

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

**Posibles opciones del sistema
eléctrico paraguayo para satisfacer
sus futuras necesidades de energía
y potencia:**

**Observaciones de la experiencia y
un ejercicio de modelización**

Yinbo Hu, Yuezi Wu, Vijay Modi

Laboratorio de Ingeniería Sostenible de
Quadracci, Columbia Engineering,
y la Facultad del Clima
Universidad de Columbia

 **COLUMBIA CLIMATE SCHOOL**
THE EARTH INSTITUTE



**Columbia Center
on Sustainable Investment**
A JOINT CENTER OF COLUMBIA LAW SCHOOL
AND THE EARTH INSTITUTE, COLUMBIA UNIVERSITY



COLUMBIA | ENGINEERING
The Fu Foundation School of Engineering and Applied Science



**SUSTAINABLE DEVELOPMENT
SOLUTIONS NETWORK**
A GLOBAL INITIATIVE FOR THE UNITED NATIONS



**BANCO DE DESARROLLO
DE AMÉRICA LATINA**



**TETÁ VIRU
MOHENDAPY**
Motenondeha

Ministerio de
HACIENDA

Noviembre de 2021

Resumen

El sistema eléctrico de Paraguay está ampliamente dominado por las cargas residenciales en el lado de la demanda y la energía hidroeléctrica en el lado de la oferta. El resto del sistema energético es una mezcla de combustibles fósiles líquidos o combustibles sólidos derivados de la biomasa. Los líquidos sirven para el transporte (vehículos) y la industria, mientras que la biomasa se utiliza principalmente para las necesidades térmicas de la industria y para cocinar en los hogares a pequeña escala.

En primer lugar, hacemos algunas observaciones generales a partir de nuestra experiencia en otros países. Estas observaciones iniciales son de carácter cualitativo y no se analizan formalmente en esta parte del informe.

La naturaleza del funcionamiento de las empresas eléctricas está cambiando con la creciente necesidad de aprovechar las nuevas tecnologías, tanto de hardware como de software, para lograr un funcionamiento eficiente (bajas pérdidas técnicas), fácil de gestionar (controlar el crecimiento, la carga de los activos y el mantenimiento), resistente (en caso de fallos o interrupciones) y ágil (para hacer frente a los cambios en la demanda y la oferta). La tecnología también está facilitando otras innovaciones en la política de tarifas, la fijación de precios en función de la hora del día, la valoración de las inversiones del cliente en almacenamiento y la gestión de la carga. Sin embargo, esta transición tecnológica no es fácil de llevar a cabo, ya que los conocimientos básicos de la empresa de servicios públicos suelen ser otros. Una empresa paraestatal también está sujeta a las limitaciones generales del erario público y a la economía política del país.

Paraguay posee varios recursos de energía eléctrica barata, y siendo un país pequeño con un gran núcleo urbano también puede ser ágil en los cambios. Sin embargo, para poder aprovechar todos los beneficios que posee la electricidad, se debe tener en cuenta cuatro restricciones. **Primero**, la operación eficiente del sistema de distribución. **Segundo**, asegurar que los factores de carga mejoren a medida que la demanda aumente. Esto implica desarrollar mecanismos, y crear los incentivos, que aseguren el crecimiento de la demanda de electricidad, especialmente, durante horas del año cuando no hay picos de demanda. **La tercera** restricción es la incapacidad de comprar electrodomésticos eficientes por una gran mayoría de consumidores que tienen ingresos bajos. Como consecuencia, estos consumidores no podrán acceder a electricidad a un costo razonable, y por ende, no dejarán de utilizar leña para cocinar. Un reflejo de esta limitación se encuentra también en el lado de la industria, donde ésta no tiene el capital para pasar de la biomasa a la energía limpia para sus necesidades térmicas. **La cuarta** limitación, es la falta de una visión coherente para viviendas sostenibles que empiece por exigir que las nuevas construcciones de alta gama sean sensibles a la red, y eficientes al mismo tiempo.

Se está produciendo un cambio en el que las economías modernas esperan tener energía las 24 horas del día, el crecimiento de la carga en los mercados emergentes puede ser fuerte, el acceso universal es una necesidad, y las tarifas no pueden reflejar simplemente los costes para las empresas paraestatales, especialmente en vista de los crecientes costes de las empresas de servicios públicos para mantener y mejorar la infraestructura, especialmente en los entornos urbanos. En este contexto, prestamos mucha atención a la gestión de los picos de carga de forma planificada y sin que se produzcan cortes de electricidad.

Proponemos que la atención adicional a corto plazo se centre también en la creación de un sistema de distribución moderno, con una planificación y unas actualizaciones basadas en datos, y en la capacidad de colaborar estrechamente con el sector de la vivienda para garantizar que, al menos,

los nuevos edificios sigan unas directrices que sean beneficiosas a largo plazo para la gestión de los picos de carga para la empresa de servicios públicos y para que merezca la pena que el sector privado invierta en eficiencia y en medidas para reducir los picos de carga. A diferencia del simple suministro de energía eléctrica, la empresa de servicios públicos tendrá que imaginar formas específicas para incentivar la adopción de tecnologías de eficiencia y gestión de la carga.

El objetivo general del sistema energético es cumplir múltiples objetivos:

1. Crecimiento económico a largo plazo de Paraguay
2. Las necesidades ascendentes de toda la población, tal y como se recoge en el ODS 7, prestando especial atención a los más desfavorecidos.
3. Cumplir con la senda de descarbonización de Paraguay en línea con el compromiso de Paraguay bajo el Acuerdo de París.
4. Aunque lo anterior es indiscutible, el reto está en conseguirlo
 - a. De forma rentable para los ciudadanos de Paraguay: para que el consumidor de energía vea un beneficio con el objetivo a largo plazo de la asequibilidad por parte del consumidor y la asequibilidad por parte del gobierno y las instituciones públicas/privadas asociadas.
 - b. A la vez que se crea confianza entre los usuarios de la energía, los proveedores y los responsables de la gestión y regulación del sector.
 - c. Sin perder de vista los objetivos a largo plazo, hay que asegurarse de que las medidas a corto plazo no sean excesivamente gravosas para el erario y el consumidor.
 - d. Al mismo tiempo, se garantiza que la capacidad de probar, prescribir, montar, fabricar, mantener, medir y supervisar los sistemas se incorpore al proceso, de modo que el talento local y regional pueda emplearse de forma remunerada.
 - e. Al mismo tiempo que se asegura que la empresa eléctrica trabaja en conjunto con los objetivos de vivienda y transporte sostenibles, en conjunto con los objetivos de reducir la dependencia del uso insostenible de la biomasa.

Este informe específico trabaja con la recopilación de datos desagregados en relación con la generación de energía, las fuentes de energía específicas y la naturaleza de su suministro y, finalmente, con su consumo de electricidad/energía, utilizando 2019 como año base para desarrollar un modelo lineal entero mixto (MILP) simple pero útil para capturar los principales impulsores sin el intento de ser totalmente granular. El objetivo es asegurar que se capturan los grandes impulsores del crecimiento. Estos son, inevitablemente, el entorno construido, el transporte y la industria, con el sector eléctrico dominando el primero y, con el tiempo, también el segundo. El periodo aproximado de estudio va del año 2019 al año 2040.

Con los datos y los modelos, proyectamos las opciones de crecimiento de la red a corto y medio plazo, y examinamos cómo afectaría esto al coste nivelado de la electricidad (LCOE) de la red, el impacto de las inversiones en infraestructura para la electrificación de las cargas y la financiación de los consumidores.

Exploramos cómo las tecnologías convencionales y los precios del almacenamiento en baterías, el almacenamiento térmico, la energía solar en los tejados, las turbinas eólicas, el funcionamiento flexible de la energía hidroeléctrica y los métodos de gestión de la demanda podrían complementar las opciones rentables. Dado que la demanda en Paraguay está dominada por la refrigeración, el almacenamiento térmico que modelamos fue en forma de almacenamiento de hielo en tanques de plástico. Cabe destacar que este esfuerzo no es un estudio de ingeniería exhaustivo de toda la red,

desde la transmisión hasta la distribución. En su lugar, mediante el conocimiento empírico de los costes de las empresas de servicios públicos, tratamos de captar las necesidades globales de inversión en transmisión y distribución bajo escenarios de crecimiento de carga adecuados. También se comparten los requisitos de la estructura de costes de las opciones aplicables.

Las recomendaciones generales para el sector energético son:

1. Este estudio no es un estudio de ingeniería detallado de todo el sistema de distribución y transmisión de electricidad de Paraguay y sus países vecinos. En su lugar, lleva a cabo una modelización como ayuda para sugerir posibles vías que Paraguay puede explorar. Cualquier modelización del futuro está plagada de desafíos de suposiciones, ya sea de la demanda, la oferta o los costes.
2. Paraguay tiene la suerte de contar con una amplia energía hidroeléctrica de bajo coste que puede satisfacer casi todas sus necesidades actuales de electricidad. La demanda actual está dominada por las cargas de los edificios, que alcanzan su punto máximo en los momentos en que las cargas de aire acondicionado son elevadas. Un simple modelo de regresión muestra que la carga dependiente de la temperatura puede llegar a representar el 46% de la carga total durante la hora punta del verano. Cabe destacar que la tasa de posesión de aparatos de aire acondicionado sigue aumentando rápidamente durante los últimos años, según la encuesta de ANDE, pasando del 36,5% en 2013 al 42,7% en 2017.¹ Dado que la forma de la carga no está cambiando a medida que aumenta la carga media, se puede concluir razonablemente que la posesión de aparatos de aire acondicionado solo está aumentando. La carga resultante debe ser caracterizada y modelada cuidadosamente, ya que los perfiles de carga actuales no siguen la sabiduría convencional en otros lugares de climas cálidos. Mientras que uno esperaría que las cargas siguieran predominantemente los patrones de temperatura y humedad, en Paraguay la combinación de patrones de ocupación del espacio y el uso de unidades de aire acondicionado de ventana, impulsan las cargas nocturnas de verano que alcanzan su punto máximo a última hora de la noche.
3. Nuestra primera recomendación es considerar la digitalización dentro de la empresa de servicios públicos, dando prioridad a las soluciones propias que puedan aprovechar el talento y la experiencia locales. La necesidad de esto es impulsada por:
 - a. Un retraso en el mantenimiento de la red de distribución que ha provocado problemas de fiabilidad y un bajo rendimiento operativo.
 - b. Altas pérdidas en el sistema de distribución.
 - c. La eficiencia de los aparatos de uso final (anecdóticamente) parece ser baja, impulsada por los consumidores preocupados por el precio. Esto podría explicar la compra de acondicionadores de aire de ventana de bajo coste sin una evaluación comparativa y normas adecuadas. Las nuevas construcciones, la urbanización y los ingresos pueden impulsar una rápida adopción que, a su vez, puede dificultar que la empresa de servicios públicos siga el ritmo del crecimiento heterogéneo de la carga y, por tanto, puede crear un retraso en la adaptación si no se controla.
4. La digitalización es un término amplio para las empresas eléctricas, pero dada la disponibilidad de mano de obra formada en Paraguay, debería ser posible empezar con alguna medida muy sencilla pero potencialmente eficaz. Es necesario reunir los datos del departamento comercial de la ANDE con los del departamento técnico para determinar qué partes específicas del sistema

¹ ANDE (2018), Balance Energético Nacional 2017; ANDE (2014), Balance Energético Nacional 2013.

de distribución tienen las mayores pérdidas. Para establecer esto sería importante asignar "digitalmente" cada consumidor existente a un elemento específico del sistema de distribución: el transformador, el alimentador y la subestación. Estos elementos se medirían en primer lugar y sus mediciones deberían compararse con el consumo de todos los consumidores en ese elemento. Estos sistemas de información también prepararían el terreno para un futuro con edificios interactivos y eficientes en la red. La naturaleza de este esfuerzo no requeriría grandes corporaciones multinacionales para su ejecución, sino que podría ser llevado a cabo por la ANDE con el apoyo del talento de los establecimientos locales de ingeniería e investigación.

5. Recomendamos que Paraguay examine la viabilidad de la energía de bajo costo en las horas de menor consumo y en las redes de distribución con un amplio margen de maniobra. Este programa debería ir acompañado de una difusión a gran escala de aparatos seguros, eficientes y subvencionados para el uso de la electricidad y subvencionados para la cocina eléctrica y el calentamiento del agua. La electricidad a 20 dólares/MWh es una quinta parte del costo de las garrafas de GLP al por menor, y ya existe la red de distribución, es decir, la red de la ANDE, para llevar esa energía limpia a los hogares. Sin embargo, es esencial aprovechar la digitalización y la tecnología para gestionar estas tarifas horarias y gestionar la carga del sistema de distribución. La experiencia demuestra que se necesita una migración incentivada y bien diseñada a lo largo de varios años para crear un cambio en las prácticas. Esto puede comenzar primero con las poblaciones urbanas.
6. Sugerimos que Paraguay examine la creación de una dirección de eficiencia energética dentro de las estructuras gubernamentales apropiadas, una oficina que pueda probar el rendimiento, crear un programa de normas con controles apropiados de los productos mínimos que se venden. Lo ideal sería que la oficina fuera algo independiente de las empresas de servicios públicos y de los ministerios competentes, y que tuviera el mandato de trabajar en los ámbitos de la energía, la industria, el mundo académico, la vivienda y la construcción. Aunque esta medida es más fácil de imaginar, pronto Paraguay tendrá que asegurarse de que todos los edificios que superen un determinado umbral de tamaño deban cumplir algún criterio específico de eficiencia por metro cuadrado de superficie construida. Es importante que estas directrices se establezcan desde el principio. Las mediciones de los contadores y los requisitos de las auditorías energéticas podrían facilitar el establecimiento de tales objetivos.
7. Recomendamos a Paraguay que estudie el caso de las nuevas viviendas que son eficientes y que responden a la red, para que la ANDE pueda iniciar el proceso de liberar margen para los picos de carga en el futuro. Con los perfiles de carga tan singulares de Paraguay, el almacenamiento térmico de bajo costo combinado con energía solar en los techos podría ser una opción para que los nuevos edificios modernos puedan responder a la red.
8. Mientras que los países con mayores ingresos avanzan hacia una movilidad personal alimentada por baterías que dependen en gran medida de hardware importado, países como Paraguay podrían examinar cómo un enfoque impulsado por la infraestructura que crea más inversión local y más puestos de trabajo, y aborda un mayor rendimiento en las redes de carreteras, a través de un transporte público electrificado asequible por encima del suelo (por ejemplo, tranvías, trenes ligeros, autobuses o BRT) en el área metropolitana de Asunción. Si se tiene en cuenta que la columna vertebral del sistema de transporte público consiste en una "combinación de cables de catenaria aéreos y almacenamiento limitado a bordo", esta opción debería ser examinada. Sugerimos que Paraguay examine la brecha de financiación necesaria para la electrificación del transporte público de pasajeros para arrojar luz sobre los incentivos políticos que se necesitarían, junto con la planificación urbana y el diseño de las carreteras que puedan facilitar un transporte público limpio, fiable y rápido.

9. Las pérdidas en la red de distribución también son elevadas. Un objetivo sugerido de reducir las pérdidas en un 10% (fracción del suministro global) podría provenir de la reducción a la mitad de las pérdidas en el sistema de distribución a corto plazo. Esto mejoraría la recuperación de los ingresos actuales en un 10%. Por supuesto, esto supone que esta reducción proviene principalmente de la reducción de las pérdidas no técnicas y que se sumaría a los nuevos ingresos si se redujera. Sobre la base de las cifras de ventas previstas para 2025, estos ingresos añadidos podrían ser de más de 160 millones de dólares al año. Esto también representa una gran oportunidad.
10. Estudiamos el plan maestro de distribución de la ANDE, que prevé que la mejora y ampliación del sistema de distribución costará aproximadamente 2.200 millones de dólares. De estos 2.200 millones, unos 1.500 millones corresponden a la ampliación de la capacidad de transformación y cables del sistema existente, y el resto a la electrificación de zonas remotas y aisladas. Se trata de una estimación para el periodo 2016-2025. Aunque no sabemos qué es lo que ya se ha realizado de esta estimación, suponemos que el grueso de las mejoras está aún por llegar. Se supone que el plan tiene que dar cabida al crecimiento de la carga desde una carga máxima de 3165 MW en el año 2016 hasta 6721 MW en 2025. La capacidad máxima real de la infraestructura del sistema de distribución es, por supuesto, mucho mayor. Independientemente de cómo se consideren las inversiones, la compañía eléctrica espera gastar como mínimo 400 dólares por cada kW de carga máxima que surja. La cantidad correspondiente es anualmente de 30 a 50 dólares/kW. Se puede obtener una cifra similar si se examina el nuevo plan director 2021-2030 de la ANDE. Según nuestra lectura, estas inversiones son principalmente para mejorar la fiabilidad y mantener el ritmo de crecimiento de la demanda.
11. Lo anterior sugiere que las mejoras del sistema de distribución de 2,2B deben verse como una oportunidad para abordar simultáneamente los problemas de:
 - Mejoras en los sistemas de distribución junto con la digitalización del sistema de distribución.
 - Reducir las pérdidas utilizando los datos anteriores y los del departamento comercial.
 - La aplicación de medidas tanto para los nuevos aparatos eléctricos como para una estrategia a más largo plazo de adaptación de la envolvente de los edificios.
 - Mejoras en los sistemas de medición de los nuevos edificios de mayor tamaño, de modo que puedan aplicarse incentivos para reducir las cargas máximas.
12. En general, la cartera de inversiones de los servicios públicos debería ir más allá de la generación, transmisión y distribución para garantizar que también se necesitan recursos para cubrir las necesidades de los equipos de uso final, especialmente los de las personas de menos recursos.

Resumen de los resultados de la modelización:

1. Presentamos un modelo de planificación y despacho de capacidad optimizado durante un año de funcionamiento horario. El modelo toma como insumos los registros de carga eléctrica, la topología de las líneas de transmisión entre las seis zonas de carga de los países, la disponibilidad de recursos energéticos renovables, la estructura de costos de generación y compra de energía y las propuestas de nuevas centrales eléctricas, indicando la inversión en generación y transmisión entre zonas y los detalles del despacho horario de energía con el alcance temporal del año 2019 al 2040 que minimiza el costo operativo anual del sistema eléctrico y la inversión de capital anualizada. Los detalles sobre las entradas y los supuestos del modelo se pueden encontrar en la sección 1.2 y 1.3, mientras que la formulación matemática del modelo se puede encontrar en el Apéndice D. Suponemos que la forma de la

carga sigue siendo similar a la actual como crecimiento de la carga media. Por lo tanto, suponemos que las cargas máximas crecerán con las necesidades de energía o la "carga media". Se han estudiado múltiples combinaciones tecnológicas y métodos de gestión de las cargas máximas. Es importante señalar que hay varios conjuntos de factores, algunos específicos de Paraguay y nuevas tecnologías emergentes y paradigmas de operación del sistema eléctrico que desafían los puntos de vista convencionales de la planificación eléctrica a largo plazo.

2. Con las proyecciones de crecimiento actuales, la escasez de capacidad eléctrica podría empezar a aparecer a finales de esta década y ya en el año 2028 si se considera una tasa de crecimiento anual del 5% de la demanda. Esta conclusión es ligeramente anterior en comparación con el estudio del IPPSE,² ya que consideramos el peor potencial hidroeléctrico de los últimos 20 años. De hecho, un crecimiento más lento, independientemente de cómo se produzca, retrasaría la escasez de capacidad. Sin restringir el crecimiento legítimo, es posible que las medidas de eficiencia, si se aplican de forma agresiva, permitan tasas de crecimiento más lentas.
3. Sencillamente, el costo de hacer frente al crecimiento de los picos de carga puede ser elevado, ya que, en ausencia de grandes lugares de almacenamiento, o de grandes capacidades de pico, los costos de dichos picos se acumulan a partir de las inversiones necesarias en generación, transmisión y distribución.
4. La posible incertidumbre del precio de compra de la energía de Itaipú, planteada por la próxima revisión del Anexo C de Itaipú, afectará a la estructura de precios de la electricidad. El resultado del modelo indica que una caída del precio de la energía de Itaipú reducirá significativamente el coste nivelado de la electricidad (LCOE) a corto plazo. Sin embargo, su impacto en el precio de la electricidad se reduce a medida que la demanda crece continuamente.
5. Cuando se produce un déficit de capacidad, se supone que se construyen nuevas capacidades de generación. En nuestro escenario base (es decir, sólo invertir en energía hidroeléctrica, solar fotovoltaica y baterías), el modelo sugiere que Aña Cuá y la ampliación de Yacyretá propuesta por el IPPSE se pongan en servicio a más tardar cuando la demanda se duplique desde el nivel del año 2019 (o el año 2034, para una tasa de crecimiento anual promedio del 5% en la demanda). Se espera que Corpus Christi, así como alrededor de 800MW en total de centrales hidroeléctricas nacionales, entren en funcionamiento antes del año 2040 si se considera la misma tasa de crecimiento. Como la expansión de la capacidad de generación de electricidad requiere una gran cantidad de tiempo y recursos, especialmente para las nuevas construcciones hidroeléctricas, Paraguay podría querer planificar y tomar medidas desde ahora.
6. Cuando se produce una escasez de capacidad, mantener el equilibrio eléctrico entre la demanda y la oferta simplemente mediante las construcciones hidroeléctricas previstas en el plan maestro de la ANDE y el informe del IPPSE no es económicamente óptimo. Además, la correlación temporal y espacial entre las principales centrales hidroeléctricas situadas en el río Paraná hace más difícil proporcionar un suministro eléctrico fiable sin añadir variedad al sistema.
7. Las energías renovables variables (ERV, es decir, la solar fotovoltaica y la eólica) pueden ser un valioso complemento de la energía hidroeléctrica. Simulamos el potencial solar y eólico a partir de bases de datos de código abierto^{3,4} y asumimos los gastos de instalación con vistas al futuro. Encontramos que los paneles solares fotovoltaicos fijos y los aerogeneradores tienen el mayor factor de capacidad en la zona noroeste del país. El valor de las VRE se amplía cuando se introducen tecnologías de almacenamiento de energía. Los generadores de energía renovable

² IPPSE, Requerimientos de generación eléctrica del Paraguay, periodo 2019 - 2038

³ Comisión Europea EU Science Hub, Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS).

⁴ Datos integrados de superficie, NCEI, 2021, Url: <https://www.ncdc.noaa.gov/isd>

distribuidos pueden aportar beneficios adicionales al sistema de distribución, que no se evalúan en nuestro modelo.

