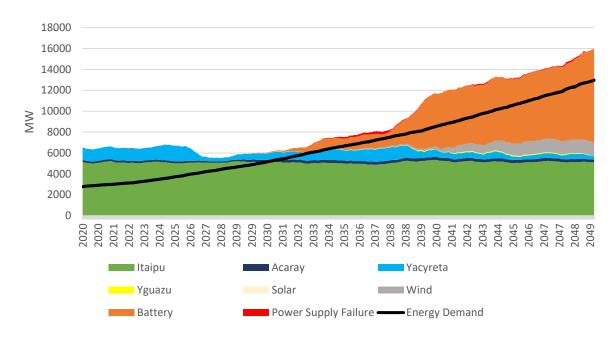




Figura 56: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05a Mercado Cerrado

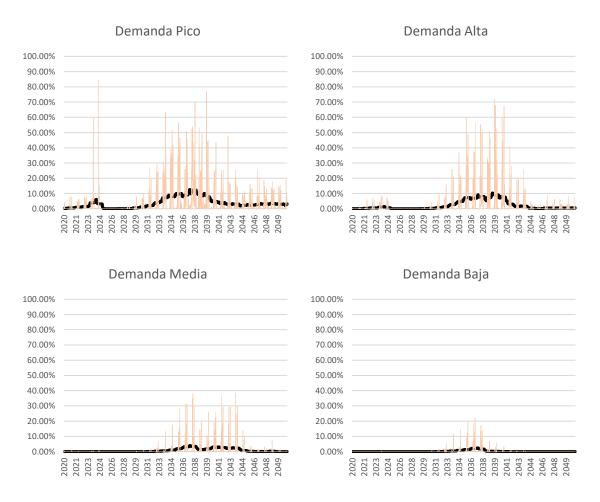


Figura 57: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Cerrado

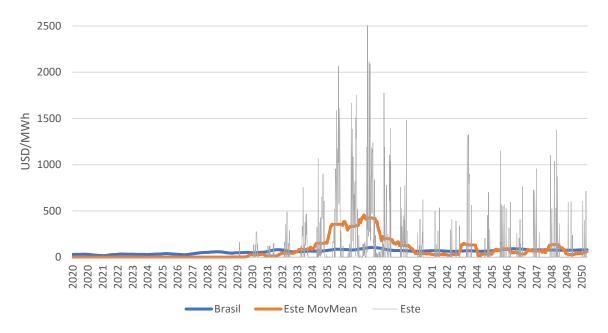
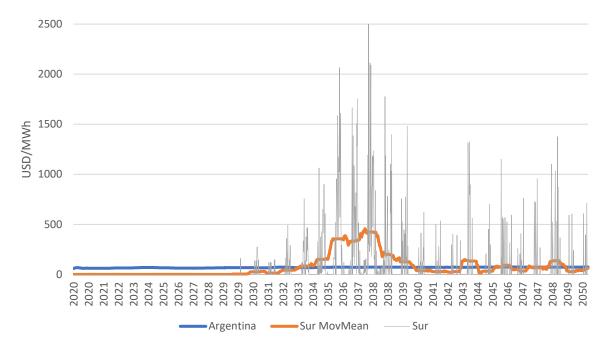




Figura 58: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Cerrado



La Figura 59 muestra el balance energético para el percentil 95 de energía no suministrada acumulada en un mercado abierto. Las nuevas inversiones y el Mercado Abierto hacen posible una mayor reducción de la energía no suministrada, en comparación con la configuración de Mercado Cerrado. En comparación con escenarios anteriores, las importaciones no representan una participación considerable, como se muestra en la Figura 59 y la Figura 60. Sin embargo, estas importaciones son importantes para satisfacer los requisitos de carga que las inversiones en renovables no pueden, por ejemplo, debido a una coincidencia cronológica. Por lo tanto, la energía no suministrada se reduce casi por completo, como se puede ver en la Figura 61.



