Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina

Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles

Hilda Dubrovsky
Nicolás Di Sbroiavacca
Gustavo Nadal
Rubén Contreras Lisperguer



NACIONES UNIDAS
CEPAL
CEPAL
POR UN DESARROLLO SOSTENIBLE CON IGUALDAD

Gracias por su interés en esta publicación de la CEPAL



Si desea recibir información oportuna sobre nuestros productos editoriales y actividades, le invitamos a registrarse. Podrá definir sus áreas de interés y acceder a nuestros productos en otros formatos.

Deseo registrarme

NACIONES UNIDAS
CEPAL

70 CEPAL
POR UN DESARROLLO SOSTENIBLE CON IGUALDAD

www.cepal.org/es/publications
facebook.com/publicacionesdelacepal
www.cepal.org/apps

Documentos de Proyectos

Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina

Aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles

Hilda Dubrovsky
Nicolás Di Sbroiavacca
Gustavo Nadal
Rubén Contreras Lisperguer



Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)

Este documento fue preparado por Nicolás Di Sbroiavacca, Hilda Dubrovsky y Gustavo Nadal, investigadores de la Fundación Bariloche, y Rubén Contreras Lisperguer, funcionario de la Unidad de Recursos Naturales y Energía de la División de Recursos Naturales e Infraestructura de la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), en el marco del proyecto "Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para América Latina y el Caribe (ROSE)", financiado por la cuenta de las Naciones Unidas para el desarrollo.

Las opiniones expresadas en este documento, que no ha sido sometido a revisión editorial, son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de la Organización.

Los límites y los nombres que figuran en los mapas de esta publicación no implican su apoyo o aceptación oficial por las Naciones Unidas.

Publicación de las Naciones Unidas
LC/TS.2019/22
Distribución: L
Copyright © Naciones Unidas, 2019
Todos los derechos reservados
Impreso en Naciones Unidas, Santiago
S.18-01056

Esta publicación debe citarse como: N. Di Sbroiavacca, H. Dubrovsky, G. Nadal y R. Contreras, "Rol y perspectivas del sector eléctrico en la transformación energética de América Latina: aportes a la implementación del Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles", *Documento de Proyectos* (LC/TS.2019/22), Santiago, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL),2019.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta obra debe solicitarse a la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), División de Publicaciones y Servicios Web, publicaciones.cepal@un.org. Los Estados Miembros de las Naciones Unidas y sus instituciones gubernamentales pueden reproducir esta obra sin autorización previa. Solo se les solicita que mencionen la fuente e informen a la CEPAL de tal reproducción.

Índice

Resumen 7

Introducción 9

I. Estado de situación actual en Sudamérica, en términos de infraestructura en oferta de generación, transmisión e interconexiones internacionales 11

II. Estado de situación actual en los principales países de Sudamérica, en términos de infraestructura de oferta de generación, Transmisión, e Interconexiones Internacionales Electricidad (existentes y proyectadas) 21
- A. Argentina 21
  - 1. La oferta de generación 21
  - 2. La transmisión 28
- B. Estado Plurinacional de Bolivia 30
  - 1. La oferta de generación 30
  - 2. La transmisión 34
- C. Brasil 37
  - 1. La oferta de generación 37
  - 2. La transmisión 41
- D. Colombia 45
  - 1. La oferta de generación 45
  - 2. La transmisión 47
- E. Chile 49
  - 1. La oferta de generación 49
  - 2. La transmisión 54
- F. Ecuador 55
  - 1. La oferta de generación 55
  - 2. La transmisión 60
- G. Paraguay 62
  - 1. La oferta de generación 62
  - 2. La transmisión 66

H. Perú ... 69
1. La oferta de generación ... 69
2. La transmisión ... 75
I. Uruguay ... 77
1. La oferta de generación ... 77
2. La transmisión ... 80
J. República Bolivariana de Venezuela ... 82
1. La oferta de generación ... 82
2. La transmisión ... 88

Bibliografía ... 93

Cuadros

Cuadro 1 América del Sur: reserva teórica de potencia ... 14
Cuadro 2 Interconexiones fronterizas ... 19
Cuadro 3 Interconexiones y niveles de tensión y potencia ... 19
Cuadro 4 Centrales hidroeléctricas binacionales ... 20
Cuadro 5 Argentina: potencia instalada del SIN por tecnología en 2015 ... 22
Cuadro 6 Argentina: RES MEYM275 E/2017 -Renovar2 resumen proyectos ... 25
Cuadro 7 Argentina: longitudes de líneas por nivel de tensión y región ... 28
Cuadro 8 Estado Plurinacional de Bolivia: potencias eléctricas instalada y efectiva ... 30
Cuadro 9 Estado Plurinacional de Bolivia: longitud de líneas de alta tensión ... 35
Cuadro 10 Estado Plurinacional de Bolivia: líneas de interconexión ... 36
Cuadro 11 Brasil: capacidad instalada de generación eléctrica ... 37
Cuadro 12 Brasil: generación eléctrica por fuente ... 39
Cuadro 13 Brasil: consumo por subsistema eléctrico ... 39
Cuadro 14 Brasil: extensión de líneas de transmisión del SIN ... 41
Cuadro 15 Colombia: escenarios para la generación eléctrica ... 46
Cuadro 16 Colombia: líneas de transmisión nacionales existentes por nivel de tensión ... 48
Cuadro 17 Colombia: líneas de transmisión internacionales de media tensión ... 48
Cuadro 18 Colombia: líneas de transmisión internacionales de alta tensión ... 49
Cuadro 19 Chile: potencia adicional instalada 2017-2035, escenario base (MW) ... 51
Cuadro 20 Chile: estructura de potencia instalada al 2035 ... 53
Cuadro 21 Ecuador: potencia nominal y efectiva por tipo de fuente 2016 ... 55
Cuadro 22 Ecuador: comparación del consumo de combustibles de centrales térmicas y energía bruta generada 2007-2016 ... 58
Cuadro 23 Ecuador: proyectos hidroeléctricos ... 59
Cuadro 24 Ecuador: potencia instalada existente, incorporada y proyectada ... 60
Cuadro 25 Ecuador: interconexiones existentes por países, ciudades, nivel de tensión, capacidad y estado ... 62
Cuadro 26 Paraguay: centrales de generación eléctrica del sistema interconectado ... 63
Cuadro 27 Paraguay: interconexiones existentes por países, ciudades, nivel de tensión, capacidad y estado ... 67
Cuadro 28 Perú: centrales propuestas para el corto plazo ... 71
Cuadro 29 Perú: centrales hidroeléctricas propuestas para el largo plazo ... 72
Cuadro 30 Perú: centrales térmicas propuestas para el largo plazo ... 74
Cuadro 31 Perú: interconexiones internacionales ... 76
Cuadro 32 Perú: interconexiones internacionales bilaterales estudiadas en el marco de SINEA ... 76
Cuadro 33 Uruguay: potencia instalada por central y tipo de tecnología en 2016 ... 77
Cuadro 34 Uruguay: balance de energía eléctrica, 2016 ... 79
Cuadro 35 Uruguay: potencia instalada proyectada a ingresar entre 2016 y 2023 ... 80
Cuadro 36 Uruguay: líneas de transmisión nacional (*km* y *kV*) 2015 ... 80

Cuadro 37 Uruguay: líneas de transmisión internacional (*km* y *kV*) 2015 81
Cuadro 38 República Bolivariana de Venezuela: potencia instalada de 2013 83
Cuadro 39 República Bolivariana de Venezuela: el potencial de renovables 85
Cuadro 40 República Bolivariana de Venezuela: incorporaciones de potencia 86
Cuadro 41 República Bolivariana de Venezuela: potencia instalada proyectada a ingresar entre 2016 y 2040 88
Cuadro 42 República Bolivariana de Venezuela: líneas de transmisión en 2013 88

Gráficos

Gráfico 1 América del Sur: estructura de la potencia instalada 12
Gráfico 2 América del Sur: estructura de la energía generada en 2015 14
Gráfico 3 América del Sur: evolución de las fuentes utilizadas para generar electricidad 15
Gráfico 4 América del Sur: evolución de la estructura de fuentes utilizadas para generar electricidad 16
Gráfico 5 Argentina: evolución de la potencia instalada por tecnología, demanda máxima y demanda media del MEM 23
Gráfico 6 Argentina: evolución de la generación por tecnología del MEM 24
Gráfico 7 Estado Plurinacional de Bolivia: evolución de la potencia instalada hidroeléctrica 32
Gráfico 8 Estado Plurinacional de Bolivia: evolución de la potencia térmica instalada 32
Gráfico 9 Estado Plurinacional de Bolivia: estructura de la generación bruta por tipo - SIN y SA 33
Gráfico 10 Colombia: estructura de la potencia instalada al 2029 según escenario de la UPME 46
Gráfico 11 Total potencia instalada en 2016 y estructura por fuente 50
Gráfico 12 Chile: potencia adicional instalada 2017-2035, escenario base 53
Gráfico 13 Ecuador: evolución energía neta generada por tipo, e intercambios internacionales 57
Gráfico 14 Paraguay: despacho proyectado por el PMT 2016-2025 64
Gráfico 15 Perú: evolución de la estructura de potencia instalada 1995-2015 70
Gráfico 16 Uruguay: balance de energía eléctrica, 2016 79
Gráfico 17 Uruguay: evolución de los intercambios internacionales, 2012-2016 82
Gráfico 18 República Bolivariana de Venezuela: evolución de los intercambios internacionales de electricidad 91

Recuadro

Recuadro 1 Paraguay: proyectos de líneas de transmisión de 500 *kV* 66

Mapas

Mapa 1 América del Sur: centrales de generación por nivel de potencia y tecnología, existentes y proyectadas 13
Mapa 2 América del Sur: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas 17
Mapa 3 Interconexiones y niveles de intercambio 18
Mapa 4 Argentina: centrales eléctricas por tipo y potencia, 2016 y proyectos 22
Mapa 5 Argentina: centrales eléctricas renovables proyectadas en convocatorias por nivel de potencia 26
Mapa 6 Líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas 29

Mapa 7 Estado Plurinacional de Bolivia: centrales eléctricas por tipo y potencia, 2016 y proyectos 31
Mapa 8 Estado Plurinacional de Bolivia: líneas de alta tensión tipo y potencia, 2016 y proyectos 35
Mapa 9 Brasil: centrales existentes y proyectos por tecnología y potencia 38
Mapa 10 Brasil: flujos eléctricos en el SIN 40
Mapa 11 Brasil: líneas de alta tensión existentes y proyectadas por nivel de tensión 42
Mapa 12 Brasil: líneas de alta tensión con dificultades y/o necesidad 43
Mapa 13 Brasil: proyecto de interconexión Arco Norte 44
Mapa 14 Colombia: centrales eléctricas existentes y proyectadas por nivel de tensión 45
Mapa 15 Colombia: líneas de transmisión existentes y proyectadas por nivel de tensión 47
Mapa 16 Chile: centrales de generación por tipo y potencia existentes y proyectadas 50
Mapa 17 Chile: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas 54
Mapa 18 Ecuador: centrales eléctricas por tipo y nivel de potencia existentes y proyectadas, 2016 56
Mapa 19 Ecuador: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas, 2015 61
Mapa 20 Paraguay: centrales eléctricas existentes y sistema de transmisión (2015) 63
Mapa 21 Paraguay: centrales eléctricas proyectadas (2025) 65
Mapa 22 Paraguay: líneas de transmisión por nivel de tensión, existentes y proyectadas (2015) 67
Mapa 23 Paraguay: interconexiones internacionales existentes (2015) 68
Mapa 24 Perú: plantas de generación por tipo y nivel de potencia, existentes (2016) y proyectadas (2020) 69
Mapa 25 Perú: líneas de transmisión por nivel de tensión, existentes y proyectadas, 2016 75
Mapa 26 Uruguay: plantas de generación por tipo y nivel de potencia, existentes (2016) y proyectadas (2023) 78
Mapa 27 Uruguay: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes (2016), y proyectadas (2023) 81
Mapa 28 República Bolivariana de Venezuela: plantas de generación por tipo y nivel de potencia, existentes (2013) y proyectadas (2040). 84
Mapa 29 República Bolivariana de Venezuela: líneas de transmisión por nivel de voltaje, existentes (2013) y proyectadas (2040) 89

Resumen

El 1 de enero de 2016 entraron oficialmente en marcha los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible (Agenda 2030). Los ODS llaman a la acción de todos los países, pobres, de ingresos medianos y ricos, para promover la prosperidad y proteger al planeta. En los mismos se sostiene que la erradicación de la pobreza debe ir acompañada de estrategias que impulsen el crecimiento de las economías, consideren la gama de necesidades sociales (incluida la educación, la salud, la protección social y el empleo) y aborden el cambio climático y la protección del medio ambiente.

El ODS #7 —el objetivo de energía— apunta a asegurar el acceso a la energía en forma económica, confiable, sostenible y moderna para todos, así relacionando la sostenibilidad energética a los otros 16 ODS sociales, económicos y ambientales.

Es así como los desarrollos recientes indican la necesidad de evaluar cuidadosamente la evolución e implementación de las diferentes dimensiones del ODS7. Es por este motivo, que la CEPAL ha desarrollado el proyecto "Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para la Región de América Latina y el Caribe" ('ROSE' de sus siglas en inglés). ROSE tiene como objetivo fortalecer las capacidades técnicas de la región para generar conjuntos de datos relevantes y exhaustivos en la forma de indicadores, y mejorar las capacidades nacionales de los países de la región, para diseñar y aplicar políticas y planes de acción, basados en evidencia, incluyendo específicamente actividades y logros previstos a desarrollar capacidades para monitorear los diversos indicadores de energía sostenible orientados hacia el logro del ODS7.

Con el objetivo de apoyar la discusión en el diseño e implementación de políticas y planes de acciones basados en evidencia, en apoyo directo al logro del ODS7, la región requiere de una infraestructura eléctrica flexible, robusta y confiable que pueda garantizar un mayor despliegue de las energías renovables en los países, y a la vez apoyar a la consecución de una real integración eléctrica de la región.

En América del Sur, el sector eléctrico se caracteriza por una alta dependencia de la energía hidroeléctrica, haciéndolo vulnerable a las variaciones climáticas y la escasez de oferta, que se ha observado cada vez más en los últimos años. Con este fin, la complementariedad entre la energía

hidroeléctrica y las nuevas formas de energía renovable (por ejemplo, eólica y solar) podría ser un gran beneficio. El desarrollo y la integración de estas nuevas energías renovables pueden beneficiarse aún más de un enfoque regional para aprovechar las economías de escala y fortalecer el desarrollo de las cadenas de valor.

A fin de conocer el estado de situación y perspectivas de los sectores eléctricos de América del Sur, así como las posibilidades se integración, se han relevado los equipamientos existentes y futuros de centrales de generación, líneas de transmisión, y de interconexión. Como resultado de esa tarea, se pudieron elaborar mapas (regionales y nacionales) que permitieron tener una idea aproximada de la distribución geográfica actual y futura de la principal infraestructura, así como del nivel y estructura de la potencia instalada, y de los niveles de tensión de las líneas de transmisión e interconexiones eléctricas internacionales.

El análisis indicó, que en América del Sur se dispone un número relevante de infraestructura existente y a futuro, y que, dadas características regionales, se podría **lograr una integración eléctrica mayor a la que hoy se observa, y prevé**. Las complementariedades de la oferta energética (existente y de potenciales de recursos), y de la demanda de energía y potencia; la posibilidad técnica y ambiental, debido a la geografía, a la disponibilidad de nuevas y más económicas tecnologías en generación, la experiencia y capacidad técnica constructiva y de operación de mercados mayorista, son las características más relevantes. A su vez, existen nuevas tecnologías para desarrollar sistemas de transmisión de gran escala que cumplen con los requisitos de robustez y confiabilidad, que exigen los esquemas de interconexión. Sumado a ello, vale mencionarse que se utiliza solamente a nivel regional el **23% del potencial hidroeléctrico, e ínfimos porcentajes de los potenciales eólico y medio solar**.

Estos son algunos de los principales factores favorables que permiten justificar proyectos de integración eléctrica, que podrían determinar la reducción de la necesidad de inversiones nacionales, con la consiguiente reducción de necesidad de reserva, la posibilidad de exportar excedentes eléctricos no almacenables (eólicos, hidroelectricidad de pasada) de un país, a otro, con necesidades. Esto último, sobre todo, conllevaría a la disminución de costos de abastecimiento, con impacto favorable en las tarifas locales, así como disminución de emisiones y aumento de la confiabilidad del sistema.

A pesar de las características favorables y los beneficios enumerados, los avances en dirección a la integración eléctrica, salvo el caso de las centrales hidroeléctricas binacionales, no han sido fáciles y de limitados resultados, aún con la utilización de obras de infraestructura fijas existentes.

Este trabajo, profundiza en el conocimiento de algunas de las principales barreras, y actualiza nuevas potencialidades.

Introducción

Se han relevado los equipamientos existentes y futuros de centrales de generación eléctrica, líneas de transmisión y de interconexión de América del Sur. Como resultado de esa tarea se ha elaborado un capítulo de análisis regional, y uno por país, ambos incluyendo mapas que permiten tener una idea aproximada de la distribución geográfica de la principal infraestructura eléctrica, así como del nivel y estructura de la potencia instalada, y de los niveles de tensión de líneas de transmisión e interconexiones eléctricas internacionales.

Es importante destacar que la mayoría de los mapas (tanto regionales como nacionales), son de elaboración propia. Debe aclararse que son mapas aproximados, que reflejan lo más grueso, o lo más importante de la infraestructura existente y futura. Ello es así, porque según la disponibilidad de información de cada país, se han elaborado a partir de diferentes fuentes con diferente alcance. En algunos casos corresponden a diferentes años base, o distintos períodos de proyección. No siempre coinciden con la información numérica disponible más actualizada. También se observa que según la fuente de información, los nombres de las centrales no siempre coinciden. Es posible que a la fecha de publicación, ya se hayan concretado algunos de estos proyectos indicados.

Un hecho relevante para la elaboración de proyecciones futuras, es que no todos los países planifican su sector eléctrico sistematicamente, o no todos informan sobre sus planes. Algunos, inclusive presentan estadísticas desactualizadas. En esa dirección, es que se destaca el rol que desempeñan CIER y OLADE, en la sistematización de la información sectorial.

A partir del análisis de los mapas elaborados y de la bibliografia especializada disponible, se han obtenido conclusiones sobre las posibilidades de profundizar el proceso de integración iniciado em el pasado, de manera tal que permita aprovechar eficientemente los recursos disponibles, y las complementariedades regionales, orientadas hacia el logro del ODS7.

I. Estado de situación actual en Sudamérica, en términos de infraestructura en oferta de generación, transmisión e interconexiones internacionales

America Latina y el Caribe (AL&C) presenta tasas de electrificación mucho más elevadas que las de otras regiones del mundo. Aproximadamente el 97% de su población accede a la electricidad. Ello ha sido así debido al esfuerzo realizado en la conformación de los mercados nacionales, así como también al elevado nivel de urbanización de la población, que alcanza en promedio el 80% del total. Aun así, en muchos países la electrificación rural tiene deficiencias o está pendiente de concretarse. También se observan importantes diferencias entre los países en lo que hace a su nivel de ingreso, condición social, niveles de consumo, y acceso a energías modernas, limpias y sustentables como por ejemplo Nicaragua, Honduras y Guatemala, en donde menos del 50% de su población las posee, en especial para cocción.

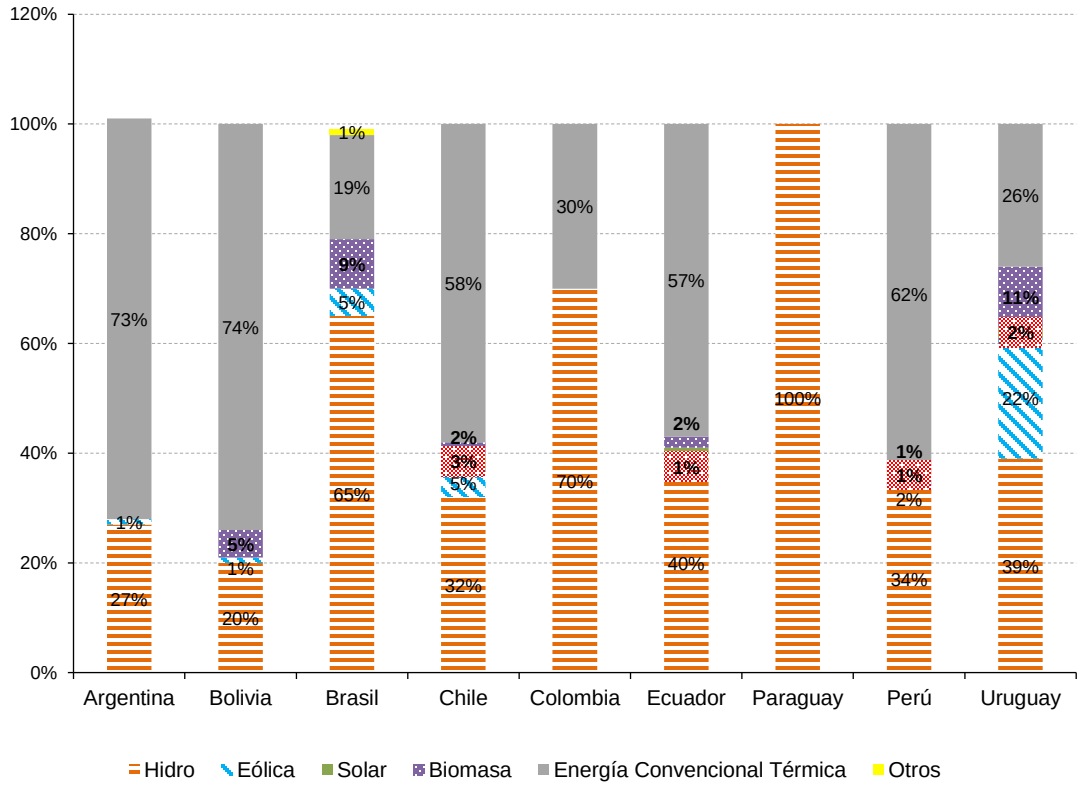
En América del Sur la potencia instalada al 2015, superó los 275.000 *MW*[1]. Solamente Brasil, Argentina y Venezuela, representaron el 75% de ese total. La estructura de potencia instalada es considerada limpia, ya que predomina la hidroelectricidad con el 50% del total, y el resto de las renovables alcanzan al 9% del total (en Brasil el 14% es renovable)[2]. El gráfico siguiente ilustra sobre la estructura de la potencia instalada por país. Se destacan Brasil y Paraguay por su elevada participación hidroeléctrica, la que en parte corresponde a las CH Binacionales que ellos comparten (Itaipú y Yacyretá). Les sigue Venezuela con el 50% de la potencia de ese origen, también en gran parte asociado al complejo hidroeléctrico Tocoma-Guri, que también comparte, aunque reducidamente, su energía con Brasil. Ecuador recientemente incorporó la CH. Coca Codo Sinclair agregándole al sistema 1.500 *MW*, pasando así de un 40 % hidro al 63% de su potencia.