8. La capacidad de transmisión interzonal existente es, en general, capaz de satisfacer la necesidad de transmisión de electricidad para 2040. Se sugiere que se realicen pequeñas mejoras entre las zonas de carga oriental y metropolitana.
9. También esperamos que se produzcan cambios bastante importantes en la forma de llevar a cabo la planificación energética. Es posible que entremos en una fase en la que las cargas firmes, o "carga base", se cubran con suministros lejanos, mientras que las cargas máximas se cubran/gestionen con medidas más cercanas a la demanda.
10. Los perfiles de carga podrían cambiar con el tiempo. Al menos con los perfiles de carga actuales, hay oportunidades que podrían aprovechar un uso diurno regular de la electricidad en los picos nocturnos, y permitir considerar el almacenamiento dado el bajo coste de la energía pero el alto coste de los picos. Los sistemas de enfriamiento urbano, y el almacenamiento térmico de alta temperatura para las industria, son alternativas viables de menor costo a las baterías. Este hecho se debe a que las demandas térmicas son el principal impulse de la carga máxima en Paraguay. Se examinaron los beneficios económicos de varios métodos de reducción de la carga máxima y se resumieron a continuación (véase la sección 2 y 3.3, 3.4 para más detalles). Sugerimos que Paraguay realice un estudio exhaustivo para verificar su viabilidad en el país.

Del lado de la oferta:

- a. La capacidad del almacenamiento en batería para mejorar la integración de la ERV se ha demostrado ampliamente en los estudios existentes⁵ En los escenarios que hemos calculado, nuestro modelo siempre selecciona la batería, si lo permite, cuando se invierte en generación solar y eólica.
- b. Hidropeaking (Es decir la capacidad de almacenamiento de algunas horas y la capacidad de generación adicional disponible durante los periodos de carga máxima entre las centrales hidroeléctricas que se construyan en el futuro puede mejorar la capacidad de despacho de la energía hidroeléctrica.) Nuestro modelo muestra una reducción de al menos el 7% del coste energético total (es decir, el coste nivelado de la electricidad. Nota: no se tiene en cuenta el coste adicional de la operación flexible) si se aplica este método cuando el crecimiento de la carga es 2,5 veces superior al nivel del año 2019. Esta reducción puede atribuirse a una menor inversión en generación y transmisión para acomodar la demanda máxima. El beneficio adicional radica en el alivio de la tensión del despacho de energía en el área metropolitana.

Del lado de la demanda,

- c. El almacenamiento en hielo, una forma de almacenamiento térmico, es ideal, ya que la fabricación, el montaje y la instalación aprovechan el bajo nivel de talento y crean puestos de trabajo. Nuestro modelo muestra que su beneficio potencial para el sistema energético de Paraguay radica en tres aspectos: la reducción de los picos de capacidad de generación, el fomento de la instalación de VRE y el alivio de la tensión en las líneas de transmisión. Hay que tener en cuenta que el tiempo de almacenamiento térmico está en los estándares de la construcción civil a diferencia del de las baterías.

⁵ Zhou, Y., Scheller-Wolf, A., Secomandi, N., & Smith, S. (2019). Gestión de la generación de electricidad basada en el viento en presencia de la capacidad de almacenamiento y transmisión. *Production and Operations Management*, 28(4), 970-989.

- d. Sistemas de enfriamiento urbano podría plantear otra alternativa de demanda de calefacción en frío para instituciones públicas, universidades, zonas de comercio, entre otras; que pudiesen generar una demanda apropiada.
- e. El programa de respuesta a la demanda (DR) crea incentivos económicos para los clientes que son capaces de reducir o cambiar su consumo de electricidad durante las horas pico. Analizamos la adopción del programa de respuesta a la demanda en el estado de Nueva York y demostramos que tanto la empresa de servicios públicos como los clientes se benefician de él. De forma análoga, el resultado del modelo indica que en Paraguay se puede conseguir un ahorro en la generación de entre 30 y 40 dólares por cada kW de energía reducido al año. Si consideramos que la energía hidroeléctrica o la solar fotovoltaica son la inversión marginal para la carga máxima, este ahorro puede ascender a 120~200 dólares/kW-año. El programa de RD también es beneficioso para el sistema de transmisión y distribución. Sobre la base de la inversión indicada en el plan maestro de la ANDE, creemos que el valor fiscal global del programa de RD para el operador del sistema puede ser de 75~275 dólares por cada kW reducido al año. Con este incentivo, los propietarios de los edificios podrán considerar la posibilidad de cambiar las actividades intensivas en energía durante las horas pico, instalar generadores de recursos sostenibles distribuidos, mejorar la eficiencia de los sistemas de aire acondicionado e invertir en dispositivos de almacenamiento térmico.
- f. Otro medio para mejorar el factor de carga y gestionar el crecimiento de la carga máxima es considerar las tarifas por hora del día para los grandes clientes cuyo costo interno de capital es lo suficientemente bajo como para señalar la inversión.

Tabla de contenido

Resumen.....	2
1. Modelo de Adecuación de Recursos Eléctricos de Paraguay (PY-RAM)	12
1.1 Introducción.....	12
1.1.1 Objetivo.....	12
1.1.2 Topología del sistema eléctrico nacional.....	12
1.1.3 Capacidad de transmisión actual	14
1.1.4 Registros de funcionamiento del sistema eléctrico	14
1.2 Cuantificación del potencial de generación de electricidad.....	15
1.2.1 Potencial de generación hidroeléctrica.....	15
1.2.2 Potencial de generación solar y eólica.....	17
1.3 Supuestos y estructura de costes de generación de electricidad.....	18
1.3.1 Supuesto de carga eléctrica de la zona de carga.....	18
1.3.2 Proyección del crecimiento de la carga eléctrica	18
1.3.3 Hipótesis de costes de Itaipú	20
1.3.4 Supuesto de línea de transmisión.....	22
1.3.5 Utilización de recursos despachables con bajo factor de carga	22
1.3.6 Supuestos de la estructura de costos de la generación de electricidad	23
1.4 Formulación del modelo	24
1.5 Validación del modelo	24
2. Estrategias y modelos de reducción de la carga máxima	27
2.1 Almacenamiento de energía proporcionado por la empresa de servicios públicos	27
2.2 Método de reducción de la carga residencial.....	28
2.2.1 Extracción de carga en función de la temperatura	28
2.2.2 Modelización del almacenamiento de hielo.....	29
2.3 Programas de respuesta a la demanda	30
3. Resultado del modelo	32
3.1 Detección de la insuficiencia eléctrica con la capacidad de generación actual.....	32
3.2 Planificación de la expansión del sistema eléctrico.....	32
3.3 Escenario alternativo	37
3.3.1 Panorama del escenario y de los resultados	37
3.3.2 El efecto del costo futuro de Itaipú	40
3.3.3 El efecto de la hidropeaking para la construcción de centrales hidroeléctricas	40
3.3.4 El efecto de la energía solar fotovoltaica y la batería.....	42
3.3.5 El efecto del viento	42
3.3.6 El efecto del almacenamiento de hielo	43

3.3.7 Efecto de la exportación de la electricidad no utilizada de las nuevas centrales hidroeléctricas a Argentina	44
3.4 Diseño del programa de respuesta a la demanda basado en los resultados del modelo	45
3.4.1 Respuesta a la demanda en un escenario de 1,5 veces la carga	45
3.4.2 Respuesta a la demanda en el escenario de 2,5 veces la carga.....	46
4. Análisis tecnoeconómico	48
4.1 Valor de la reducción de la carga máxima.....	48
4.2 Incertidumbre de la generación hidroeléctrica.....	48
4.3 Oportunidad de la electrificación del transporte.....	50
Anexo	52
Apéndice A. Simulación de energía solar fotovoltaica	52
Apéndice B. Simulación de energía eólica	53
Apéndice C. Líneas de transmisión interzonales existentes.....	55
Apéndice D. Formulación del Modelo de Adecuación de Recursos Eléctricos de Paraguay (PY-RAM)	56
D.1 Nomenclatura	56
D.2 Formulación matemática	58
D.3 Hidropeaking.....	60
D.4 Almacenamiento de hielo	61
D.5 Programa de respuesta a la demanda.....	62
Apéndice E. Metodología de extracción de la carga de refrigeración	63

1. Modelo de Adecuación de Recursos Eléctricos de Paraguay (PY-RAM)

1.1 Introducción

1.1.1 Objetivo

En este capítulo se presentan las principales hipótesis, las estructuras de costes y los métodos de modelización. El Modelo de Adecuación de Recursos Eléctricos de Paraguay (PY-RAM), un programa lineal entero mixto robusto (MILP), se crea para simular la expansión del sistema eléctrico de Paraguay. El modelo minimiza el costo operativo anual total del sistema y la inversión de capital anualizada, manteniendo el equilibrio entre la generación de energía y la carga proyectada a una resolución horaria. Se toma el año 2019 como año base y se proyecta la planificación del sistema eléctrico para el período 2020-2040 bajo varios escenarios de crecimiento.

PY-RAM es un modelo determinista en el que todas sus decisiones de inversión y operación se toman para satisfacer la carga horaria cargada con parámetros predefinidos. Esta característica permite el estudio detallado de múltiples escenarios de expansión de la red eléctrica, tanto del lado de la demanda como de la oferta. Teniendo en cuenta el crecimiento previsto de la demanda, el potencial de captación de energía y la estructura de costes de las futuras tecnologías de generación de interés, el modelo indicará la inversión y los detalles del despacho energético horario. Hay que señalar que el modelo no pretende ofrecer cifras sólidas de inversión en capacidad, sino dar una idea de las opciones de integración tecnológica y expansión del sistema.

1.1.2 Topología del sistema eléctrico nacional

La ANDE gestiona la red eléctrica nacional de Paraguay, el Sistema Interconectado Nacional (SIN). A efectos operativos, el SIN está dividido en 6 zonas de carga interconectadas, como se ⁶muestra en la figura 1.

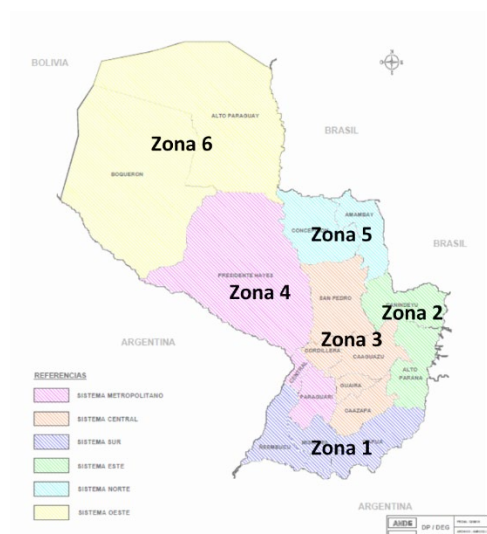


Figura 1. Mapa del subsistema de la red eléctrica, según la ANDE

⁶ ANDE, PLAN MAESTRO DE GENERACIÓN PERIODO: 2016-2025

La zona 1 (Sistema Sur) cuenta con el 11,5% de la población del país.⁷ La frontera sur de la región está dividida por el río Paraná desde Argentina. Por lo tanto, los recursos hídricos para la captación de energía son abundantes. Yacyreta, el ente binacional de generación, está capacitado con 20 turbinas Kaplan (10 pertenecen a Paraguay y 10 a Argentina) que suman 3200 MW. Su generación del año 2019 es de 17,28 TWh. Además, en esta zona se encuentran cuatro propuestas de construcción de hidroeléctricas binacionales, que idealmente resultarán en una capacidad adicional de 3181 MW a disposición de la ANDE.⁸

La zona 2 (Sistema Este) alberga al 14,7% de la población, y produce la mayor parte de la electricidad hidroeléctrica del país. Itaipú, de propiedad conjunta de Paraguay y Brasil, tiene una capacidad total de 14000MW, de los cuales la mitad pertenecen a Paraguay y la otra a Brasil. La generación total anual de Itaipú es de 79,45 TWh para el año 2019. Acaray, la tercera central hidroeléctrica más grande del país, tiene una capacidad de 210 MW que se conecta con la red nacional de Paraguay en su totalidad.

La zona 3 (Sistema Central) alberga al 23,9% de la población nacional y consume el 10,2% de la electricidad total del país. La región tiene la tasa más baja de posesión de aire acondicionado en edificios residenciales, lo que se atribuye principalmente a la pobreza. Además, la zona 3 tiene un considerable potencial hidroeléctrico (por ejemplo, el río Paraguay) que puede explotarse en el futuro.

La Zona 4 (Sistema Metropolitano) es la región más poblada del país, donde vive el 42,9% de la población paraguaya. Aunque no dispone de unidades de generación centralizada, salvo un generador diesel de apoyo, la región consume el 54,9% de la demanda total de electricidad del país. Dos líneas de transmisión de 500kV que parten de Itaipú y Yacyreta, así como varias líneas de 220kV garantizan la cobertura de la demanda en la mayor parte del tiempo para esta zona. Además, esta región cuenta con los servicios de transporte público más desarrollados, con unas 100 líneas de autobús.⁹ La electrificación de la flota de transporte público debería ser prioritaria a la hora de considerar la introducción del vehículo eléctrico (VE) en el país.

La zona 5 (Sistema Norte) consume el 5,1% de la demanda nacional de electricidad. En esta región puede aprovecharse cierto potencial hidroeléctrico (por ejemplo, Ypane).

La zona 6 (Sistema Oeste) sólo alberga el 1,2% de la población nacional. La región tiene el mejor potencial solar entre las seis zonas de carga. La inversión en energía solar fotovoltaica en esta zona puede ser una posible sustitución del uso excesivo de biomasa en la zona del Chaco intensiva en industria.

Cuadro 1. Resumen de los datos pertinentes del subsistema

Zona	Ratio de población	Electricidad anual relación de consumo	Instalación centralizada Capacidad de generación
1	11.5%	8.5%	1600MW

⁷ DGEEC, <https://www.dgeec.gov.py/vt/Poblacion-Paraguay-2020-por-departamento-y-sexo-segun-proyeccion.php>

⁸ Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), Quadracci Sustainable Engineering Lab de la Universidad de Columbia, y Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE). "Capítulo 2: El sector eléctrico en Paraguay". En *Decarbonization Pathways for Paraguay's Energy Sector*, 31-66. Nueva York: CCSI, septiembre de 2021

⁹ Dinatran, 2018, Anuario Estadístico De Transporte

2	14.7%	19.5%	7210MW	1.1.3 Capacidad de
3	23.9%	10.3%	0	
4	42.9%	55.0%	0	
5	5.9%	5.1%	0	
6	1.2%	1.5%	0	

transmisión actual

La información detallada de las líneas de transmisión (por ejemplo, dirección y capacidad) es proporcionada por la CRECE a partir de los datos compartidos por la ANDE. Las principales conexiones interzonales y las capacidades nominales de las líneas de transmisión existentes se enumeran en el *Apéndice C*. En la Figura 2, las capacidades totales de transmisión para dos zonas cualesquiera se agregan en la matriz, donde el eje vertical indica la zona de carga de las exportaciones de transmisión y el eje horizontal corresponde a la zona de destino. En el modelo, se supone un 3% de pérdidas de transmisión entre zonas adyacentes, lo cual no es preciso pero contribuye a que las pérdidas totales de transmisión del modelo se acerquen a la cifra nacional documentada, el 5,4% de la generación total.¹⁰ No se aplican pérdidas de distribución específicas en el modelo, porque la entrada de carga es el valor de la red nacional que incluye esta parte implícitamente.

a de	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
Z1	0	0	0	2516	0	0
Z2	180	0	1783	2000	350	0
Z3	0	0	0	1217	200	0
Z4	235	0	0	0	350	0
Z5	0	0	0	0	0	240
Z6	0	0	0	0	0	0

Figura 2. Límites de transmisión interzonales existentes, unidad: MW. Los índices verticales y horizontales son las zonas de partida y los destinos de la línea de transmisión, respectivamente.

1.1.4 Registros de funcionamiento del sistema eléctrico

El Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE) puso a disposición de este estudio datos de alta resolución sobre la generación de electricidad a nivel nacional y la carga de la red, gracias a la generosa divulgación por parte de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) de sus registros operativos de los últimos 20 años. El registro de la carga nacional horaria junto con el promedio y la punta anual, y la participación paraguaya horaria de la electricidad generada por las Entidades Binacionales Itaipú y Yacyreta se muestran en la figura 3 y 4 respectivamente.

¹⁰ ANDE (2019), Balance Energético Nacional 2018

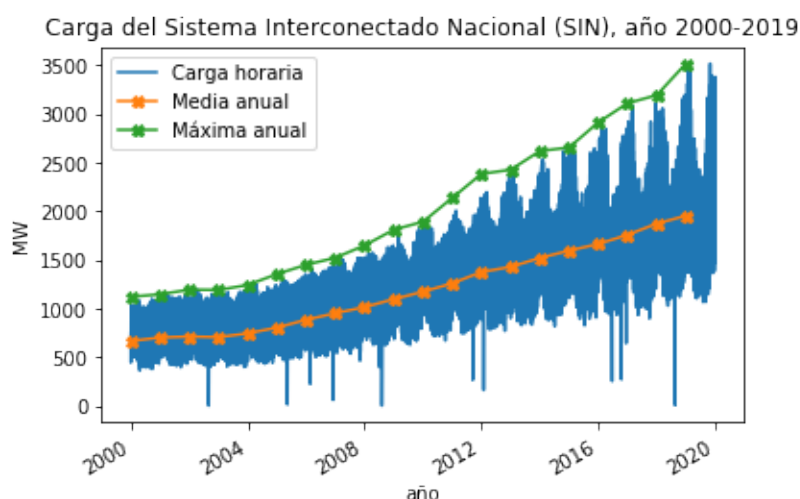


Figura 3. Carga eléctrica horaria del sistema eléctrico nacional, con la media anual y la carga máxima, año 2000-2019

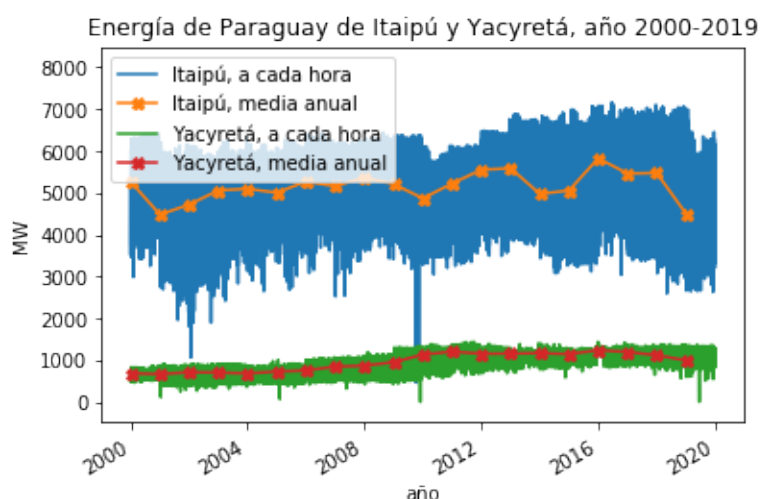


Figura 4. Energía de Paraguay por hora de Itaipú y Yacyretá, año 2000-2019

1.2 Cuantificación del potencial de generación de electricidad

1.2.1 Potencial de generación hidroeléctrica

Según el estudio anterior, Paraguay tiene recursos para producir 130 TWh/año de electricidad hidroeléctrica, de los cuales 101 TWh/año se consideran económicamente explotables.¹¹ Esta cifra es aproximadamente el doble de lo que el país genera actualmente. Sin embargo, la mayor parte de los recursos hidroeléctricos no explotados se encuentran en la parte sur del río Paraná, que limita con Argentina. Por ello, para aprovechar plenamente los recursos hídricos de la nación se requiere la negociación diplomática y la cooperación binacional. Para este estudio, dejamos de lado las cuestiones políticas y nos centramos únicamente en el potencial hidroeléctrico existente y en su rentabilidad económica.

¹¹ Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), Quadracci Sustainable Engineering Lab de la Universidad de Columbia, y Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE). "Capítulo 2: El sector eléctrico en Paraguay". En *Decarbonization Pathways for Paraguay's Energy Sector*, 31-66. Nueva York: CCSI, septiembre de 2021

Las centrales hidroeléctricas propuestas, según la ANDE y el IPPSE, pueden dividirse principalmente en dos categorías para este estudio de modelización, pequeñas centrales hidroeléctricas y centrales hidroeléctricas binacionales.^{12,13} Aunque las centrales que se construirán en el río Paraguay están clasificadas como centrales hidroeléctricas en el plan de la ANDE, su capacidad propuesta y su costo de construcción es similar al de las pequeñas centrales hidroeléctricas. Por lo tanto, se incluyen en la consideración de pequeñas centrales hidroeléctricas en nuestro modelo.

La ANDE ha identificado en su plan maestro de generación tres posibles embalses adecuados para pequeñas centrales hidroeléctricas, que se enumeran en el cuadro 2. La estimación de los costes de capital se obtiene tomando la media matemática de las múltiples pequeñas centrales propuestas según el plan de la ANDE.

Tabla 2. Datos relevantes de tres embalses hidroeléctricos que pueden ser explotados. Los gastos de capital se extraen del plan de generación de la ANDE

Ubicación	Zona de carga	Potencial (MW)	Coste de capital (millones de dólares/MW)	La
Cuencas de la región oriental de Paraguay	Norte	326	5.1	
	Central		3.6	
Cuencas conectadas con Itaipú	Este	379	3.0	
	Sur		4.3	
Río Paraguay	Central	168	3.6	
Total		873		

planificación de las centrales hidroeléctricas binacionales figura en el informe técnico del IPPSE. Según este informe, se construirán 3 nuevas centrales hidroeléctricas binacionales y una ampliación de capacidad adicional para Yacyreta en los próximos 20 años. La información detallada sobre estas centrales hidroeléctricas propuestas se muestra en la tabla 3. Todas las 4 nuevas construcciones hidroeléctricas binacionales serán construidas juntamente con Argentina, pero la construcción y la generación implicarán factores políticos que nuestro estudio no puede captar.

Tabla 3. Centrales hidroeléctricas binacionales propuestas en el informe del IPPSE.¹¹

Estación	Capacidad potenciales (MW)	Capacidad para PY (MW)	Costo total estimado (millones de dólares)	Costo de capital (millones de dólares/MW)	Año previsto en línea
Aña Cuá	270	135	600	2.2	2024

¹² ANDE, 2016, Plan Maestro De Generacion, period 2016-2025

¹³ IPPSE, 2019, Requerimientos de generación eléctrica del Paraguay periodo 2019-2038

Yacyreta nuevo	1550	776	3300	2.1	2026	1.2.2 Potencial de generación solar y eólica
Itacora-Itaiti	1600	800	6000	3.6	2031	
Corpus Christi	2875	1440	9000	3.1	2031	
Total	6295	3181				

El potencial de energía solar por hora se calcula a partir del modelo de corrección de la claridad solar. El registro de irradiación global observado cada hora se obtiene del Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS).¹⁴ Para este cálculo se han elegido seis grandes ciudades que representan sus respectivas zonas de carga. El método detallado se describe en el Apéndice A. Las 6 series temporales resultantes se concluyen con valores medios y se muestran en la tabla 4.

Tabla 4. Factor de capacidad solar por zona de carga, media anual

Zona de carga	Sur	Este	Central	Metropolitana	Norte	Oeste
Media anual de CF	0.142	0.145	0.153	0.156	0.156	0.168

En la figura 5 se

observa la media mensual y el patrón diario en comparación con el perfil de carga del área metropolitana. El patrón estacional del factor de capacidad solar (FC) se alinea bien con el de la carga eléctrica, mientras que hay algunas horas de cambio entre los picos diarios del potencial solar y la carga eléctrica. Este carácter no es el preferido para el uso de la energía fotovoltaica, y podría impedir el gran despliegue de las tecnologías de energía solar, sin una estrategia de almacenamiento de bajo costo.