Figura 59: Balance energético para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Abierto

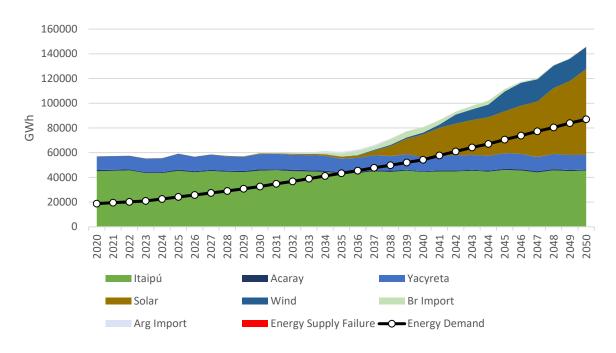


Figura 60: Balance de potencia para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Abierto

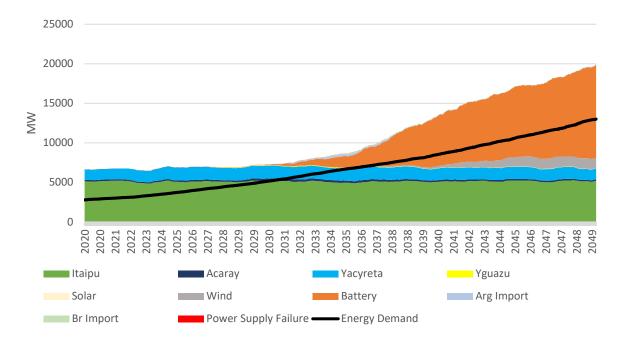




Figura 61: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05a Mercado Abierto

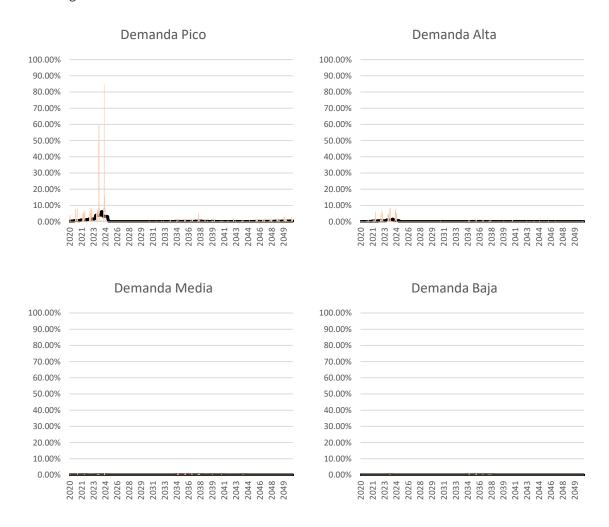




Figure 62: Exportaciones y sumideros para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05a Mercado Abierto

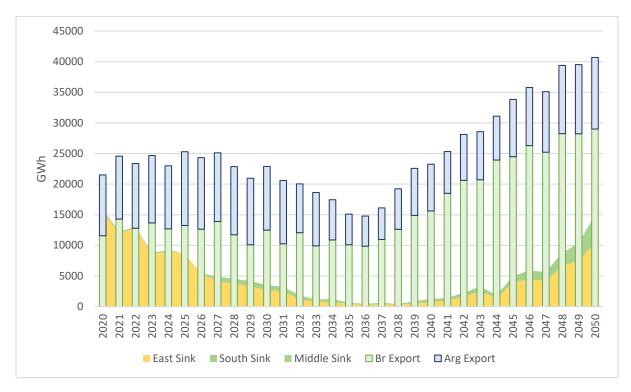


Tabla 6: Resultados numéricos para parámetros clave en años clave - SC05a Mercado Abierto

Componente	Unidad	2030	2040	2050
Demanda pico	MW	6389	10746	17368
Exportaciones a Brasil	GWh	12476	15617	29016
Exportaciones a Argentina	GWh	10415	7637	11687
Importaciones desde Brasil	GWh	116	4280	14
Importaciones desde Argentina	GWh	269	193.20	5
Sumideros (Brasil and Argentina)	GWh	3470	1227	14999
Energía no suministrada	GWh	0.00	0.00	0.00
Generación de Itaipú	GWh	45446	44294	45519
Generación de Yacyreta	GWh	12327	11433	11931
Generación de Acaray	GWh	1142	653	768
Generación de Yguazu	GWh	242	114.03	113
Generación Solar	GWh	448	18187	69359
Generación Eólica	GWh	0.00	1549	17913

Los resultados de los intercambios transfronterizos de energía se muestran en la **Figura 62**. Después de 2035, el excedente de energía comienza a aumentar nuevamente debido a la penetración de energías renovables, y la mayoría de ellas se destina a los mercados brasileño y argentino. En la **Tabla 6**, se pueden observar los resultados numéricos para la producción de generación, las importaciones, las exportaciones y la demanda máxima para 2030, 2040 y 2050.



5.2.6. SC05b – Inversión moderada en energías renovables no convencionales

Se toma como parámetro la energía no suministrada y se propone un portafolio de inversiones para un escenario con penetración moderada de energías renovables no convencionales. El objetivo de este escenario es mostrar cuánta inversión es necesaria para reducir la energía no suministrada esperada, en contraste con la propuesta de alta inversión, que busca principalmente reducir las frecuencias de ENS y los costos marginales de operación.