En el resto de los países también está presente la hidroelectricidad, aunque en menor proporción.

1 Incluye datos oficiales de Venezuela son de 2013.

2 Aunque por ahora ocupan ese porcentaje se esperan crecientes inversiones en renovables. Sólo en América del Sur, en 2015, se invirtieron en Brasil 4 billones de USD, en Chile 3.4 billones de USD, y en Uruguay alrededor de 1.1 billones de USD.

Gráfico 1
América del Sur: estructura de la potencia instalada
(En porcentajes)



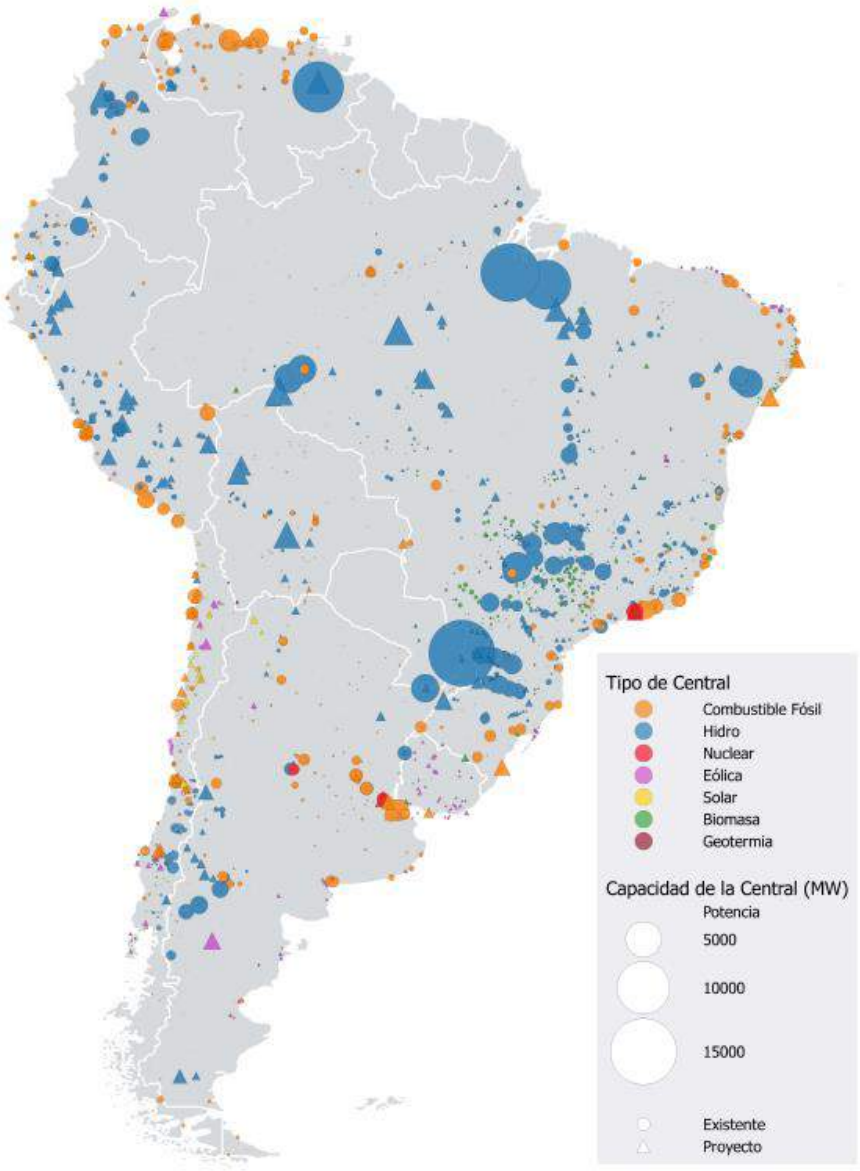
Fuente: Extraído CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

Si bien, aún es incipiente la participación de las renovables, la existencia de importantes potenciales, y el descenso de costos de instalación, permiten augurar crecientes inversiones.

En el caso de la hidroenergía es sabido que solamente se utiliza el 23% de su potencial. El potencial geotérmico de la región, se estima dentro de un rango amplio que va desde los 3.600 *MW* a más de 15.000 *MW*. El potencial eólico alcanza los 471.000 *MW* (sólo Argentina 200.000 *MW*); y el potencial medio solar es de 500 W/m^2, uno de los más altos índices de intensidad solar.

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución geográfica de las principales centrales de América del Sur existentes y proyectadas. Se observa la relevancia de las centrales hidroeléctricas existentes, entre las que se destacan: Itaipú, Belomonte, Tucuruí I y II (con 14.000, 11.233, y 8.370 *MW* respectivamente), luego Gurí-Tocoma, y Yacyretá.

Mapa 1
América del Sur: centrales de generación por nivel de potencia y tecnología, existentes y proyectadas



Fuente Elaboración Propia.

Acompañando la participación hidroeléctrica en los parques de generación, los países han realizado esfuerzos por tener una reserva de potencia superior al 30%, según se observa en el cuadro siguiente. Ese porcentaje parece razonable, sin embargo, aún con ese sobre equipamiento la mayoría de los países han presentado algún tipo de restricciones en el abastecimiento de la demanda. En gran parte la consideración de la potencia instalada, y no de la efectiva, o firme, ha generado este tipo de inconvenientes. Indisponibilidades debidas a disminución no esperada de la oferta hídrica, postergaciones de planes de mantenimiento, demoras en la compra y/o logística de abastecimiento de combustibles, o dificultades financieras para afrontar mantenimientos, así como también para importar combustibles necesarios, etc. Son algunos ejemplos recogidos que indican la necesidad de considerar esa reserva estrictamente como de carácter teórico.

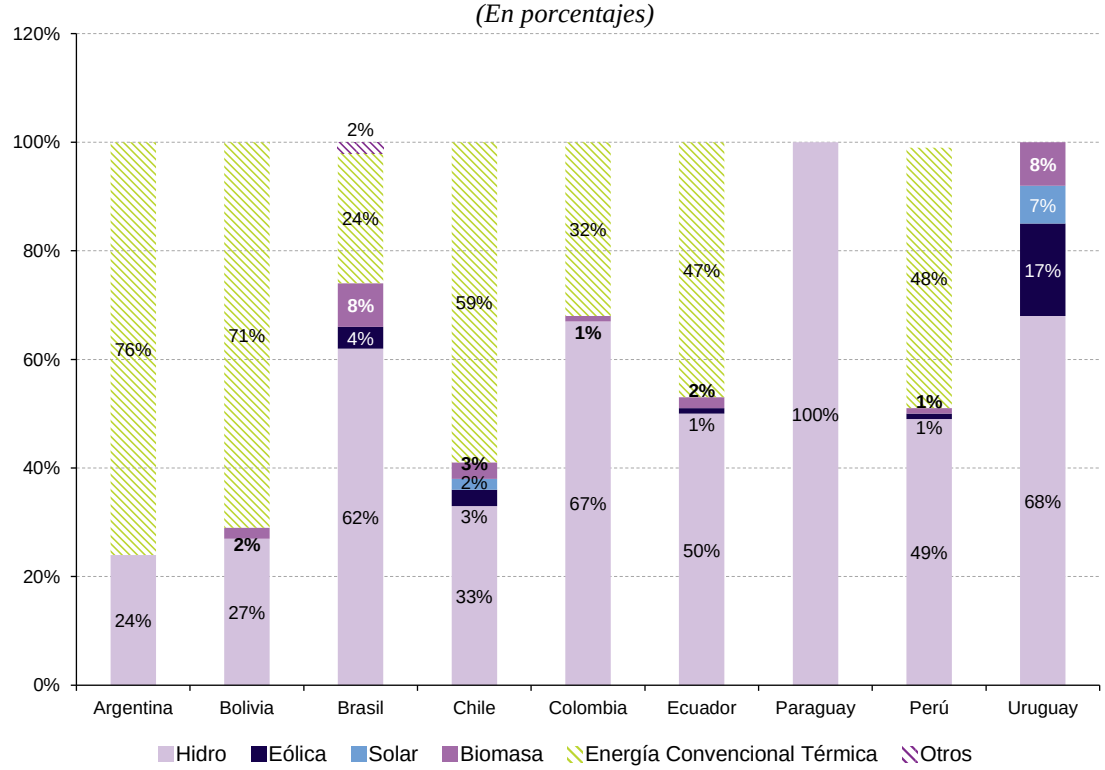
Cuadro 1
América del Sur: reserva teórica de potencia
(En porcentajes)

País	Reserva de Potencia
Argentina	36,3
Colombia	38,8
Ecuador	39,4
Brasil	39,4
República Bolivariana de Venezuela	39,6
Estado Plurinacional de Bolivia	43,3
Perú	48,8
Uruguay	51,7
Chile	51,9
Paraguay	69,8

Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la generación de electricidad de 2015, alcanzó aproximadamente a 1.140.000 *GWh*. Prácticamente se mantuvieron los porcentajes de participación por país. Brasil, Venezuela y Argentina, sumaron el 75% de la energía generada. El gráfico siguiente ilustra sobre las estructuras de generación por país, que está asociada en gran medida a la disponibilidad de los recursos hidráulico y de otras renovables de ese año. Para ese año la generación de América del Sur fue en un 56.9% hidráulica y 34.7% térmica. Para ese año las renovables participaron con 7.3 % del total.

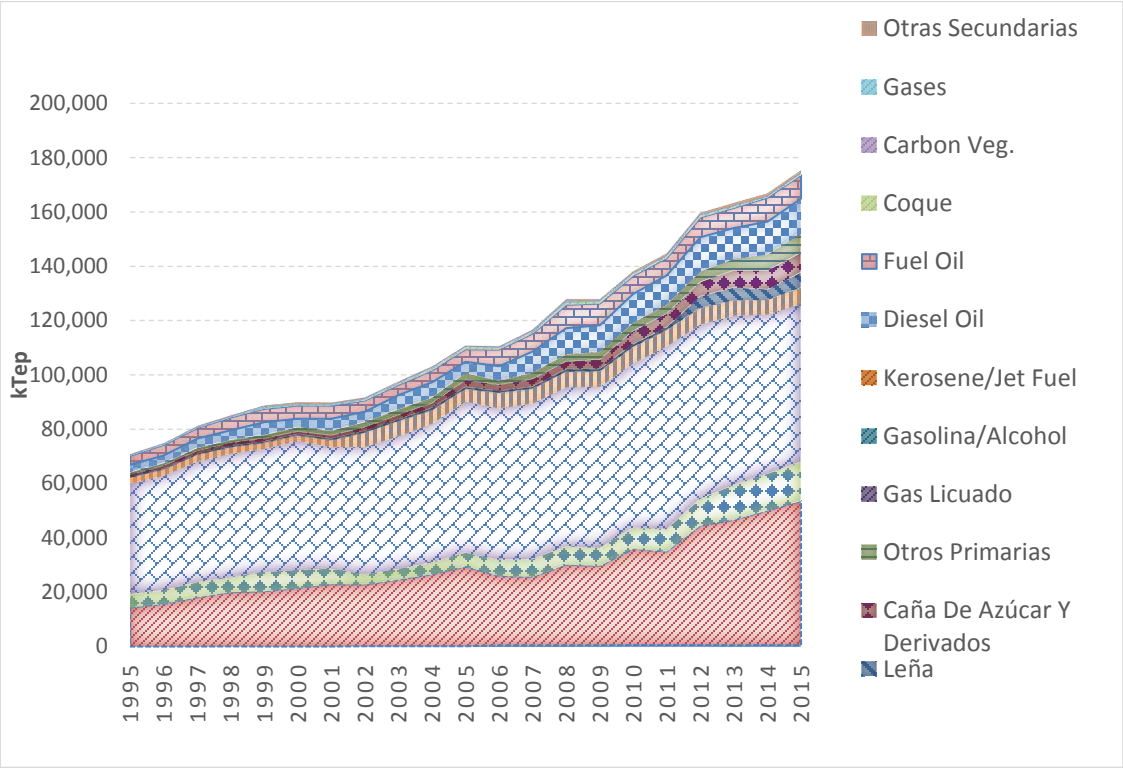
Gráfico 2
América del Sur: estructura de la energía generada en 2015
(En porcentajes)



Fuente: Extraído CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

En el gráfico siguiente se presenta la evolución de las fuentes utilizadas para generar electricidad en *kTep*. A continuación, se presenta un gráfico con la evolución de la estructura en porcentajes. De la lectura de ambos, se observa la mayor participación de la hidroelectricidad, aunque en forma decreciente, dando lugar al aumento de la participación del Gas Natural, y en menor medida del *GO* y del *FO*. Ello determinó la caída de la eficiencia media del sector generación, según se observa en el Gráfico 3.

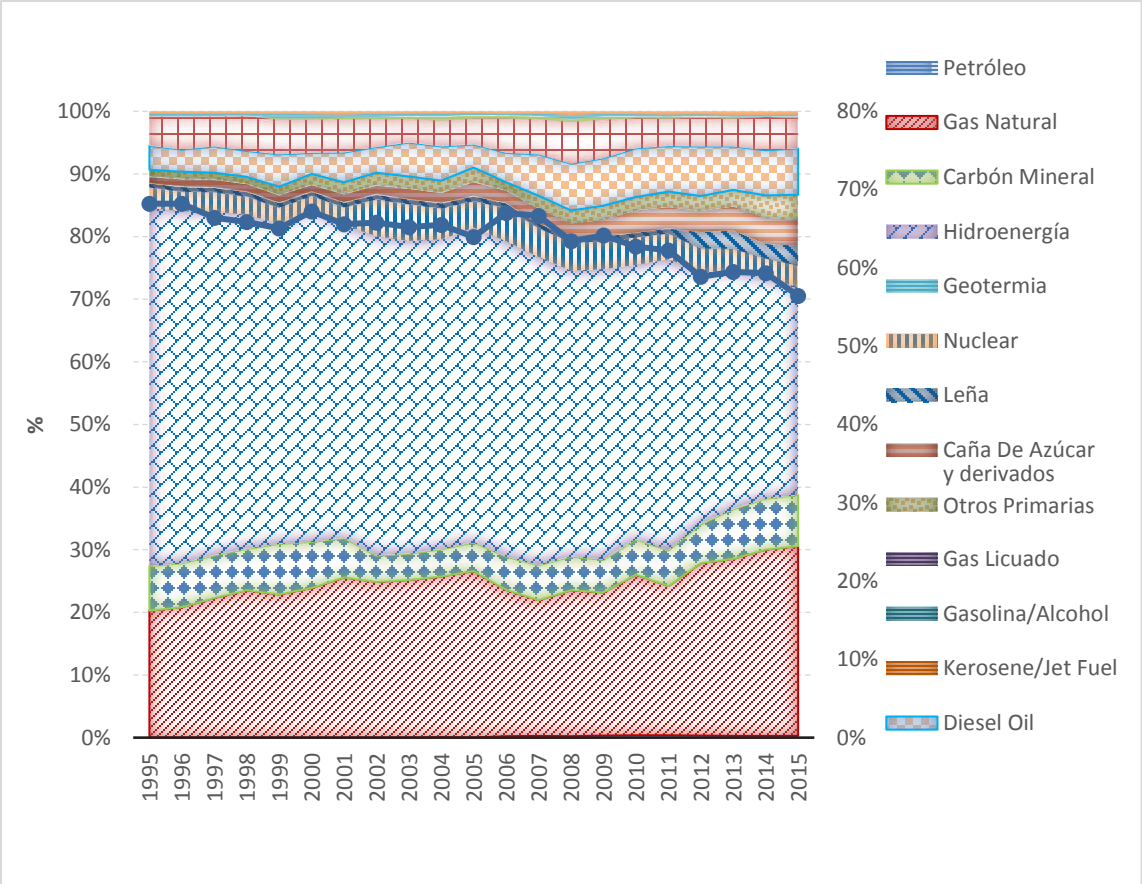
Gráfico 3
América del Sur: evolución de las fuentes utilizadas para generar electricidad
(kTep)



Fuente: SIEE, Balances, OLADE.

También se observa una creciente, aunque incipiente participación de las energías renovables debido a los esfuerzos realizados en Brasil, Chile y Uruguay. En particular se observa la leña, la caña de azúcar y otras fuentes primarias.

Gráfico 4
América del Sur: evolución de la estructura de fuentes utilizadas para generar electricidad
(Porcentajes)

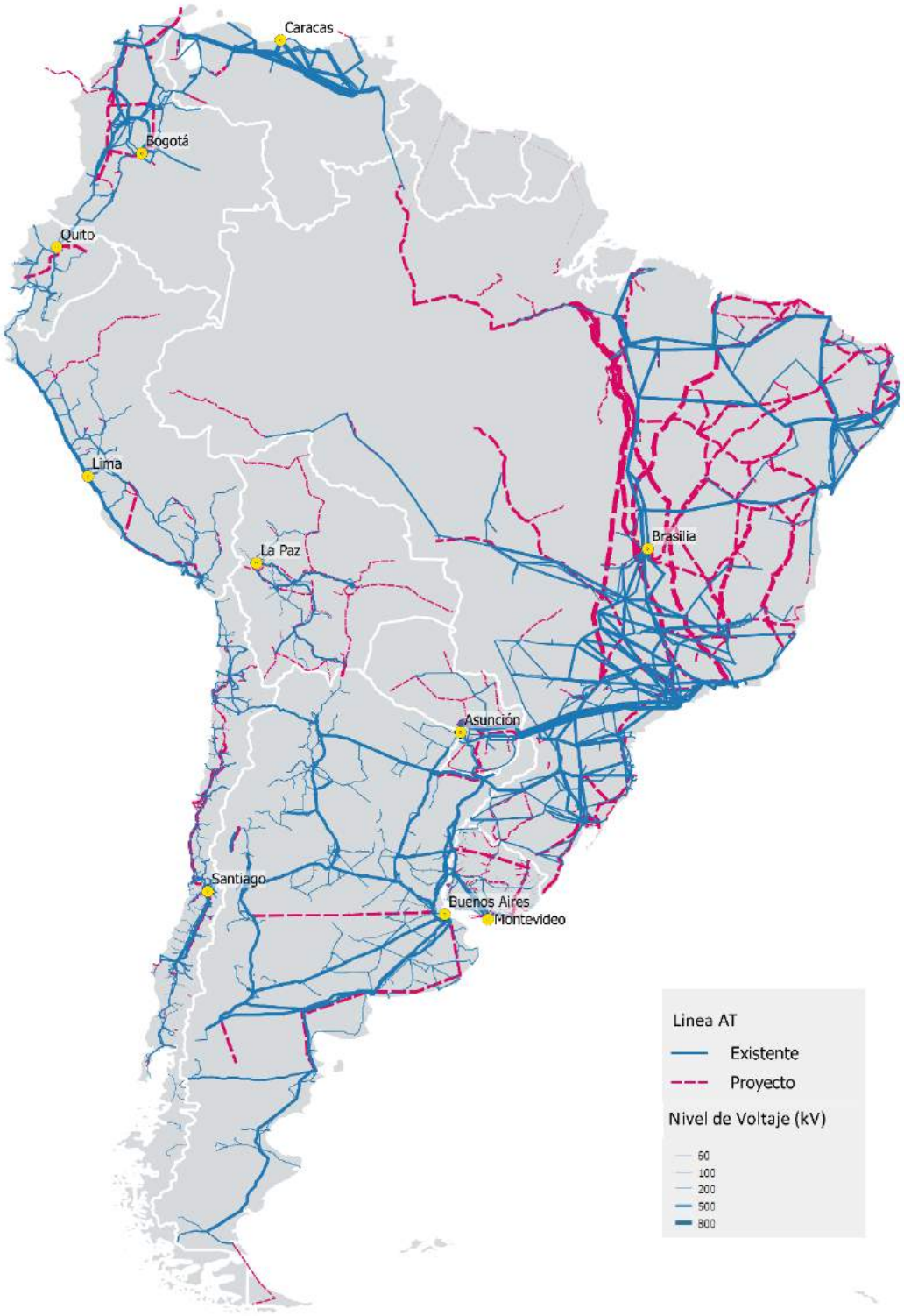


Fuente: SIEE, Balances, OLADE.