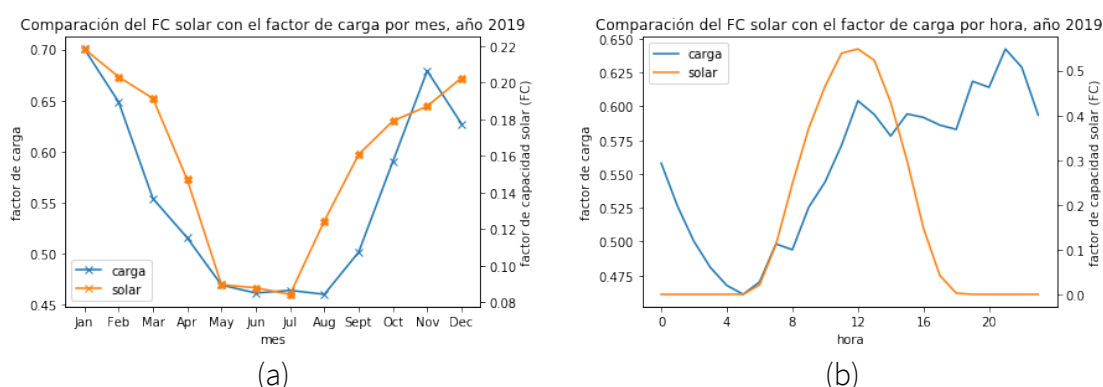


Figura 5. Comparación de la FC solar con la carga eléctrica nacional (a) media mensual (b) perfil diario

Aunque la ANDE mencionó en su plan maestro para el período 2016~2025 que no se puede aprovechar mucho el potencial eólico de superficie en Paraguay, solicitado por el viceministerio de minas y energía, cuantificamos el valor del generador eólico con los limitados datos disponibles del perfil eólico en Paraguay. En este estudio, se simula la FC horaria de generación eólica a partir de los datos de observación histórica de 2019 de la base de datos de Datos Integrados de Superficie (DSI)

¹⁴ Comisión Europea EU Science Hub, Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica (PVGIS). Url: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>

del NCEI en cada zona de carga.¹⁵ El desarrollo de la energía eólica horaria para cada zona se describe en el Apéndice B. Los CF medios anuales de las series temporales resultantes se muestran en la tabla 5.

Tabla 5. Potencial medio anual de generación eólica CF

Zona de carga	Sur	Este	Central	Metropolitana	Norte	Oeste
Media anual de CF	0.19	0.23	0.05	0.28	0.27	0.28

1.3 Supuestos y estructura de costes de generación de electricidad

1.3.1 Supuesto de carga eléctrica de la zona de carga

Lo ideal sería disponer de datos de carga de la red de alta resolución temporal desglosados por subsistema. Sin embargo, los datos de carga horaria de los que disponemos sólo existen a nivel de la red nacional. Como alternativa, se dispone de un perfil de carga mensual de cada zona. Por lo tanto, hay que suponer que cada zona tiene exactamente el mismo patrón de carga, y que la asignación de la carga de energía para cada zona en cada hora es proporcional a su carga mensual, como ecuación (1), para simular los perfiles de carga eléctrica zonal.

$$L_r(t) = \frac{L_r^{mo}}{\sum_{r \in R} L_r^{mo}} * L(t) \quad (1)$$

Hemos validado la precisión de PY-RAM (véase la sección 1.5). Se ha demostrado un buen ajuste de los resultados del modelo con los datos operativos de la red eléctrica real recogidos durante el año 2019.

1.3.2 Proyección del crecimiento de la carga eléctrica

Se prevé que la carga futura aumente proporcionalmente con un multiplicador en cada hora basado en el perfil de carga de 2019. Es difícil saber cómo crecerán los perfiles de carga en el futuro a largo plazo, especialmente porque el sector energético está preparado para el cambio. Al mismo tiempo, sabemos que el perfil de carga no ha cambiado significativamente en los últimos años a pesar del importante aumento del consumo de electricidad. Esto parece estar impulsado por las cargas de refrigeración. Esta suposición de los perfiles de carga implica que las cargas máximas crecen en proporción al crecimiento de la demanda de electricidad. Por supuesto, con la electrificación adicional, los edificios comerciales adicionales, los posibles vehículos eléctricos y el posible cambio hacia la cocina eléctrica y el uso de electrodomésticos eficientes, las cargas máximas y el momento en que se producen podrían cambiar. Las simulaciones se llevan a cabo con nueve multiplicadores de carga, y la carga media y la carga máxima resultantes pueden corresponder al año de proyección de carga del "escenario optimista" de ANDE, respectivamente, como se¹⁶ muestra en el cuadro 6.

¹⁵ Datos integrados de superficie, NCEI, 2021, Url: <https://www.ncdc.noaa.gov/isd>

¹⁶ ANDE, Proyecciones de la Demanda Nacional de Electricidad Período 2020-2040

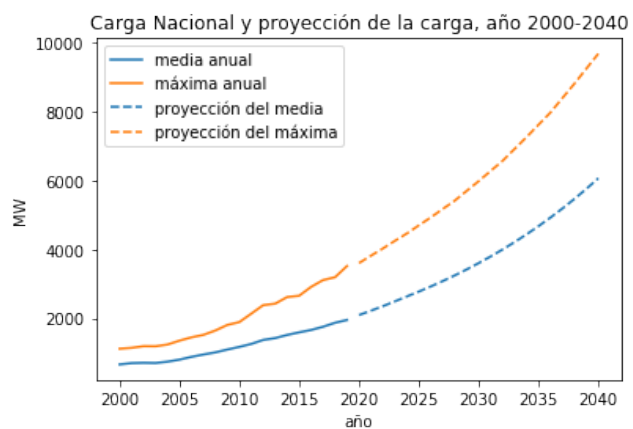


Figura 6. Proyección de crecimiento de la carga media anual y de la carga máxima por parte de la ANDE, según el "escenario optimista".

Tabla 6. Carga media y pico bajo cada uno de los nueve multiplicadores de carga, correspondientes a años sucesivos según la proyección de la ANDE, "escenario optimista".

Multiplicador	Carga media (MW)	Año de proyección	Carga máxima (MW)	Año de proyección	^a Se trata de datos reales de 2019, no proyectados. 1.3.3 Hipótesis de costes de Itaipú El precio de la compra de electricidad a Itaipú Binacional es uno de los parámetros más inciertos que recoge nuestro
1	1954	2019 ^a	3519	2019 ^a	
1.25	2443	2022	4399	2023	
1.5	2931	2026	5279	2027	
1.75	3420	2029	6158	2030	
2	3908	2031	7038	2033	
2.25	4397	2033	7918	2035	
2.5	4885	2035	8798	2037	
2.75	5374	2037	9677	2040	
3	5862	2039	10557	-	

modelo. No sólo se decide por consideraciones económicas, sino que también influyen decisiones políticas y diplomáticas.¹⁷ Según el actual Anexo C del Tratado de Itaipú, una vez que la deuda de Itaipú sea totalmente recuperada, el Costo Unitario de Servicios de Electricidad de Itaipú bajará significativamente a cerca del 37% del actual. Para tener una ventaja en la próxima revisión del Anexo C, el planificador del sistema tiene que ser consciente de la incertidumbre planteada por la negociación con Brasil sobre la futura Costo Unitario de Servicios de Electricidad (CUSE)¹⁸ de Itaipú, y prever el impacto del cambio de costos puesto en el sistema eléctrico nacional. En este estudio, captamos los precios de Itaipú en tres escenarios fijos que son los más posibles en un futuro próximo.

La compra de electricidad a Itaipú sigue básicamente la forma prevista en el Tratado de Itaipú firmado por Brasil y Paraguay en 1973¹⁹, y de acuerdo al compromiso de contrato de energía firmada en 2007²⁰. En la actualidad, tanto Paraguay como Brasil deben contratar por adelantado la capacidad de generación con la entidad Itaipú a un costo de 22600 dólares por megavatio por mes de los 12.135 MW/mes disponibles. De acuerdo con el perfil de generación del año 2019, este precio de contrato de energía puede convertirse idealmente en 43 dólares/MWh dentro de los límites de la energía garantizada, la cual es calculada en 75.000 GWH. Sin embargo, para la electricidad más allá de la capacidad contratada, existe energía adicional asociada a la potencia contratada y también

¹⁷ Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), Quadracci Sustainable Engineering Lab de la Universidad de Columbia, y Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE). "Capítulo 2: El sector eléctrico en Paraguay". En *Decarbonization Pathways for Paraguay's Energy Sector*, 31-66. Nueva York: CCSI, septiembre de 2021

¹⁸ Para facilitar la lectura, la palabra "tarifa" será usada en lugar del "CUSE" de la electricidad producida en Itaipú.

¹⁹ <https://www.itaipu.gov.br/en/company/official-documents>

²⁰ ANDE-ITAIPU BINACIONAL-ELETRABRAS, 2007, Contratos de compra y venta de los servicios de electricidad de la Itaipu, resolución N CADOP 176/19

una energía adicional a la potencia contratada. Ambos se pueden comprar hora a hora mucho más barata con un costo de 5 \$/MWh para ambos países. Esto podría atribuirse a los protocolos de funcionamiento y financieros de la entidad Itaipú. Como Itaipú mantiene su presupuesto vendiendo su capacidad de generación cada mes, y los ingresos de su energía generada más allá del contrato sólo están sujetos al pago de regalías a ambos países. Este costo es significativamente menor que el precio del contrato de energía, que se destina a cubrir los gastos operativos y financieros.

Un modelo de minimización de costos no puede captar esta cuestión diplomática, porque intuitivamente el modelo sólo elegirá la opción de menor precio para la misma cantidad de suministro de energía. Por lo tanto, añadimos una restricción según la cual la capacidad mensual contratada a Itaipú por Paraguay tiene que ser no inferior al 45% de la potencia máxima comprada a Itaipú en ese mes. Esta proporción es un redondeo de la situación mundial real de 2019 (44%), según el ex presidente de la ANDE Ing. Luis Villordo²¹.

Como la PY-RAM es un modelo prospectivo, las variaciones futuras del precio de Itaipú también deben ser captadas. Hay tres proyecciones de precios a partir del año 2023, cuando la entidad Itaipú haya pagado su deuda de ELETROBRAS, a saber: continuación del precio actual, precio intermedio y escenario de precio bajo. El precio de cada escenario figura en el cuadro 7. Además, la electricidad cedida por Paraguay a Brasil tiene un costo adicional de unos 10 \$/MWh.

²¹ <https://www.abc.com.py/edicion-impresa/economia/2019/12/21/acuerdos-del-2007-vigentes-en-su-totalidad-sostiene-titular-de-ande/>

Tabla 7. Tres proyecciones del coste futuro de la electricidad de Itaipú.

Escenario de costos	Precio del contrato (\$/MW-mes)	Precio de la energía (\$/MWh)	Notas	1.3.4
Actual	22600	43.8	Si PY y BR acordaron continuar con el precio de los días	Supuesto de línea de transmisión
Intermedio	15000	29.9	Creación de un fondo para el desarrollo sostenible	Según los datos recogidos por la CRECE, el límite de
Bajo	9610	19	Si PY y BR no pueden llegar a ningún acuerdo antes de 2023	

transmisión interzonal figura en la figura 2. La PY-RAM permite construir nuevas líneas de transmisión sólo entre zonas de carga ya conectadas o con proyectos de conexión propuestos, con un coste de capital extraído del plan de inversión de la ANDE en nuevas líneas de transmisión²². Los costos se recogen en la figura 7 en la unidad de $\$/(\text{MW} \cdot \text{km})$ donde la fluctuación de costos está sujeta a la tensión de la red de transmisión y a la infraestructura necesaria. En la PY-RAM no hay límites máximos de expansión del sistema de transmisión.

a de	Z1	Z2	Z3	Z4	Z5	Z6
Z1		595		586		
Z2	595		297	304	249	
Z3		297		666	300	
Z4	586	304	666		605	
Z5		249	300	588		806
Z6					806	

Figura 7. Costo de capital de la línea de transmisión para cada dos zonas de carga dentro del plan de expansión del sistema de transmisión de la ANDE, unidad: $\$/\text{MW} \cdot \text{km}$. Los índices verticales y horizontales son las zonas de partida y los destinos de la línea de transmisión, respectivamente. La celda en blanco significa que no se permitiría ninguna línea de transmisión.

1.3.5 Utilización de recursos despachables con bajo factor de carga

Con el fin de proporcionar opciones económicamente viables para la expansión del sistema eléctrico paraguayo manteniendo la fiabilidad, introducimos el concepto de recurso despachable que se introduce para asegurar que la carga se satisface en todas las horas como resultado de la PY-RAM. Esto permite también estimar un límite superior del costo de satisfacer esta fiabilidad utilizando una generación diesel conocida pero costosa (y no sostenible). Se utiliza un costo de

²² ANDE, 2016, Plan Maestro de Generación, periodo 2016-2025

capital anualizado de 30 \$/kW-año y un costo de combustible de unos 300 \$/MWh. Hay que tener en cuenta que estas tecnologías tienen un coste energético elevado pero un costo de capacidad bajo, por lo que sólo se utilizan ocasionalmente. Esperamos que PY-RAM sólo elija esta opción en los picos de carga eléctrica, en los que la instalación de otros generadores de energía renovable o de baterías es demasiado cara, debido a los tiempos de uso muy limitados durante un año. Proponemos varios enfoques en secciones posteriores para mitigar el uso de recursos caros, ya que el uso mayoritario de generadores basados en fósiles es incompatible con el objetivo de desarrollo sostenible de Paraguay.

1.3.6 Supuestos de la estructura de costos de la generación de electricidad

En la tabla 8 se muestran las hipótesis de costos de capital y gastos de explotación que sirven de base para la PY-RAM.

Tabla 8 Precios y rendimiento térmico de la PY-RAM

Energía hidráulica	
Tasa de capital de anualización para todos los recursos hidroeléctricos	0,05 (tipo de interés: 5%, 50 años)
Precio de compra de energía de Itaipú	Descrito en la sección 1.3.3
Precio de compra de Yacyreta Energy	40,7 (\$/MWh) ²³
Yacyreta Energy cedida a Argentina	3.6 (\$/MWh) ²⁴
Precio de Acaray Energy	3,2 (\$/MWh) ^{25, a}
Inversión en nuevas centrales hidroeléctricas	Descrito en la sección 1.2
Costo de explotación de las nuevas centrales hidroeléctricas	3 (\$/MWh) ^b
Energía solar fotovoltaica	
Tasa de capital de anualización	0,08 (tipo de interés: 5%, 20 años)
Costo de instalación	400 (\$/kW) ^c
Aerogenerador	
Tasa de capital de anualización	0,07 (tipo de interés: 5%, 25 años)
Costo de instalación	1000 (\$/kW) ²⁶

²³ Nota de reversión nº 2 - Entidad Yacyretá Binational

²⁴ EJERCICIO ECONÓMICO 2018, EBY

²⁵ Estado de resultados - diciembre_2019, ANDE

²⁶ Escenario proyectado de coste medio, NREL, 2017, Annual Technology Baseline: Electricidad. Url:

Batería		^a Se trata de un valor estimado en base al <i>Estado de resultados</i> -
Tasa de capital de anualización	0,13 (tipo de interés: 5%, 10 años)	
Costo de instalación	156 (\$/kWh) ²⁷	
Recursos despachables caros		
Tasa de capital de anualización	0,08 (tipo de interés: 5%, 20 años)	
Coste de instalación	400 (\$/kWh)	
Coste del combustible	1 (\$/Litro)	
Combustible LHV	10,6 (kWh/litro)	
Eficiencia del generador	30%	

diciembre_2019 publicado por la ANDE. ^bEl coste de explotación es similar con el de Acaray. ^cUn gasto de capital solar de bajo costo y futuro.

1.4 Formulación del modelo

PY-RAM minimiza la suma de los costos de capital anualizados y los costos operativos horarios a lo largo de un año de resolución horaria. El rendimiento económico óptimo está sujeto a restricciones que tienen en cuenta el balance energético, la disponibilidad de recursos y las inversiones en capacidad de los generadores. El modelo es fácil de modificar cuando se estudia un escenario concreto. En el Apéndice D se ofrecen detalles sobre la formulación del modelo. PY-RAM se formula en Python y se resuelve con Gurobi.

1.5 Validación del modelo

El modelo se valida primero introduciendo datos de carga eléctrica y potencial hidroeléctrico por hora para el año 2019, y sin permitir la instalación de ninguna central eléctrica nueva. A continuación, se comparan los resultados con los datos reales de despacho de la red para el mismo año. Encontramos una buena alineación entre los resultados del modelo y los datos reales con una discrepancia razonable. Esta diferencia se puede atribuir a las suposiciones que se han hecho, y a la incompetencia del modelo para capturar las decisiones diplomáticas detalladas para el contrato mensual de energía de Itaipú.

Los resultados del modelo sobre la producción de energía y los datos reales para el año 2019 figuran en la siguiente tabla 9. La energía adquirida de cada central hidroeléctrica se muestra en forma de media anual y pico.

PY-RAM funciona bien en la predicción de la generación de Itaipú, Con un error al 2.4% en promedio y 6.6% para carga máxima. Los resultados de Yacyreta también muestran una buena adecuación si se compara el error con su energía total generada. El promedio anual de la relación entre la

<https://atb.nrel.gov/electricity/2019/index.html?t=lw>

²⁷ Fernández-Blanco, R., Dvorkin, Y., Xu, B., Wang, Y., & Kirschen, D. S. (2016). Ubicación y dimensionamiento óptimos del almacenamiento de energía: Un estudio de caso del WECC. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 8(2), 733-743.

diferencia y la capacidad también está dentro del nivel del 20%, mientras que el error en la hora pico está ligeramente por encima de este rango, lo que puede atribuirse principalmente a la estrategia de contratación optimizada de Itaipú. Por lo tanto, el modelo es válido para hacer la predicción del uso de la energía para la red nacional de Paraguay, permitiendo un error razonable.

Tabla 9. Comparación de los resultados del modelo y los datos reales sobre el uso de la energía para el año 2019. Se muestran los resultados tanto para la media anual como para la hora de carga máxima.

	Resultados del modelo	Datos del sistema 2019	Potencia media/punta disponible	Diferencia en la modelización ^a	^a Se muestra la diferencia de
Media anual					
Itaipú (MW)	1852	1742	4503	6.3% (2.4%)	
Contrato mensual de Itaipú (MWmo.)	1055	1340	6300	-21% (-4.5%)	
Yacyretá (MW)	72	137	992	-47% (-6.6%)	
Acaray (MW)	112	112	-	0 (-)	
LCOE (\$/MWh)	21.8	-			
Pico de carga					
Itaipú (MW)	2345	2808	7000	-16% (-6.6%)	
Yacyretá (MW)	901	600	1361	51% (22%)	
Acaray (\$/MWh)	140	-	-	-	

modelización asociada tanto a la energía utilizada en el año 2019 como a la capacidad total disponible (en el paréntesis).

2. Estrategias y modelos de reducción de la carga máxima

Durante los últimos años, la red eléctrica de Paraguay está creciendo rápidamente para satisfacer el fuerte aumento de la demanda de electricidad del país. Como puede verse en la figura 3, la demanda nacional ha aumentado un 190% en términos de demanda media y un 215% en términos de carga máxima durante los últimos 20 años, con una tasa de crecimiento anual media del 5,5%. El rápido crecimiento de la carga máxima dificulta a la ANDE mantener la expansión de su sistema de transmisión y distribución al mismo ritmo que el crecimiento de la demanda. Actualmente, el aumento de la demanda ha provocado sobrecargas en las líneas de transmisión y frecuentes cortes de electricidad.²⁸ Por lo tanto, la gestión de los picos de carga debe considerarse como un papel importante en la expansión del sistema eléctrico de Paraguay. En el capítulo 2 del informe integrado publicado juntamente con el CCSI y el CRECE se puede encontrar una revisión exhaustiva de las tecnologías.²⁹

En esta sección, presentamos algunas potentes tecnologías de reducción de picos de carga e integramos sus principios de funcionamiento en la PY-RAM para explorar el valor del método respectivo.

2.1 Almacenamiento de energía proporcionado por la empresa de servicios públicos

La reducción de los picos de carga puede lograrse mediante varios enfoques, incluyendo métodos tanto del lado de la oferta como de la demanda. Sin embargo, como los recursos son limitados en el caso de Paraguay, la mejora inmediata de la eficiencia de los electrodomésticos y la mejora radical del sistema de transmisión pueden no ser realistas. Por lo tanto, los operadores del sistema, la ANDE, pueden considerar las tecnologías de almacenamiento de energía en el caso de Paraguay. El valor del almacenamiento no sólo se refleja en el ahorro de picos, sino también en la regulación de la frecuencia minuto a minuto y el arbitraje de energía.³⁰

La batería es una de las formas más comunes de almacenamiento. Sin embargo, el almacenamiento a gran escala del sistema eléctrico mediante baterías no ha sido una opción en la actualidad debido a su elevado costo. Según nuestro resultado introducido en secciones posteriores, el modelo PY-RAM no elegirá mucha batería, incluso si prevemos un escenario de precios bajos considerables en un futuro próximo. Sin embargo, dado que las baterías de iones de litio están creciendo rápidamente en las aplicaciones industriales y comerciales y que nuevas formas de baterías (por ejemplo, las baterías de estado sólido) se están abriendo camino hacia la comercialización, la reducción del costo de las baterías en el futuro podría ser mucho mayor de lo que podemos esperar hoy.

Otras formas de almacenamiento que pueden aplicarse en el lado de la oferta incluyen el hidropeaking. Aunque todas las centrales hidroeléctricas existentes en Paraguay están diseñadas para ser operadas en el tipo de funcionamiento del río, la construcción de una capacidad de

²⁸ ANDE, Compilación Estadística 1998-2018 (Asunción: ANDE, 2019).

²⁹ Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), Quadracci Sustainable Engineering Lab de la Universidad de Columbia, y Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE). "Capítulo 2: El sector eléctrico en Paraguay". En *Decarbonization Pathways for Paraguay's Energy Sector*, 31-66. Nueva York: CCSI, septiembre de 2021

³⁰ Davis, S. J., Lewis, N. S., Shaner, M., Aggarwal, S., Arent, D., Azevedo, I. L., ... & Clack, C. T. (2018). Sistemas energéticos de emisiones netas cero. *Science*, 360(6396).

almacenamiento de 6 horas diarias es una opción económicamente viable para aquellas centrales hidroeléctricas propuestas que aún no se han construido. Esta capacidad de almacenamiento sólo requerirá un pequeño embalse adicional y un funcionamiento flexible, pero proporcionará una valiosa capacidad de despacho de energía. Mientras tanto, se puede esperar una capacidad adicional de las turbinas para proporcionar más energía durante las horas de máxima carga del día.