Los supuestos clave para este escenario son: solo se consideran inversiones en energía solar fotovoltaica y baterías, ya que los requerimientos de inversión son moderados, y que sirvan como un posible complemento al Plan Maestro ANDE 2021-2040 sin BHP.

La capacidad agregada acumulada por tecnologías se puede ver en la **Figura 63**. Para lograr la reducción de ENS, con un valor esperado por debajo del 5% considerando el percentil 95, la inversión hasta 2050 son 35.000 MWp de energía solar fotovoltaica y 55.000 MWh de baterías, 10.000 MWp menos de energía solar fotovoltaica y casi cuatro veces menos inversiones en baterías que la situación de altas inversiones.

El balance energético para este escenario se puede ver en la **Figura 64**. Aquí, la energía no suministrada máxima esperada es del 3%, para 2050. Además, la nueva capacidad de generación aumenta la disponibilidad de energía firme anual hasta 110.000 GWh. La inversión en suministro de generación es aproximadamente un 25% más alta que la demanda de energía de cada año. Luego, el despacho de energía para el percentil 95 de energía no suministrada acumulada se muestra en la **Figura 65**.

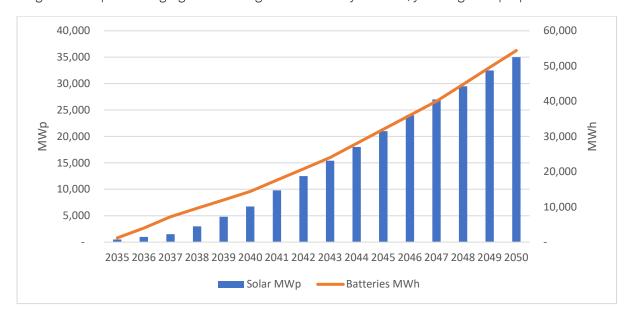


Figura 63: Capacidad agregada de energías renovables y baterías, y cronograma propuesto – SC05b



Figura 64: Balance de energía para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Cerrado

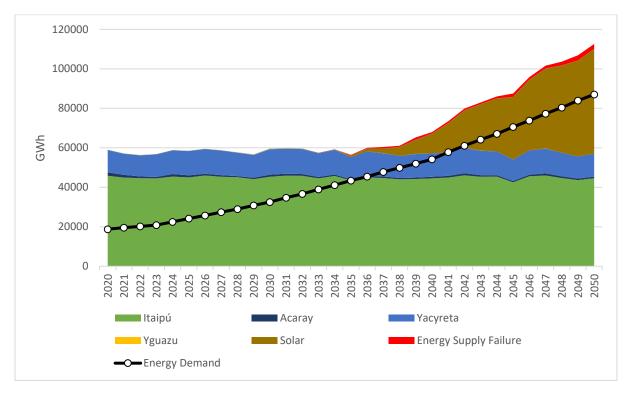
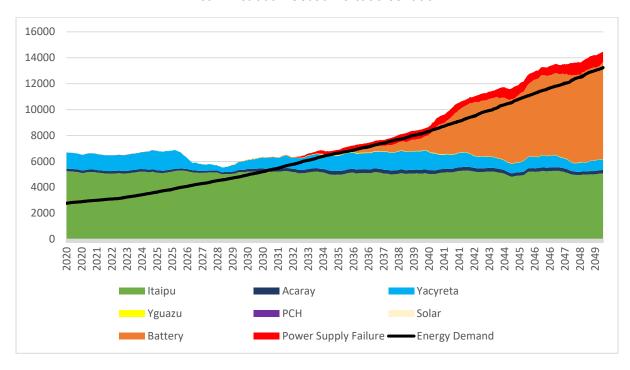


Figura 65: Balance de potencia para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Cerrado

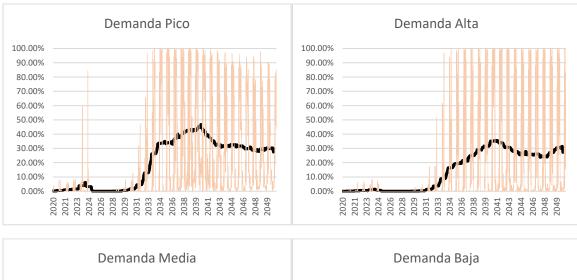


Las frecuencias de falla aún son altas, sin embargo, la energía relacionada con estas fallas es baja, con un valor máximo del 3%, como se mencionó anteriormente. Otra comparación interesante es con



SC04b, que representa valores similares de energía no suministrada y frecuencias de falla. Sin embargo, SCB04b requiere menos margen de generación, lo que representa una reducción de 15.000 MW en energía solar fotovoltaica, mientras que las nuevas presas hidroeléctricas permiten reducir a la mitad la inversión en baterías.