La gran cantidad de equipamiento disponible y futuro en la región está acompañada por un entramado importante de redes de transmisión que conectan las demandas con las ofertas. El mapa siguiente ilustra sobre la distribución geográfica de las líneas por nivel de tensión, existentes y proyectadas. Se destacan Brasil y Argentina por el tamaño de sus mercados, y las enormes distancias que unen algunas de las centrales hidroeléctricas con los centros de consumo.

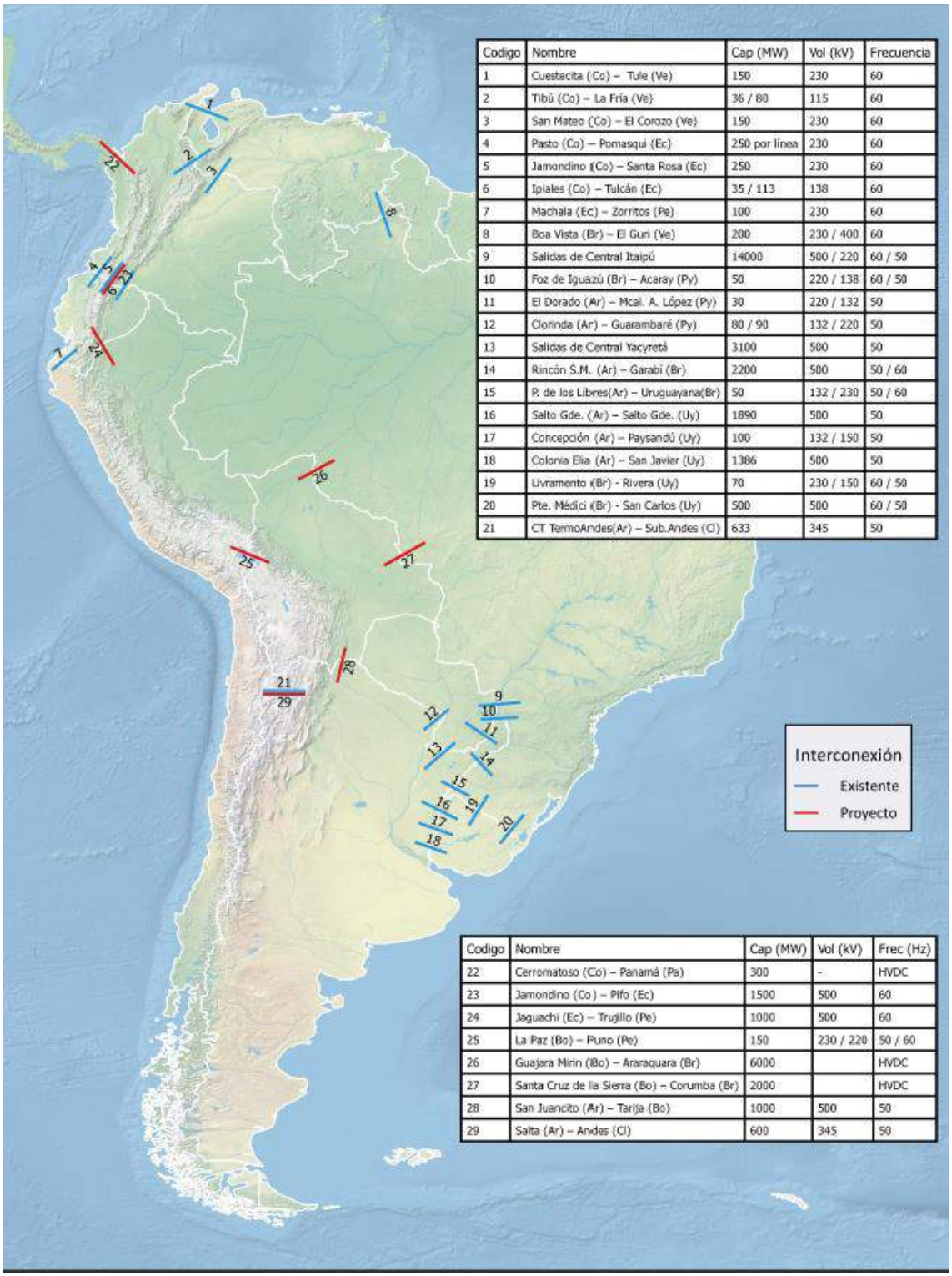
Las tensiones más altas se encuentran en Venezuela con 765 *kV* y en Brasil con 750 *kV*. Líneas que están asociadas a las grandes hidroeléctricas de cada país.

Mapa 2
América del Sur: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas



Fuente: Elaboración propia.

Mapa 3
Interconexiones y niveles de intercambio



Codigo	Nombre	Cap (MW)	Vol (kV)	Frecuencia
1	Cuestecita (Co) – Tule (Ve)	150	230	60
2	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	36 / 80	115	60
3	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	150	230	60
4	Pasto (Co) – Pomasqui (Ec)	250 por línea	230	60
5	Jamondino (Co) – Santa Rosa (Ec)	250	230	60
6	Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	35 / 113	138	60
7	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	100	230	60
8	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	200	230 / 400	60
9	Salidas de Central Itaipú	14000	500 / 220	60 / 50
10	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	50	220 / 138	60 / 50
11	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	30	220 / 132	50
12	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	80 / 90	132 / 220	50
13	Salidas de Central Yacyretá	3100	500	50
14	Rincón S.M. (Ar) – Garabi (Br)	2200	500	50 / 60
15	P. de los Libres(Ar) – Uruguayana(Br)	50	132 / 230	50 / 60
16	Salto Gde. (Ar) – Salto Gde. (Uy)	1890	500	50
17	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy)	100	132 / 150	50
18	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	1386	500	50
19	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	70	230 / 150	60 / 50
20	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	500	500	60 / 50
21	CT TermoAndes(Ar) – Sub.Andes (Cl)	633	345	50

Codigo	Nombre	Cap (MW)	Vol (kV)	Frec (Hz)
22	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa)	300	-	HVDC
23	Jamondino (Co) – Pifo (Ec)	1500	500	60
24	Jaguachi (Ec) – Trujillo (Pe)	1000	500	60
25	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	150	230 / 220	50 / 60
26	Guajara Mirin (Bo) – Araraquara (Br)	6000		HVDC
27	Santa Cruz de la Sierra (Bo) – Corumba (Br)	2000		HVDC
28	San Juancito (Ar) – Tarija (Bo)	1000	500	50
29	Salta (Ar) – Andes (Cl)	600	345	50

Fuente: Elaboración propia, en base a CIER, 2015. Op. Cit.

Cuadro 2
Interconexiones fronterizas

Países	Ubicación	Tensión	Observaciones
Ar-Bo	La Quiaca (Ar) – Villazón (Bo)	13,2 *kV*	Existente
Ar-Bo	Pocitos (Ar) – Yacuiba (Bo)	33 *kV*	Existente
Ar-Cl	Río Turbio (Ar) – Puerto Natales (Cl)	33 *kV*	Existente
Ar-Py	Posadas (Ar) – Encarnación (Py)	33 *kV*	No operativa
Ar-Uy	Concordia (Ar) – Salto (Uy)	30 *kV*	No operativa
Bo-Br	Puerto Suárez (Bo) – Corumbá (Br)	13,8 *kV*	Existente
Bo-Br	San Matías (Bo) – Corixa (Br)	35 *kV*	Operativa
Bo-Pe	Desaguadero (Bo) – Zepita (Pe)	24,9 *kV*	Operativa
Bo-Pe	Casani (Bo) – Yunguyo (Pe)	24,9 *kV*	Operativa
Br-co	Tabatinga (Br) – Leticia (Co)	13,8 *kV*	Existente, ZNI (Zona No Interconectada)
Br-Py	Ponta Pora (Br) – Pedro Caballero (Py)	23 *kV*	No operativa, 6 *MW*
Co-Ve	Arauca (Co) – Guasdualito (Ve)	34,5 *kV*	Operativa, 6 *MW*
Co-Ve	Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve)	34,5 *kV*	Operativa, 7,5 *MW, ZNI*

Fuente: CIER, 2015. Op. Cit.

Cuadro 3
Interconexiones y niveles de tensión y potencia

Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
Co-Ve	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230 *kV*	150 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
Co-Ve	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115 *kV*	36/80 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
Co-Ve	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 *kV*	150 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
Co-Pa	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa)	-	300 *MW*	En estudio HDVC (Alto Voltaje en CC)
Co-Ec	Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 *kV*	250 *MW* (doble circuito	Operativa (60 *Hz*) 4 circuitos
Co-Ec	Jamondino (Co) - Pomasqui (Ec)	230 *kV*	250 *MW* (doble circuito	En construcción (60 *Hz*)
Co-Ec	Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	138 *kV*	325/113 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
Ec-Pë	Machala (Ec) – Zorritos (Pe)	230 *kV*	110 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
Br-Ve	Boa Vista (Br) – El Guri (Ve)	230/400 *kV*	200 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
Bo-Pe	La Paz (Bo) – Puno (Pe)	230/220 *kV*	150 *MW*	En estudio (50/60 *Hz*)
Br-Py	Salidas de Central Itaipú	500/220 *kV*	14 000 *MW*	Operativa (60/50 *Hz*)
Br-Py	Foz de Iguazú (Br) – Acaray (Py)	220/138 *kV*	50 *MW*	No operativa (60/50 *Hz*)
Ar-Py	El Dorado (Ar) – Mcal. A. López (Py)	220/132 *kV*	30 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Py	Clorinda (Ar) – Guarambaré (Py)	220 *kV*	90 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500 *kV*	3 200 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Br	Rincón S.M. (Ar) – Garabí (Br)	500 *kV*	2 000/2 200 *MW*	Operativa (50/60 *Hz*)
Ar-Br	P. de los Libres(Ar) – Uruguayana(Br)	132/230 *kV*	50 *MW*	Operativa (50/60 *Hz*)
Ar-Uy	Salto Gde. (Ar) – Salto Gde. (Uy)	500 *kV*	1 890 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Uy	Concepción (Ar) – Paysandú (Uy)	132/150 *kV*	100 *MW*	Op. en emerg. (50 *Hz*)
Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) – San Javier (Uy)	500 *kV*	1 386 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Br-Uy	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150 *kV*	70 *MW*	Operativa (60/50 *Hz*)
Br-Uy	Pte. Médici (Br) - San Carlos (Uy)	500 *kV*	500 *MW*	Operativa (60/50 *Hz*)
Ar-Cl	CT TermoAndes(Ar) – Sub.Andes (Cl)	345 *kV*	633 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Bo	Yaguacua (Bo) – Tartagal (Ar)	500 *kV*	-	En estudio

Fuente: CIER, 2015. Op. Cit.

Cuadro 4
Centrales hidroeléctricas binacionales

Ref.	Países	Denominación	Río	Cap. Instalada	Observaciones
A	Br - Py	Itaipú	Paraná	14 000 *MW*	En operación
B	Ar - Uy	Salto Grande	Uruguay	1 890 *MW*	En operación
C	Ar - Py	Yacyretá	Paraná	3 200 *MW*	En operación
D	Ar - Br	Garabí	Uruguay	1 500 *MW*	En estudio
E	Ar - Py	Corpus	Paraná	3 400 *MW*	En estudio

Fuente: CIER, 2015. Op. Cit.

II. Estado de situación actual en los principales países de Sudamérica, en términos de infraestructura de oferta de generación, Transmisión, e Interconexiones Internacionales Electricidad (existentes y proyectadas)

A. Argentina

1. La oferta de generación

La potencia instalada eléctrica interconectada de Servicio Público al año 2015, ascendió a 33.300 *TW*, correspondiendo aproximadamente a 1.000 *MW*, a sistemas aislados, en su mayoría térmicos. Adicionalmente, poco más de 4.000 *MW*, corresponden a Autoproductores, también en su mayoría térmicos[3].

El SIN, por su parte presenta la siguiente estructura de potencia instalada, en la que se destaca la oferta térmica con más del 60% de participación.

[3] MINEM 2015. Informe Estadístico del Sector Eléctrico, 2015.

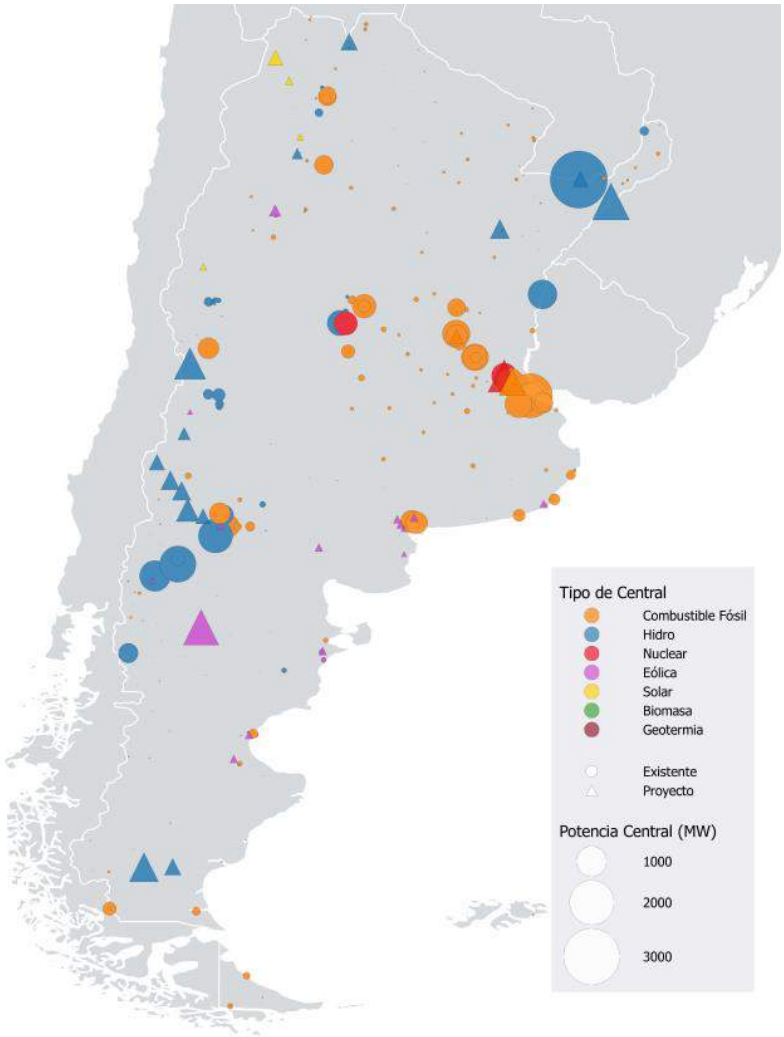
Cuadro 5
Argentina: potencia instalada del SIN por tecnología en 2015
(MW)

	MW	Porcentaje
Eólica	187	0,60
Hidro	11 170	33,50
Nuclear	1 755	5,30
Solar	8	0,00
Térmica	20 222	60,70
Total	33 342	100

Fuente: Cammesa, Anuario 2016.

En el Mapa siguiente se presenta la distribución espacial de las principales centrales eléctricas por tipo y tamaño, existentes y proyectadas. Se destacan por su porte las centrales hidroeléctricas Yacyretá y las de la Región Comahue.

Mapa 4
Argentina: centrales eléctricas por tipo y potencia, 2016 y proyectos



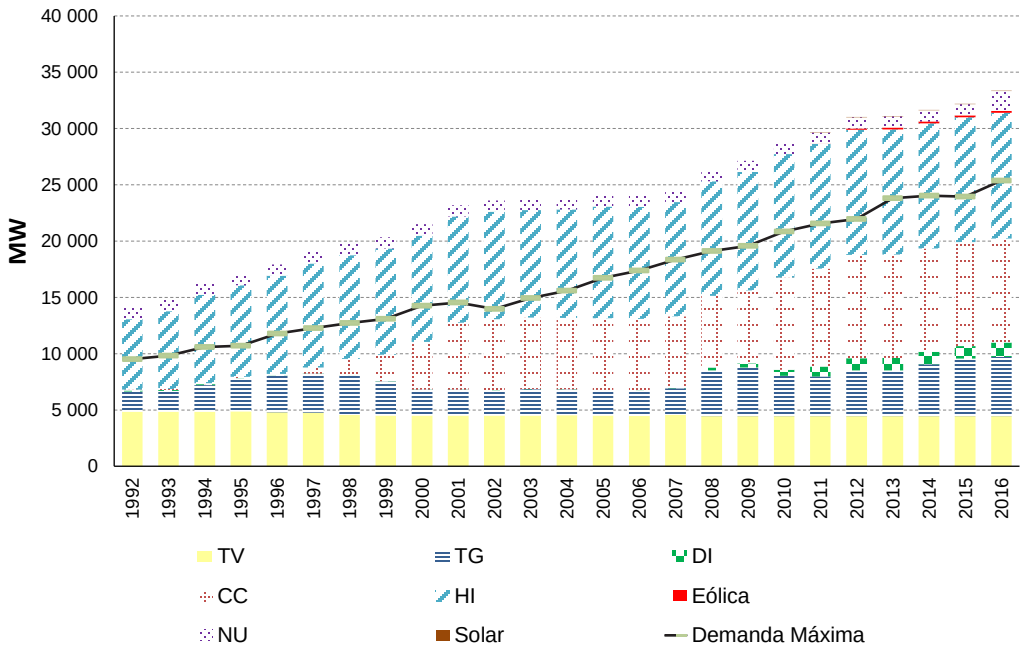
Fuente: Elaboración propia.

Se observa que la potencia eléctrica instalada en cada región del país se fue adaptando a la disponibilidad de recursos, al crecimiento de la demanda y a las diferentes políticas aplicadas en el sector, a lo largo de su evolución.

Por ejemplo, en la región de la Capital, Gran Buenos Aires, Buenos Aires (AMBA), Entre Ríos y Santa Fe, donde se localiza el 58 % de la demanda, y el 37% de la oferta, las centrales son en casi un 91% térmicas, y el porcentaje restante lo ocupan centrales hidroeléctricas y nucleares. En Noroeste argentino (NOA), donde se concentra el 8% de la demanda y el 7.7 % de la potencia instalada, las centrales son térmicas en un 89,9%, y el 10,1% restante es hidroeléctrico y eólico (1,9%). En la región Centro (Córdoba y San Luis), con el 9% de la demanda total y de la potencia total, las Centrales son térmicas en un 46,2%, hidroeléctricas en un 31,5% y nucleares un 22,3%. En Cuyo (San Juan y Mendoza), con 6% de la demanda y 3.4 % de la oferta, predominan las centrales hidroeléctricas con un 64,4%, las Centrales térmicas con 35,1%, y los Parques fotovoltaicos con 0,5%. En la zona del Comahue (Neuquén, La Pampa y Río Negro), con un 4% de la demanda y un 18.3% de la potencia nacional, el parque es en un 75% hidroeléctrico, y un 25% térmico. Finalmente, la región Patagonia (Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego, Antártida e Islas), con el 4 % de la demanda y 3% de la potencia, presenta centrales hidroeléctricas que ocupan el 51,7%, las térmicas 34,7%, y las eólicas 13,6%.

En el Gráfico siguiente se observa que la estrategia de la expansión de la oferta se basó fundamentalmente en la incorporación de potencia térmica a fin de cubrir la demanda máxima de potencia. En particular se han incorporado *TG* y *CC*; y a partir de 2008 también numerosos equipos Diesel que conformaron generación distribuida móvil.

Gráfico 5
Argentina: evolución de la potencia instalada por tecnología, demanda máxima y demanda media del MEM
(MW)



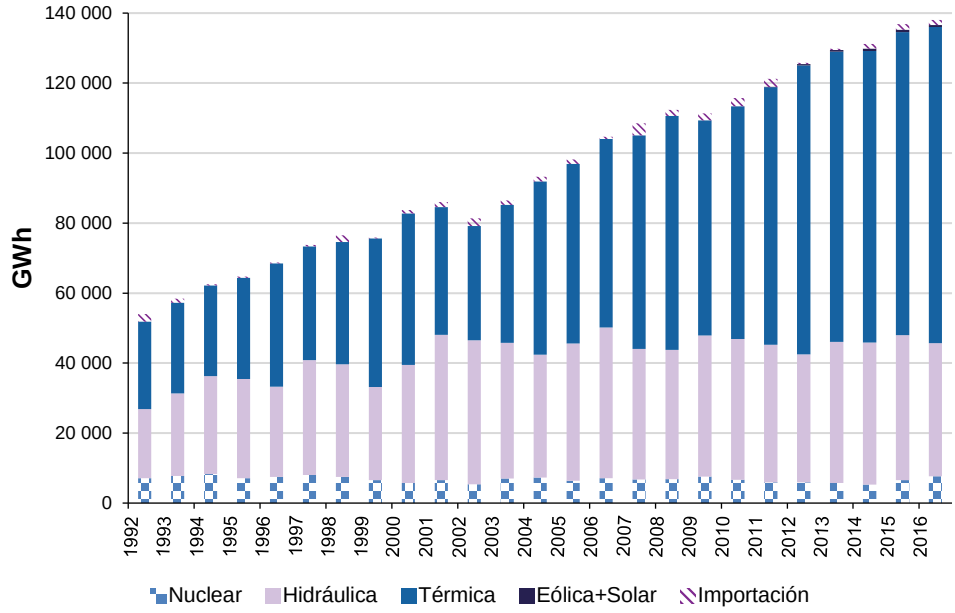
Fuente: Extraído Cammesa, Anuario 2016.