Con el fin de descubrir si hidropeaking puede ser una forma eficiente de satisfacer la carga máxima, se añade en la PY-RAM una opción que permite el almacenamiento de energía hidroeléctrica durante 6 horas diarias para esas nuevas centrales hidroeléctricas. Permitimos que las nuevas centrales hidroeléctricas pequeñas que se están planificando construyan una capacidad adicional del 50% y un pequeño embalse que permita el almacenamiento de 6 horas diarias en esta opción. Para las nuevas centrales hidroeléctricas binacionales que están en fase de negociación con Argentina, se permite al modelo elegir una capacidad adicional propia que se utilizará para el funcionamiento hidropeaking con una capacidad de almacenamiento de 6 horas. No se permite que toda la capacidad de almacenamiento se mantenga durante la noche, y se obliga a que se ponga a cero a las 2 de la madrugada de cada día. La formulación de la restricción matemática se muestra en el Apéndice D.3

2.2 Método de reducción de la carga residencial

Se introducen dos métodos específicos de reducción de la carga máxima desde el lado del edificio. La adopción de un sistema de refrigeración centralizado con capacidad de almacenamiento térmico y un programa de respuesta a la demanda.

2.2.1 Extracción de carga en función de la temperatura

Observamos que la carga eléctrica de Paraguay varía mucho con las estaciones, lo que puede atribuirse principalmente a la creciente demanda de refrigeración en los veranos calurosos. Según la ANDE, la tasa de posesión de aire acondicionado en los hogares se eleva al 42,7% en el año 2017 desde el 36,5% en el año 2013, y sigue aumentando³¹. Para mitigar la variación de la carga en los días más calurosos, primero intentamos comprender cómo cambia la carga eléctrica nacional con las temperaturas exteriores. Dado que se desconoce el rendimiento térmico detallado de los edificios, así como la preferencia de confort térmico interior, se aplica un modelo de regresión simple para extraer la demanda de refrigeración del consumo eléctrico bruto por hora en función de la hora y la temperatura. Este proceso se documenta en el Apéndice E.

La figura 8a muestra la carga de refrigeración resultante en comparación con la carga total de la red nacional, mientras que la figura 8b es la carga residual que excluye la carga de refrigeración. Según este modelo, la energía de refrigeración anual para el año 2019 asciende a 328 MW de carga en promedio, lo que representa el 16,8% de la electricidad total consumida. La carga máxima de refrigeración en verano puede llegar a ser de 1634 MW, el 46% de la carga máxima.

³¹ ANDE (2018), Balance Energético Nacional 2017; ANDE (2014), Balance Energético Nacional 2013.

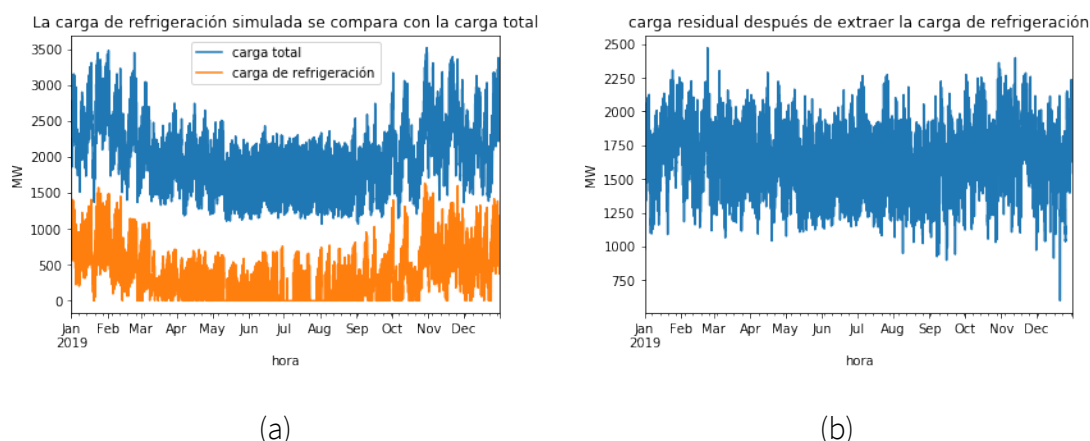


Figura 8. La carga de refrigeración simulada se compara con la carga total y la carga residual del SIN

2.2.2 Modelización del almacenamiento de hielo

Una vez extraída la carga de refrigeración, se presenta el potencial del almacenamiento térmico. Mientras que la demanda de refrigeración aumenta rápidamente, la mayoría de los acondicionadores de aire no están regulados adecuadamente. Mientras que la mejora gradual del rendimiento del aire acondicionado mediante la regulación es de gran importancia, la instalación de un sistema de ventilación a nivel de edificio o de distrito con almacenamiento térmico entre las nuevas construcciones puede evitar una mayor disminución del factor de carga estacional por varias razones. En primer lugar, puede proporcionar capacidad de almacenamiento en el lado de la demanda. Una distinción elaborada del precio de la electricidad en los picos y valles por parte del operador del sistema hará que los residentes prefieran este almacenamiento desde el punto de vista económico. En segundo lugar, ayuda a eliminar los acondicionadores de aire obsoletos con baja eficiencia que, de otro modo, podrían ser preferidos por una cuestión económica en los hogares. En tercer lugar, permite el uso de tecnologías que tienen un mejor rendimiento de refrigeración, ya que no hay mucha demanda de calefacción en Paraguay. El análisis detallado sobre la mejora de la eficiencia energética para el sector de la construcción se presenta en el capítulo 3 del informe integrado publicado juntamente con el CCSI y el CRECE.³²

En este estudio, se eligen enfriadoras eléctricas con almacenamiento de hielo para ilustrar el papel del almacenamiento de energía en el sector residencial, y cómo puede ayudar a Paraguay a reducir las horas pico de carga durante el verano. El almacenamiento de hielo es una opción emergente más barata para la regulación de la carga suplementaria en el lado de la demanda, su bajo costo y su compatibilidad con enfriadoras de alta eficiencia de refrigeración lo hacen perfecto para que los edificios residenciales y los vecinos logren un funcionamiento inteligente. Para mostrar cómo el almacenamiento de hielo puede ayudar con los retos a los que se enfrenta el sistema eléctrico de Paraguay, asumimos un escenario en el que el 100% de la demanda de aire acondicionado se cubre con enfriadoras eléctricas (es decir, el CL% es del 100%). El modelo elegirá cuánta capacidad de almacenamiento de hielo se necesita para obtener los mejores rendimientos económicos.

La formulación del almacenamiento de hielo en PY-RAM se muestra en el Apéndice D.4, mientras que la mayoría de los parámetros del modelo se pueden encontrar en la tabla 10.

³² Columbia Center on Sustainable Investment (CCSI), Quadracci Sustainable Engineering Lab de la Universidad de Columbia, y Centro de Recursos Naturales, Energía y Desarrollo (CRECE). "Capítulo 2: El sector eléctrico en Paraguay". En *Decarbonization Pathways for Paraguay's Energy Sector*, 31-66. Nueva York: CCSI, septiembre de 2021.

Tabla 10. Estructura de costos y factor de rendimiento del almacenamiento de hielo y del refrigerador

Almacenamiento de hielo		2.3 Programas de respuesta a la demanda
Tasa de capital de anualización	0,08 (tipo de interés: 5%, 20 años)	
Costo de instalación	50 (\$/TR-h)	
Hora de carga mínima	6 horas	
Eficiencia de la carga	98%	
Eficiencia de la descarga	98%	
Enfriador eléctrico		Los programas de respuesta a la demanda (RD) ofrecidos por los operadores
Carga COP	2.1	
COP de refrigeración	1.8	

de la red eléctrica pueden equilibrar la demanda y la oferta reduciendo la carga de los participantes; posteriormente, los primeros podrían obtener ahorros al reducir el pico y los segundos reducirían su factura u obtendrían recompensas. Muchos operadores y empresas de servicios públicos ofrecen actualmente diferentes programas, y el recuadro 1 muestra el programa de RD del Estado de Nueva York como caso de ejemplo. Identificamos la RD como una de las principales opciones para que los sistemas eléctricos eliminen las cargas de los periodos de carga máxima extremadamente puntuales, y vamos a averiguar qué beneficios podría aportar la RD al futuro sistema eléctrico de Paraguay. Los métodos cuantitativos que utilizamos para estimar aproximadamente el valor de los programas de RD se describen en el Apéndice D.5

Cuadro 1. Programa de respuesta a la demanda (DR) del estado de Nueva York

El estado de Nueva York ofrece múltiples programas de RD proporcionados por el Operador del Sistema Independiente de Nueva York (NYISO) y las empresas locales de servicios públicos, respectivamente.
Actualmente, la NYISO ofrece 4 programas de RD y un programa adicional diseñado exclusivamente para la ciudad de Nueva York. Dos de ellos (Programa de Respuesta a la Demanda de Emergencia "EDRP", Capacidad Instalada - Programa de Recursos para Casos Especiales "ICAP-SCRIP") están diseñados para aumentar la fiabilidad del sistema y manejar escenarios extremos y emergencias del sistema. La diferencia radica en si los participantes son obligatorios o voluntarios para reducir el uso cuando los eventos de respuesta a la demanda son declarados por la NYISO. Los otros dos programas de RD (Day-Ahead Demand Response Program "DADRP", Demand-Side Ancillary Services Program "DSASP") permiten a los participantes ofrecer voluntariamente oportunidades de reducción de carga en su mejor esfuerzo económico. Sin embargo, los dos últimos rara vez se llevaron a cabo en la realidad. El programa exclusivo de la ciudad de Nueva York (Targeted Demand

Response Program "TDRP") también requiere la reducción voluntaria de la carga por parte de los participantes cuando la NYISO los convoca.

Según el registro del programa divulgado por³³ la NYISO, durante el año 2020, la NYISO emitió 5 TDRP, con una reducción de carga media estimada de 164 MW cada vez, y 3 eventos de prueba ICAP/SCRIP, con una reducción media estimada de 912 MW (~3% de carga máxima).³⁴ El programa es un proyecto en el que todos ganan. Los participantes involucrados en los eventos TDRP durante 2020 recibieron alrededor de 2910 dólares por reducción de MW por evento. Por otro lado, según el informe anterior de la NYISO,³⁵ durante el año 2006, el operador de la red ahorró hasta 91 millones de dólares anuales gracias al programa, con una reducción media de la carga máxima de 865 MW.

Los participantes en los programas de la NYSIO también pueden inscribirse en el programa de RD de las empresas locales para maximizar su rendimiento económico. Tomemos como ejemplo la ciudad de Nueva York. Con Edison gestiona la mayor parte de la red eléctrica de la ciudad, y ahora ofrece dos tipos de programas de RD: el programa de notificación de 2 horas (DLRP) y el programa de notificación de 21 horas (CSRP). El beneficio para los participantes puede ascender a 180 dólares/kW-año por cada kW que se comprometa a reducir durante los periodos de mayor demanda de energía.

³³ Informe anual de NYISO 2020 sobre los programas de respuesta a la demanda

³⁴ La reducción estimada se calcula como la media aritmética de la reducción estimada utilizando el "CBL" como demanda de referencia de cada evento, según el informe de la NYSIO. CBL: carga de referencia del cliente, que es la línea de base de la demanda estimada en función del patrón de uso de energía de los 30 días más recientes de cada participante en el evento.

³⁵ Comisión Federal de Regulación de la Energía, 2010, informe de métricas ISO/RTO, Apéndice G (NYISO)

3. Resultado del modelo

3.1 Detección de la insuficiencia eléctrica con la capacidad de generación actual

Con los nueve multiplicadores de la carga eléctrica que se comentan en el apartado 1.3.2, el modelo PY-RAM se utiliza primero para detectar la deficiencia de energía a medida que aumenta la carga. El modelo encuentra el despacho económico optimizado en cada nivel de carga e indica cualquier desequilibrio entre la oferta y la demanda. En esta fase no se permite ninguna inversión en nueva generación. Los resultados del modelo se muestran en la figura 9.

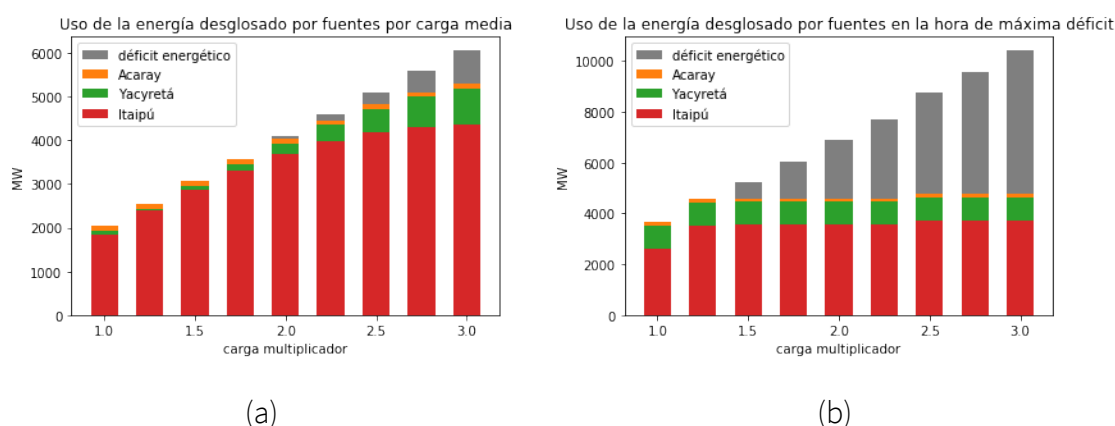


Figura 9. Generación hidroeléctrica actual y déficit energético con el crecimiento de la carga eléctrica. (a): el uso medio anual de energía. (b): el uso de energía en la hora de máxima carga.

La figura 9(a) muestra la utilización media anual de cada recurso energético. Se puede observar que, incluso con una carga triple, el sistema eléctrico nacional puede satisfacer la mayor parte de sus necesidades utilizando los recursos existentes, lo que puede atribuirse a la abundancia de recursos hídricos en el río Paraná. En cambio, la figura 9(b) muestra una historia diferente. El país comienza a enfrentar escasez de energía en algunas horas de máxima demanda a partir de 1,5 veces la carga eléctrica del año 2019, que corresponde al año 2026 según la proyección de la ANDE. Como las centrales eléctricas existentes tienen que despachar a su máximo nivel en esas horas pico, cuando la demanda crece continuamente, la escasez de energía aumenta en consecuencia a una velocidad rápida. Cuando la carga se triplica, el 54% de la demanda de carga máxima no puede satisfacerse con la capacidad de generación existente. Se trata de un enorme vacío que habrá que cubrir en los próximos 20 años.

3.2 Planificación de la expansión del sistema eléctrico

Con la comprensión de los retos a los que se enfrenta el sistema eléctrico nacional de la sección anterior, se realizaron estudios detallados sobre la futura inversión en energía con múltiples opciones tecnológicas para hacer frente al crecimiento de la demanda. Para poder compensar el desfase entre la generación y la demanda en las horas de máxima carga, y mantener un margen de reserva de seguridad, hay que construir nueva capacidad de generación, aunque ello suponga una elevada inversión de capital para unas pocas horas de uso.

De acuerdo con el plan de la ANDE y la sugerencia del IPPSE para la expansión del sistema eléctrico, Paraguay se compromete a seguir explotando los recursos hidroeléctricos sostenibles nacionales y

la energía solar para satisfacer el crecimiento de su demanda en el futuro. Por lo tanto, PY-RAM se utiliza para simular la planificación de inversiones y la operación del sistema eléctrico del país, permitiendo la inversión en nuevas centrales hidroeléctricas y energía solar fotovoltaica, así como la expansión del sistema de transmisión. Para explorar plenamente el papel de la energía solar fotovoltaica en Paraguay, ya que el costo de la energía fotovoltaica está experimentando una rápida caída en los últimos años, se permite la construcción de baterías también en este modelo. Nuestra intención es integrar la energía solar y la batería para una generación continua.

Como se ha comentado en el apartado 1.3.5, para la selección del modelo hay que añadir un recurso de generación mucho más caro, pero despachable. La elección de esta opción significa simplemente que sería demasiado caro cubrir algunos de los picos del año sólo con capacidades de generación renovable. Esta estadística también muestra la necesidad de reducir la carga máxima y mejorar el factor de carga.

Así, se genera un escenario base en el que PY-RAM puede optar por ampliar la capacidad de generación añadiendo nuevas centrales hidroeléctricas, paneles solares fotovoltaicos, baterías de almacenamiento, generadores de recursos caros y líneas de transmisión. El resultado de la planificación de la expansión del sistema se muestra en la Tabla 11. Los nombres y el año previsto de puesta en servicio de las centrales hidroeléctricas binacionales específicas se enumeran en el cuadro 12. Es importante señalar que la estructura de costos de estas centrales varía.

La figura 10 muestra la media anual y el despacho de energía máxima de cada recurso, incluyendo las nuevas capacidades de generación sugeridas por el modelo. Obsérvese que, teniendo en cuenta los ambiciosos costos de la energía solar fotovoltaica instalada, de 400 \$/kW, el modelo no selecciona la energía solar a gran escala en una cantidad considerable, dados los costos supuestos de las centrales hidroeléctricas. Este resultado no indica necesariamente que la energía solar no sea una tecnología prometedora.

Tabla 11. Nueva capacidad de generación necesaria para cada nivel de carga eléctrica.

Multiplicador de carga	Binacional hidro capacidad (MW)	Hidro capacidad pequeña (MW)	Energía solar fotovoltaica capacidad (MW)	Capacidad de recursos caros (MW)	Batería capacidad (MWh)	Nueva transmisión capacidad (MW)
1	0	0	0	0	0	14
1.25	0	0	0	0	22	83
1.5	0	0	0	545	316	119
1.75	0	0	0	1444	553	166
2	910	0	0	1731	787	0
2.25	910	256	97	2418	1120	404
2.5	910	809	678	2842	1562	575
2.75	2351	517	535	3086	1513	279
3	2351	809	1698	3434	3223	455

Tabla 12.

Estimación de nuevas centrales hidroeléctricas binacionales en servicio por crecimiento de carga

Multiplicador de carga	Año proyectado por carga media	Centrales hidroeléctricas binacionales en servicio por crecimiento de la carga
1	2019	
1.25	2022	
1.5	2026	
1.75	2029	
2	2031	Construcción de Aña Cuá y ampliación de Yacyretá
2.25	2033	
2.5	2035	
2.75	2037	Corpus Christi
3	2039	

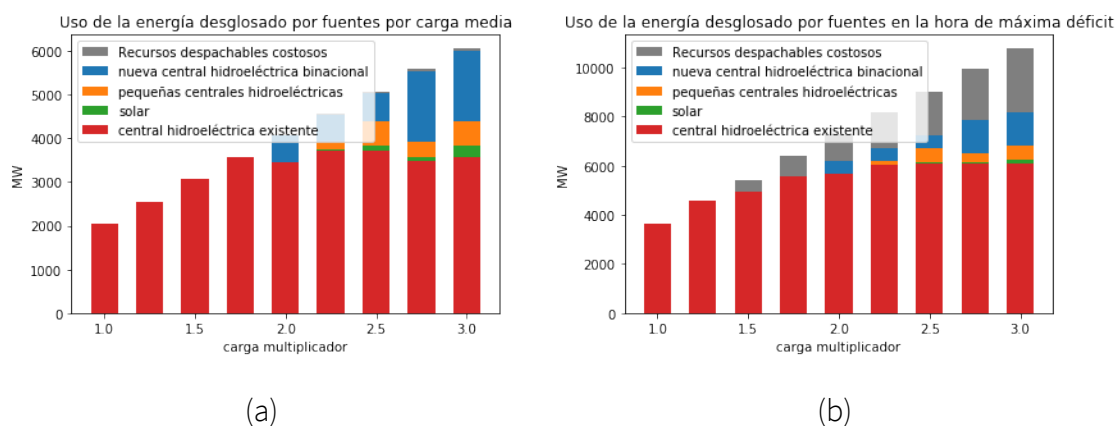


Figura 10. *Uso de la energía desglosada por fuentes con el crecimiento de la demanda. Uso de la energía desglosado por fuentes con el crecimiento de la demanda. (a): uso medio anual de energía. (b): uso de energía en la hora de máxima carga.*

Hay múltiples razones por las que esta opción puede ser viable en el futuro. Muchos países comprueban que los costos reales de la energía hidroeléctrica durante la noche son superiores a los estimados años antes. Algunas centrales hidroeléctricas acaban teniendo factores de capacidad inferiores a los estimados de forma difícil de predecir. La energía hidroeléctrica tiene que ubicarse donde está el recurso y la solar puede ubicarse más cerca de la demanda. También es difícil encontrar estudios detallados sobre los impactos ecológicos y socioeconómicos, especialmente aguas abajo, de la energía hidroeléctrica.

Por otro lado, los costos de la energía solar instalada y del almacenamiento en baterías son cada vez más competitivos. En situaciones en las que el costo de mejorar la capacidad de distribución local es elevado, la capacidad de la energía solar distribuida y el almacenamiento para superar rápidamente los picos de corta duración podría ser cada vez más viable. Aunque actualmente, según tenemos entendido, no existen incentivos gubernamentales que estimulen una mayor adopción o una fuerte demanda de los consumidores para instalar sistemas fotovoltaicos distribuidos, esto podría cambiar en el futuro. En particular, todavía hay zonas de Paraguay que carecen de acceso universal a la energía y la migración podría estar creando una creciente necesidad de nuevas conexiones: la energía solar con almacenamiento puede ser una opción viable cuando el coste de extender el cable de media y baja tensión a esas zonas es elevado. Para apreciar plenamente la propuesta de valor, y también por otras razones, recomendamos la monitorización en tiempo real a nivel de transformador o al menos de alimentador de toda la red de distribución en Paraguay para poder evaluar dinámicamente los cambios en los requisitos de carga máxima. De hecho, este tipo de medidas tiene beneficios adicionales, ya que también ayudan a supervisar y abordar las pérdidas. Esta supervisión puede ayudar a diagnosticar y aliviar las tensiones en los sistemas de distribución, así como a suministrar electricidad a las zonas sin conexión a la red.

Muestra que la inversión en centrales hidroeléctricas binacionales tendrá un rol importante en el mantenimiento del equilibrio energético entre la demanda y la oferta en el futuro, comparando la figura 10(b) con la figura 9(b). PY-RAM también sugiere que, idealmente, la construcción de Aña Cuá y la ampliación de Yacyreta deberían completarse antes de que se duplique la carga eléctrica nacional. De acuerdo con la correspondencia entre el crecimiento de la carga eléctrica y el año proyectado que se muestra en la tabla 6, se espera que estas 2 nuevas centrales entren en servicio entre el año 2031~2033. Otra central hidroeléctrica, Corpus Christi, también es elegida por la PY-RAM una vez que la carga alcanza 2,75 veces el nivel del año 2019, que se espera que funcione entre el año 2037~ 2040. El período de construcción de las centrales hidroeléctricas binacionales puede

llegar a ser de 8 a 10 años, más el tiempo de las negociaciones bilaterales. Por lo tanto, Paraguay debe realizar un esfuerzo inmediato en la planificación de estas construcciones hidroeléctricas propuestas. Las pequeñas centrales hidroeléctricas no son tan favorecidas por la PY-RAM como sus homólogos binacionales, lo que puede atribuirse a sus costos de construcción relativamente elevados.