Figura 66: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05 Mercado Cerrado



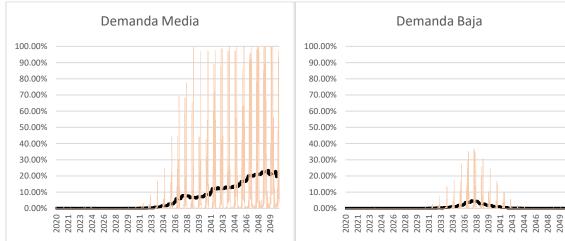




Figura 67: Costo marginal en los nodos este de Paraguay y sur de Brasil para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Cerrado

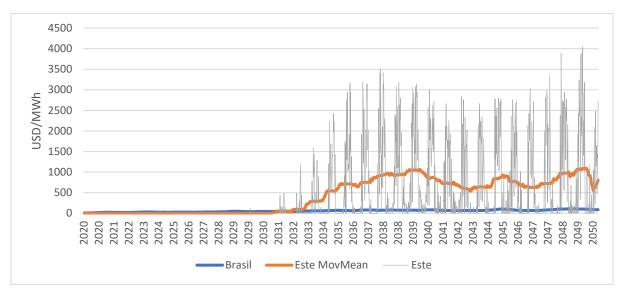


Figura 68: Costo marginal en el este de Paraguay y los nodos de Argentina para la carga P1 y percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Cerrado

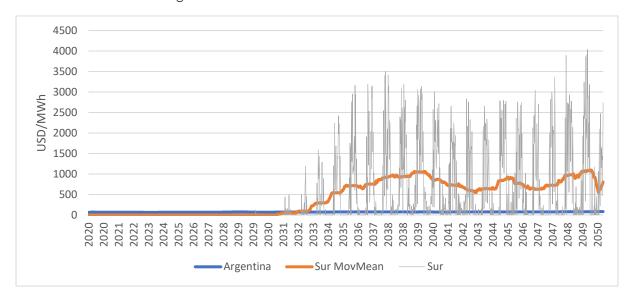




Figura 69: Balance de energía para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Abierto

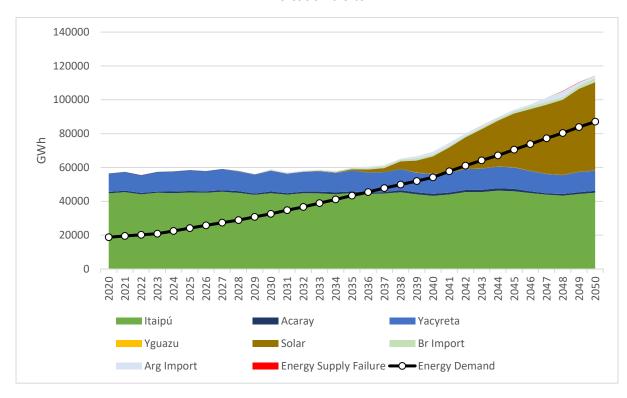




Figura 70: Balance de potencia para la carga P1 y el percentil 95 de energía acumulada no suministrada – SC05b Mercado Abierto

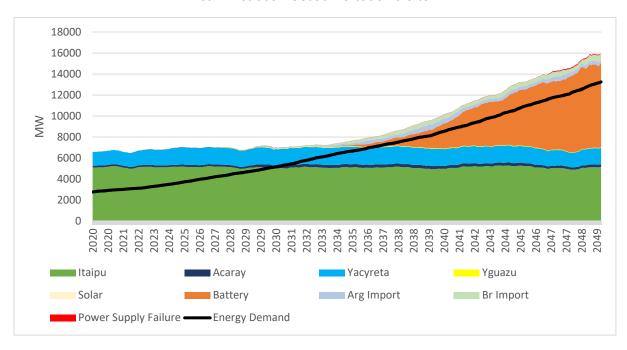
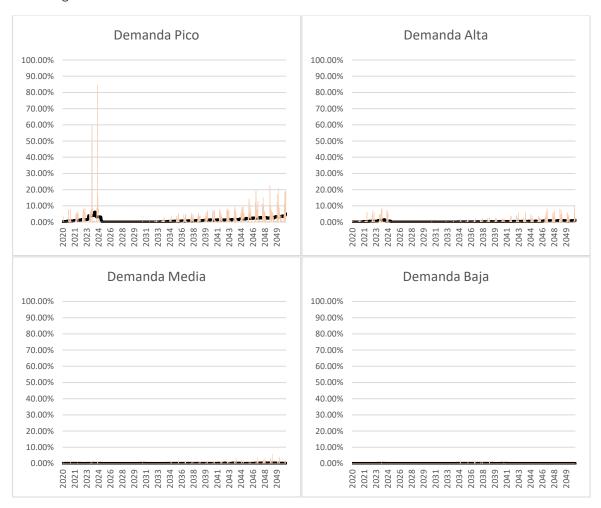