Adicionalmente, en los últimos años se ha ido recuperando el índice de disponibilidad de los equipos de generación, el qué en promedio en el MEM en 2016, alcanzó poco más del 80% de la potencia instalada, y en los equipos térmicos en particular alcanzaron el 74% de disponibilidad. Hasta

ese momento el elevado crecimiento de la demanda máxima sumado a las indisponibilidades, generaron serios problemas de calidad de servicio.

Esas tendencias se tradujeron en una creciente generación térmica según se observa en el Gráfico Siguiente.

Gráfico 6
Argentina: evolución de la generación por tecnología del MEM
(GWh)



Fuente: Extraído Cammesa, Anuario 2016.

Esa generación térmica fue cubierta con gas natural, cuya producción en continua caída, obligó a su vez a incrementar el consumo de combustibles líquidos (en parte importados): *FO* y *GO*, el que solamente se retrajo con el ingreso de la CN Atucha II (2016), que sustituyó un consumo equivalente aproximado a 4 millones de litros de gas oíl por día[4].

Acompañando esa tendencia se observó un permanente aumento del precio monómico, representativo del costo total de operación del MEM que incluye diversos cargos, entre los que se encuentran los sobrecostos debido a la utilización de combustibles (aumento del precio del gas, e inclusión de impuestos y tasas relacionados con la importación de Gas Oíl no exento), al sinceramiento de parte de los costos de producción[5], y al aumento de los costos de contratos MEM por ingreso de generación distribuida/móvil. Así por ejemplo en 2016 el precio medio alcanzó los 1.055 $/*MWh*, frente a los 654 $/*MWh* de 2015.

El incremento anual promedio de la generación eléctrica fue de 5,81%a.a. durante el período 2003-2015, y 3,59% durante el período 2007-2015. El crecimiento del 5.81 % a.a., se debió principalmente al crecimiento económico del país, que alcanzó un pico a mediados de los 2000'. Este **modelo, fuertemente apoyado en subsidios a la generación y transporte de la electricidad**, no tuvo en cuenta que el congelamiento de tarifas de distribución eléctrica en la región más poblada del país

4 CAMMESA
5 Es importante destacar que los pagos de los demandantes no alcanzan aún a nivelar los costos reales, que son cubiertos por aportes del tesoro nacional.

(AMBA), causaría una fuerte desinversión en infraestructura, que resultaría en serias deficiencias del servicio eléctrico en dicha región.

En esa dirección vale mencionarse que el 42% de la demanda eléctrica corresponde a clientes residenciales y alumbrado público. El 13% corresponde a pequeños y medianos comercios. El 15% corresponde a clientes intermedios como tiendas departamentales, shoppings, edificios públicos y corporativos, así como pequeñas y medianas industrias. Finalmente, el 29% del consumo corresponde al grupo de grandes industrias, así como grandes edificios públicos (por ejemplo, aeropuertos).

A **futuro,** al momento de realizarse el estudio, no había una prospectiva oficial pública para el sector eléctrico nacional elaborado por parte del Ministerio (MINEM). Sin embargo, desde ese organismo se ha dado un importante impulso a las energías renovables. La meta determinada por Ley consiste en incrementar la contribución de las energías renovables al 8% de la demanda, al 12% en 2019, 16% en 2021, 18% en 2023 y 20% en 2025, metas que deben alcanzar todos los usuarios de la red. La meta condicional propone una penetración de energía renovable al 2030 del 25%.

En dirección al cumplimiento de esas metas, se realizaron rondas en el marco del Programa de Energías Renovables - Renovar de llamados de propuestas para la instalación de generación eléctrica renovable con impulso privado. En la Ronda 1 se adjudicaron 29 proyectos eólicos, solares fotovoltaicos, pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, biogás y biomasa ubicados en 14 provincias por un total de potencia adjudicada de **1.142 *MW***. En la Ronda 1.5 se adjudicaron 30 proyectos de tecnología eólica y solar fotovoltaica ubicados en 12 provincias. El total de potencia adjudicada en la Ronda 1.5 fue de **1.281 *MW***.

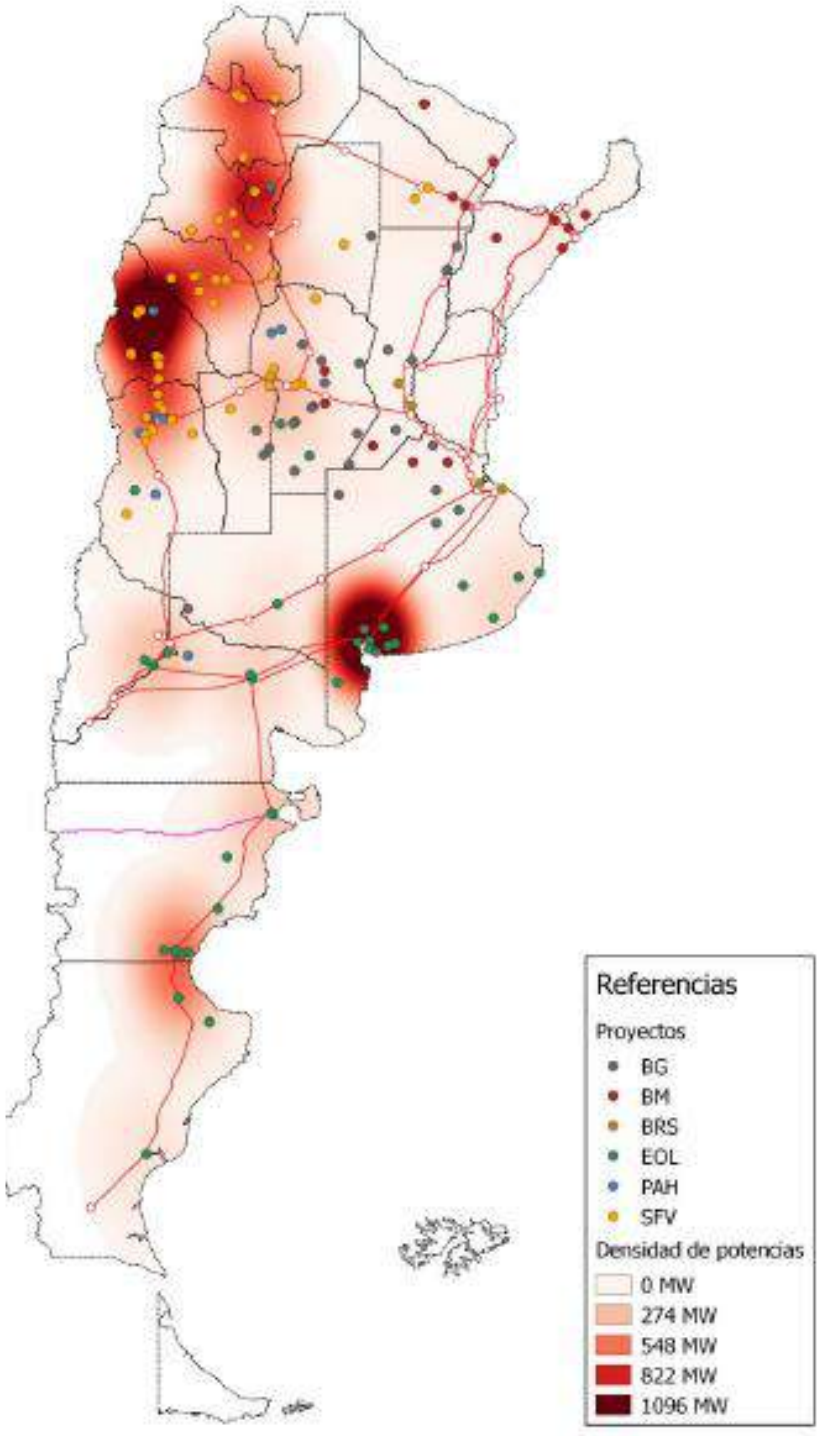
En el llamado para Renovar 2, el Gobierno recibió ofertas ocho veces superior a lo licitado. Las 228 ofertas suman en conjunto al menos **9.401 *MW*** y representan una inversión potencial de u$s 11.000 millones.

Cuadro 6
Argentina: RES MEYM275 E/2017 -Renovar2 resumen proyectos

Tecnología	Proyectos	Potencia ofertado total (*MW*)	Potencia requerida renovar-r2 (*MW*)	Potencia p/proyecto (*MW*)
Eólico	58	3 817	550	65,8
Solar	99	5 291	450	53,4
Biomasa	20	187	100	9,3
Biogas	32	60	35	1,9
Bio Relleno	4	15	15	3,8
Hidráulico	15	32	50	2,1
TOTAL	228	9 401	1 200	41,2

Fuente: CAMMESA.
Nota: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Renovar%202%20Recepci%C3%B3n%20Ofertas%20base_23%20de%20Oct%20oct.pdf.

Mapa 5
Argentina: centrales eléctricas renovables proyectadas en convocatorias por nivel de potencia



Fuente: CAMMESA.
Nota:_http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Renovar%202%20Recepci%C3%B3n%20Ofertas%20base_23%20de%20Oct%20oct.pdf.

Además de los proyectos de energías renovables mencionados, se han analizado las propuestas presentadas en la Plataforma de Escenarios Energéticos de Argentina al 2035[6], que de alguna manera han sido validados por el MINEM. En particular, se ha considerado que el Escenario de CACME refleja las políticas necesarias para una expansión eléctrica diversificada, equilibrada, y sustentable. En ese Escenario se espera alcanzar al 2035 los 68.000 *MW* instalados, de los cuales aproximadamente 22.000, serían hidroeléctricos, 2.500 *MW* Nucleares, más de 26.000 *MW* térmicos y 17.500 *MW* renovables[7]. No se ha obtenido para este Escenario, el detalle de los proyectos de generación a instalar, solamente se ha obtenido un listado de propuestas generales (salvo para nucleares), como las siguientes:

- En este Escenario se moderniza el parque de generación térmica incluyendo Ciclos Combinados en lugar de las Turbinas a Gas más ineficientes (menos del 35%).
- Se mantienen únicamente las *TV* que permitan operar con biomasa.
- Se aumenta la participación de renovables principalmente fotovoltaica y eólica.
- Hay un fuerte incremento en proyectos hidroeléctricos, inclusive algunos de tecnología "mini-hidro" en las zonas de mayor demanda.
- Se propone continuar aumentando el parque nuclear teniendo siempre un proyecto en marcha para mantener los equipos técnicos activos. Se considera ATUCHA III en 2023, recientemente firmada, y otra central similar (800 *MW*) en el 2027. Ambas aportando al área de GBA y Litoral ya que sería razonable mantenerlas en la zona de Lima por su cercanía a la demanda y por tener la aceptación de la comunidad vecina.
- Se asume que el proyecto CAREM de pequeños reactores distribuidos será exitoso y se instalarán 100 *MW* adicionales con esta tecnología.
- Se desalienta completamente la incorporación de nuevas centrales a carbón, quedando solamente como proyecto predefinido el de Río Turbio.
- No se incorpora generación con motores diésel y se elimina la existente.
- Se incrementa el margen de reserva en los primeros años, del orden del 20% hasta el año 2022 y luego se reduce a valores cercanos al 17% asumiendo que se mejorarán las redes de distribución, apostando fundamentalmente a las smart grids.

Los proyectos que finalmente se estima podría ingresar además de las térmicas necesarias para mantener el nivel de reserva serían:

Hidroeléctricas

- Nacionales: El Chihuido I (637 *MW*); Néstor Kirchner (960 *MW*); Jorge Cepernic (360 *MW*); Portezuelo del Viento (216 *MW*). Otras hidro: 2.300 *MW*.
- Binacionales (con menos probabilidades): Con Paraguay Yacyretá-ampliación, binacional (465 *MW*); Yacyretá-Aña Cuá, binacional (270 *MW*); con Brasil, se estudia la construcción de las hidroeléctricas Garabí y Panambi, en el río Uruguay, estos emprendimientos binacionales pueden tener capacidades instaladas total de 2200 *MW*, y la energía generada se dividirá igualmente entre los dos países.

[6] La Plataforma Escenarios Energéticos Argentina, es una iniciativa impulsada por la Fundación Avina, Fundación Ambiente y Recursos Naturales (FARN), el Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética de la Universidad de Buenos Aires (CEARE), y el Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA) con el compromiso de incentivar un debate público y con sustento técnico sobre el futuro energético de la Argentina como insumo para la definición de políticas energéticas sustentables.

[7] Escenarios Energéticos Argentina 2015-2035: resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable / Fernández, Ramiro. - 1a ed. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Fundación AVINA Argentina, 2015.

Renovables

- Se estima al 2035 la incorporación de 17.500 *MW*.

Nucleares

- Aumento de potencia y extensión de vida útil de la Central Embalse (683 *MW*); Extensión de vida de la Central Atucha I (362 *MW*) por 15 años más. Se supone que agregan 300 *MW* al sistema;
- CAREM 25 (25 *MW*);
- Construcción de la Cuarta Central (745 *MW*);
- Centrales Nucleares condicionales: Primer CAREM 150 (150 *MW*); y Quinta Central (1.150 *MW*).

2. La transmisión

El Sistema Argentino de Interconexión (SADI) está conformado por casi 35.000 *km* de líneas de transmisión, y está organizado por regiones: GBA (Gran Buenos Aires), Litoral (Entre Ríos y Santa Fe), Provincia de Buenos Aires (sin el Gran Buenos Aires), NOA (Santiago del Estero, Tucumán, Salta, Catamarca y La Rioja), Centro (Córdoba y San Luis), Cuyo (San Juan y Mendoza), Comahue (La Pampa, Neuquén y Río Negro), Patagonia (Chubut; Santa Cruz; Tierra del Fuego, Antártida e islas).

El transporte de la electricidad a través del SADI se realiza mediante dos subsistemas que lo componen, el Sistema de Transporte de Energía Eléctrica de Alta Tensión (STAT) y el Sistema Troncal (ST). El Sistema de Alta Tensión (STAT) opera a 500 *kV* y 220 *kV*, y transporta la electricidad de una región del país a otra. El Sistema Troncal (ST) transporta la electricidad dentro de una misma región entre plantas generadoras y distribuidores operando a 132, 220 y 66 *kV*, según las necesidades. El Cuadro siguiente ilustra sobre esa estructura.

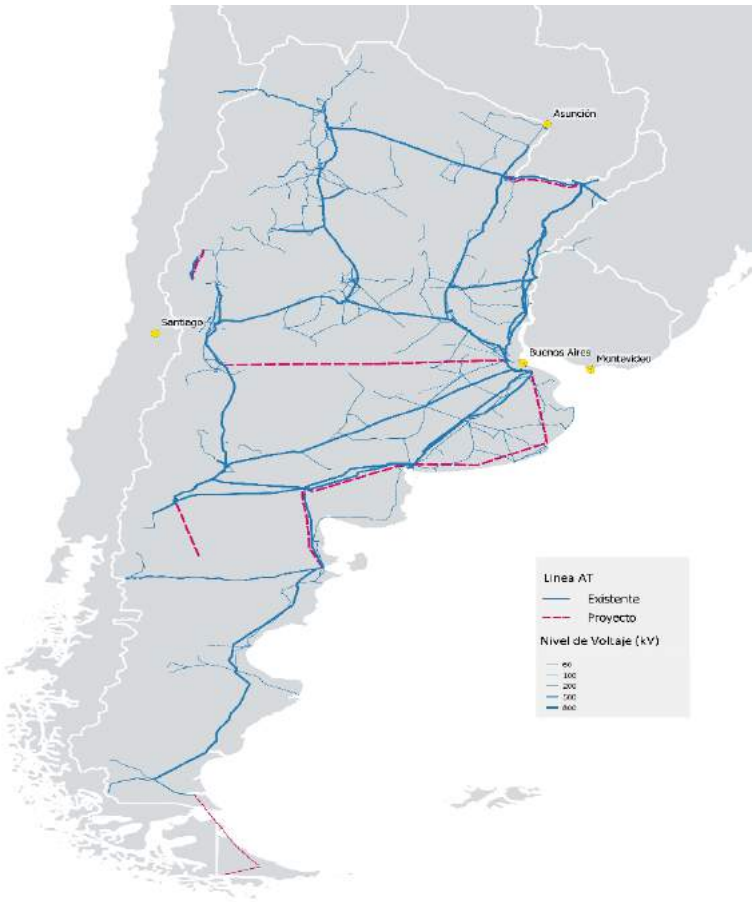
Cuadro 7
Argentina: longitudes de líneas por nivel de tensión y región
[Km]

Sistema de Transporte	500 *kV*	330 *kV*	220 *kV*	132 *kV*	66 *kV*	33 *kV*	Total
Alta Tensión	14 195		563	6			14 763
Distribución Troncal		1 116	1 112	16 900			19 550
-Región Cuyo			641	626			1 267
-Región Camahue				1 368			1 368
-Región Bs. As.			177	5 583	398		6 158
-Región NEA			30	2 148		24	2 202
-Región NOA				5 052			5 052
-Región PATAGONIA			264	2 123			3 504

Fuente: CAMMESA.

Entre 1994 y 2016 el sistema de transporte evolucionó casi duplicándose. En Alta Tensión tenía 7.722 kilómetros, y el Sistema Troncal alcanzaba los 10.407 kilómetros de líneas. En esa evolución el sistema ha ido mallándose, y fortaleciendo las líneas de transmisión del centro de consumo con las principales centrales, en especial con la CH. Yacyretá. El mapa siguiente ilustra sobre la distribución geográfica y los niveles de tensión de las líneas de transmisión del país.

Mapa 6
Líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas



Fuente: Elaboración propia.

Existen varias interconexiones eléctricas con los países vecinos. Las más importantes están asociadas a las centrales hidroeléctricas binacionales de Yacyretá (con Paraguay), y Salto Grande (con Uruguay). Los flujos más relevantes se dan en la primera, desde donde se reciben aproximadamente entre 7.000 y 9.000 *GWh* de importación que Paraguay no precisa para satisfacer su propia demanda. En el caso de Salto Grande cada país utiliza la mitad de la generación de la central que le corresponde (entre 2.500 y 5.500 *GWh*, según el año hidrológico). También se utilizan las interconexiones existentes para intercambiar saldos exportables (o excedentes de generación) entre Argentina y sus vecinos. Hace más de una década que Argentina requiere de importaciones[8] [9].

[8] Las importaciones oscilaron entre el 1 y el 2.5% de la generación nacional, y en reiteradas oportunidades no alcanzaron para satisfacer con continuidad la demanda local. Nótese que entre 2006 y 2012 la reserva de potencia rondó los 500 *MW*, y justamente fue en ese período, cuando más crecieron las necesidades de importación.

[9] El Informe de CNEA, agosto 2017. Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina indica qué: "Cuando Argentina requiere energía de Brasil, esta ingresa al país mediante dos modalidades: como préstamo (si es de origen hidráulico), o como venta (si es de origen térmico). Si se realiza como préstamo, debe devolverse antes de que comience el verano, coincidiendo con los mayores requerimientos eléctricos de Brasil. En el caso de Uruguay, cuando la central hidráulica binacional Salto Grande presenta riesgo de vertimiento (por exceso de aportes del río Uruguay), en lugar de descartarlo, se aprovecha ese recurso hídrico para generar electricidad, aunque dicho país no pueda absorber la totalidad de lo que le corresponde. Este excedente es importado por Argentina a un valor equivalente al 50% del costo marginal del MEM argentino, como solución de compromiso entre ambos países, justificado por razones de productividad. Este tipo de importación representa un caso habitual en el comercio de electricidad entre ambos países".

Para el Escenario de oferta de generación propuesto, se estima un incremento requerido en la red de alta tensión asociado al escenario CACME de la Plataforma de Escenarios al 2035 de 25.800 *km* (USD 12.000 millones), y 2 Líneas de Corriente Continua (CC) entre Patagonia y GBA – BS.AS. – LIT. Es importante destacar que el Escenario Verde (todas renovables), requiere 44.700 *km* de Líneas de AT, y una inversión de USD 21.500 millones.

La ampliación de Yacyretá, o la incorporación de Garabí y Panambí, requerirán importantes incrementos de líneas de AT.

Adicionalmente, se han detectado otros proyectos de interconexión, como, por ejemplo:

Argentina-Bolivia: línea en 500 *kV* conectando las regiones San Juacinto (Argentina) a Tarija (Bolivia) por 1.000 *MW*.

Argentina-Chile: ampliación a 600 *MW* de la línea existente en 345 *kV* que conecta Salta (Argentina) a Andes (Atacama, Chile). Actualmente la línea opera con una capacidad de 200 *MW*.

Argentina-Chile: línea en 500 *kV* conectando las subestaciones Nueva Pan de Azúcar (Chile) a San Juan (Argentina): 1.000 *MW*.