La figura 10(b) muestra que se ha elegido una cantidad considerable de recursos despachables caros para satisfacer la demanda en las horas de carga máxima. Esta observación indica que, sin ningún método de reducción de la carga máxima, el rol de los recursos sostenibles no puede aprovecharse plenamente desde el punto de vista económico. Aunque la batería está permitida, su elevado costo y su corto periodo de funcionamiento impiden que el modelo elija una gran cantidad de ella como proveedor de flexibilidad del sistema. Este resultado también anima a estudiar métodos alternativos de almacenamiento y reducción de picos de carga que se comentan más adelante.

También hay que identificar el patrón anual de las horas de carga máxima. La figura 11 presenta la utilización de recursos caros en los niveles de carga doble y triple. Cada píxel corresponde a una utilización media mensual (eje vertical) de recursos caros en un momento concreto del día (eje horizontal). La mayoría de los desequilibrios de la demanda que no pueden cubrirse económicamente con energía sostenible aparecen en octubre y noviembre, desde las 22:00 hasta las 2:00 del día siguiente. Por tanto, es conveniente estudiar algunos métodos de reducción de la carga máxima, como la mejora de la eficiencia del aire acondicionado y la gestión inteligente de la energía.

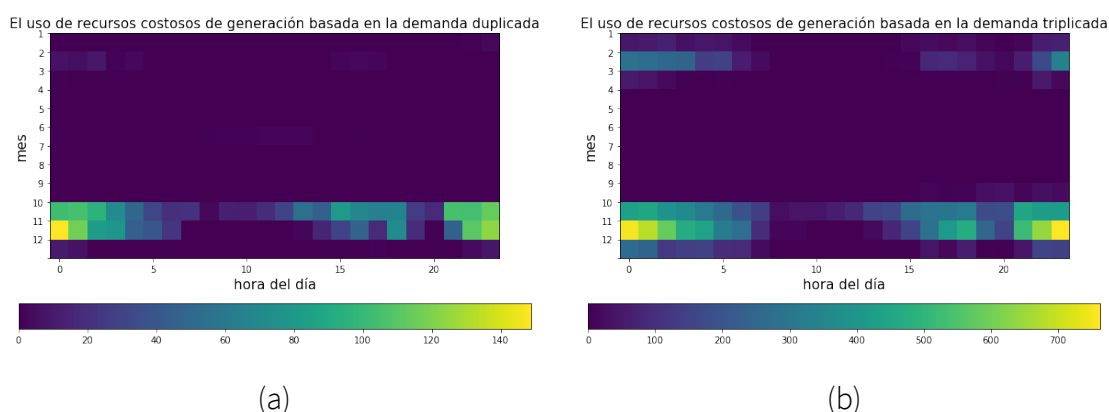


Figura 11. El uso de recursos costosos de generación de electricidad en el dominio del tiempo, unidad: MW. (a) demanda duplicada de 2019; (b) demanda triplicada de 2019.

En la figura 12 se muestran las capacidades de transmisión y los usos entre cada par de zonas de carga. La anchura de las flechas en el gráfico es proporcional a la capacidad de transmisión entre las dos zonas de carga. Las flechas rojas representan la fracción de capacidad utilizada durante un año, mientras que las flechas verdes y azules registran el excedente de capacidad y la nueva capacidad necesaria, respectivamente.

Se puede observar fácilmente que la actual infraestructura de transmisión transzonal es suficiente para satisfacer la necesidad a corto plazo. Sin embargo, a medio plazo, cuando la carga crezca hasta 2,5 veces, la mayoría de las líneas de transmisión que van más allá de las zonas de carga estarán totalmente ocupadas en las horas punta. La mayor parte de los recursos de transmisión insuficientes se producirá entre la zona este y la zona metropolitana, donde no es de extrañar que se encuentre el mayor centro de generación de electricidad del país y el mayor centro de demanda, respectivamente. Las demás líneas de transmisión podrán seguir cumpliendo los requisitos de

transmisión por debajo de sus capacidades máximas de transmisión. Hay que tener en cuenta que la reserva de capacidad no se considera en nuestro modelo.

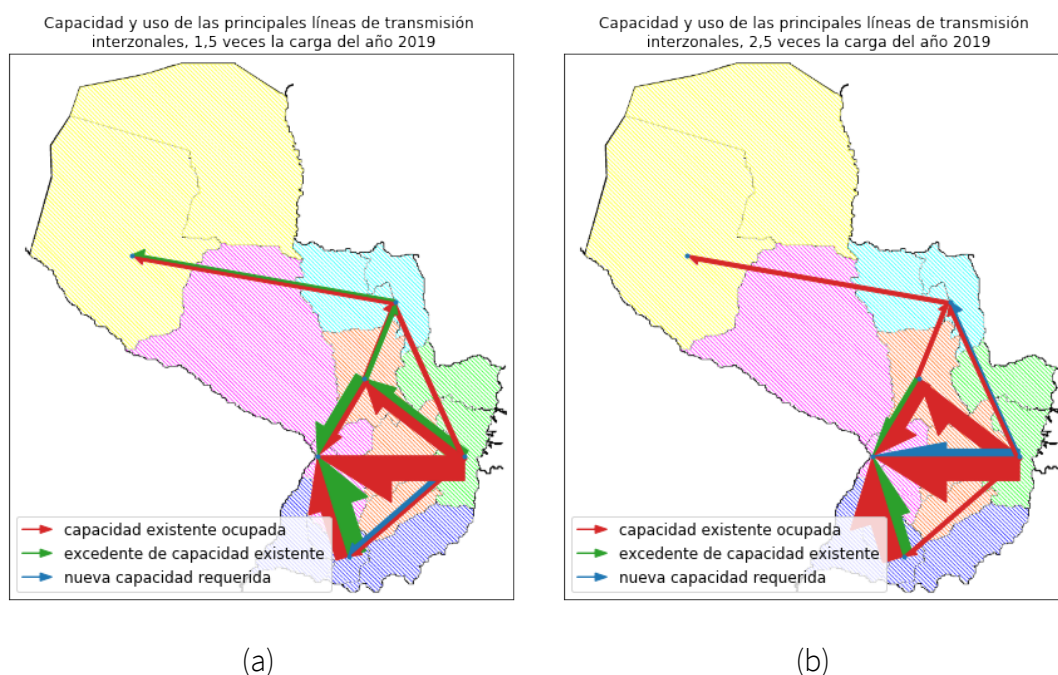


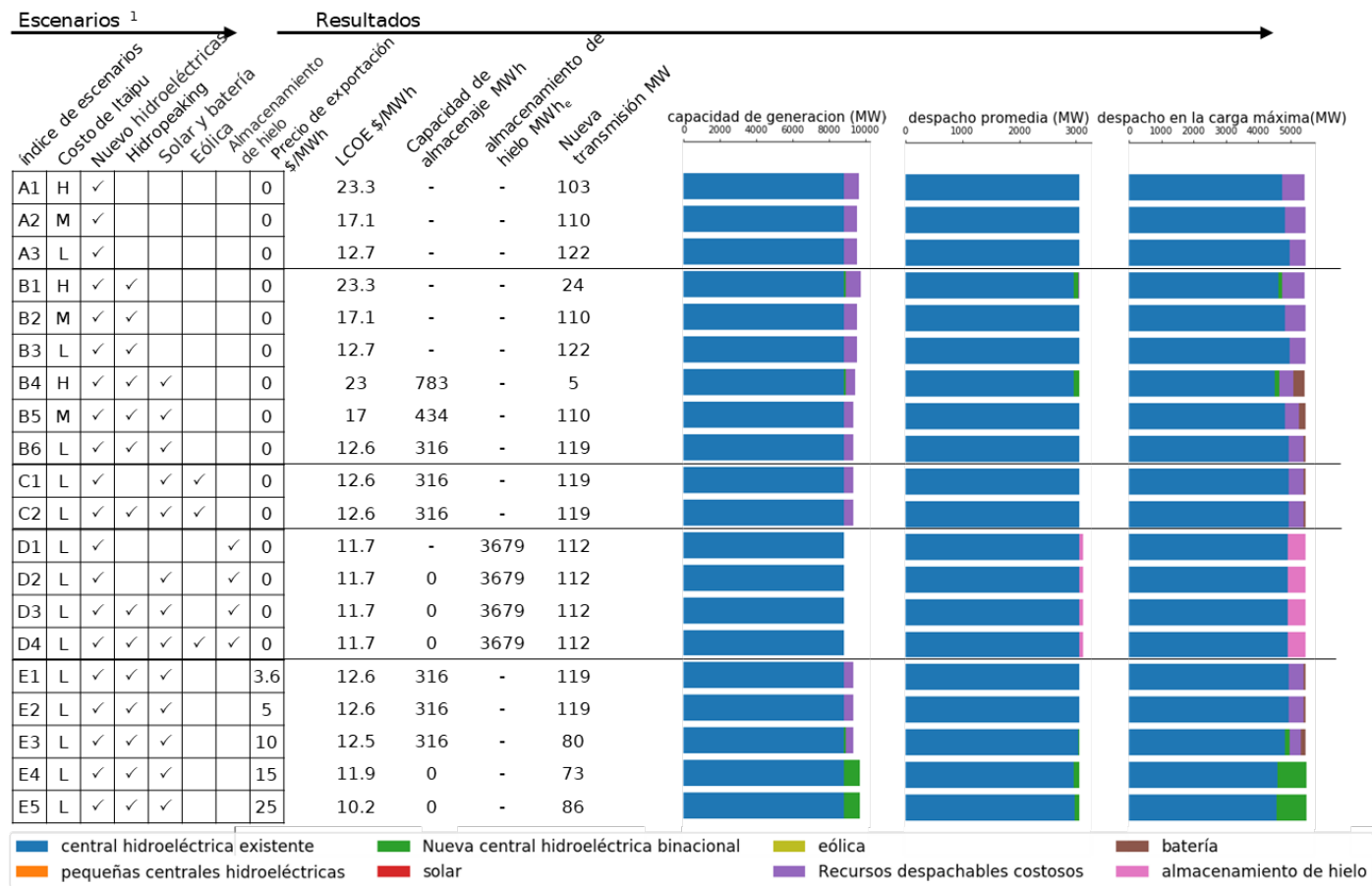
Figura 12. Capacidad y uso de las principales líneas de transmisión interzonales a (a) 1,5 veces la carga del año 2019, (b) 2,5 veces la carga del año 2019. la anchura de la línea es proporcional a la capacidad de transmisión

3.3 Escenario alternativo

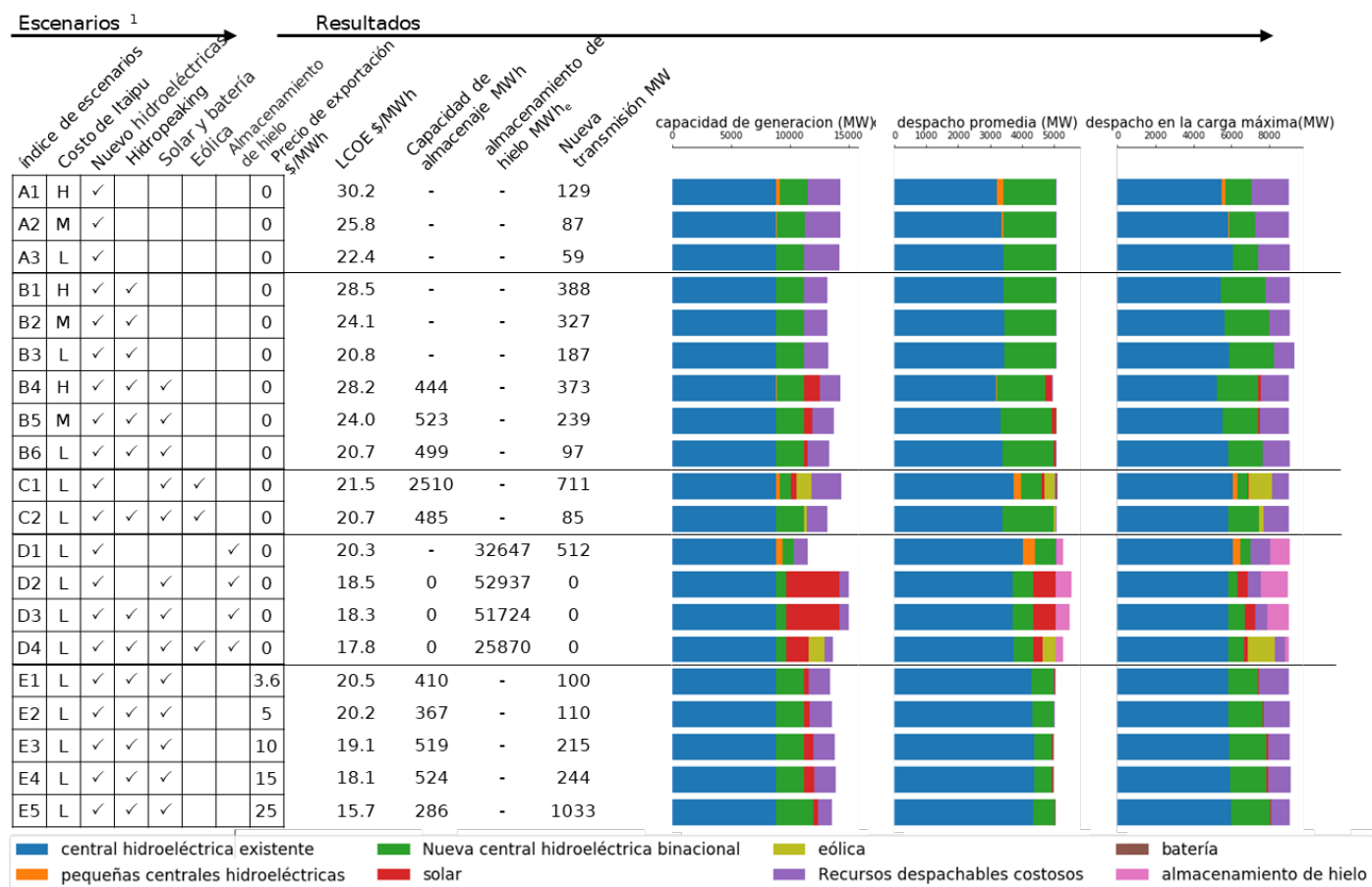
3.3.1 Panorama del escenario y de los resultados

En esta sección, examinamos el impacto del despliegue de varias posibilidades tecnológicas asociadas a la incertidumbre del desarrollo en la red eléctrica nacional de Paraguay.

A diferencia del apartado anterior, se comparan múltiples escenarios con dos niveles de carga (con un multiplicador de 1,5 veces y 2,5 veces de la carga en el año 2019). Como se muestra en la figura 13, cada fila concluye el resultado de un escenario de crecimiento concreto. Las primeras nueve filas (grupo de escenarios A y B) están diseñadas para examinar la influencia del costo futuro de la electricidad comprada a Itaipú, dadas tres combinaciones de tecnologías de generación de electricidad que se permiten invertir, a fin de mantener la tasa de expansión de la capacidad consistente con el crecimiento de la demanda. Más concretamente, para el primer grupo sólo se permite elegir las nuevas centrales hidroeléctricas propuestas. Se añade el almacenamiento de 6 horas como opción para la PY-RAM en el escenario B1~B3. El escenario B4~B6 incluye además la inversión en energía solar y baterías. En las filas 10 a 11 (grupo C), se añade la generación eólica. Nuestro resultado muestra que la generación eólica puede ser un potente competidor de la solar fotovoltaica en Paraguay. El almacenamiento en hielo, introducido en la sección 2, se tiene en cuenta para el siguiente grupo D, con diferentes combinaciones de tecnologías de generación. La última parte de la figura 13 pretende cuantificar los beneficios de permitir la exportación de la energía redundante de las nuevas centrales hidroeléctricas binacionales que se construirán en el futuro. Se han elegido cinco tasas de exportación diferentes para ser estudiadas.



(a)



(b)

Figura 13. Sensibilidad del despliegue de nuevas tecnologías e incertidumbre de costos. (a) Para satisfacer 1,5 veces la carga del año 2019 (corto plazo); (b) para satisfacer 2,5 veces la carga del año 2019 (medio plazo). Se define en cada escenario en estudio la línea de base para cada

escenario. Incluye las centrales hidroeléctricas existentes y las nuevas centrales hidroeléctricas. Los tres escenarios de costos de Itaipú se indican con la letra "H" (actual), "M" (intermedio) y "L" (bajo), respectivamente; la energía hidráulica de pico, la energía solar y la batería, la energía eólica y el almacenamiento en hielo se marcarán en las celdas si se seleccionan; el excedente de exportación de electricidad de las nuevas centrales hidroeléctricas binacionales sólo se permite en los escenarios "E", con varias tasas de exportación indicadas en cada celda. Mientras tanto, se muestran siete categorías de resultados en forma de columnas en la figura 13, que se identifican como LCOE global en \$/MWh, capacidad de las baterías en MWh, capacidad de almacenamiento en hielo en MWh, nueva inversión en capacidad de transmisión transzonal en MW, capacidad de generación de electricidad desglosada por tipo de fuente en MW, despacho medio anual por tipo de fuente en MW, y despacho en horas de carga máxima por tipo de fuente en MW respectivamente. Los resultados se revelan con más detalle en las secciones 3.3.2 a 3.3.7.

3.3.2 El efecto del costo futuro de Itaipú

Como se ha comentado en la sección 1.3.3., y basados en escenarios analizados por el Grupo de Trabajo Económico, se han tomado tres alternativas para el Costo Unitario de Servicios de Electricidad (CUSE) de Itaipú después del 2023. Se puede ver claramente en las tres primeras filas de la figura 13, que se produce una fuerte reducción del costo nivelado de la electricidad (LCOE) a corto plazo si el precio de contratación de Itaipú puede alcanzar la alternativa mas baja posible. Sin embargo, el efecto de reducción de costos es más suave a medio y largo plazo, especialmente cuando se considera la tecnología de almacenamiento de energía competitiva.

Por el contrario, la reducción del precio de compra de la electricidad de Itaipú no tendría mucha capacidad para reducir la selección del modelo de uso de recursos despachables caros. Esto puede atribuirse principalmente al hecho de que el precio de la electricidad de Itaipú ya es muy barato. Por lo tanto, con el fin de asignar recursos limitados para el desarrollo sostenible, sugerimos que Itaipú mantenga el precio de la electricidad al mismo nivel, o baje su tarifa a un nivel algo mayor que el costo de generación futuro. Como consecuencia, se podría crear un fondo de desarrollo sostenible para proporcionar apoyo financiero a los proyectos pioneros del país en el campo del desarrollo sostenible.

3.3.3 El efecto de la hidropeaking para la construcción de centrales hidroeléctricas

Aunque no hemos estudiado el efecto del reequipamiento de las centrales hidroeléctricas existentes para permitirles disponer de cierta capacidad de almacenamiento diario, en nuestro resultado se muestra el beneficio de la hidropeaking entre las nuevas centrales hidroeléctricas. El funcionamiento flexible de las centrales hidroeléctricas proyectadas que se construirán en el futuro es capaz de reducir el uso de recursos despachables caros y, por tanto, tiene efectos positivos en la reducción del LCOE. Teniendo en cuenta que las centrales hidroeléctricas de nueva construcción sólo representan una pequeña parte de los suministros de generación, el efecto en la reducción de costes por este método es sustancial. Por lo tanto, creemos que el efecto del almacenamiento de energía hidroeléctrica se exhibirá por completo si se puede llevar a cabo alguna adaptación en las tres centrales hidroeléctricas en funcionamiento para proporcionar algunas horas de capacidad de almacenamiento.

La figura 14 compara el despacho de recursos energéticos con y sin almacenamiento hidroeléctrico para las centrales hidroeléctricas proyectadas. Al dotar a las centrales hidroeléctricas de nueva

construcción de la capacidad de prestar un servicio de almacenamiento de 6 horas diarias, PY-RAM optará por consumir mucha más energía hidroeléctrica de las tres centrales existentes, lo que sin duda reducirá el costo de suministro. La razón puede estar vinculada a las reglas de contratación mensual de Itaipú. Debido a los acuerdos, la ANDE no puede contratar energía por menos de una fracción de la que realmente compra. Por lo tanto, el mejor interés económico sólo se puede lograr cuando la compra horaria es de un nivel plano que minimiza la fracción entre la energía contratada y la compra total, manteniendo esta fracción por encima de un umbral de preferencia diplomática. Sin la necesidad de proporcionar flexibilidad y regulación de potencia, se puede comprar más energía a la central binacional de Itaipú, mucho más barata.

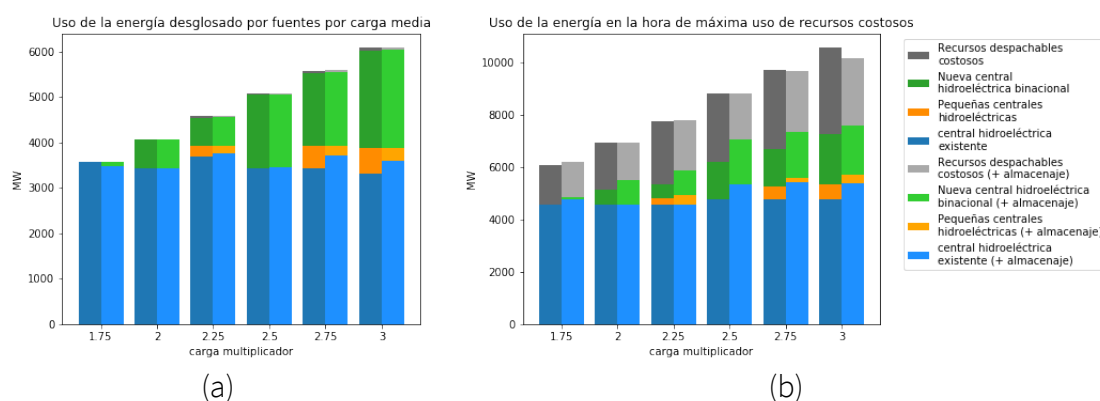
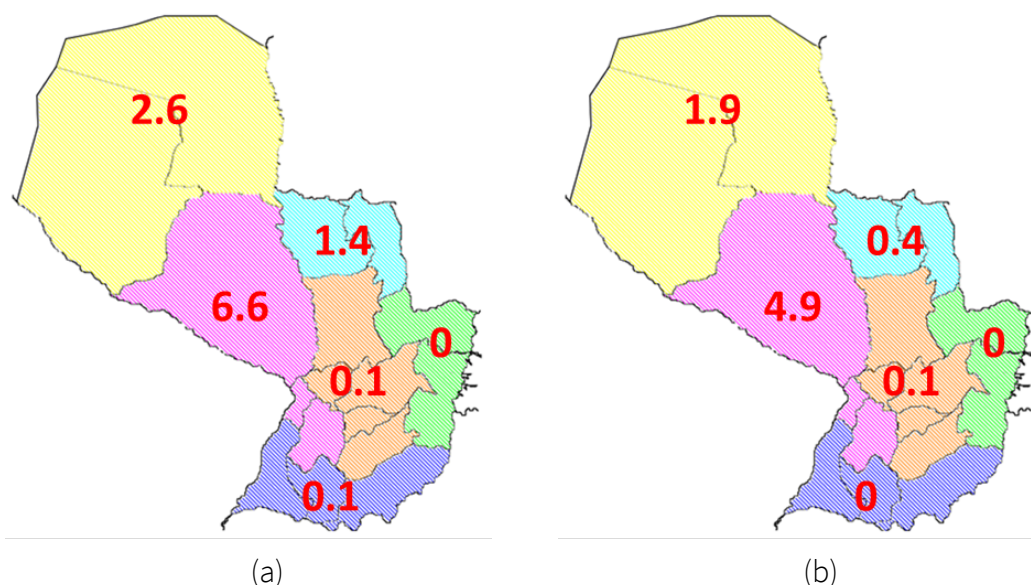


Figura 14. Comparación del despacho de energía con y sin almacenamiento hidráulico para nuevas centrales hidroeléctricas a medida que crece la demanda. (a) valores medios anuales; (b) valores horarios de carga máxima anual.