Figure 71: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación – SC05b Mercado Abierto





La Figura 69 muestra el balance energético para este escenario, donde la ENS se reduce considerablemente. Luego, la Figura 70 muestra el balance energético para el percentil 95 de energía no suministrada acumulada en un Mercado Abierto. Las inversiones moderadas aquí hacen posible la reducción adicional de energía no suministrada, en comparación con la configuración de Mercado Cerrado. En comparación con escenarios anteriores, las importaciones no representan una proporción considerable, como se muestra en la Figura 69 y la Figura 70. Sin embargo, al igual que en el escenario anterior, las importaciones son importantes para satisfacer los requisitos de carga que las inversiones en renovables no pueden, por ejemplo, debido a una coincidencia cronológica, irradiación solar o entrada de agua, variables estocásticas del modelo. Por lo tanto, la frecuencia de la energía no suministrada se reduce casi por completo, como se puede ver en la Figura 71.

5.2.7. Comparación entre escenarios

A continuación, se muestran varios gráficos para comparar los resultados del escenario. La **Figura 72** muestra el porcentaje de energía no suministrada en comparación con la demanda de energía de cada año, considerando el balance energético para el percentil 95 de energía no suministrada acumulada en un escenario de Mercado Cerrado. Para SC03 (Plan Maestro de ANDE), el valor está por debajo del 3% hasta el 2040, con valores más bajos que otros escenarios gracias a las primeras inversiones. Pero a partir de 2040, aumenta rápidamente, alcanzando el 31,2% en 2050.

Para SC04a, el valor permanece por debajo del 3% hasta 2043; luego, más inversiones en energía solar fotovoltaica y baterías (SC04b) ayudan a mantenerlo en torno al 2%. Para este último, el margen de reserva de energía es aproximadamente del 20%. Si se reduce al 15%, es decir, de 20.600 MW a 17.500 MW de energía solar fotovoltaica instalada para 2050, la cantidad de energía no suministrada esperada podría duplicarse, del 2,2% al 4,5%. Por el contrario, una variación en la inversión en baterías podría tener menos influencia.

Además, SC05a & b muestran que reducir la energía no suministrada y la potencia solo con energías renovables y baterías implicaría grandes inversiones. Los resultados de SC03 son similares a los de SC05b hasta 2039, con energía no suministrada esperada de 1,3% y 2,3%, respectivamente. Luego, en 2040, SC05b incluye una cantidad importante de baterías y energía solar fotovoltaica. No obstante, cabe mencionar dos puntos en cuanto a inversiones y resultados: primero, SC03 incluye varias PCH que equivalen en energía a 1620 MWp de energía solar fotovoltaica y ayudan a la flexibilidad que las energías renovables no convencionales no tienen, es decir, también reemplazan pilas en segundo lugar, los resultados del porcentaje de energía no suministrada esperado en SC03 y SC05b ahora son 3,0% y 1,3%, respectivamente.

La **Figura 73** muestra las frecuencias de falla para la demanda pico de los diferentes escenarios. Se nota el comportamiento de SC04b y SC05b con respecto a la energía no suministrada y la potencia. Aunque la frecuencia de falla es mayor en SC04b, la energía relacionada es menor que en SC05b, lo que significa que cada falla en SC05b está relacionada con más energía. Algo razonable ya que SC05b se basa más en la energía solar fotovoltaica y para el modelo todas las plantas solares están en el nodo Central. Por tanto, una semana con poca irradiación solar producirá una gran reducción de la oferta energética.