B. Estado Plurinacional de Bolivia

1. La oferta de generación[10]

La potencia eléctrica instalada de Bolivia en 2016 fue de 2.163 *MW*, incluyendo el Sistema Interconectado Nacional (SIN), los Sistemas Aislados (S.A.) y Autoproductores. La potencia instalada total en el SIN fue de 2.141 (*MW*), y la potencia efectiva disponible de las centrales en el SIN a temperatura media de 25°C, fue de 1.901,9 *MW*. Por su parte la demanda máxima en el SIN en ese año fue de 1.433 *MW*.

Cuadro 8
Estado Plurinacional de Bolivia: potencias eléctricas instalada y efectiva

	Potencia instalada				Potencia efectiva							
	(MVA)				(MW)				(MW)			
	Hidro.	Termo.	E.Alte,	Total	Hidro.	Termo.	E.Alte.	Total	Hidro.	Termo.	E.Alte	Total
TOTAL, SIN	562,66	1 977,17	31,16	2 571,00	493,31	1 620,78	27	2 141,09	482,38	1 392,48	27	1 901,86
TOTAL, SA y AUTO	1,5	256,43	124,91	382,83	1,2	200	103,76	304,96	1,2	169,45	90,46	261,10
TOTAL	564,16	2 233,60	156,07	2 953,83	494,51	1 820,77	130,76	2 446,04	483,58	1 561,93	117,46	2 162,97

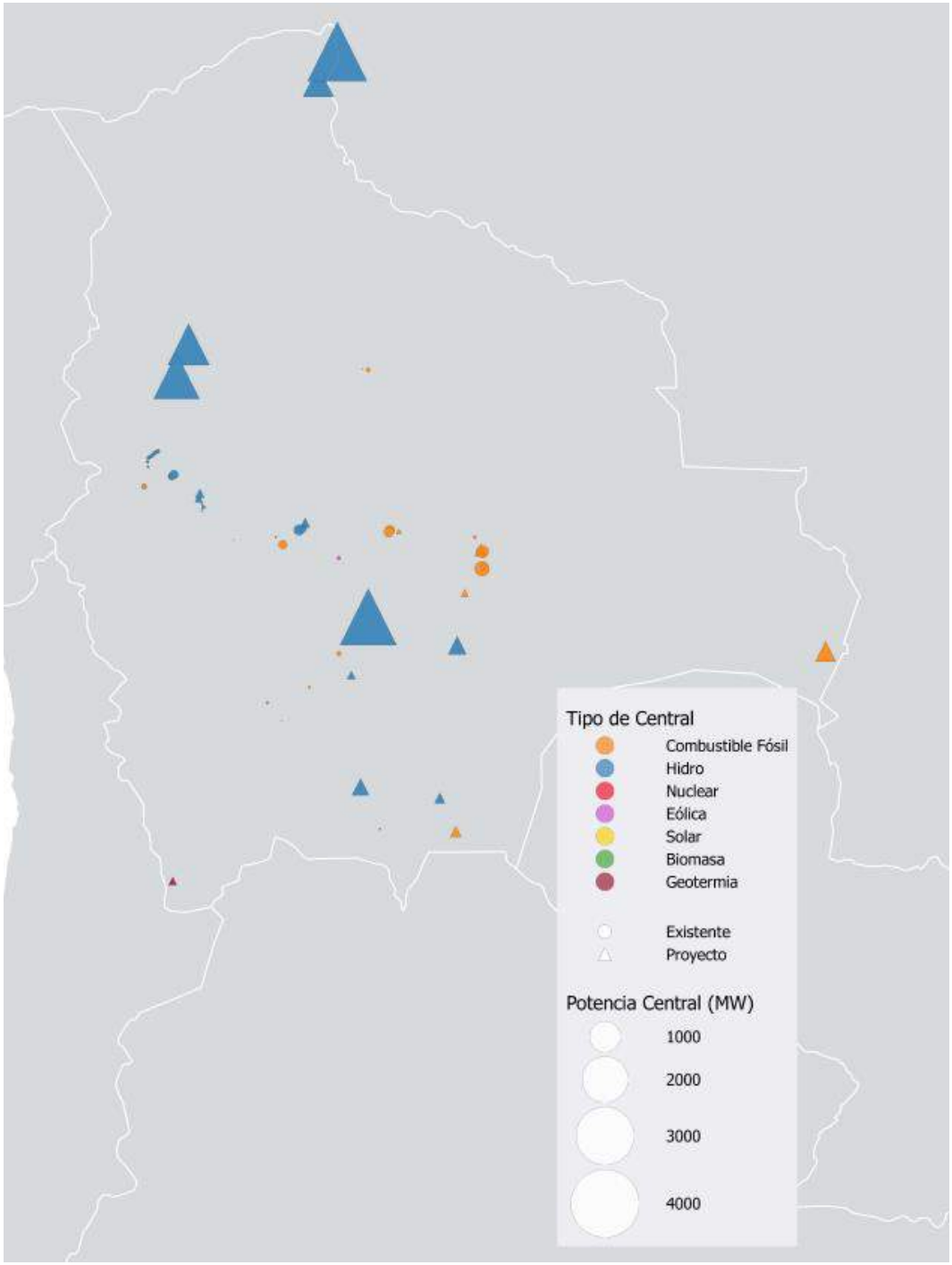
Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). Anuario Estadístico de la gestión 2016.

Las centrales más relevantes están ubicadas en ocho de los nueve departamentos que conecta el SIN en Bolivia: La Paz, Cochabamba, Santa Cruz, Chuquisaca, Potosí, Oruro, Beni y Tarija. Los mercados más relevantes se encuentran en La Paz y Santa Cruz, cuyas distribuidoras, representan el 63% de las ventas de energía del país.

En el Mapa siguiente se presenta la distribución espacial de las principales centrales eléctricas por tipo y tamaño, existentes y proyectadas. Se destaca el elevado porte de las centrales hidroeléctricas proyectadas.

[10] Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). Anuario Estadístico de la gestión 2016.

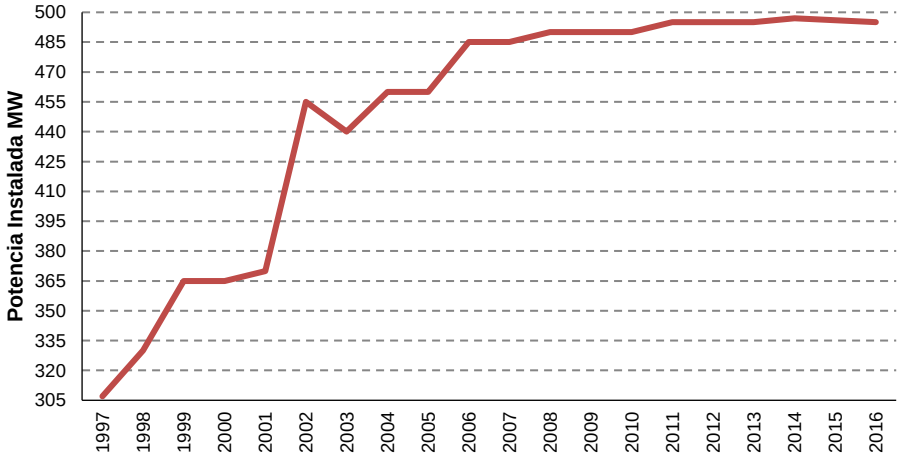
Mapa 7
Estado Plurinacional de Bolivia: centrales eléctricas por tipo y potencia, 2016 y proyectos



Fuente: Elaboración Propia.

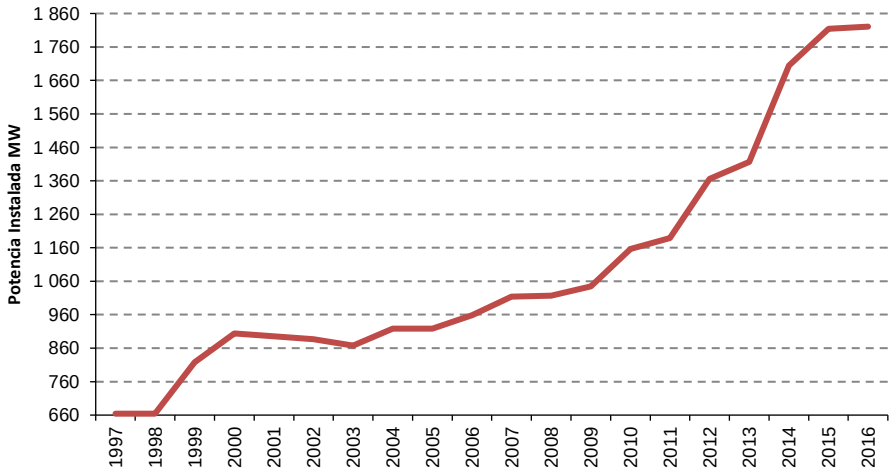
En el sistema eléctrico boliviano la potencia instalada eléctrica ha crecido a una tasa promedio de 4.1% a.a, en el período que comprende los últimos 15 años. Al interior del subsistema, la estructura térmico-hidroeléctrica se ha mantenido relativamente estable en la proporción 70-30% hasta mediados de la década de 2.000, momento en que se estancaron las incorporaciones hidroeléctricas, según puede observarse en los gráficos siguientes.

Gráfico 7
Estado Plurinacional de Bolivia: evolución de la potencia instalada hidroeléctrica
(MW)



Fuente: Extraído Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). Anuario Estadístico de la gestión 2016.

Gráfico 8
Estado Plurinacional de Bolivia: evolución de la potencia térmica instalada
(MW)



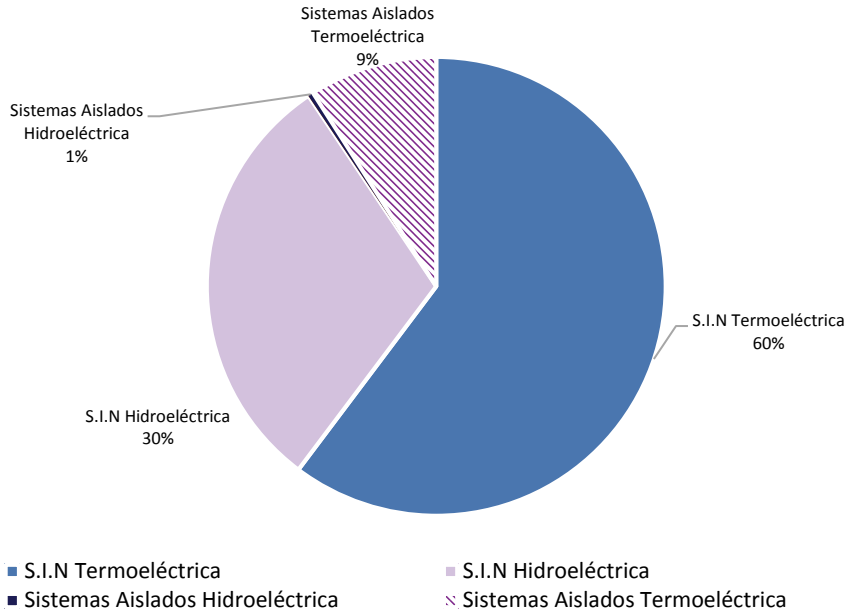
Fuente: Extraído Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). Anuario Estadístico de la gestión 2016.

Mientras que la potencia instalada en Bolivia casi se duplicó entre 2000 y 2015, la energía creció con más intensidad, fuerte superando el crecimiento de la potencia en un 35%.

La generación bruta de las centrales del SIN en 2016, fue de 8.763 *GWh*, lo que representó el 93,59% del total generado en el país. De ese total un 20,0% correspondió a la generación con fuentes

renovables (hidroelectricidad, biomasa y eólica) y 80,0% a generación termoeléctrica, la cual ha sido producida con unidades que funcionan predominantemente en base a gas natural.

Gráfico 9
Estado Plurinacional de Bolivia: estructura de la generación bruta por tipo - SIN y SA



Fuente: Extraído Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). Anuario Estadístico de la gestión 2016.

En 2016 el SIN consumió 72.602,36 MMPC de gas natural, 22.790,74 klitros de diesel y 210,65 toneladas de bagazo para la generación de termo electricidad.

En la evolución de la estructura de generación desde 2004 la generación térmica aumento notoriamente, siendo el Gas Natural el combustible de mayor crecimiento en el consumo para ese fin.

En cuanto a los **proyectos futuros de generación eléctrica**, se ha pensado en un escenario con **fuerte presencia hidroeléctrica que produzca importantes saldos exportables eléctricos**. Se propone para el Escenario 1 del Plan Eléctrico Bolivia 2025. Dicho escenario contempla la incorporación del proyecto hidroeléctrico Cachuela Esperanza, así como el conjunto de aprovechamientos correspondientes al Rio Grande. Esta situación está en línea con la idea de exportar Electricidad tanto a Brasil como a la Argentina, a partir de la inyección a SIN tanto de hidroenergía como de energía térmica.

El Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025[11], plantea la integración eléctrica del país para el 2025, mediante la expansión de la infraestructura eléctrica y la incorporación de forma gradual de los Sistemas Aislados al SIN.

La demanda eléctrica proyectada para el escenario alternativo corresponde a un profundo cambio estructural de la producción, con un importante crecimiento industrial y minero, al mismo tiempo que se plantea el incremento del uso eléctrico en los usuarios residenciales apuntando a una mejora en la calidad de vida.

[11] Elaborado por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. La Paz, enero 2014.

En este escenario se espera implementar el proyecto del Tren Eléctrico multidepartamental con 1.500 km de línea. Dicho tren entraría en pleno funcionamiento en el año 2021, consumiendo 1.800 *GWh/año*.

Como se adelantará, en este escenario se espera avanzar en la integración nacional eléctrica mediante la interconexión gradual de los Sistemas Aislados al SIN. Con estas interconexiones, según el Plan Eléctrico 2025, se espera lograr reducciones de un 21% de la cantidad de GO requerido para generar aisladamente. Según el Plan Eléctrico 2025, se proyecta la conexión de los siguientes Sistemas Aislados: "Norte Amazónico, Ituba, Yacuma, Iténez al área Norte; San Ignacio, Misiones, San Matías, Germán Busch, Chiquitos, Charagua, Valles Cruceños y Cordillera al área Oriental; Monteagudo, Chaco, Entre Ríos, Tarija y Bermejo al área Sur. Hasta tanto se vayan interconectado se irá analizando la incorporación de fuentes de energías no convencionales según el potencial de cada región. En el caso de Riberalta, se cuenta con potencial para generación con biomasa (cáscara de castaña), por ser la actividad productiva principal de la región".

Se espera la utilización de los potenciales hidroeléctricos a través de proyectos de gran magnitud, atractivos para la exportación de excedentes como por ejemplo proyectos de gran envergadura como **Cachuela Esperanza (990 *MW*),** ubicados en la subcuenca del río Beni y las centrales que forman el **complejo hidroeléctrico Río Grande: (Seripona 420 *MW*), (Jatun Pampa 130 *MW*), (Cañahuecal 500 *MW*), (Las Juntas 172 *MW*), (Ocampo 320 *MW*), (Peña Blanca 520 *MW*), (La Pesca 740 *MW*) y (Pirapó 80 *MW*), todos ubicados en la subcuenca del río Grande**, dentro de la cuenca del Amazonas.

Además de sus reservas de Hidrocarburos, Bolivia tiene un gran potencial de fuentes de energía renovable. En adición a la hidroenergía (potencial estimado de 39.800 *MW*, y sólo se utilizan 460 *MW*, o sea poco más del 1%)[12], se tiene un gran potencial en el altiplano de energía solar (proporciona diariamente 220 *Wh*/día de energía eléctrica a través de un panel fotovoltaico de 50 *Wp*), también la energía eólica en Qollpana, Cochabamba, y Santa Cruz. Se ha comprobado la existencia de potencial de geotérmica en el sur de Potosí donde se desarrolla el proyecto Laguna Colorada. La biomasa es una fuente abundante, pero que aún no ha sido estudiada en profundidad[13].

2. La transmisión

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) cuenta con aproximadamente 5.000 *km* de líneas de transmisión con tensiones de 69 *kV*, 115 *kV* y 230 *kV* las cuales interconectan los departamentos de Cochabamba, Santa Cruz, Oruro, La Paz, Beni, Potosí, Chuquisaca y Tarija. El SIN está compuesto por ocho áreas definidas: Norte (La Paz), Trinidad (Beni), Oriental (Santa Cruz), Central (Cochabamba), Oruro (Oruro), Sur (Potosí), Sucre (Chuquisaca) y Tarija (Tarija).

El Sistema Troncal de Interconexión (STI) que forma parte del SIN, comprende todas las líneas de Alta Tensión, incluidas las subestaciones, en las cuales el flujo de electricidad es bidireccional.

[12] Es importante destacar que, del potencial hidroeléctrico nacional, el 78% corresponde a las cuencas que portan al Río Amazonas, a través del Río Madera, destacándose el Río Beni, con 40,8% y el Río Mamoré con 28,9% del potencial.

[13] Ministerio de Hidrocarburos y Energía, a través del Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. La Paz, enero 2014. Plan de Energías Renovables al 2025.

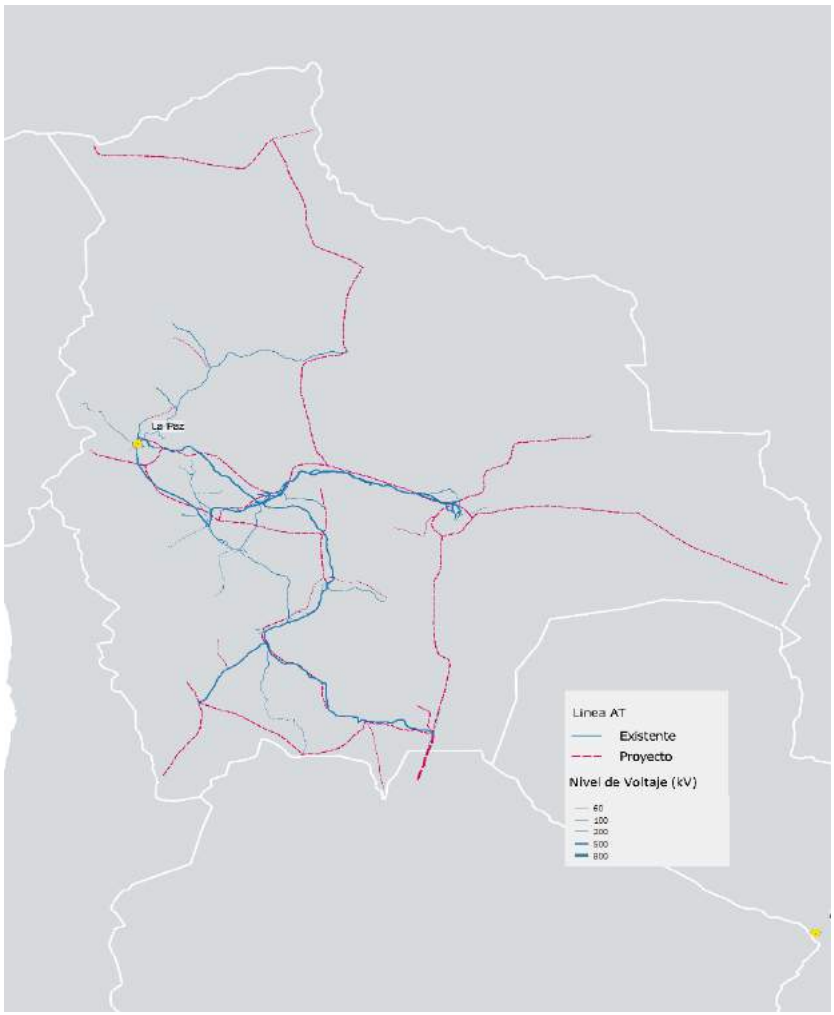
Cuadro 9
Estado Plurinacional de Bolivia: longitud de líneas de alta tensión

Sistema	Empresas de transmisión	Longitud de líneas de alta tensión
S.T.I.	ENDE TRANSMISION S.A.	2 337,65
	ISA	587
	ENDE	1 541,42
Total S.T.I.		4 666,07
Fuera del S.T.I.	ENDE TRANSMISION S.A.	245,70
Fuera del S.T.I.	SAN CRISTOBAL TESA	172
Fuera del S.T.I.		417,70

Fuente: Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE). Anuario Estadístico de la gestión 2016.

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución geográfica del Sistema de transmisión eléctrica boliviano y los niveles de tensión disponibles y proyectados.

Mapa 8
Estado Plurinacional de Bolivia: líneas de alta tensión tipo y potencia, 2016 y proyectos



Fuente: Elaboración propia.

Se observa el número importante de líneas proyectadas, asociadas al objetivo de satisfacer, de forma confiable y segura, el crecimiento sostenido de la demanda, la incorporación de muchos proyectos productivos, la interconexión de sistemas aislados, la ampliación de la cobertura en el país y la conexión de centrales de generación hidroeléctrica y térmica al sistema. Hasta el año 2025, se ha planificado la incorporación de **7.236 *km* de líneas de transmisión**, considerando las siguientes apreciaciones, según el Plan 2025[14].