La figura 15 muestra el uso medio de recursos caros en cada zona geográfica, y compara el resultado con y sin almacenamiento hidráulico entre las nuevas centrales hidroeléctricas. Se observa una fuerte reducción en el uso de recursos caros en el área metropolitana cuando se hace funcionar la nueva central hidroeléctrica de forma flexible. Este carácter es el preferido por el operador del sistema, ya que la mayor parte de la escasez de energía se produce hoy en día en esta zona densamente poblada.



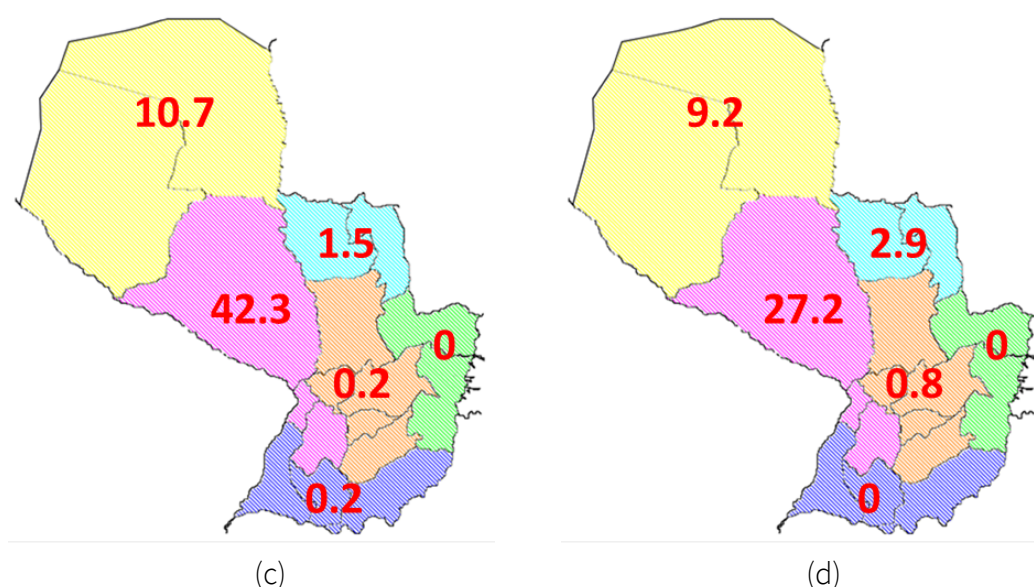


Figura 15. Distribución geográfica del uso medio de los recursos despachables caros (unidad: MW) con y sin almacenamiento hidráulico. (a) y (b) corresponden a 2 veces la carga del año 2019, (c) y (d) corresponden a 3 veces la carga del año 2019. Mientras que (a) y (c) sin ningún tipo de almacenamiento, (b) y (d) permiten el almacenamiento hidráulico para las nuevas centrales hidroeléctricas

3.3.4 El efecto de la energía solar fotovoltaica y la batería

Nuestro resultado indica que, con el costo actual de la energía solar y la batería, no son tan competitivas como la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas y la realización de un almacenamiento hidroeléctrico diario. La PY-RAM no elegirá mucho la energía solar y la batería incluso si introducimos un precio considerablemente bajo de las baterías. Esto puede atribuirse principalmente al patrón de carga diario y estacional de los ciudadanos paraguayos, que no se alinea bien con el potencial solar. Más concretamente, la energía solar alcanza su punto máximo en torno a las 13:00 horas, pero la curva de carga eléctrica se maximiza en las horas de la tarde. Para el patrón estacional, la batería sólo es útil para unas pocas horas de pico de carga, lo que hace que su uso sea extremadamente caro, por lo que la energía solar fotovoltaica es menos favorable que la energía hidroeléctrica, más fiable.

Sin embargo, el beneficio de la energía solar distribuida y la futura reducción del costo de la energía fotovoltaica no se tienen en cuenta en nuestro estudio, lo que puede influir en las decisiones de inversión para el futuro. Además, la figura 13 muestra que la presencia del almacenamiento en hielo, que es mucho más barato y adecuado para el despliegue masivo, puede promover enormemente la energía solar fotovoltaica en el sistema eléctrico de Paraguay. En la hipótesis de costos que proponemos en este estudio, la energía solar fotovoltaica es incluso más atractiva que la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas binacionales cuando se combina con el almacenamiento en hielo. Los mismos efectos pueden encontrarse también para el generador eólico.

3.3.5 El efecto del viento

Nuestro modelo muestra resultados optimistas de la inversión en turbinas eólicas en el futuro. La Figura 13 muestra que la energía eólica compite con la solar fotovoltaica en cada nivel de carga, aunque ambas opciones siguen pareciendo caras para el mercado energético de Paraguay. Sin embargo, al igual que la solar, la generación eólica puede ser preferida si se puede adoptar una

tecnología de almacenamiento de bajo costo en el sector eléctrico residencial de Paraguay.

3.3.6 El efecto del almacenamiento de hielo

La opción de despacho de energía a largo plazo cambia bastante si se asume que toda la demanda actual se satisface con enfriadoras eléctricas y se permite que el modelo elija el almacenamiento de hielo, tal y como se comenta en el apartado 2.2. Nuestra intención al hacer este escenario con modelos es defender el beneficio de instalar dispositivos de refrigeración más eficientes y opciones de almacenamiento a nivel de bloque. En la figura 16 se muestra la combinación de energía para diferentes proyecciones de carga con y sin el uso de almacenamiento de hielo.

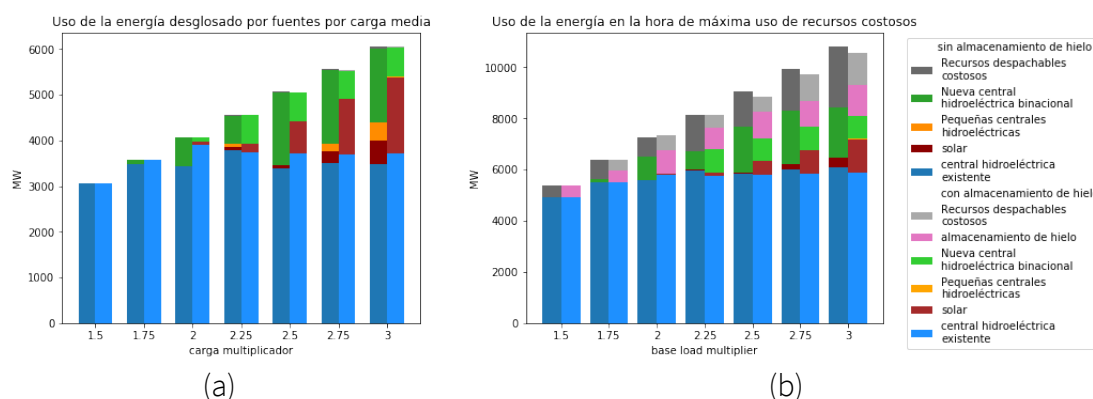


Figura 16. Comparación del despacho de energía con y sin almacenamiento de hielo para futuros edificios residenciales. (a) valores medios anuales; (b) valores horarios de carga máxima anual

Se elige una cantidad considerable de energía solar fotovoltaica en el escenario que permite invertir en el almacenamiento de hielo. Este carácter coincide con nuestras expectativas. Como se ha comentado en el capítulo anterior, el punto débil del despliegue solar se resuelve con la tecnología barata de almacenamiento en hielo, y en estos escenarios se elige una cantidad considerable de energía solar fotovoltaica. Con el crecimiento de la carga en la figura 16(b), se elige menos de la mitad de los recursos costosos en la hora de carga máxima anual en comparación con el escenario sin almacenamiento de hielo. El beneficio de la combinación de energía solar fotovoltaica y almacenamiento en hielo también se aplica a la reducción de la carga de las líneas de transmisión en los períodos de carga máxima, que se muestra en la figura 17. Esta figura muestra los requisitos de las líneas de transmisión a 2,5 veces la carga eléctrica del año 2019.

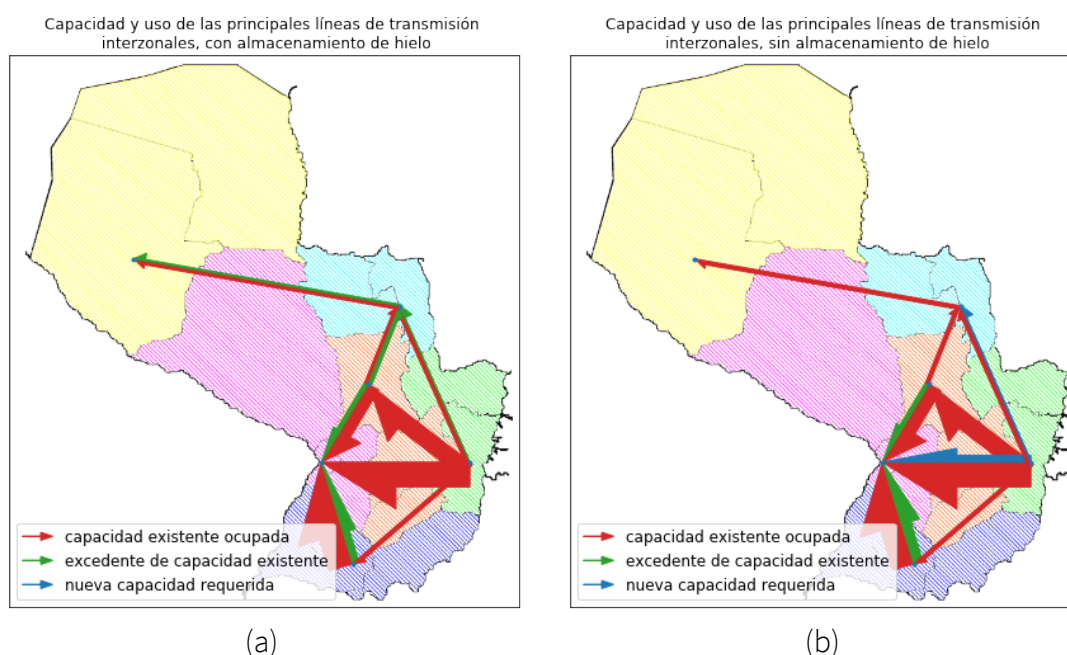


Figura 17. Comparación del uso de la transmisión interzonal entre con y sin almacenamiento de hielo, a 2,5 veces la carga eléctrica del año 2019

También se observa el patrón de uso de los recursos costosos. La figura 18 muestra la comparación del uso de recursos caros entre los escenarios con y sin almacenamiento de hielo. En la figura 18(a) es evidente que la escasez anual de recursos renovables económicamente viables sólo se produce en algunos meses de verano, cuando el potencial hidroeléctrico es bajo y la demanda de refrigeración es alta. La figura 18(b) muestra el efecto del almacenamiento de hielo en la reducción de la carga máxima en los 3 días de despacho más difíciles del año. El resultado también verifica que el almacenamiento de hielo puede servir como una poderosa herramienta para la reducción de la carga máxima en el futuro.

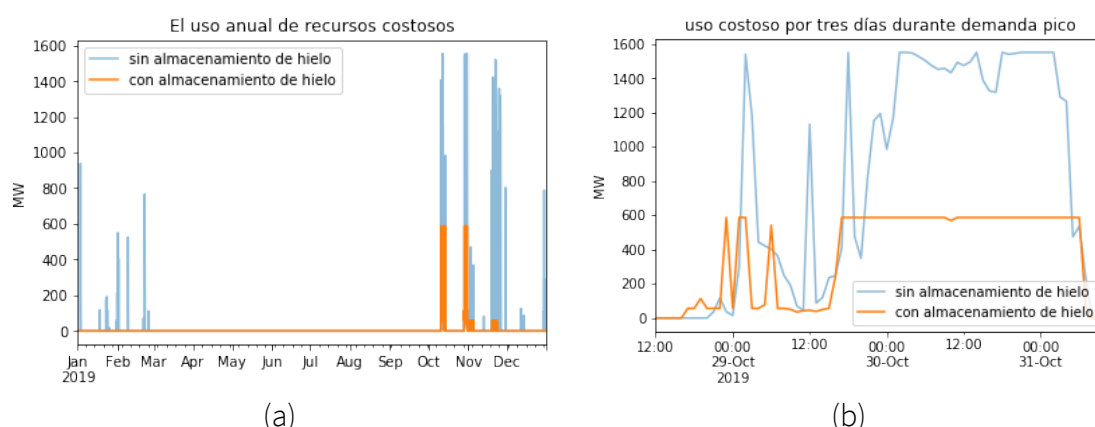


Figura 18. Utilización de recursos despachables costosos con y sin almacenamiento de hielo. carga a 2,5 veces la carga del año 2019 (a) anualmente; (b) ventana de uso máximo de tres días

3.3.7 Efecto de la exportación de la electricidad no utilizada de las nuevas centrales hidroeléctricas a Argentina

Como se muestra en las últimas cinco filas de la figura 13, con la capacidad de exportar el excedente de energía generada por las nuevas centrales hidroeléctricas binacionales a Argentina a un precio razonable, todo el costo de despacho del sistema sería menor, ya que se restringe el uso de recursos caros. Este efecto se amplifica especialmente si el precio de exportación puede ser superior a 15

\$/MWh, bajo la moneda actual del sistema eléctrico y la tasa de inflación. Por lo tanto, es especialmente necesario negociar la cooperación bilateral en la explotación de la energía hidroeléctrica con Argentina, a fin de beneficiar tanto la expansión sostenible del sistema energético como las opciones económicas de despacho de energía para Paraguay.

3.4 Diseño del programa de respuesta a la demanda basado en los resultados del modelo

Observamos que la deficiencia de recursos empieza a producirse en el escenario de 1,5 veces la carga, en el escenario base introducido en el apartado 3.2. Por tanto, elegimos este escenario para diseñar los programas de RD en primer lugar. A continuación, se utiliza el escenario de 2,5 veces la carga para comprender los beneficios de la RD cuando la carga aumenta continuamente.

3.4.1 Respuesta a la demanda en un escenario de 1,5 veces la carga

Utilizamos el concepto de carga neta para mostrar la demanda residual, que se obtiene de restar la carga total por el potencial de generación hidroeléctrica existente. La curva de duración de la carga neta se muestra en la figura 19(a). Indica que el desequilibrio entre la demanda y la capacidad de generación existente se produce sólo en algunas horas del año. La figura 19(b) muestra la planificación detallada del despacho por tipo de recurso en esas horas concretas, basándose en los resultados de la PY-RAM. El eje vertical se ha convertido en una escala logarítmica para mostrar claramente el desequilibrio.

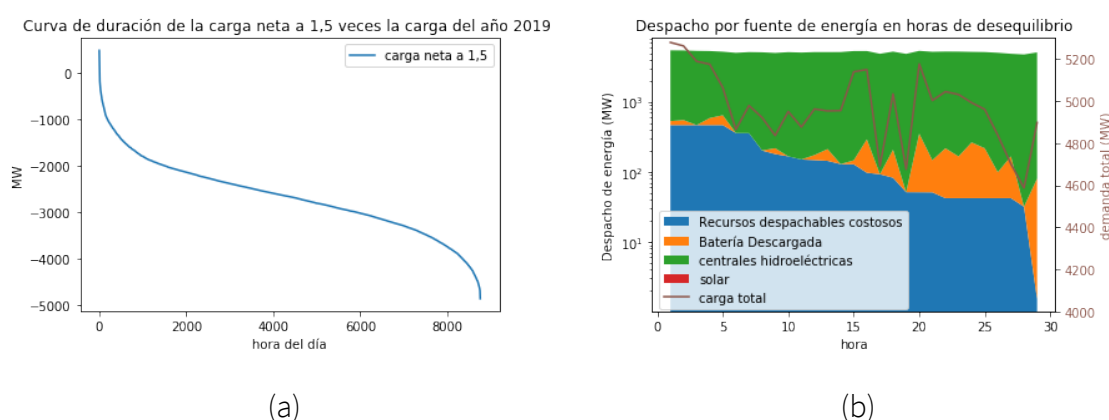


Figura 19. (a) Curva de duración de la carga neta a 1,5 veces la carga del año 2019. (b) Despacho de energía en horas de desequilibrio por fuente. Nota: la carga neta se define como la carga total menos el potencial de generación de las centrales hidroeléctricas existentes.

A continuación, se elabora un plan de programa de RD para limitar la carga entre esas 30 horas que no pueden ser satisfechas por la capacidad existente. Se necesitan 8 eventos de RD para reducir la demanda máxima en 466 MW, o lo que es lo mismo, eliminar el uso de recursos despachables caros. Cada evento de RD tendrá una duración de entre 1 y 12 horas. En la tabla 13 se muestran los números detallados de los eventos agregados por la duración del periodo de cobertura. En el mejor de los casos, los 8 eventos de RD podrán reducir la deficiencia de recursos hasta en 5002 MWh.

Tabla 13. Eventos de RD propuestos agregados por horas de duración

Horas en un evento	1	2	3	4	12
Número de eventos	2	1	3	1	1

3.4.2 Respuesta a la demanda en el escenario de 2,5 veces la carga

El mismo análisis puede aplicarse para planificar eventos de RD mientras la demanda de energía crece hasta 2,5 veces. La tabla 14 ofrece múltiples opciones de planificación de la RD para varios objetivos de reducción de la carga máxima, así como los beneficios económicos estimados. A medida que aumentan las horas de actuación, el ahorro global proporcionado por cada MW de capacidad reducible es cada vez mayor. Sin embargo, el valor unitario de cada MWh de energía reducida se reduce. Dado que esta tabla no muestra el ahorro en el sistema de transmisión y distribución por problemas de disponibilidad de datos, para averiguar la cantidad preferida de reducción de la carga máxima para todo el sistema aún se necesitan más estudios rigurosos.

Tabla 14. Opciones del programa de respuesta a la demanda dirigidas a diferentes cantidades de reducción de la carga máxima en el escenario de 2,5 veces la carga

Reducción de la carga máxima (MW)	100	200	300	500	750	1000	1500	2000
Número de eventos	1	3	4	6	8	10	36	-
Total de horas de trabajo	5	9	10	17	39	60	152	499
Reducción del costo de capital del generador de recursos caros (MW)	100	200	300	500	750	1000	1500	2000
Recursos costosos de reducción de energía (GWh)	0.5	1.1	1.8	4.0	9.8	20.9	64.9	168
Reducción del capital de la batería (MWh)	0	0	19	19	19	19	356	783
Reducción del costo de capital anualizado (MM\$)	3	6	10	16	24	32	55	80
Valor de la reducción de la carga máxima (\$/kWh)	6.4	5.9	5.6	4.1	2.5	1.6	0.9	0.5

Ahorro medio anual (\$/kW-año)	34	34	34	34	34	34	34	34	Obsérvese además la
Ahorro de combustible (\$/kWh)	0,3 \$/kWh								

distribución temporal de estas opciones de RD enumeradas anteriormente. Las figuras 20(a) y 20(b) muestran el número de horas implicadas durante cada mes si el programa tiene como objetivo la reducción de la carga máxima de 1000 MW y 2000 MW respectivamente. La figura 20(a) indica que todas las oportunidades de reducción de la carga máxima se producen en octubre y noviembre, mientras que el 66% de ellas deben realizarse entre las 21:00 y las 2:00 horas, una ventana de 6 horas. Este carácter suele ser el preferido por el operador del sistema para iniciar un programa de RD, ya que los picos de carga son predecibles y están distribuidos de forma favorable, lo que minimiza el número de eventos. En la figura 20(b) también se observa un patrón similar.

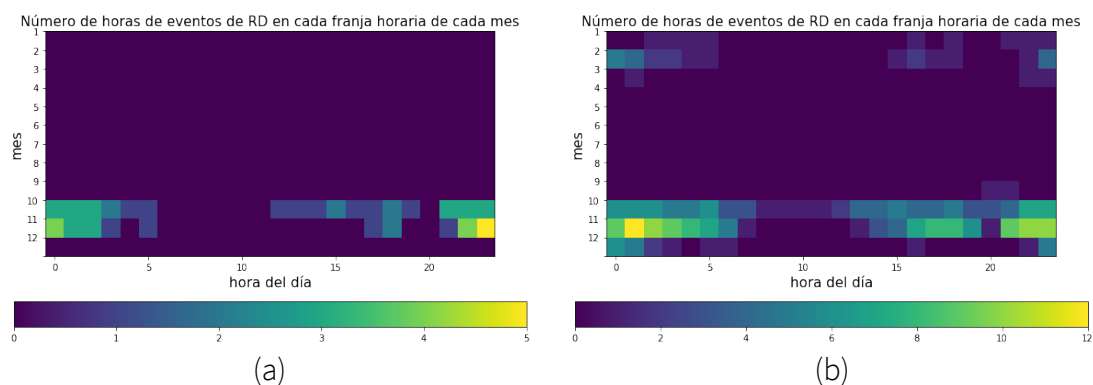


Figura 20. Número de horas de eventos de RD en cada franja horaria de cada mes, para (a) el programa de reducción de carga máxima de 1000 MW y (b) el de 2000 MW

4. Análisis tecnoeconómico

4.1 Valor de la reducción de la carga máxima

Nuestro resultado muestra que el programa de RD propuesto en la sección 3.4 puede ahorrar entre 1 y 3 dólares por kWh de reducción en la inversión en generadores y baterías, junto con un ahorro adicional de 0,3 dólares/kWh de combustible. Si se convierte en un ahorro anual, el programa de RD podría ahorrar al operador del sistema una cantidad de 30~40 \$/kW-año por cada 1 kW de pico reducido. Esta estimación se amplía significativamente si se requiere que la carga máxima se cubra con generación sostenible, y puede alcanzar aproximadamente 120~200 \$/kW-año.