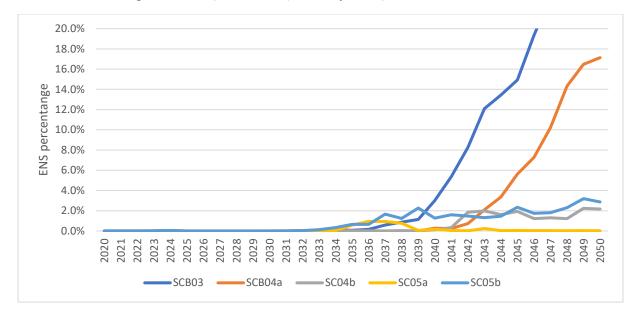
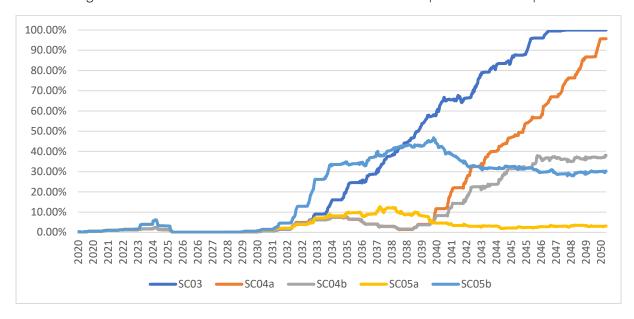


Figura 72: Comparación de porcentaje ENS para varios escenarios

Figura 73: Frecuencia de Falla de la Fuente de Alimentación para la demanda pico



A continuación, el costo marginal para el percentil 95 de energía acumulada no suministrada para la demanda máxima se muestra en las **Figura 74** y **Figura 75**. El costo marginal de operación viene dado por el costo de suministrar una unidad adicional de energía, cuando ocurre una falla, el costo viene dado por el costo de la carga perdida, cuyo valor depende de cuán severa o profunda sea la caída de carga. Es por eso que los costos de SC04b y SC05b son similares. Finalmente, la **Tabla 7** muestra las inversiones estimadas en MMUSD para cada escenario, y está desagregado por tecnología.



Figure 74: Costo marginal en el este de PY para carga P1 y percentil 95 de energía acumulada no suministrada

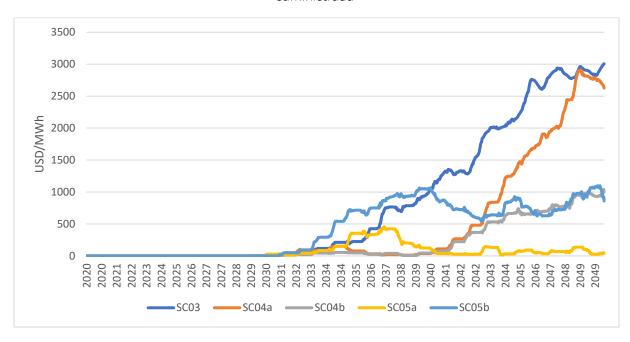


Figura 75: Costo marginal en el sur de PY para carga P1 y percentil 95 de energía acumulada no suministrada

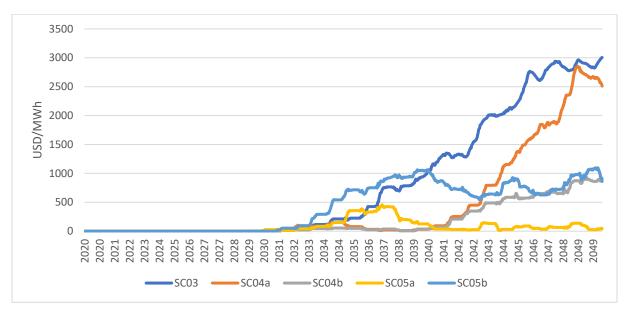




Tabla 7: Inversiones por escenario

Escenario	Tecnología -	Inversiones acumuladas en años clave - MMUSD				
		2030	2040	2050		
SC03	Baterías	429	1,374	1,374		
	Solar	344	1,099	1,099		
	SHP	380	1,078	1,078		
	Total	1,153	3,551	3,551		
SC04a	Baterías	429	429	429		
	Solar	344	344	344		
	SHP	294	1,078	1,078		
	BHP	495	9,150	9,150		
	Total	1,562	11,001	11,001		
SC04b	Baterías	429	429	5,425		
	Solar	344	344	12,404		
	SHP	294	1,078	1,078		
	BHP	495	9,150	9,150		
	Total	1,562	11,001	28,057		
SC05a	Baterías	-	15,360	38,400		
	Solar	180	7,380	27,600		
	Eólica	-	688	8,000		
	Total	180	23,428	74,000		
SC05b	Baterías	-	2,880	10,880		
	Solar	-	4,050	21,000		
	Total	-	6,930	31,880		