Entre ellas merecen mencionarse que "en el área Sur, se espera atender la demanda de la zona y las nuevas demandas productivas a incorporar (Complejo Metalúrgico Karachipampa, Planta Industrial Pulacayo, Minera Mallku Khota, fábrica de Cemento en Quiburi y la Minería en Tupiza-Villazón). Asimismo, con el ingreso del Proyecto Litio, la demanda alimentada desde la línea Punutuma – San Cristóbal se incrementa hasta 115 *MW*; por lo que, para brindarle mayor confiabilidad se completará la interconexión con Tarija. Asimismo, se conectará el Chaco con el área Oriental para posibilitar importantes intercambios energéticos. En el área Central, que abarca los departamentos de Cochabamba y Oruro, se reforzará el sistema de transmisión en 230 *kV* entre Carrasco, Santivañez y Vinto y entre las centrales Corani-Santa Isabel y la ciudad de Cochabamba. Para el suministro a la Empresa Minera Huanuni será construida una línea de transmisión en 115 *kV* y subestaciones correspondientes.

En el área Norte, con el propósito de asegurar la confiabilidad y calidad de suministro a los departamentos de La Paz y Beni, serán construidas la segunda línea de transmisión en 230 *kV* entre Cochabamba y La Paz y una línea de interconexión entre Cochabamba y el Beni.

Para el transporte de la generación de las grandes centrales hidroeléctricas Cachuela Esperanza, Complejo Hidroeléctrico del Río Grande y El Bala se requeriría un sistema de transmisión en extra alta tensión de 500 *kV*, debido a la magnitud de potencia que debe ser transferida desde cada una de ellas.

Con respecto a las interconexiones con países vecinos, Bolivia solamente posee pequeñas interconexiones con sus países vecinos, todas ellas en baja tensión, de tipo fronterizo, casi sin intercambios.

Cuadro 10
Estado Plurinacional de Bolivia: líneas de interconexión

PAIS	LINEA	TENSION	ESTADO
Bo-Ar	Villazon (Bo) - La Quiaca (Ar)	13,2 *kV*	Existente
Bo-Ar	Yacuiba (Bo) - Pocitos (Ar)	33 *kV*	Existente
Bo-Br	Puerto Suárez (Bo) - Corumbá (Br)	13,8 *kV*	Existente
Bo-Br	San Matías (Bo) -Corixa (Br)	35 *kV*	Operativa
Bo-Pe	Desaguadero (Bo) - Zepita (Pe)	24,9 *kV*	Operativa
Bo-Pe	Casani (Bo) - Yunguyo (Pe)	24,9 *kV*	Operativa
Bo-Pe	La Paz (Bo) - Puno (Pe)	230/220 *kV* y 150 *MW*	En estudio

Fuente CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

Según se mencionó anteriormente, una de las formas de incentivar la integración eléctrica de Bolivia está relacionada con la utilización de los potenciales hidroeléctricos a través de proyectos que son de gran magnitud para el mercado eléctrico boliviano, atractivos para compartir con países excedentes de exportación (por ejemplo Brasil), así como podrían generar al país importantes expectativas para el mercado interno de electricidad (en sustitución de térmicas a GN) y para la macroeconomía en su conjunto.

[14] A la fecha, posiblemente ya se han concretado alguno de estos proyectos.

Se han detectado otros proyectos, como, por ejemplo, las siguientes interconexiones:

- Argentina-Bolivia: Línea en 500 *kV* conectando las regiones San Juacinto (Argentina) a Tarija (Bolivia) por 1.000 *MW*; y
- Bolivia-Perú: Línea HVDC conectando las regiones de La Paz (Bolivia) a Montalvo (Perú): 1.000 *MW*.

C. Brasil

1. La oferta de generación

La potencia instalada de Brasil alcanza en 2015 casi los 141.000 *MW*, de los cuales aproximadamente 86.000 *MW* son hidroeléctricos, 39.000 *MW* son térmicos, el 1,4% es de origen Nuclear, y el 10% restante son renovables, entre las que se destacan los 7.630 *MW* eólicos, cuyo crecimiento en los últimos ha sido vertiginoso, según se puede observar en la tabla siguiente.

Cuadro 11
Brasil: capacidad instalada de generación eléctrica
(MW)

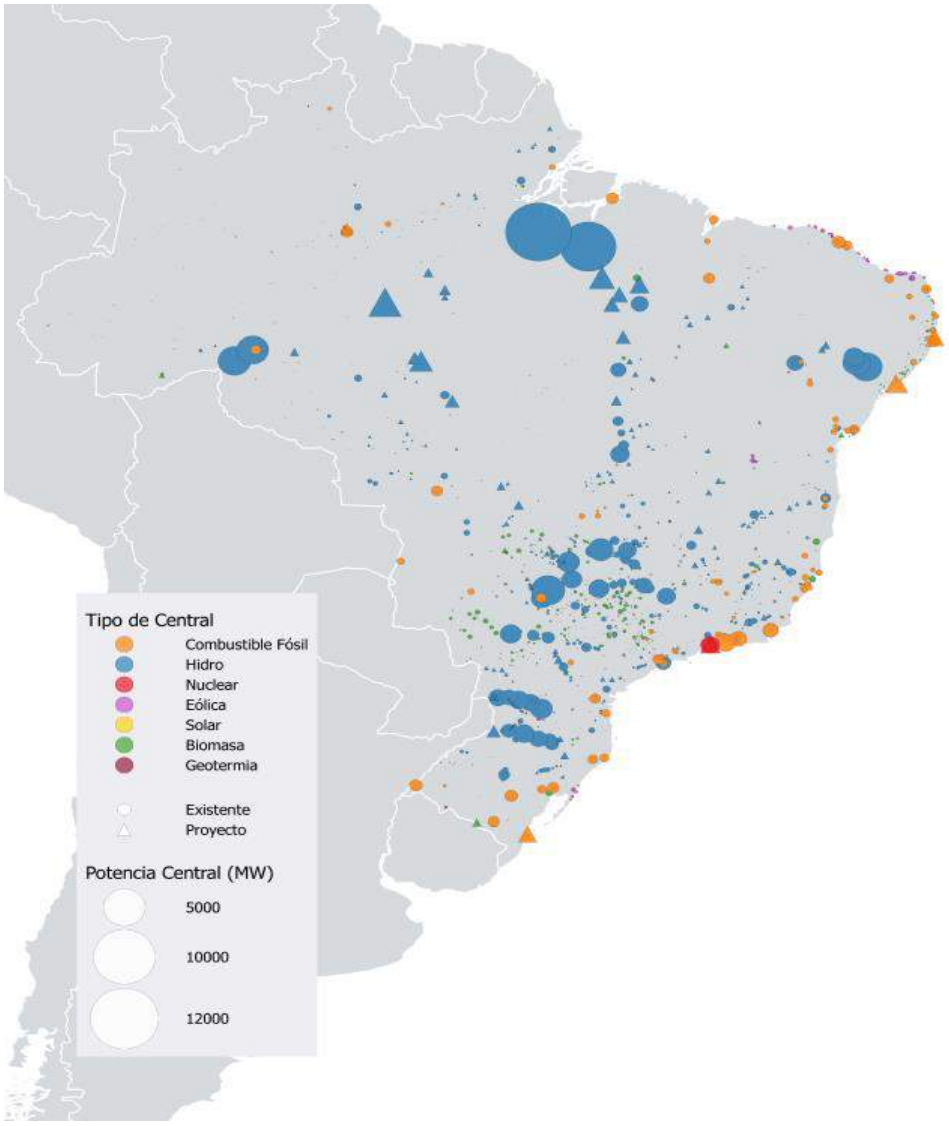
	2011	2012	2013	2014	2015	(2015/2014)	Part. Porcentajes (2015)
Usinas Hidroeléctricas	78 374	79 956	81 132	84 095	86 002	2,3	61,3
Usinas Termoeléctricas	31 243	32 778	36 528	37 827	39 393	4,1	28,1
PCG	3 896	4 101	4 620	4 790	4 840	1	3,5
CGH	216	236	266	308	395	28,3	0,3
Usinas Nucleares	2 007	2 007	1 990	1 990	1 990	0	1,4
Usinas Eólicas	1 426	1 894	2 202	4 888	7 630	56,1	5,4
Solar	1	2	5	15	21	40	0
Total	117 136	120 974	126 743	133 913	140 271	4,7	0

Fuente: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) BIG acessado em 04/01/2016 Potência Fiscalizada; BEN 2016; Elaboração: EPE.
Nota: Incluye autoprodução clássica; Considera parte nacional de Itaipu (6.300 *MW* hasta 2006, 7.000 *MW* a partir de 2007).
PCH: Pequena Central Hidroeléctrica; CGH: Central Generadora Hidroeléctrica.
Nuclear: caída de 17 *MW* observada en 2013.
Las Hidroeléctricas no incluyen las del tipo bombeo y acumulación.

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución de las principales centrales eléctrica del país. Se han incluido las existentes y las proyectadas[15].

[15] Centrales existentes y planificadas https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/ (acceso a tabla de atributos), Centrales http://www.visualizador.inde.gov.br/.

Mapa 9
Brasil: centrales existentes y proyectos por tecnología y potencia
(MW)



Fuente: Elaboración propia.

El sistema eléctrico brasilero está compuesto por sistemas aislados, especialmente en la región Norte del país, y el SIN, que a su vez está dividido en cuatro subsistemas eléctricos: Sudeste / Centro-Oeste, con el 43,6 % de la Potencia instalada total; el Sur, con el 22,1% de la potencia; el Nordeste con 27.000 *MW*, que representan el 19.1% de la potencia total; y el Norte con el 15,3% del total instalado, siendo esta último subsistema el que presenta mayores niveles de pérdidas en sus redes con más del 28%.

La generación total alcanzó los 581 *TWh* en 2015, predominando la de origen hidroeléctrico con el 62%, según se puede ver en la tabla siguiente. El Gas natural y la biomasa le siguen en importancia con el 13.7% y el 8.2% de participación, respectivamente.

Se observa que si bien la potencia instalada térmica aumentó en los últimos años (1.25 veces), la generación de ese origen se incrementó 2.25 veces, lo que estaría indicando un mayor factor de utilización de las plantas térmicas instaladas, y un descenso de la reserva térmica, en relación con el crecimiento de la demanda.

Cuadro 12
Brasil: generación eléctrica por fuente
(GWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	(2015/2014)	Part. Porcentaje (2015)
Gas Natural	25 095	46 760	69 003	81 073	79 490	-2	13,7
Hidráulica [a]	428 333	415 342	390 992	373 439	359 743	-3,7	61,9
Derivados de Petr. [b]	12 239	16 214	22 090	31 529	25 662	-18,6	4,4
Carbón	6 485	8 422	18 801	18 385	19 096	3,9	3,3
Nuclear	15 659	16 038	15 450	15 378	14 734	-4,2	2,5
Biomasa [c]	31 633	34 662	39 679	44 987	47 394	5,4	8,2
Eólica	2 705	5 050	6 578	12 210	21 626	77,1	3,7
Otras [d]	9 609	10 010	12 241	13 590	13 741	1,1	2,4
Total	**531 758**	**552 498**	**570 834**	**590 591**	**581 486**	**-1,5**	**100**

Fuente: EPE, Balanço Energético Nacional - BEN 2016.
Notas:
[a] Incluye autoproducción
[b] Derivados de petróleo: óleo diesel e óleo combustível
[c] Biomassa: leña, bagaz0 de cana e lixivia
[d] Otras: gas de coqueria, otras secundarias, otras no renovables, otras renovables (solar).

La estructura de la generación total (581 *TWh*) regional, se distribuye acompañando la estructura de la potencia regional, en la que se destaca la región Sudeste / Centro-Oeste con más del 40% del total generado. Por su parte los consumos a nivel regional se presentan en la siguiente Tabla, y permiten inferir la existencia de regiones importadoras y exportadoras. El mapa siguiente ilustra sobre los flujos anuales (*MW* medios).

Cuadro 13
Brasil: consumo por subsistema eléctrico
(GWh)

	2011	2012	2013	2014	2015	(2015/2014)	Part. Porcentaje (2015)
Sistemas aislados	7 190	7 823	5 796	3 769	3 442	-8,7	0,7
Norte	29 897	29 822	32 085	33 787	33 582	-0,6	7,2
Nordeste	59 847	63 896	68 680	72 031	72 933	1,3	15,7
Sudeste/C.Oeste	261 613	269 146	276 181	280 417	273 234	-2,6	58,7
Sul	74 470	77 491	80 393	84 819	82 012	-3,3	17,6
Brasil	**433 017**	**448 178**	**463 135**	**474 823**	**465 203**	**-2**	**100**

Fuente: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) BIG acessado em 04/01/2016 Potência Fiscalizada; BEN 2016; Elaboração: EPE.

Por otra parte, los flujos Intercambio de energía eléctrica entre las regiones del SIN en 2015 (*MW* medio), indican que la Región Norte es netamente exportadora en donde se ubican grandes centrales hidroeléctricas como Belo Monte y Tucuruí (I y II) con 11233 y 8370 *MW* instalados; y las regiones Nordeste y Sudeste/Centro Oeste, netamente importadoras.

Mapa 10
Brasil: flujos eléctricos en el SIN



Fuente: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) BIG acessado em 04/01/2016 Potência Fiscalizada; BEN 2016; Elaboração: EPE.

En cuanto a **la prospectiva del equipamiento eléctrico**, el Plan Decenal de Expansión de Energía - PDE 2024 presenta importantes señales para orientar las acciones y decisiones, hacia el equilibrio entre las proyecciones de crecimiento económico del país y la expansión de la oferta.

En los planes[16], se observa la previsión de la continuidad de la fuerte presencia de las fuentes renovables en la matriz energética brasileña, del 45,2% en 2024, indicador superior al verificado en 2014, del 39,4%. **En la matriz de generación de energía eléctrica, las renovables deberán representar cerca del 86% en 2024, superando la actual predominancia de estas fuentes**. Por su parte la energía eólica, pasará del actual 2% al 8% en 2024, debido a la expansión de 20 *GW* en el

[16] Para el PDE 2024 se utilizaron como referencia las fechas de tendencia para la entrada en operación de las centrales ya contratadas, establecidas en la reunión del Departamento de Monitoreo del Sistema Eléctrico - DMSE - de abril de 2015, que subsidió también la elaboración del Programa Mensual de la Operación - PMO - de mayo de 2015, por el ONS.

período. También ingresará energía solar. A pesar de estos intentos, la matriz todavía estará basada en la energía hidráulica.

En este PDE 2024 están previstas inversiones globales del orden de R $ 1,4 billón, de los cuales el 26,7% corresponden al segmento de energía eléctrica; 70,6% al de petróleo y gas natural; y el 2,6%, al de biocombustibles líquidos. Entre los principales parámetros físicos, a oferta de **la capacidad instalada del SIN pasará de 132,9 *GW* a 206,4 *GW*, no incluida la autoproducción.**

Se espera también la expansión del parque generador con termoeléctricas que sumen aproximadamente **10.000 *MW* adicionales a los 40.000 *MW* existentes**. Esta expansión termoeléctrica planificada está ligada a la disponibilidad y competitividad de los proyectos, preferentemente de plantas movidas a gas natural, en las futuras subastas para la compra de nueva energía. No se descarta la entrada de centrales a carbón, en caso de indisponibilidad de gas[17], aunque considerando los mayores impactos ambientales que se quieren evaluar. No se espera la incorporación de termoeléctricas quemando derivados, debido a la necesidad de sustituir las crecientes importaciones de esos productos.

La generación eléctrica con biomasa de caña de azúcar también ha sido considerada a futuro, debido a los potenciales existentes.

2. La transmisión

El sistema de transmisión brasilero es complejo y extenso, según puede verse en el mapa siguiente en el que se presentan los trazados de las líneas de transmisión existentes y futuras por nivel de tensión[18]. En la tabla a continuación, se presentan las longitudes de las líneas de transmisión por nivel de tensión. Todavía hay importantes sistemas regionales aislados (sistema de Manaos, Amapá y Boa Vista).

Cuadro 14
Brasil: extensión de líneas de transmisión del SIN
(km) (1)

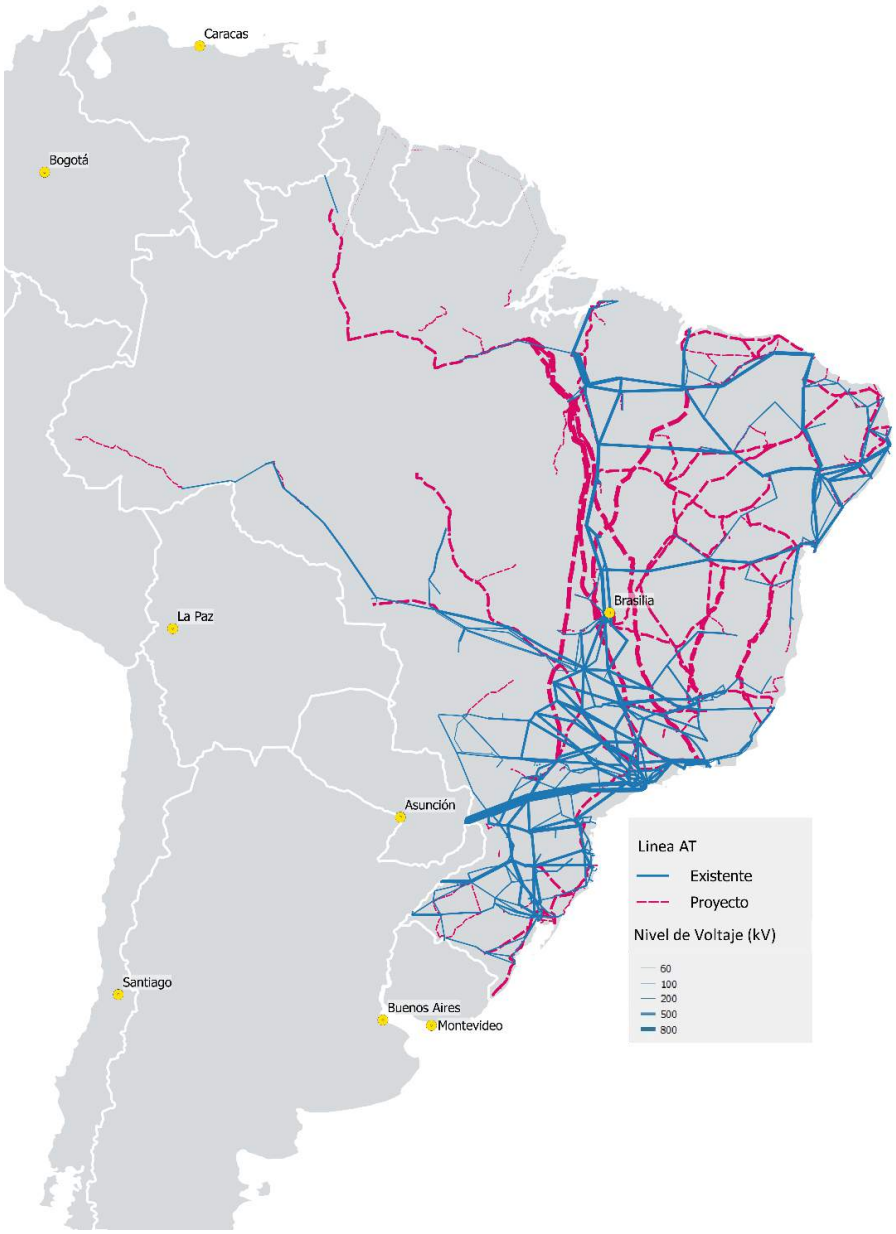
	2011	2012	2013	2014
230 *kV*	45 709	47 894	49 969	52 450
345 *kV*	10 062	10 224	10 272	10 303
440 *kV*	6 681	6 728	6 728	6 728
500 *kV*	35 003	35 726	39 123	40 659
600 *kV CC*	3 224	3 224	7 992	12 816
750 *kV*	2 683	2 683	2 683	2 683
Total	**103 362**	**106 479**	**116 767**	**125 639**

Fuente: Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) BIG acessado em 04/01/2016 Potência Fiscalizada; BEN 2016; Elaboração: EPE.

[17] Aunque en realidad se espera que en el próximo decenio las reservas probadas y la producción nacional de petróleo y gas natural sean duplicadas, principalmente con la contribución de los recursos descubiertos en el área de Pré-sal. Por otro lado, se espera que las mayores importaciones de GNL, y la entrada de nuevas terminales de regasificación seguramente van a ampliar el papel del mercado internacional de GNL en la dinámica de la formación de los precios del gas natural en Brasil.

[18] Líneas de transmisión existentes y planificadas https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/ (acceso a tabla de atributos), Centrales http://www.visualizador.inde.gov.br/.