Aparte de la reducción de la inversión en capacidades de generación, el beneficio del programa de RD se refleja también en el sistema de transmisión y distribución. El ahorro en la ampliación del sistema de transmisión se calcula sobre la base del plan maestro de transmisión 2016-2025 de la ANDE.³⁶ Según el plan, para asegurar un margen de operación del 20% durante el periodo de 10 años, durante el cual la carga máxima crece de 3.165 MW a 6.721 MW, la ANDE gastará alrededor de 1.100 millones de dólares para ampliar las líneas de transmisión en más de 2,6 millones de MW-km, y otros 1.500 millones de dólares para construir nuevas subestaciones. Simplificamos los cálculos asumiendo que la inversión es proporcional a la carga máxima. Se puede obtener un valor intuitivo de la reducción de la carga máxima en el sistema de transmisión de alrededor de 15 dólares/kW-año, con la suposición de una tasa de anualización del 5%.

Del mismo modo, el ahorro en el sistema de distribución puede estimarse sobre la base del plan maestro de distribución 2016-2025 de la ANDE.³⁷ La ANDE tiene previsto gastar 1154 millones de dólares en la ampliación del sistema y 299 millones de dólares en cables para el periodo. Utilizando el mismo método, obtenemos una reducción anualizada de 30~50 \$/kW-año de la inversión en el sistema de distribución.

En conclusión, el valor de la reducción de los picos de carga en el futuro sistema eléctrico de Paraguay puede llegar a ser de 75~275USD/kW-año. Si se convierte en gasto fiscal directo, se pueden ahorrar más de 1500\$/kW en inversión. Con un ahorro de este nivel, el programa de respuesta a la demanda debería ser capaz de encontrar su papel aliviando las cargas del sistema eléctrico causadas por el rápido crecimiento de la demanda. Por otra parte, al participar en el programa de respuesta a la demanda, los propietarios de edificios encuentran incentivos financieros para invertir en generadores sostenibles distribuidos, dispositivos de almacenamiento a nivel de edificio o bloque, digitalización y mejora de la eficiencia eléctrica.

4.2 Incertidumbre de la generación hidroeléctrica

En la figura 4 se muestra un registro de generación hidroeléctrica de 20 años. Elegimos utilizar los datos del año 2019 como entrada de energía hidroeléctrica para la PY-RAM porque representa el peor caso para el operador del sistema, ya que el río Paraná sufrió una sequía extrema durante ese año. Por lo tanto, PY-RAM puede considerarse como un modelo de optimización robusto, donde la

³⁶ ANDE, 2016, Plan Maestro de Generación, periodo 2016-2025

³⁷ ANDE, 2016, Plan Maestro de Generación, periodo 2016-2025

incertidumbre se resuelve planificando para el peor escenario.

Como indican los resultados de la PY-RAM, la energía hidroeléctrica no podrá satisfacer económicamente el 100% de la demanda de energía de Paraguay en el futuro, incluso con la construcción de nuevas presas hidroeléctricas. Esto se debe a que el funcionamiento a filo de agua no puede alinearse bien con el patrón de carga eléctrica. La incertidumbre de la generación hidroeléctrica viene por dos dimensiones - temporal y espacial.

La Figura 21 muestra el patrón de distribución del potencial de generación promedio mensual de Itaipú durante un período de 20 años. Indica que el potencial de generación de Itaipú varía mucho entre años. La generación en el peor año hídrico suele ser sólo 3/4 de la de los mejores años hídricos. Si se convierte esta fracción en la participación paraguaya en la energía de Itaipú, en promedio, hay hasta 1500 MW de diferencia de generación de energía en cada hora entre los mejores y peores años de agua. Este problema puede traer enormes desafíos una vez que la carga eléctrica máxima de Paraguay alcance el potencial total de generación de las centrales hidroeléctricas del país.

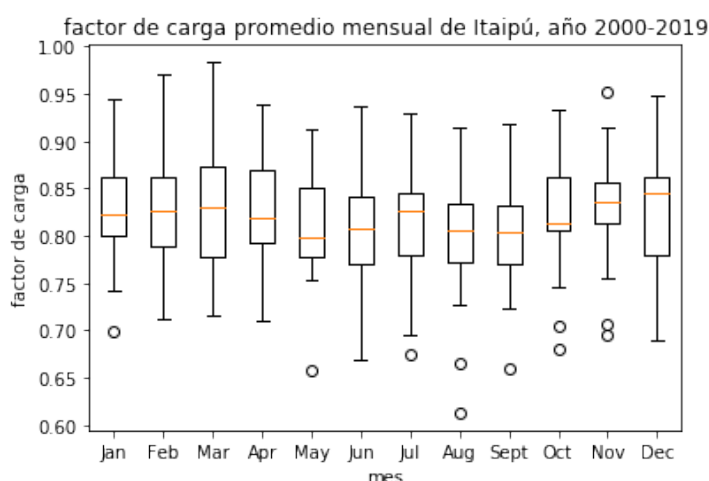


Figura 21. Gráfico del factor de carga promedio mensual de Itaipú, año 2000-2019. La línea naranja en cada caja representa la mediana de cada mes. Los recuadros indican el rango entre dos cuantiles. Y las líneas muestran el rango entre el punto de datos más bajo $Q1 - 1.5(Q3 - Q1)$ y el punto de datos más grande menor $Q3 - 1.5(Q1 - Q3)$. Donde $Q1$ y $Q3$ representan el primer cuantil y el tercer cuantil respectivamente.

Al mismo tiempo, las principales centrales hidroeléctricas de Paraguay, incluidas las 4 construcciones hidroeléctricas binacionales propuestas, están todas situadas a lo largo del río Paraná. Este patrón espacial no deseado amplifica la variación temporal entre años. Los registros muestran que la generación de electricidad de Itaipú y Yacyreta están altamente correlacionados, con una correlación cruzada de hasta el 90%. Sin capacidad de almacenamiento, ambas centrales hidroeléctricas tendrán picos y valles al mismo tiempo, lo que pone en peligro la capacidad de despacho. Por lo tanto, la integración de la generación de electricidad a partir de otros recursos y la aplicación de las estrategias de reducción de picos de carga comentadas anteriormente son cruciales para la estabilidad de la red de Paraguay en un futuro próximo.

4.3 Oportunidad de la electrificación del transporte

El sector del transporte no está incluido en la PY-RAM, ya que la electrificación de la flota en Paraguay se ve limitada por varios factores. El mayor obstáculo radica en la falta de una regulación potente sobre la importación de automóviles usados. Actualmente, el mercado de automóviles de segunda mano es más de dos veces mayor que el de automóviles nuevos en el país, y un número considerable de vehículos importados tiene una antigüedad superior a los 10 años. Estos automóviles importados se venden demasiado baratos, por lo que frenan la competencia en el mercado de automóviles con mayor eficiencia o propulsados por recursos energéticos más limpios.

Aunque el precio de los vehículos a batería (FCV) sigue siendo muy elevado, nuestro análisis a continuación se centra únicamente en los vehículos eléctricos de batería (BEV o EV). En muchos países, el transporte público es un punto de partida ideal para la electrificación del transporte, ya que su patrón de desplazamiento es el preferido por un vehículo EV, y el costo económico y el rendimiento son más fáciles de predecir. El transporte público de Paraguay se gestiona principalmente en empresas privadas y se asigna principalmente dentro del área metropolitana. Según la Dinatran,³⁸ en la actualidad hay alrededor de 1.800 autobuses que prestan servicio en 88 rutas del área metropolitana de Asunción. Entre esta flota de servicio público, más del 50% de ellos tienen una edad de más de 7 años, y el 24% de ellos incluso se utilizan durante más de 14 años. Por lo tanto, es una oportunidad para que Paraguay promueva el ambicioso objetivo de la electrificación de sus transportes públicos.

Sin embargo, nuestra fuente sugiere que los autobuses eléctricos no son económicamente favorables para las empresas privadas en Paraguay sin el patrocinio del gobierno. La razón es la siguiente. Actualmente, la opción más económica de importación de autobuses EV viene de China, pero aún así, un solo autobús puede ser 125.000 dólares más caro que uno con motor diésel, así como un gasto extra de mantenimiento de un promedio de 25.000 dólares cada año de funcionamiento (125.000 dólares para 5 años de vida de la batería). Para un autobús típico de un operador privado que recorre unos 270 km/día (kilómetro por día), suponemos una tasa media de consumo de combustible de 0,5 l/km (litro por kilómetro) para los autobuses tradicionales que funcionan con gasóleo, mientras que el consumo de electricidad de los autobuses eléctricos es de 300 kWh/día. Con una estimación muy idealizada, el ahorro de combustible puede llegar a ser de 130 dólares al día por la sustitución del autobús eléctrico. El ahorro de combustible resultante en una vida útil típica de 5 años de la batería del VE es de unos 200.000 dólares, lo que ni siquiera puede compensar el coste de capital y mantenimiento. Por lo tanto, los incentivos económicos son necesarios para la transición sostenible en el sector del transporte.

Aparte del proyecto de carreteras verdes liderado por el Parque Tecnológico de Itaipú (PTI)³⁹, los incentivos para la electrificación del transporte pueden ir más allá del patrocinio gubernamental. La construcción de sistemas de catenarias en las principales líneas de tráfico de todo el país y la puesta en marcha de un proyecto piloto de alquiler de baterías para vehículos eléctricos pueden beneficiar tanto al sector del transporte público como al privado, así como a la logística. A continuación se

³⁸ Dinatran (2018), Anuario Estadístico de Transporte

³⁹ <https://www.itaipu.gov.py/es/sala-de-prensa/noticia/pti-proyecta-poner-en-funcionamiento-la-ruta-verde-en-el-2019>

presentan estudios de casos para cada una de las dos opciones.

Cuadro 2. Sistemas de catenarias

Los trolebuses existen en muchas de las ciudades metropolitanas de más de 43 países.⁴⁰ Aunque se trata de una tecnología con una larga historia, su capacidad de reducción de emisiones, su bajo coste y su madurez tecnológica hacen que siga siendo una tecnología pujante en la actualidad. Muchos países han ampliado los sistemas de trolebuses recientemente, como Italia, Turquía, Marruecos y China.

Siemens propuso por primera vez la autopista eléctrica con una línea catenaria en el año 2012, cuando Siemens previó la electrificación del transporte de mercancías.⁴¹ La iniciativa ya ha realizado varios proyectos demostrativos en Suecia (2016), Alemania (2018) y Estados Unidos (2018). Los coches híbridos con pantógrafo pueden adquirir constantemente electricidad del cable aéreo con una eficiencia de electricidad a rueda de más del 80% mientras circulan por una autopista eléctrica. Para los clientes, sin la necesidad de comprar un gran volumen de baterías, la inversión individual en los camiones híbridos será significativamente menor que la de su homólogo BEV. Junto con el ahorro de combustible adicional, la autopista eléctrica se convertiría en un incentivo eficaz para la electrificación de los camiones de carga y los autobuses públicos de largo alcance.

*Recuadro 3. Comercio de alquiler de baterías (modelo de batería como servicio) propuesto en China*⁴²

Un fabricante chino de vehículos eléctricos, Nio Inc., inició el año pasado el alquiler de baterías para vehículos eléctricos. El modelo de vehículo eléctrico propuesto, el SUV ES6, estará disponible para los clientes con dos opciones de compra. Una es la compra de un coche completo por 343.600 yuanes, y la otra es la compra de la carcasa del vehículo por 273.600 y el alquiler de una unidad de batería por un coste adicional a partir de 980 yuanes al mes. El incentivo de esta opción inicial radica en la importante reducción de la inversión de capital, y en que se puede prolongar la vida útil del vehículo tanto como la de un coche tradicional cambiando las baterías una vez cada pocos años.

⁴⁰ Webb, Mary (ed.) (2012). *Sistemas de transporte urbano de Jane 2012-2013*,

⁴¹ <https://www.mobility.siemens.com/global/en/portfolio/road/ehighway.html>

⁴² <https://www.bloomberg.com/news/articles/2020-08-20/buy-an-ev-lease-the-battery-now-you-can-under-nio-s-new-model>

Anexo

Apéndice A. Simulación de energía solar fotovoltaica

En primer lugar, la radiación extraterrestre horaria sobre una superficie horizontal en la unidad kW/m², I_0 se calcula como,

$$I_0 = 1.367 * \left(1 + 0.033 * \cos\left(\frac{360 * (n - 3)}{365}\right)\right) * \cos \theta_z \quad (1)$$

Donde n es el número de días de un año. θ_z es el cenit solar, que se calcula a partir de la geometría solar básica. Y luego, el índice de claridad del cielo k_T se obtiene mediante,

$$k_T = \frac{I}{I_0} \quad (2)$$

Donde I representa el valor de observación de la irradiación global. Entonces, la radiación difusa I_d y la radiación del haz I_b se calculan respectivamente por,

$$I_d = \begin{cases} (1.02 - 0.248k_T)I & \text{if } 0 \leq k_T < 0.3 \\ (1.45 - 1.67k_T)I & \text{if } 0.3 \leq k_T < 0.78 \\ 0.147I & \text{if } 0.78 \leq k_T \end{cases} \quad (3)$$

$$I_b = I - I_d \quad (4)$$

Por lo tanto, la energía solar en un panel se puede obtener por,

$$I_T = I_b * \frac{\cos(\gamma)}{\cos(\theta_z)} + I_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + I * \rho_g * \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (5)$$

Donde γ denota el ángulo de incidencia entre el rayo solar y el panel. β es la inclinación de la superficie. ρ_g representa el albedo del suelo. Este resultado se corrige por la temperatura del aire y el rendimiento térmico y eléctrico del panel fotovoltaico,

$$T_{cell} = T_{air} + \frac{NOCT - 24}{800} * I_T \quad (6)$$

$$I = [1 - \eta_T * (T_{cell} - 25)] * I_T * \eta_e \quad (7)$$

Donde **NOCT** es la temperatura normal de funcionamiento de la célula proporcionada por el fabricante del panel. η_T es el coeficiente de temperatura de la potencia de salida. η_e es la eficiencia del inversor eléctrico. En este estudio η_T y η_e se eligieron como -0,39%/oC y 94% respectivamente.

El procedimiento anterior se itera para cada intervalo horario de cada zona de carga.

Apéndice B. Simulación de energía eólica

Dado que muchas estaciones no registran cada hora, y que a menudo faltan registros, se eligen múltiples estaciones de observación en cada zona de carga y se integran para formular 6 grupos de registros horarios de viento, cada grupo se considera el perfil representativo de una zona de carga correspondiente. El número de entradas horarias de cada perfil de viento resultante para el año 2019 se enumeran en la tabla AX-B, que idealmente debería cubrir las 8760 horas durante un año. También se muestra el número de estaciones de observación elegidas para generar series horarias de velocidad del viento.

Aunque integramos varios conjuntos de datos, siguen faltando numerosas franjas horarias. Rellenamos los espacios en blanco mediante interpolación lineal, ya que no se pueden encontrar más datos sobre el perfil del viento.

Tabla AX-B. Número de estaciones de observación elegidas y entradas horarias recogidas

Zonas de carga	Número de estaciones de observación seleccionadas	Se registra el número de horas (idealmente 8760)	A
Sur	3	5829	
Este	2	8757	
Central	5	2920	
Metropolitana	3	8760	
Norte	3	4326	
Oeste	1	2698	

continuación, utilizamos el método descrito en Brown et al⁴³ para obtener la FC horaria de la generación eólica a partir de los registros de velocidad del viento. A continuación se muestra una breve introducción del método.

La densidad del aire medida en cada hora se calcula primero utilizando la ley de los gases ideales,

$$n_{meas} = \frac{(p_{meas} - p_{water})}{R_{dry}T} + \frac{p_{water}}{R_{water}T} \quad (8)$$

Donde p_{meas} es la presión atmosférica medida (unidad: Pa), p_{water} es la presión parcial del vapor de agua (unidad: Pa), T es la temperatura del aire medida (unidad: K). Dos constantes de gas R_{dry} y R_{water} se fijan en 287,1 J/(kgK) y 461,5 H/(kgK) para el aire seco y el vapor de agua, respectivamente.

Dado que las curvas de potencia de los aerogeneradores se presentan para una densidad del aire normalizada, los registros de observación de la velocidad del viento por hora se normalizan según la densidad del aire medida como,

⁴³ Brown, P. R., & Botterud, A. (2021). The Value of Inter-Regional Coordination and Transmission in Decarbonizing the US Electricity System. *Joule*, 5(1), 115-134.

$$v_{std} = v_{meas} \left(\frac{n_{meas}}{n_{std}} \right)^{1/3} \quad (9)$$

Donde v_{meas} es la velocidad horaria del viento medida, n_{std} es la densidad del aire en condiciones estándar, 1,225 kg/m³.

A continuación, se adopta la ley de potencia del perfil del viento para estimar aproximadamente la velocidad del viento a la altura del buje de las turbinas.

$$\frac{v_{hub}}{v_{std}} = \left(\frac{z_{hub}}{z_r} \right)^\alpha \quad (10)$$

Donde z_{hub} es la altura del centro, (unidad: m), z_r es la altura donde se realiza la observación, tomamos 10 metros como altura media para todos los datos de superficie recogidos.

Los histogramas de distribución de la velocidad del viento resultantes se muestran en la figura AX-B para cada zona de carga. Para estimar de forma aproximada el potencial de generación de energía, se utiliza la curva de potencia eólica de un aerogenerador comercial específico, el Leitwind LTW90/1000, para que la velocidad del viento normalizada por hora se corresponda con la generación de CF por hora. Cabe señalar que este aerogenerador en particular se instala preferentemente en lugares donde la velocidad del viento es relativamente baja.

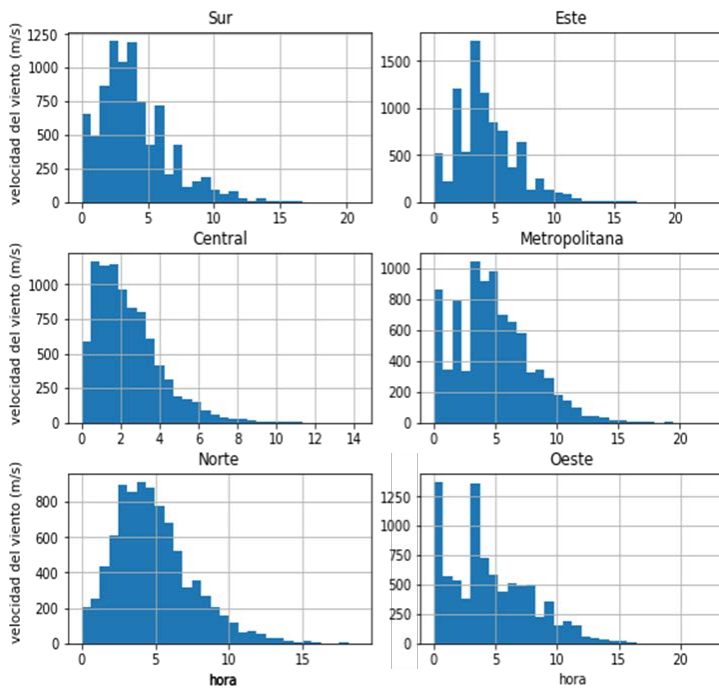


Figura AX-B. Histograma normalizado de la velocidad del viento para cada zona de carga

Apéndice C. Líneas de transmisión interzonales existentes

Tabla AX-C. Líneas de transmisión transzonales ⁴⁴

Tensión de funcionamiento (kV)	Subestación 1	Subestación 2	Índice de zona de carga	Capacidad nominal (MW)
500	Margen derecho	Villa Hayes	E M→	2000
500	Ayolas	Villa Hayes	S M→	2000
220	Coronel Oviedo	Pirayu	C M→	305
220	Coronel Oviedo	Eusebio Ayala	C M→	305
220	Coronel Oviedo	Guarambare	C M→	305
220	Santa Rosa	Horqueta	C N→	200
220	Carayao	Altos	C M→	230
220	Acaray	Coronel Oviedo	E C→	229
220	Acaray	Coronel Oviedo	E C→	229
220	Itakyry	Vaquería	E C→	248
220	Itakyry	Carayao	E C→	248
220	Kilómetro 30	Mallorquín	E C→	229
220	Kilómetro 30	Campo Dos	E C→	300
220	Kilómetro 30	Caaguazu	E C→	300
220	Curuguaty II	Capitán Bado	E N→	350
220	Villa Hayes	Concepción II	M N→	350
220	Guarambare	San Juan Bautista	M S→	195
220	San Juan Bautista	Guarambare	S M→	238
220	Vallemi	Acueducto	N W→	240
220	Carlos A. López	Paranambu	S E→	180
220	San Patricio	Valle Apua	S M→	238
66	Villeta	Guarambare	S M→	~40
66	Guarambare	Villeta	M S→	~40
66	Eusebio Ayala	Itaugua	S M→	~72

⁴⁴ ANDE, datos solicitados, 2020.

Apéndice D. Formulación del Modelo de Adecuación de Recursos Eléctricos de Paraguay (PY-RAM)

D.1 Nomenclatura

$AC(t)$: Generación total de Acaray en el paso de tiempo t [MW]

C_{AC} : Coste de la energía de Acaray [\$/MWh]

$C_{batt,e}$: Coste de capital anualizado de la batería [\$/MW]

$C_{ch,h}$: Coste de capital de generación de la central hidroeléctrica binacional anualizado [\$/MW]

C_{exp} : Coste de capital de generación de recursos despachables caro anualizado [\$/MW]

$C_{exp,fuel}$: Coste del combustible de la unidad de recurso despachable caro [\$/MWh]

$C_{generation}$: Coste de generación de energía [\$/MWh]

$C_{IT,contract}$: Costo de la energía contratada por Itaipú [\$/MW-mes]

$C_{IT,above}$: Costo de uso de energía de Itaipú por encima del contrato [\$/MWh]

$C_{new\ capacity}$: Coste de capital anualizado de la nueva capacidad [\$/MW].

C_{pch} : Coste de capital anualizado de la generación de pequeñas centrales hidroeléctricas [\$/MW].

C_{solar} : Coste de capital de generación solar anualizado [\$/MW]

$C_{trans,rr'}$: Coste de capital anualizado de la transmisión mejorada desde la zona r hasta la zona adyacente r' [\$/MW-km]

C_Y : Coste energético de Yacyreta [\$/MWh]

$CF_{ch,r}(t)$: Factor de capacidad de las nuevas centrales hidroeléctricas binacionales en la zona r , en el paso de tiempo t

$CF_{pch,r}$: Factor de capacidad de las pequeñas centrales hidroeléctricas de la zona r

$CF_{PV,r}(t)$: Factor de capacidad de la generación solar fotovoltaica en el paso de tiempo t

$CL_{d,r}^{th}(t)$: Energía de refrigeración suministrada por el agua fría directamente desde las enfriadoras eléctricas de la zona r , en el paso de tiempo t [MWth].

$CL_{s,r}^{th}(t)$: Energía de refrigeración destinada al almacenamiento de hielo de las enfriadoras eléctricas de la zona r , en el paso de tiempo t [MWth]

COP_{cool} : Coeficiente de rendimiento de las enfriadoras en condiciones normales de funcionamiento de la refrigeración

COP_{ice} : Coeficiente de rendimiento de los enfriadores en condiciones de funcionamiento de fabricación de hielo

$D_{exp,r}(t)$: Generación de recursos de despacho caro en la zona r , en el paso de tiempo t [MW]

$E_{batt,r}(t)$: Estado de carga de la batería agregada en la zona r , en el paso de tiempo t [MWh].