Observaciones finales

Este estudio evalúa el futuro del sistema eléctrico de Paraguay tomando en cuenta posibles cambios en varios factores, a saber: demanda eléctrica, inversión nacional y binacional en generación, y posibilidad de intercambios energéticos internacionales con diferentes precios en los mercados de los países vecinos. Considerando los escenarios propuestos, los principales hallazgos se presentan a continuación:

- El escenario base asume una proyección de demanda basada en una tasa de crecimiento fija de 5,46 %/año. Al utilizar un modelo de crecimiento exponencial, esta tasa implica que la demanda de 2020 se duplicaría en 2033, se triplicaría en 2039, se cuadriplicaría en 2046 y se quintuplicaría en 2050
- En el Escenario Base, considerando solo la generación existente y un formato de Mercado Cerrado, la energía no suministrada representaría el 0,04% de la demanda para 2033 y desde entonces comenzaría a aumentar rápidamente, alcanzando el 4,70% para 2040. Con un Mercado Abierto, la energía no suministrada sería 0,06% y 3,20% de la demanda para 2040 y 2050, respectivamente, requiriéndose de importaciones de 3.200 GWh y 34.000 GWh, respectivamente.
- El Escenario Alternativo considera una proyección de la demanda resultante de un análisis de transición energética hacia el uso preponderante de electricidad, en sustitución de otras fuentes



utilizadas actualmente, y la implementación de medidas de eficiencia energética. Sin embargo, este llamado Escenario Carbono-Neutral resulta en valores absolutos de demanda similares (en GWh) con respecto al Escenario Base. Aquí, la demanda sería 3 veces mayor que la demanda del año base para 2041, y casi 5 veces mayor para 2050.

- En el Escenario Alternativo, se debe esperar un 100% de probabilidad de suministro insuficiente de generación con un formato de Mercado Cerrado en 2043, 2045, 2048 y 2050, para niveles de demanda máxima, alta, media y baja, respectivamente. Resultado del suministro inadecuado, los costos marginales en los nodos de interconexión paraguayos serían casi 30 veces más altos que en los nodos vecinos, llegando casi a los 3.000 \$/MWh. Ahora, con posibilidad de intercambios internacionales (formato de mercado abierto), la probabilidad de falla para la carga máxima se reduce a 60%, en promedio, para 2050.
- La aplicación del Plan Maestro de Generación 2021-2040 de ANDE representaría 550 MW adicionales de centrales hidroeléctricas domésticas, 1.600 MW de centrales solares fotovoltaicas y 7.100 MWh de sistemas de almacenamiento de energía. En un formato de Mercado Cerrado, estas inversiones ayudarían a reducir la probabilidad de energía no suministrada a menos del 0,01%¹ de la demanda en 2033, y al 3,00%² en 2040.
- Ahora, de acuerdo con el alcance del Plan Maestro, es lógico esperar problemas de suministro después de 2040. En ese sentido, el 100% de probabilidad de despacho de generación insuficiente se alcanzaría para 2047 para el nivel de demanda pico, un retraso de solo 4 años en comparación con los resultados obtenidos del Escenario Base. Vale la pena señalar, sin embargo, que el alcance de dicho plan maestro se extiende solo hasta 2040. Considerando la posibilidad de intercambios internacionales, la energía no suministrada para 2040 y 2050 sería 0,02% y 2,00% de la demanda, respectivamente.
- Además de la aplicación del Plan Maestro de Generación de ANDE, se considera la construcción de Centrales Hidroeléctricas Binacionales. Estas nuevas centrales hidroeléctricas representarían 3.000 MW adicionales para Paraguay. En un formato de Mercado Cerrado, el déficit de suministro de energía sería el 0.03% de la demanda para 2040, aumentando al 15% para 2050. Estas inversiones adicionales tendrían un impacto más sustancial para reducir las fallas en el despacho de energía que en los escenarios anteriores. La probabilidad de falla seguiría siendo alta, llegando a aproximadamente el 95% para 2050, para el nivel de demanda máxima. Ahora, considerando un Mercado Abierto, el déficit de suministro para 2040 sería mucho menos que el 0,01% de la demanda, mientras que para 2050 sería del 1,0%, con importaciones netas de 14.000 GWh.
- Finalmente se explora un escenario de alta inversión en energías renovables y baterías. Como el monto de la inversión se elige deliberadamente, la probabilidad de falla en el despacho está algo controlada, alcanzando un máximo del 10%, en promedio, durante todo el período de simulación en la configuración de Mercado Cerrado. No se pudo lograr una probabilidad del 0% de falla en el despacho por varios factores, por ejemplo, debido a la discrepancia entre las horas pico de producción y demanda de generación solar, y las limitaciones del modelo para tener en cuenta el despacho intradiario del Sistema de almacenamiento de energía.