Mapa 11
Brasil: líneas de alta tensión existentes y proyectadas por nivel de tensión

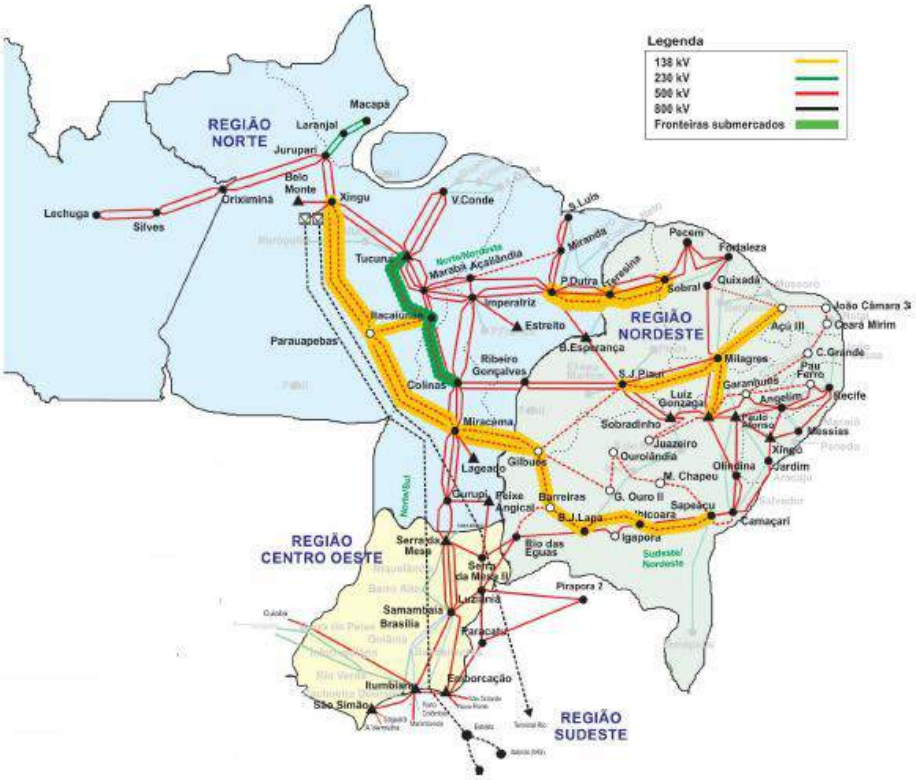


Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la expansión de las redes de transmisión que conforman el SIN, y le dan sustentabilidad, se observan según ONS demoras y falta de fechas de ejecución de las obras planificadas[19]. El mapa siguiente ilustra las líneas que presentan más dificultades, destacándolas en amarillo y en verde, y ellas son justamente muy importantes para la transmisión de los excedentes de la región Norte y de la generación eólica del Nordeste.

[19] ONS. PAR 2017-2019. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN.

Mapa 12
Brasil: líneas de alta tensión con dificultades y/o necesidad



Fuente: ONS. PAR 2017-2019. Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN Reunión.

A futuro se considera la interconexión del sistema de Manaos y la interconexión de Amapá y Boa Vista durante el 2024. Después de la inauguración de esas interconexiones, todas las capitales de Brasil estarán interconectadas al SIN. Estas interconexiones ayudarán a viabilizar la construcción de hidroeléctricas en ríos ubicados en la margen izquierda del río Amazonas, cuyo régimen hidrológico es prácticamente complementario al resto del país.

En lo que se refiere a la integración energética con otros países latinoamericanos, el gobierno brasileño[20], a través de sus empresas, viene realizando acuerdos y participando de estudios en países de las Américas Central y del Sur. La integración energética de Brasil con estos países proporcionará beneficios como el aprovechamiento de la complementariedad de los regímenes hidráulicos, el aumento de la fiabilidad y la seguridad del suministro, la reducción del uso térmicas y de la emisión de *CO2*. Sólo el 25% de la capacidad hidráulica de los países fronterizos con Brasil fue aprovechada. En Perú, existen proyectos para la construcción de seis centrales hidroeléctricas que totalizan cerca de 7 *GW* de capacidad instalada. El aprovechamiento de Inambari, de 2,2 *GW*, es el que está en etapa más avanzado, a pesar de que no hay nueva información sobre su construcción. Los estudios de inventario y viabilidad para la construcción de la planta ya están concluidos, y se encuentra en análisis por los gobiernos de los dos países un tratado de comercialización de la energía producida. La **planta de Inambari se ubica a unos 260 *km* de la frontera con Brasil**. Estos estudios, que priorizan la atención a la demanda local,

[20] Ministerio de Minas, secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, y Energía Empresa de Investigación Energética. Plan Decenal de Expansión de Energía 2024. Brasília, 2015.

indican la posibilidad de exportación de energía excedente para Brasil con la interconexión de los sistemas eléctricos en el estado de Rondônia[21].

Brasil y Bolivia planean la construcción de una central hidroeléctrica binacional, la cual se ubicará cerca de la frontera, en territorio boliviano. Si se produce la asociación entre los dos países, el estudio que resultará en un emprendimiento localizado a lo sumo de las usinas **de Jirau y Santo Antônio, permitiendo la regularización de esas plantas y de todo el río Madeira**. Parte de la energía generada será exportada a Brasil y la usina tendrá, aproximadamente, 3.000 *MW* de potencia instalada[22].

Según el Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – Geração de energia elétrica, en 2013, Guyana y Brasil constituyeron una comisión mixta con la intención de desarrollar estudios que resulten en la construcción de dos usinas en territorio guyaní, a lo largo del río Mazaruni - Middle Mazaruni (1,5 *GW*) y Upper Mazaruni (3 *GW*)[23]. Los excedentes de la energía producida por las hidroeléctricas podrán ser importados por Brasil, por medio de interconexiones en el estado de Roraima, resultando en una mayor confiabilidad para el aprovisionamiento local.

Está en desarrollo por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)[24] un estudio (Arco Norte) que tiene por objeto integración energética entre Guyana, Guyana Francesa, Surinam y Brasil (estados del norte brasileño Amapá, capital Macapá, y Roraima, capital Boa Vista)[25]. El estudio tiene el objetivo de mostrar la viabilidad de la integración y permitir el aprovechamiento del potencial energético inexplorado de las Guyanas y Suriname, que debe estar en torno a 6 *GW*.

Mapa 13
Brasil: proyecto de interconexión Arco Norte



Fuente: BID.

Entre Brasil y Argentina se estudia la construcción de las hidroeléctricas Garabí y Panambi, en el río Uruguay. Estos emprendimientos binacionales pueden tener capacidades instaladas totales de 2,2 *GW*.

21 Extraído de Ministerio de Minas, secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, y Energía Empresa de Investigación Energética. Plan Decenal de Expansión de Energía 2024. Brasília, 2015.

22 Llamativamente por el lado de Bolivia, las expectativas de intercambio son mayores, ya que se pudo observar en el análisis del Plan Óptimo de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2012 – 2022 y Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025, que se espera la utilización de los potenciales hidroeléctricos a de proyectos de gran envergadura como Cachuela Esperanza (990 *MW*), ubicados en la subcuenca del río Beni y las centrales que forman el complejo hidroeléctrico Río Grande: (Seripona 420 *MW*), (Jatun Pampa 130 *MW*), (Cañahuecal 500 *MW*), (Las Juntas 172 *MW*), (Ocampo 320 *MW*), (Peña Blanca 520 *MW*), (La Pesca 740 *MW*) y (Pirapó 80 *MW*), todos ubicados en la subcuenca del río Grande, dentro de la cuenca del Amazonas.

23 http://www.iadb.org/es/noticias/comunicados-de-prensa/2013-03-15/proyecto-del-arco-orte,10385.html.

24 El Proyecto del Arco Norte se encuentra enmarcado dentro de la Iniciativa de Energía Sostenible para Todos en América Latina y el Caribe del BID (LAC SE4ALL).

25 Los sistemas de suministro eléctrico se encuentran aislados unos de otros y presentan ciertas dificultades para la provisión de energía limpia y confiable a precios competitivos.

D. Colombia

1. La oferta de generación

En Colombia, el nivel de electrificación al 2015, alcanzó al 97% de la población, y la demanda máxima alcanza los 10.095 *MW*.

La evolución anual de la Capacidad Instalada en el SIN indica que en los últimos cuatro años no ha aumentado de manera significativa. En 2015 la capacidad instalada del SIN (septiembre), fue de 15,740 *MW*, con una variación de casi 1.5 % respecto al año anterior.

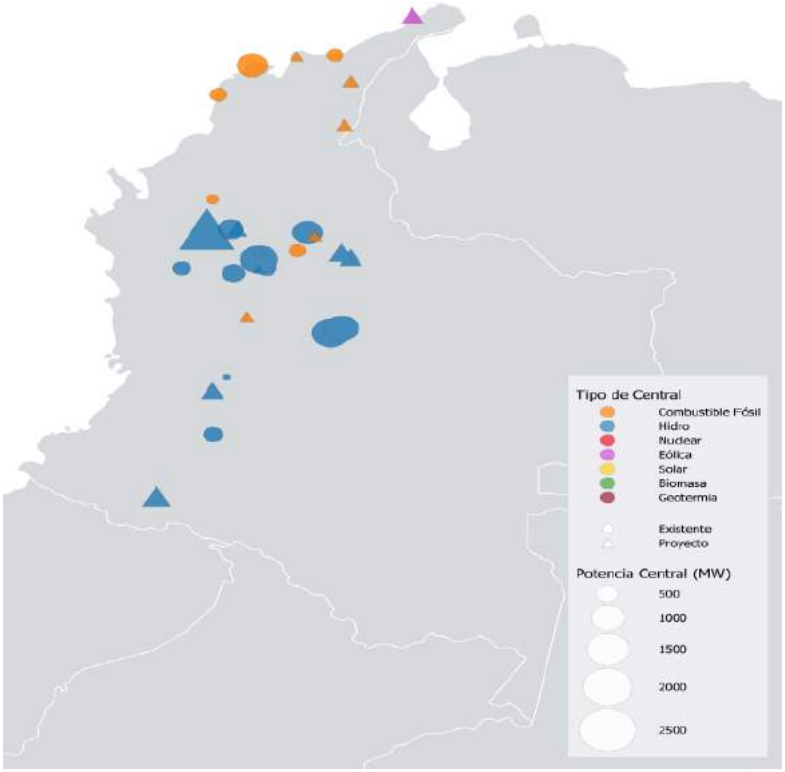
En la evolución histórica por tecnología de la capacidad instalada del SIN, se observa que la hidroelectricidad es relevante y mayoritaria, y aumentó notoriamente con la entrada del proyecto Sogamoso (820 *MW*), alcanzando casi 69.7 % del total instalado, seguida por centrales térmicas (gas, carbón y líquidos) con de 29.6%, otras tecnologías representan alrededor del 0.7% del total de la capacidad instalada del sistema.

Por su parte la generación que alcanzó en 2015 a poco más de 66000 *GWh* es en un 67% hidroeléctrica, 32% térmica y 1% (eólica y biomásica). **La generación térmica ha venido aumentando, debido a la caída de la disponibilidad hidroeléctrica de los últimos años**.

En consecuencia, los combustibles para la generación térmica también han aumentado y en 2015 presentan una estructura (energía equivalente en *GBTU*), en la que el ***GN* ocupa el 64%,** el Carbón el 33%, el *DO* el 1.4% y el Combustóleo el 1.6%.

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución de las principales centrales instaladas y proyectadas por tecnología y nivel de potencia. Se destacan las centrales hidroeléctricas en ambos casos y la aparición de centrales renovables (eólica y solar).

Mapa 14
Colombia: centrales eléctricas existentes y proyectadas por nivel de tensión



Fuente: Elaboración propia.

El estudio prospectivo de la UPME[26] indica que en el corto plazo no se observan requerimientos de generación adicional a los ya establecidos por el mecanismo del Cargo por confiabilidad, aun bajo posibles atrasos, la no ejecución de proyectos y el mismo fenómeno del Niño (el más severo de los últimos años). Para el período 2021-2029 se contemplan la segunda etapa de Ituango (1.200 *MW*), la instalación de 396.8 *MW* hidroeléctricos distribuidos en Antioquia y Tolima futuro. Se proponen 4 escenarios, según se presenta en la tabla siguiente.

Cuadro 15
Colombia: escenarios para la generación eléctrica

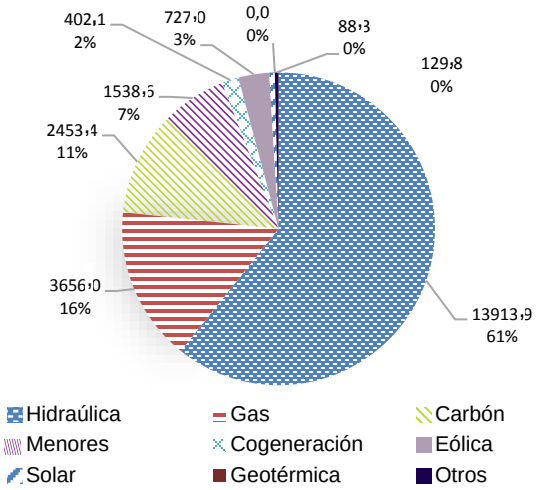
	Sub-Criterios					
Escenario / Criterio General	Restricción plantas hidroeléctricas a gran escala (embalse)	Restricción al desarrollo eólico en la Guajira respecto a la capacidad del Escenario Base (0)		Restricción a más proyectos eólicos en la Guajira	Restricción proyectos renovables en la Guajira	Impuesto emisiones de *CO2*
		50%	25%			
Escenario 1	SI	SI	NO	SI	SI	NO
Escenario 2	SI	NO	NO	SI	NO	SI
Escenario 3	SI	SI	NO	SI	SI	SI
Escenario 4	NO	NO	NO	SI	NO	NO

Fuente: UPME. 2015. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029.

Para el presente proyecto se adopta el Escenario I, por considerárselo un escenario intermedio posible. En el gráfico y el cuadro siguiente se resumen los ingresos adoptados. Se ha estimado que estas inversiones suman aproximadamente USD 13000 x 10^6.

Gráfico 10
Colombia: estructura de la potencia instalada al 2029 según escenario de la UPME

Recurso	Expansión adicional	Total
Hidraúlica	1 823,8	13 913,9
Gas	147,0	3 656,0
Carbón	859,4	2 453,4
Menores	793,2	1 538,6
Cogeneración	285,0	402,1
Eólica	727,0	727,0
Solar	129,8	129,8
Geotérmica	0,0	0,0
Otros	0,0	88,3
TOTAL	4 765,2	22 909,1



Fuente: Extraído UPME, 2016. Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2015 – 2029.

Es importante destacar que en un comunicado reciente[27] se indica que el Gobierno Nacional sigue apostando a la expansión eléctrica con fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), a través de la incorporación de escenarios donde la participación de las FNCER será cercana al 40% de la expansión propuesta para los próximos 15 años. Por otro lado el Plan de UPME 2015-2029, indica

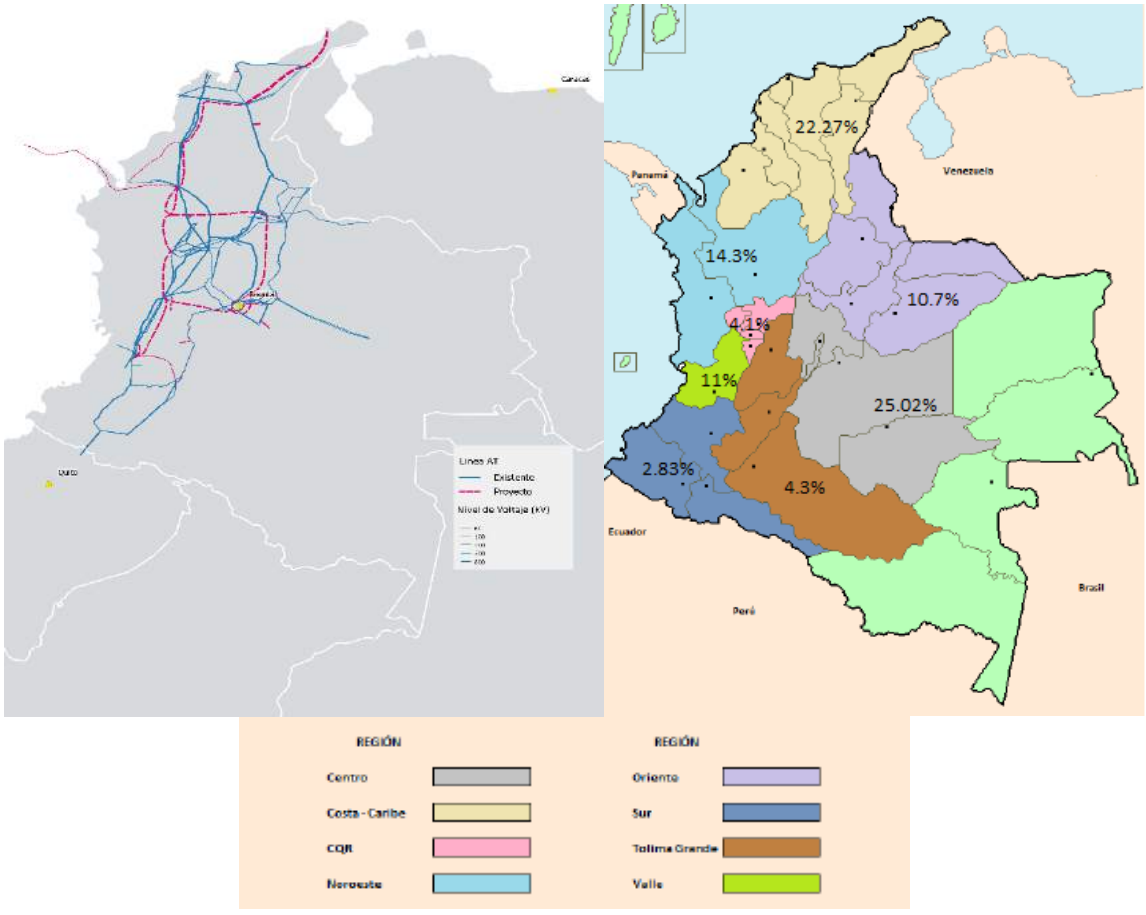
[26] UPME. 2015. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2015 – 2029.
[27] UPME, Comunicado de Prensa No. 002- 2017, Nuevo Plan de Expansión Eléctrico mantiene el Impulso renovable.

que si bien las simulaciones muestran que la energía renovable no convencional puede reducir el costo marginal de la demanda, brindando confiabilidad energética y desplazando generación más costosa, por otro lado, la citada reducción debe ser tenida en cuenta por los agentes, ya que dependiendo del porcentaje de penetración de estas tecnologías, los futuros proyectos de generación, convencionales y no convencionales, pueden verse comprometidos financieramente, esto por la disminución en su ingreso esperado (ventas de energía en el mercado spot). Adicionalmente, la incorporación de este tipo de recursos representa un reto en relación a la planeación y operación del Sistema Interconectado Nacional-SIN, dada las características de la generación renovable, su capacidad instalada y su ubicación en nuestra geografía nacional.

2. La transmisión

Los mapas siguientes ilustran sobre las principales líneas de transmisión, existentes (en su mayoría ubicadas en el Centro-Oeste del país, y las proyectadas, y sobre la distribución de la participación promedio regional respecto a la demanda nacional de energía eléctrica (2010-2014%)[28].

Mapa 15
Colombia: líneas de transmisión existentes y proyectadas por nivel de tensión



Fuente: UPME, 2016. Plan de Expansión de Referencia de Generación y Transmisión 2015–2029.

Las líneas de transmisión se agrupan según los siguientes niveles de tensión propuestos por CIER.

[28] Las Regiones: Centro, seguida de Costa - Caribe, Noroeste, Valle y Oriente con una participación de 83,49% del total de la demanda nacional en el período 2000 - 2015.

Cuadro 16
Colombia: líneas de transmisión nacionales existentes por nivel de tensión

		Tensión				
		100-150 *kV*	**151-245 *kV***	**246-480 *kV***	**> 480 *kV***	**C. Continua**
Colombia	*km*	10 361	12 160	-	2 490	-

Fuente CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

Para la transmisión se plantean cuatro obras a nivel de 500 y 230 *kV* en la Costa Atlántica, las cuales mejoraran las condiciones de los Sistemas Regionales de Transporte y Distribución Local. Estas obras son: i) cierre del anillo en 500 *kV* en la Costa Caribe entre Sabanalarga y Bolívar, y un segundo transformador de 500/230 *kV* en Bolívar; ii) un nuevo punto de conexión en Cesar denominado San Juan; iii) cierre del anillo en 220 *kV* en Atlántico mediante la obra denominada El Río; y iv) un nuevo punto de conexión a 220 *kV* llamado Toluviejo entre Bolívar y Chinú, incluyendo un nuevo corredor entre Montería – Toluviejo – Bolívar a 220 *kV*. Por otro lado, se presentan análisis para la conexión de generación eólica en la región Caribe (la Guajira), cuya capacidad instalada podría llegar a alcanzar más allá del horizonte los 3.100 *MW*.

En cuanto a las interconexiones internacionales, Colombia cuenta con vínculos eléctricos que permiten realizar intercambios de electricidad con Venezuela y con Ecuador. Dos, de las interconexiones son fronterizas de media tensión, con Venezuela, según se observa en el cuadro siguiente.

Cuadro 17
Colombia: líneas de transmisión internacionales de media tensión

Países	Ubicación	Tensión	Observaciones
Colombia-República Bolivariana de Venezuela	Arauca (Co)-Guasdualito (Ve)	34,5 *kV*	Operativa, 6 *MW*
Colombia-República Bolivariana de Venezuela	Pto. Carreño (Co)-Pto. Páez (Ve)	34,5 *kV*	Operativa, 7,5 *kV*, ZNI

Fuente CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

Otras son de porte mayor con Venezuela y con Ecuador. También se presenta el proyecto de interconexión con Panamá.

La tabla siguiente las resume. Los mayores intercambios se dan con Ecuador. En el registro histórico reciente se observa que los intercambios con ese país son en su mayoría exportaciones y los máximos alcanzan los 140 *GWh* por mes.