$E_{ch,r}(t)$: Nuevo potencial hidroeléctrico binacional almacenado en la zona r, en el paso de tiempo t [MWh]

$E_{pch,r}(t)$: Potencial hidroeléctrico almacenado de nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas en la zona r, en el paso de tiempo t [MWh].

$G_{i,r}^e(t)$: Generación de energía por el recurso i en la zona r, en el paso de tiempo t [MW]

$H_{ch,r}(t)$: Nueva generación hidroeléctrica binacional en la zona r, en el paso de tiempo t [MW]

$H_{pch,r}(t)$: Generación de pequeñas centrales hidroeléctricas en la zona r [MW]

$IT(t)$: Generación total de Itaipú comprada por Paraguay en el paso de tiempo t [MW]

IT^{max} : Generación máxima (participación de Paraguay) en un paso de tiempo [MW].

$IT_{above}(t)$: Itaipú por encima de la generación contractual adquirida por Paraguay [MW]

$IT_{contract}(t)$: Generación contratada por Itaipú adquirida por Paraguay [MW]

$IT_{contract}^{mo}(mo)$: Potencia contractual mensual de Itaipú [MW-mo.]

$L(t)$: Carga horaria del SIN en el paso de tiempo t [MW]

$L_r(t)$: Carga horaria del subsistema r en la zona r, en el paso de tiempo t [MW]

L_r^{mo} : Carga media mensual del subsistema r [MW]

$L_{rr'}$: Límite de flujo de transmisión existente entre la zona r y la zona adyacente r' [MW]

$lim_{ch/dis}\%$: La limitación de la potencia térmica de carga/descarga máxima por hora del almacén de hielo como porcentaje de la capacidad térmica del almacén de hielo.

LCOE: Coste nivelado de la electricidad [\$/MWh]

$Max_{mo}(IT(t))$: Pico mensual de generación de Itaipú comprado por Paraguay [MW]

$Max_y(IT(t))$: Pico anual de generación de Itaipú comprado por Paraguay [MW]

$S_{PV,r}(t)$: Energía eléctrica generada por la fotovoltaica solar en el paso de tiempo t [MW]

$S_r^{th}(t)$: Energía térmica almacenada en el depósito de hielo de la zona r, en el paso de tiempo t [MWth].

$u_{ch,h}$: Variable de decisión para la central hidroeléctrica binacional propuesta h

$X_{batt,e,r}$: Capacidad de almacenamiento de energía en batería instalada en la zona r [MWh].

$X_{ch,r}$: Capacidad de la nueva generación hidroeléctrica binacional instalada en la zona r [MW].

$X_{ch,h}^{max}$: Capacidad de la nueva central hidroeléctrica binacional propuesta h en el informe del IPPSE [MW]

$X_{chiller,r}^{th}$: Capacidad de energía térmica de las enfriadoras instaladas en la zona r [MWth].

$X_{exp,r}$: Capacidad de generación de recursos de despacho costoso en la zona r [MW]

$X_{ice,r}^{th}$: Capacidad de almacenamiento de energía térmica en hielo instalada en la zona r [MWhth].

$X_{pch,r}$: Capacidad de generación de pequeñas centrales hidroeléctricas instaladas en la zona r [MW].

$X_{solar,r}$: capacidad de los nuevos paneles solares fotovoltaicos conectados a la red instalados en la zona r [MW]

$X_{solar,r}^{max}$: Capacidad máxima de energía solar fotovoltaica conectada a la red que puede construirse en la zona r [MW].

$X_{trans,rr'}$: Capacidad de la nueva transmisión de la zona r a la zona adyacente r' [MW].

$Y(t)$: Generación de Yacyreta comprada por Paraguay en el paso de tiempo t [MW]

$Z_{rr'}(t)$: Energía transmitida de la zona r a la zona adyacente r' [MW]

$\delta_{batt,r}(t)$: Disminución del estado de carga de la batería en la zona r, en el paso de tiempo t [MW]

$\delta_{ice,r}^{th}(t)$: Disminución del estado de almacenamiento de hielo de la carga térmica en la zona r, en el paso de tiempo t [MW]

$\gamma_{batt,r}(t)$: Aumento del estado de carga del almacenamiento de hidrógeno en la zona r, en el paso de tiempo t [MW]

$\gamma_{ice,r}^{th}(t)$: Aumento del estado de almacenamiento de hielo de la carga térmica en la zona r, en el paso de tiempo t [MW]

κ : Autodescarga de almacenamiento

η_{batt} : Eficiencia del almacenamiento de la batería

$\eta_{ice}^{ch,dis}$: Eficiencia de carga/descarga del almacenamiento de hielo

D.2 Formulación matemática

Función objetivo. Como programa determinista de minimización de costes, la función objetivo de PY-RAM se establece para minimizar la suma del coste de generación eléctrica y el coste anualizado de la inversión en nuevos generadores. El coste de mantenimiento no se incluye porque no se dispone de datos relevantes para este estudio.

$$\text{obj} = \text{minimize}(C_{new\ capacity} + C_{generation}) \quad (11)$$

$$C_{new\ capacity} = \sum_{r \in R} [C_{solar} * X_{solar,r} + C_{pch} * X_{pch,r} + \sum_{h \in Hr} C_{ch,h} * u_{ch,h} + C_{batt,e} * X_{batt,e,r} + C_{exp} * X_{exp} + \sum_{r'} (C_{trans,rr'} * d_{rr'}) * X_{trans,rr'}] \quad (12)$$

$$C_{generation} = \sum_{mo \in M} [C_{IT,contract} * IT_{contract}^{mo}(mo)] + \sum_{t \in T} [C_{IT,above} * IT_{above}(t) + C_Y * Y(t) + C_{AC} * AC(t) + \sum_{r \in R} [C_{exp,fuel} * D_{exp,r}(t)]] + \sum_{r \in R} [C_{pch,opex} * H_{pch,r}(t) + C_{ch,opex} * H_{ch,r}(t)] \quad (13)$$

Balance energético zonal. En cada zona de carga, el suministro total de electricidad debe satisfacer siempre las necesidades de la demanda. Los subíndices "r" en IT_r , Y_r , AC_r es sólo por conveniencia de notación, mientras que Itaipú, Yacyreta y Acaray se encuentran en la zona de carga Este, Sur y Este respectivamente.

$$IT_r(t) + Y_r(t) + AC_r(t) + H_{pch,r}(t) + H_{ch,r}(t) + S_{PV,r}(t) + D_{exp,r}(t) - \gamma_{batt,r}^t + \delta_{batt,r}^t + \sum_{r'} [(1-l) * Z_{r'r}^t - Z_{rr'}^t] \geq Load_r(t) \quad (14)$$

Limitaciones de las centrales hidroeléctricas existentes. La electricidad comprada a Itaipú tiene dos mecanismos, como se describe en el capítulo 1.3.3. En la PY-RAM se optimizan simultáneamente la potencia mensual contratada y la potencia horaria por encima de la contratada, manteniendo tanto la potencia mensual como la anual contratada no menos del 45% de la potencia pico mensual y anual comprada respectivamente. Yacyreta y Acaray están restringidos a producir energía inferior a su potencial de generación en cada hora obtenida del registro del año 2019.

$$IT_{contract}(t) + IT_{above}(t) = IT(t) \leq IT^{max}(t) \quad (15)$$

$$IT_{contract}(t) \leq IT_{contract}^{mo}(mo) \times CF(t) \quad (16)$$

$$IT_{contract}^{mo}(mo) \geq Max_{mo}(IT(t)) \times 45\% \quad (17)$$

$$\sum_{mo=1}^{12} IT_{contract}^{mo}(mo)/12 \geq Max_y(IT(t)) \times 45\% \quad (18)$$

$$Y(t) \leq Y^{max}(t) \quad (19)$$

$$AC(t) \leq AC^{max}(t) \quad (20)$$

Restricciones de transmisión. La transmisión horaria entre dos zonas de carga interconectadas está sujeta a la limitación de la capacidad de la línea de transmisión instalada.

$$Z_{rr'}(t) \leq L_{rr'} + X_{trans,rr'} \quad (21)$$

Nueva central hidroeléctrica pequeña. La instalación de la pequeña central hidroeléctrica no debe superar el potencial señalado por la ANDE descrito en el capítulo 1.2.1, según el plan de la ANDE. El factor de capacidad horaria se fija en 0,7 constantemente.

$$X_{pch,r} \leq X_{pch,r}^{max} \quad (22)$$

$$H_{pch,r}(t) \leq X_{pch,r} * CF_{pch,r}$$

(23)

Nuevas limitaciones de las centrales hidroeléctricas binacionales. Se están considerando cuatro propuestas de centrales binacionales descritas en la sección 1.2.1. Para modelar mejor el factor de escala de las centrales hidroeléctricas centralizadas, se utilizan variables binarias de decisión para cada una de las centrales propuestas en nuestro modelo. Estas variables binarias indican el estado de construcción de la central, de forma que 0 es para "no disponible para su funcionamiento", y 1 para "ya en funcionamiento". Además, el orden de construcción de estas cuatro centrales se fija en PY-RAM, y se corresponde con el calendario propuesto por el informe del IPPSE (por ejemplo, Itacorá-Itatí sólo puede construirse una vez que se hayan construido Aña Cuá y la nueva construcción de Yacyretá). El modelo MILP elegirá la mejor combinación de nueva capacidad en cada nivel de expansión de la carga eléctrica. Se asume que el factor de capacidad es el mismo que el de Yacyretá, ya que todos ellos están ubicados en la parte sur del río Paraná.

$$X_{ch,r} = \sum_{h=0,r}^N X_{ch,h}^{max} u_{ch,h} \quad (24)$$

$$H_{ch,r}(t) \leq X_{ch,r} * CF_{ch,r}(t) \quad (25)$$

Restricciones de la energía solar fotovoltaica. Los paneles solares fotovoltaicos conectados a la red pueden instalarse en cada zona de carga, siempre que estén sujetos a las respectivas restricciones horarias del factor de capacidad solar que se describen en el apartado 1.2.2.

$$S_{PV,r}(t) \leq X_{solar,r} * CF_{PV,r}(t) \quad (26)$$

Limitaciones de los aerogeneradores. La generación eólica horaria no debe superar la capacidad instalada y está sujeta al factor de capacidad horaria.

$$W_r(t) \leq X_{wind,r} * CF_{wind,r}(t) \quad (27)$$

Restricciones de almacenamiento de la batería. Es una función explícita de la carga y descarga horaria de la batería. Y el estado de carga de la batería no debe superar su capacidad.

$$\frac{\delta_{batt,r}(t)}{\eta_{batt}} - \eta_{batt} * \gamma_{batt,r}(t) = (1 - \kappa) * E_{batt,r}(t - 1) - E_{batt,r}(t) \quad (28)$$

$$E_{batt,r}(t) \leq X_{batt,e,r} \quad (29)$$

Limitaciones de los recursos despachables costosos. El despacho costoso por hora no debe superar la capacidad disponible instalada.

$$D_{exp,r}(t) \leq X_{exp,r} \quad (30)$$

D.3 Hidropeaking

Para las nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas:

$$X_{pch,r} \leq X_{pch,r}^{max} \times 1.5 \quad (31)$$

$$H_{pch,r}(t) \leq X_{pch,r} \quad (32)$$

$$X_{pch,r} * CF_{pch,r} - H_{pch,r}(t) - H_{pch,r}^{curtail}(t) = E_{pch,r}(t) - E_{pch,r}(t - 1) \quad (33)$$

$$E_{pch,r}(t) \leq 6 * X_{pch,r} * CF_{pch,r} \quad (34)$$

$$E_{pch,r}(t) = 0, \text{ when } t = 2 + 24k, k = 0, 1, \dots, 364 \quad (35)$$

Para las nuevas centrales hidroeléctricas binacionales:

$$X_{ch,r} = \sum_{h=0,r}^N X_{ch,h}^{max} u_{ch,h} \quad (36)$$

$$X_{ch,r}^{flex} \leq X_{ch,r} \times 0.5 \quad (37)$$

$$H_{ch,r}(t) \leq (X_{ch,r} + X_{ch,r}^{flex}) * CF_{ch,r} \quad (38)$$

$$X_{ch,r} * CF_{pch,r} - H_{ch,r}(t) - H_{ch,r}^{curtail}(t) = E_{ch,r}(t) - E_{ch,r}(t - 1) \quad (39)$$

$$E_{ch,r}(t) \leq 6 * X_{ch,r} * CF_{ch,r} \quad (40)$$

$$E_{ch,r}(t) = 0, \text{ when } t = 2 + 24k, k = 0, 1, \dots, 364 \quad (41)$$

D.4 Almacenamiento de hielo

Balance energético. El balance energético se divide en dos partes para acomodar la carga de refrigeración y el resto de la carga, respectivamente. Mientras se mantiene el balance energético horario en cada zona de carga, la demanda de refrigeración debe satisfacerse con agua fría procedente de las enfriadoras directamente o de la descarga del almacenamiento de hielo. Los superíndices "e" y "th" en las ecuaciones 42 a 48 representan la cantidad medida en energía eléctrica y energía térmica, respectivamente.

$$\frac{1}{COP_{cool}} CL_{d,r}^{th}(t) + \frac{1}{COP_{cool}} \delta_{ice,r}^{th}(t) \geq cooling\ load_r^e(t) \times CL\% \quad (42)$$

$$\sum_i^n G_{i,r}^e(t) \geq residual\ load_r^e(t) + \frac{1}{COP_{cool}} CL_{d,r}^{th}(t) + \frac{1}{COP_{ice}} CL_{s,r}^{th}(t) \quad (43)$$

Limitaciones de almacenamiento de hielo:

$$S_r^{th}(t) - S_r^{th}(t - 1) = \eta_{ice}^{ch} * CL_{s,r}^{th}(t) - \frac{\delta_{ice,r}^{th}(t)}{\eta_{ice}^{dis}} \quad (44)$$

$$S_r^{th}(t) \leq X_{ice,r}^{th} \quad (45)$$

$$\delta_{ice,r}^{th}(t)/\eta_{ice}^{dis} \leq X_{ice,r}^{th} * \lim_{dis} \% \quad (46)$$

Restricciones del enfriador:

$$CL_{d,r}^{th}(t) + CL_{s,r}^{th}(t) \leq X_{chiller,r}^{th} \quad (47)$$

$$CL_{s,r}^{th}(t) * \eta_{ice}^{ch} \leq X_{ice,r}^{th} * \lim_{ch} \% \quad (48)$$

D.5 Programa de respuesta a la demanda

El ahorro de costos del sistema gracias a estos programas podría provenir del despliegue de menos generadores de pico en todo el sistema, calculado en la ecuación (49), y de la planificación de un menor tamaño de los sistemas de transmisión y distribución, que se analiza en la sección 4.1 basándose en el plan maestro de la ANDE. Mientras tanto, las recompensas para los participantes les proporcionan incentivos para aplicar la tecnología del lado de la demanda, como los paneles solares detrás del contador o el sistema de almacenamiento de hielo in situ.

El ahorro de costes energéticos unitarios proporcionado por la reducción de la capacidad de generación se estima en:

$$\frac{C_{exp} * R_{exp} + C_{batt,e} * R_{batt}}{r} \quad (49)$$

Donde R_{exp} representa la capacidad reducida del generador de recursos caros R_{batt} representa la capacidad reducida de la batería, y r es la energía total reducida por el programa. El coste del combustible no se incluye en la ecuación anterior. El ahorro anual de los operadores de la red por cada KW de reducción del generador se estima como:

$$\frac{C_{exp} * R_{exp} + C_{batt,e} * R_{batt}}{R} \quad (50)$$

Donde R representa la reducción de la carga máxima por el evento de RD. El beneficio para los participantes en el programa por cada 1 kW de pico que se comprometieron a reducir al convocar las reacciones de RD puede calcularse como:

$$\frac{C_{exp} * R_{exp} + C_{batt,e} * R_{batt} + C_{exp,fuel} * r}{\frac{r}{h}} \quad (51)$$

Donde h representa el total de horas de eventos de RD que el participante realiza durante un año.

Apéndice E. Metodología de extracción de la carga de refrigeración

Como la mayor parte de la posesión de aire acondicionado se encuentra en el área metropolitana, como se muestra en la tabla AX-E1, el registro de la temperatura exterior por hora para este estudio se obtiene de la estación de observación del aeropuerto internacional Silvio Pettirosi.⁴⁵

Tabla AX-E1. Posesión de aire acondicionado (AC) agregada por zonas de carga⁴⁶

Zona de carga	Hogar en la zona	Posesión de AC	Tasa de posesión de AC
Sur	235773	96226	41%
Este	283931	138899	49%
Central	380728	101602	27%
Metropolitana	869015	497072	57%
Norte	114296	34306	30%
Oeste	20865		

La Figura AX-E1 muestra la relación entre la carga de energía eléctrica asociada a la temperatura de Asunción para cada hora del año 2019. Intuitivamente, existe una dependencia evidente entre la carga de energía eléctrica nacional y la temperatura exterior. La línea roja está trazada por la función de "ajuste local". Suponemos que la variación estacional de la carga eléctrica puede explicarse perfectamente por el cambio de tiempo, y puede atribuirse a la demanda de refrigeración. A partir de la observación de la figura AX-E1 se puede aproximar una relación lineal a trozos de dos etapas entre la carga y la temperatura. Dado que la carga eléctrica bruta es casi irrelevante con la temperatura en la etapa de temperatura más baja, lo único que importa en esta primera etapa es una temperatura umbral que separa las dos etapas, que representa a grandes rasgos la temperatura más baja a la que la mayoría de la gente empieza a encender su aire acondicionado. Por lo tanto, sólo se ajusta un modelo lineal para la segunda etapa.

El modelo lineal que ajustamos se muestra en la ecuación (52). La segunda variable de la ecuación sirve como factor de corrección del comportamiento estacional de la refrigeración, que está diseñado para reducir la demanda de refrigeración no razonable durante los días fríos de invierno. Este factor también se elige preferentemente mediante una herramienta de regresión simbólica evolutiva⁴⁷ entre otras opciones que están correlacionadas con la carga eléctrica nacional.

$$carga = x_1 * temp(^{\circ}C) + x_2 * \cos(2\pi * \frac{hora}{8760}) + x_3 \quad (52)$$

⁴⁵ Datos integrados de superficie, NCEI, 2021

⁴⁶ DGEEC, Encuesta Permanente de Hogares 2000-2016, Encuesta Permanente de Hogares Continua, 2017-2019

⁴⁷ Schmidt, M., & Lipson, H. (2009). Distilling free-form natural laws from experimental data. science, 324(5923), 81-85.

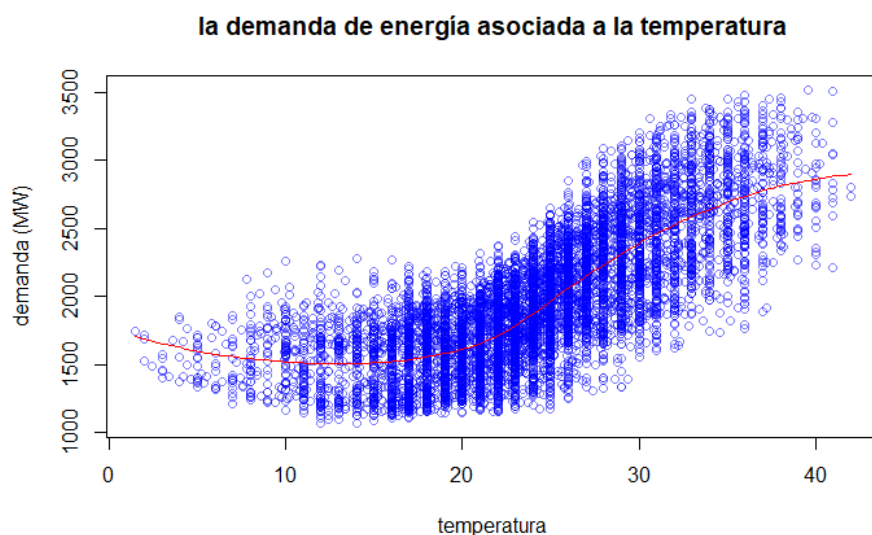


Figura AX-E1. Carga SIN asociada a la temperatura exterior para cada hora del año 2019

Para encontrar la temperatura inicial que afecta a la carga eléctrica, se ajustaron múltiples modelos con diferentes temperaturas iniciales y se eligió el mejor modelo mediante la inferencia estadística proporcionada por el estadístico R^2 del modelo y la desviación estándar. El resultado se registra en la tabla AX-E2.

Tabla AX-E2. Inferencia del modelo de regresión

Temperatura de carga base (°C)	Tamaño de la muestra	Modelo R^2	std	Elegimos el mejor modelo que partía de 18°C. A
12	8368	0.648	286.3	
13	8271	0.651	284.6	
14	8155	0.655	282.7	
15	8009	0.659	280.8	
16	7794	0.658	280.0	
17	7460	0.658	278.1	
18	7089	0.658	276.6	
19	6730	0.650	277.4	
20	6318	0.638	279.4	
21	5842	0.624	281.0	
22	5249	0.603	283.0	
23	4669	0.571	288.0	
24	4105	0.532	294.9	

continuación, ajustamos el modelo agregando los datos por horas en un día y por días de la semana y fines de semana. Los parámetros del modelo resultante se muestran en la figura AX-E2, que puede reflejar la dependencia de la carga de energía de la temperatura exterior en cada hora. Puede observarse que el patrón diario de los parámetros del modelo muestra una buena alineación con el perfil de carga eléctrica nacional.

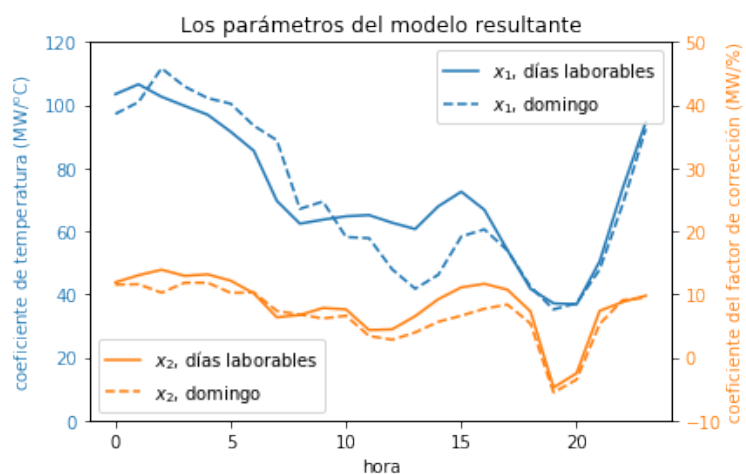


Figura AX-E2 Parámetros del modelo lineal, modelo ajustado para cada hora del día y dividido en días laborables y fines de semana

Reajustando el modelo con los registros de temperatura del año 2019 y los factores de correlación, se obtiene la carga horaria de refrigeración aproximada.



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.