¹ Considerando el percentil 95 del acumulado de energía no suministrada por realización estocástica.

² Íbid.



Estudios posteriores

La resolución semanal del modelo representa una seria limitación cuando se trata de sistemas de almacenamiento de energía, que tienen el único propósito de aprovechar la falta de coincidencia cronológica de producción máxima de potencia, es decir, solar, al mediodía, y demanda, por la noche. Por lo tanto, un estudio adicional para reducir la resolución de tiempo del modelo, idealmente logrando un nivel de detalle por hora, tiene mérito.

Desde el punto de vista financiero, surge la pregunta: ¿qué priorizar: nuevas inversiones o importaciones? Mediante este trabajo podemos definir un "costo de oportunidad" y así evaluar la alternativa de invertir en nuevas centrales eléctricas en Paraguay o importar energía de países vecinos cuando la demanda supera a la oferta en el largo plazo. En cada escenario, graficamos los costos marginales del suministro en ambos extremos de los enlaces transfronterizos existentes. Al hacerlo, podemos comparar cuánto cuesta suministrar 1 MWh adicional de energía después de lograr el equilibrio entre oferta y demanda en cada nodo. Las situaciones más críticas se obtienen con los Escenarios Base y Alternativo, sin adecuación en el lado de la oferta. En un entorno de Mercado Cerrado, los costos marginales en el extremo paraguayo para 2050 serían del orden de 3.000 USD/MWh, casi 30 veces más altos que los costos en cada uno de los extremos opuestos. Esto significa que la instalación de cualquier central eléctrica, o la disponibilidad de importaciones, con costos operativos por debajo de los 3.000 USD/MWh, tendría un mérito de despacho económico y ayudaría a reducir los costos generales y la energía no suministrada. Precisamente, cuando se trata de los mismos Escenarios, pero en el entorno del Mercado Abierto, la falta de oferta se cubre casi en su totalidad con las importaciones que representan menores costos operativos. Además, al evaluar escenarios de inversión, incluso si involucran escenarios de Mercado Cerrado, las nuevas centrales ayudan a cubrir la energía no suministrada inicial, reduciendo así los costos marginales observados en los dos primeros escenarios. Por lo tanto, podemos mostrar cuánto disminuyen los costos paraguayos gracias a la inversión en nuevas plantas de energía. Sin embargo, esta disminución de los costos marginales no es gratuita, ya que deben considerarse los costos de inversión de estas nuevas centrales eléctricas.

Se supone que el patrón de forma de la demanda se mantendrá igual al de 2019 durante todo el período de simulación. Vale la pena señalar que este patrón está asociado a picos que ocurren en solo 5 horas dentro de una semana. Una estrategia de gestión de carga que busque mitigar estos picos podría ofrecer una alternativa a la construcción de nuevas centrales eléctricas o a la importación de energía cuando la falla de suministro se vuelve crítica.

En resumen, Paraguay necesitaría aumentar la capacidad de energía para satisfacer la demanda a partir de 2030. Para atender la demanda futura, la introducción de nuevos recursos de generación debe complementarse con mejoras en el factor de carga del sistema, nuevas centrales hidroeléctricas binacionales y/o un mercado regional fuerte que apoye las importaciones/exportaciones. De lo contrario, se requeriría una gran inversión en sistemas de almacenamiento para promover la seguridad energética y reducir la dependencia externa.



Referencias

- [1] Administración Nacional de Electricidad ANDE, "Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad Periodo 2020 2040," Asunción, 2020.
- [2] Ministerio de Minas e Energía, "Plano Decennal de Expansao de Energia 2030," 2021.
- [3] Administración Nacional de Electricdad ANDE, "Compilación Estadistica 1999 2019," Asunción, 2020.
- [4] Administración Nacional de Electricidad, *Plan Maestro de Generacion 2021 2040*, 2021.
- [5] ITAIPU, "Inventario de los Recursos Hidroenergéticos de las cuencas hidrográficas de los ríos Afluentes del Paraguay en la Región Oriental del Paraguay," 2013.



ccsi.columbia.edu

Columbia Center on Sustainable Investment

Jerome Greene Hall 435 West 116th Street New York, NY 10027 Phone: +1 (212) 854-1830 Email: ccsi@law.columbia.edu

Published by the Columbia Center on Sustainable Investment, a leading applied research center and forum dedicated to the study, discussion and practice of sustainable international investment.