Cuadro 18
Colombia: líneas de transmisión internacionales de alta tensión

Nº	Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
1	Colombia-República Bolivariana de Venezuela	Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve)	230 *kV*	150 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
2	Colombia-República Bolivariana de Venezuela	Tibú (Co) – La Fría (Ve)	115 *kV*	36 / 80 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
3	Colombia-República Bolivariana de Venezuela	San Mateo (Co) – El Corozo (Ve)	230 *kV*	150 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
4	Colombia-Panamá	Cerromatoso (Co) – Panamá (Pa)	230 *kV*	300 *MW*	En estudio HDVC (Alto Voltaje en *CC*)
5	Colombia-Ecuador	Jamondino (Co) – Pomasqui (Ec)	230 *kV*	250 *MW* (doble circuito)	Operativa (60 *Hz*) 4 circuitos
6	Colombia-Ecuador	Jamondino (Co) - Pomasqui (Ec)	138 *kV*	250 *MW* (doble circuito)	En construcción (60 *Hz*)
7	Colombia-Ecuador	Ipiales (Co) – Tulcán (Ec)	230 *kV*	35/113 *MW*	Operativa (60 *Hz*)

Fuente CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

Un relevamiento de los proyectos indica la ampliación de la interconexión con Ecuador, con una línea de 500 *kV* entre las subestaciones Jamondino (Colombia) a Pifo (Ecuador) por una capacidad de mayor que la de la tabla anterior, ya que alcanza los 1,500 *MW*; así como también la Interconexión con Panamá en *CC* por más de 300 *MW* de capacidad.

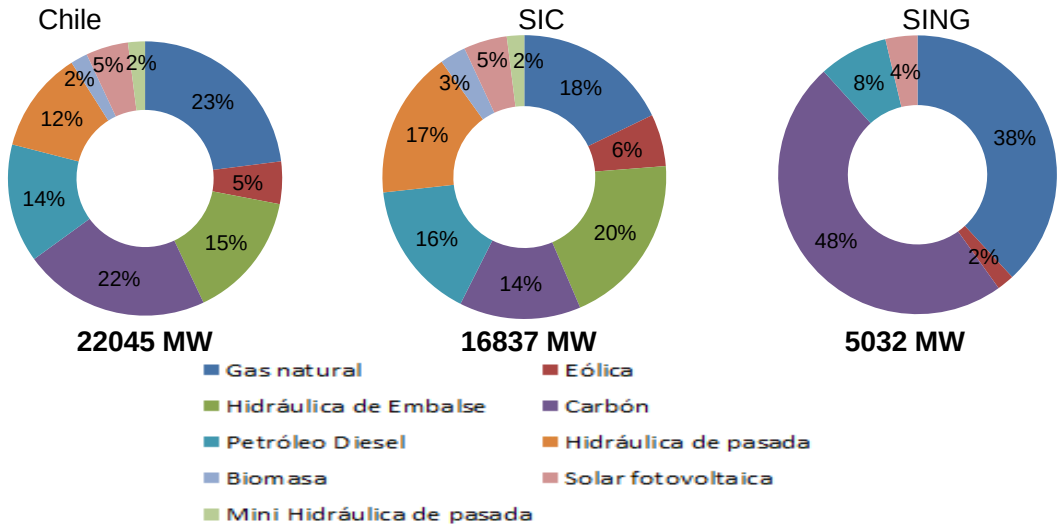
E. Chile

1. La oferta de generación

En Chile existen dos grandes sistemas interconectados asilados entre sí[29]: Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), además de los Sistemas Medianos (SSMM) de Lagos, Aysén y Magallanes. La potencia instalada eléctrica neta al año 2016 ascendió a 22.045 *MW*, de los cuales 16.837 *MW* (76,4%) pertenecen al SIC y 5.032 *MW* (22,8%) al SING[30] [31]. El 0.8% restante se reparte entre los Sistemas Eléctricos Medianos[32]. El 58% del total de potencia eléctrica es termoeléctrico, 28% de hidroeléctrico convencional y el 14% corresponde de ERNC. Adicionalmente existen 36 centrales de generación en prueba que alcanzan los 911 *MW* (96% de ERNC).

[29] Los coordinan los Centros de Despacho Económico de Carga respectivos (CDEC-SIC y CDEC-SING). La función principal de los CDEC es velar por la seguridad del sistema y programar el despacho.
[30] No incluye a la central de gas natural de 380 *MW* ubicada en Salta (Argentina), interconectada a este sistema.
[31] Comisión Nacional de Energía (2016). Anuario Estadístico de Energía 2016.
[32] Incluye centrales de Los Lagos (6 *MW*) y de Isla de Pascua (4,3 *MW*).

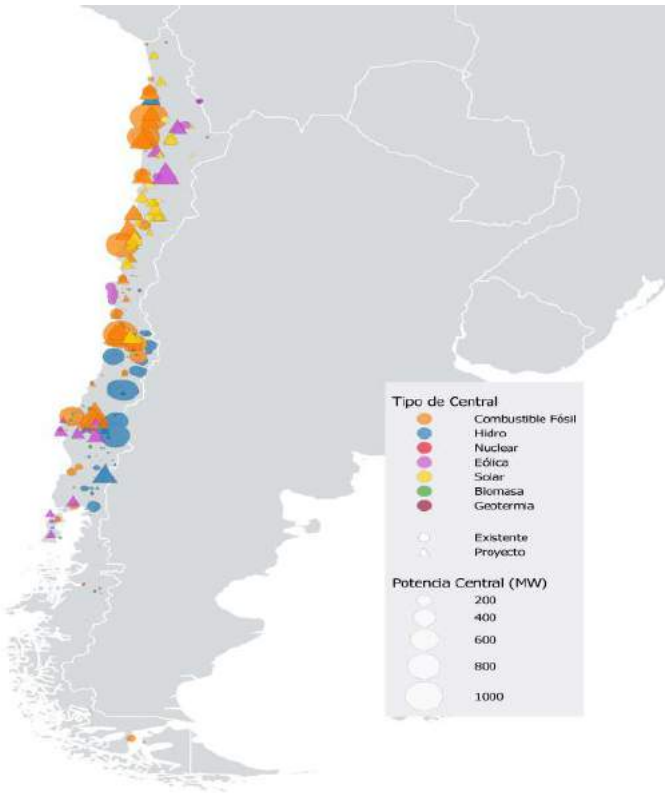
Gráfico 11
Total potencia instalada en 2016 y estructura por fuente
(MW)



Fuente: Extraído Comisión Nacional de Energía (2016). Anuario Estadístico de Energía 2016.

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución espacial de las centrales de generación eléctrica, existentes y proyectadas.

Mapa 16
Chile: centrales de generación por tipo y potencia existentes y proyectadas



Fuente: Elaboración propia.

La generación eléctrica bruta durante el año 2016 en el SIC alcanzó un total de 53.905 *GWh* (que es el 73,0% del total generado) y se compone de un 52,3% termoelectricidad (Carbón y Diesel Oil), 32,9% hidráulica convencional y un 14,8% ERNC (biomasa, solar, eólico[33]).

Por su parte, en el SING se generaron 19.466 *GWh* (26,3% del total) categorizados en un 93,9% termoelectricidad (carbón en un 79%) y un 6,1% ERNC. Los sistemas en conjunto, (incluyendo los SSMM, Los Lagos e Isla de Pascua), alcanzaron un total de 73.877 *GWh*, lo que representó un aumento del 2,3% respecto al año 2015, con una tasa de crecimiento anual compuesta de 3,5% durante los últimos 10 años. Si observamos la composición por categoría, distinguimos 63,4% termoeléctrica, 24,0% hidráulica convencional y 12,6% ERNC.

En cuanto a la proyección de la oferta eléctrica se adoptó el Escenario Base de la Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2035. Coordinador enero-2017. Se consideraron como desarrollos efectivos los proyectos de generación que se adjudicaron bloques de energía para el suministro eléctrico en el proceso de licitación para clientes regulados del año 2015, adjudicado en 2016. A partir de 2017 y hasta 2035, se agregaron los equipamientos que se indican en el gráfico siguiente.

Cuadro 19
Chile: potencia adicional instalada 2017-2035, escenario base (MW)

Central	Potencia *(MW)*	Barra	Escenario Base
Solar Romero	100	Pelicano220	abr-17
Los Loros	50	Los Loros110	ene-17
Santiago Solar	94	Polpaico220	may-17
Ancoa	27	Itahue154	jul-17
Constitución	55	Polpaico220	ene-18
Eol. San Pedro II	65	Chiloe220	ene-18
Río Claro	24	Ajahuel220	ene-18
Santa Sofía	70	Polpaico220	ene-18
Aurora	130	NvaP Montt220	nov-18
Sarco	168	Maitencil220	dic-18
Ciclo comb. VR 1	360	Quilota220	ene-21
Mini Hidro Vald. 1	20	Valdivia 220	ene-22
Punilla Ancoa	94	Ancoa220	ene-22
Mini Hidro Vald 2	20	Valdivia220	ene-23
Mini Hidro Vald 3	20	Valdivia 220	ene-23
Eol Pta Sierra	77	Pta Sierra 220	ene-23
Estancia	88	PColorada220	ene-23
Camarico	39	Lpalmas220	ene-23
Biomasa Charrúa	40	Charrúa 220[a]	ene-24
Biomasa Itahue 1	10	Itahue154	ene-24
Mini Hidro Ancoa 1	30	Ancoa220	ene-24
Mini Hidro Vald 4	20	Valdivia220	ene-24
Solar Cardones 2	200	Cardones500	ene-24
Biomasa Itahue 2	202	Itahue154	ene-25
Mini Hidro Charrúa 1	20	Charrúa220A	ene-25
Solar Cardones 4	200	Cardones500	ene-25
Geo Ancoa	40	Ancoa220	ene-26
Mini Hidro Charrúa 2	20	Charrúa220A	ene-26

[33] En octubre de 2013 la Ley N°20.69 (Ley 20/25) aumenta exigencias sobre las empresas generadoras que realizan retiros, y establece que al 2025, los retiros deberán acreditar un 20% de contenido ERNC.

Cuadro 19 (conclusión)

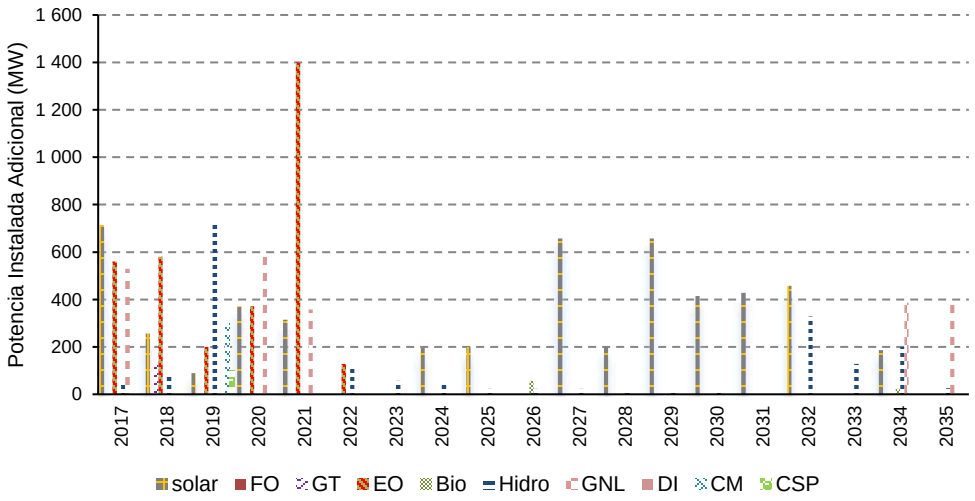
Central	Potencia (MW)	Barra	Escenario Base
Solar CPinto 2	200	CPinto220	ene-27
Mini Hidro Ancoa 2	20	Ancoa220	ene-27
Solar Cardones 5	200	Cardones220	ene-27
Solar Cardones 6	200	Cardones500	ene-27
Mini Hidro Cautin 1	20	Cautin220	ene-28
Solar Cpinto 3	200	CPinto220	ene-28
Mini Hidro Rahue	20	Rahue220	ene-29
Solar Dalmagro 2	200	NvaDalmagro220	ene-29
Solar CPinto 4	200	CPinto220	ene-29
Solar CPinto 5	200	CPinto220	ene-29
Mini Hidro Cautin 2	20	Cautin220	ene-30
Solar Dalmagro 4	100	Cumbre220	ene-31
Solar Dalmagro 3	100	NvaDAlmagro220	ene-31
Solar Lagunas 2	200	Lagunas220	ene-31
Hidro Pto Montt	204	NvaPMontt220	ene-32
Hidro Rahue 1	52	Rahue220	ene-32
Mini Hidro Ancoa 3	20	Ancoa220	ene-32
Hidro Ancoa	105	Intahue154	ene-33
Mini Hidro Charrúa 3	20	Charrúa220A	ene-33
Solar Cardones 7	200	Cardones500	ene-32
Ciclo Comb. VR 2	360	Quilota220	ene-34
Geo Cautin	40	Cautin220	ene-34
Hidro Rahue 2	47	Rahue220	ene-34
Mini Hidro Cautin 3	20	Cautin220	ene-34
San Pedro	150	Ciruelos220	ene-34
Solar Dalmagro 5	200	Cumbre220	ene-32
Ciclo Comb IIIR	360	Maitencil220	ene-35
Mini Hidro Charrúa 4	20	Charrúa220A	ene-35
Solar Crucero 2	120	Crucero220	ene-28
Solar Crucero 3	200	Crucero 220	ene-32
Solar Crucero 4	200	Crucero220	ene-35
Solar Laberinto 1	200	Laberinto220	ene-35
USYA	25	Calama110	oct-17
Malleco	270	Malleco220	ene-18
Cabo leones II	204	Maitencil220	ene-19
EOL Puelche Sur	132	Rahue220	ene-19
EOL San Manuel	27	Charrúa154	ene-19
Cerro tigre	142.2	Ohiggins220	ene-19
Valleland solar	67	Cardones220	ene-20
Sol de Vallenar	250	Cardones220	ene-20
EOL Los Guindos	376	Mulchen220	ene-20
Tchamma	195	Encuentro220	ene-20
Ckani	108	ElAbra220	ene-21
Granja Solar	100	Lagunas220	ene-21
EOL Negrete	40	Charrúa154	ene-21
Malgarida II	168	NvaDAlmagro220	ene-21
Cabo Leones III	124	Maitencil220	ene-21

Cuadro 19 (conclusión)

Central	Potencia (MW)	Barra	Escenario Base
Inca de Varas	120	CPinto220	ene-21
Caman	150	Ciruelos220	ene-21
EOL Esperanza	202	NvaPMontt220	ene-21
EOL Coihue	216	Duqueco220	ene-21
EOL Duqueco	50	Duqueco220	ene-21
EOL Santa Fe	204	Charrúa220	ene-21

Fuente: Dirección de Planificación y Desarrollo, Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2035.

Gráfico 12
Chile: potencia adicional instalada 2017-2035, escenario base
(MW)



Fuente: Extraído Dirección de Planificación y Desarrollo, Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2035.

Como resultado de los ingresos previstos, se obtuvo la siguiente estructura de potencia instalada al año 2035.

Cuadro 20
Chile: estructura de potencia instalada al 2035
(MW)

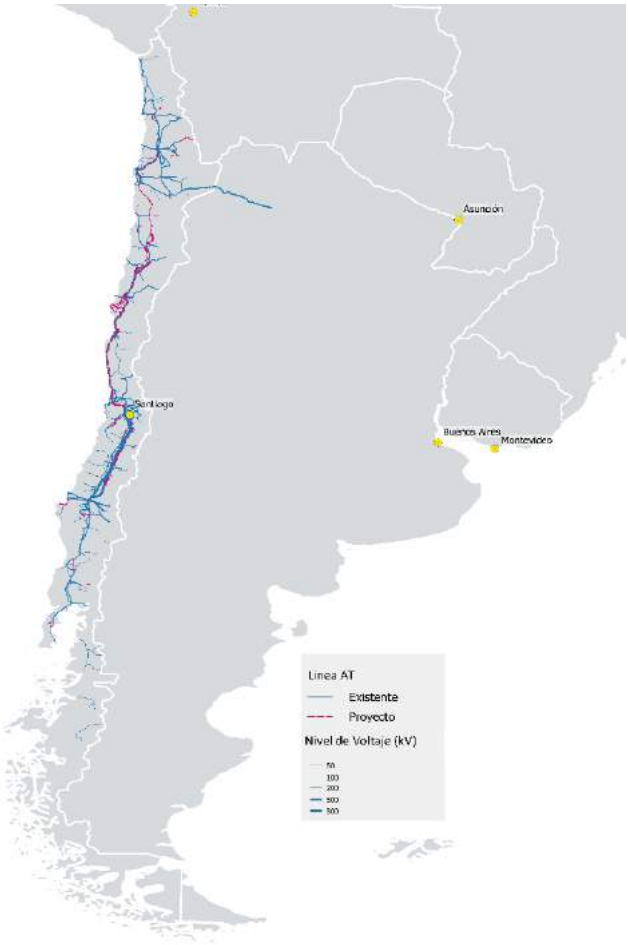
Tecnología	*MW*	Porcentajes
Térmica	1 9701,9	54,4
Solar	5 043,4	13,9
Hidroeléctrica	7 562,7	20,9
Eólica	3 356,2	9,3
Biomasa	477,9	1,3
Geotérmica	48,0	0,1
Total	36 190,1	100,0

Fuente: Elaboración propia.

2. La transmisión

En el mapa siguiente se presentan las líneas de alta tensión, por nivel existentes y proyectadas. Se observa que, el trazo rojo central en donde se presenta el proyecto de la línea de interconexión de los sistemas SIC y SING[34]. El sistema de transmisión en cuanto a su longitud es de 9.483 *km* para el Sistema Interconectado del Norte Grande, que va entre las regiones de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, y de 22.070 *km* para el Sistema Interconectado Central, que va desde la Rada de Paposo por el norte (Segunda Región) hasta la isla de Chiloé por el sur (Décima Región). Estos kilómetros de línea consideran líneas de transmisión principales, secundarias, y adicionales.

Mapa 17
Chile: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas



Fuente: Elaboración propia.

En cuanto a la expansión de la transmisión, vale destacarse que se espera la interconexión entre el SIC y el SING, mediante una línea de dos circuitos en 500 *kV* entre las SS/EE Nueva Cardones en el SIC y Kimal en el SING (S/E Nueva Cardones – S/E Cumbres – S/E Los Changos – S/E Kimal), con entrada en operación considerada para el año 2020, más la conexión en 220 *kV* entre las SS/EE Kapatur y Los Changos. La unión entre Los Changos y Kapatur se considera entrando en servicio el año 2018. Si bien, las líneas mencionadas tendrían una capacidad de 1.500 *MVA* en cada uno de sus circuitos, la

[34] Según la Dirección de Planificación y Desarrollo enero 2017 - Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional, se espera concretar dicha interconexión entre 2018 y 2021.

capacidad de la transformación alcanza un valor inferior, considerando inicialmente la puesta en servicio de 2 bancos de 750 *MVA* cada uno. También se han detectado alternativas en las que se estima la terminación de la interconexión de ambas regiones recién para 2023.

Con respecto a las interconexiones internacionales se han detectado los siguientes proyectos, aunque vale la pena mencionarse que en la Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2036, no se mencionan dichas posibilidades.

- Proyectos posibles de Interconexiones de Chile con Perú y con Argentina:
- Perú-Chile I – línea en 200 *kV* entre Tacna (Perú) y Arica (Chile): 200 *MW*.
- Perú-Chile II – línea HVDC entre Montalvo (Perú) y Crucero (Chile): 800 *MW*.
- Argentina-Chile – ampliación a 600 *MW* la capacidad de la línea existente en 345 *kV* que conecta Salta (Argentina) a Andes (Atacama, Chile). Actualmente la línea opera con una capacidad limitada a 200 *MW*.
- Argentina-Chile – línea en 500 *kV* conectando las subestaciones Nueva Pan de Azúcar (Chile) a San Juan (Argentina): 1,000 *MW*.

F. Ecuador

1. La oferta de generación

La potencia instalada en 2016[35] en Ecuador alcanzó los 8.226 *MW* de potencia nominal y 7.607 *MW* de potencia efectiva (incluyendo generadoras, distribuidoras con generación, y autogeneradoras, que se ven representados mayoritariamente por las empresas petroleras).

Se observa en el cuadro siguiente que predomina la potencia hidráulica, qué sumada a las otras renovables, cubren más del 60% de la potencia efectiva del sistema. Por otra parte, se observa que los motores de combustión interna representan casi el 54% de la potencia efectiva térmica.

Cuadro 21
Ecuador: potencia nominal y efectiva por tipo de fuente 2016
(MW)

TIPO FUENTE	TIPO CENTRAL	TIPO UNIDAD	POTENCIA NOMINAL (*MW*)	POTENCIA EFECTIVA (*MW*)
Renovable	Hidráulica	Hidráulica	4 446,36	4 418,18
	Térmica Biomasa	Turbovapor	144,30	136,40
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	26,48	25,59
	Eólica	Eólica	21,15	21,15
	Térmica Biogas	MCI	2,00	1,76
Total Renovable			4 640,29	4 603,07
No Renovable	Térmica	MCI	2 005,43	1 611,63
		Turbogas	1 118,85	969,43
		Turbovapor	461,87	422,74
Total No Renovable			3 586,14	3 003,80
TOTAL			8 226,42	7 606,88

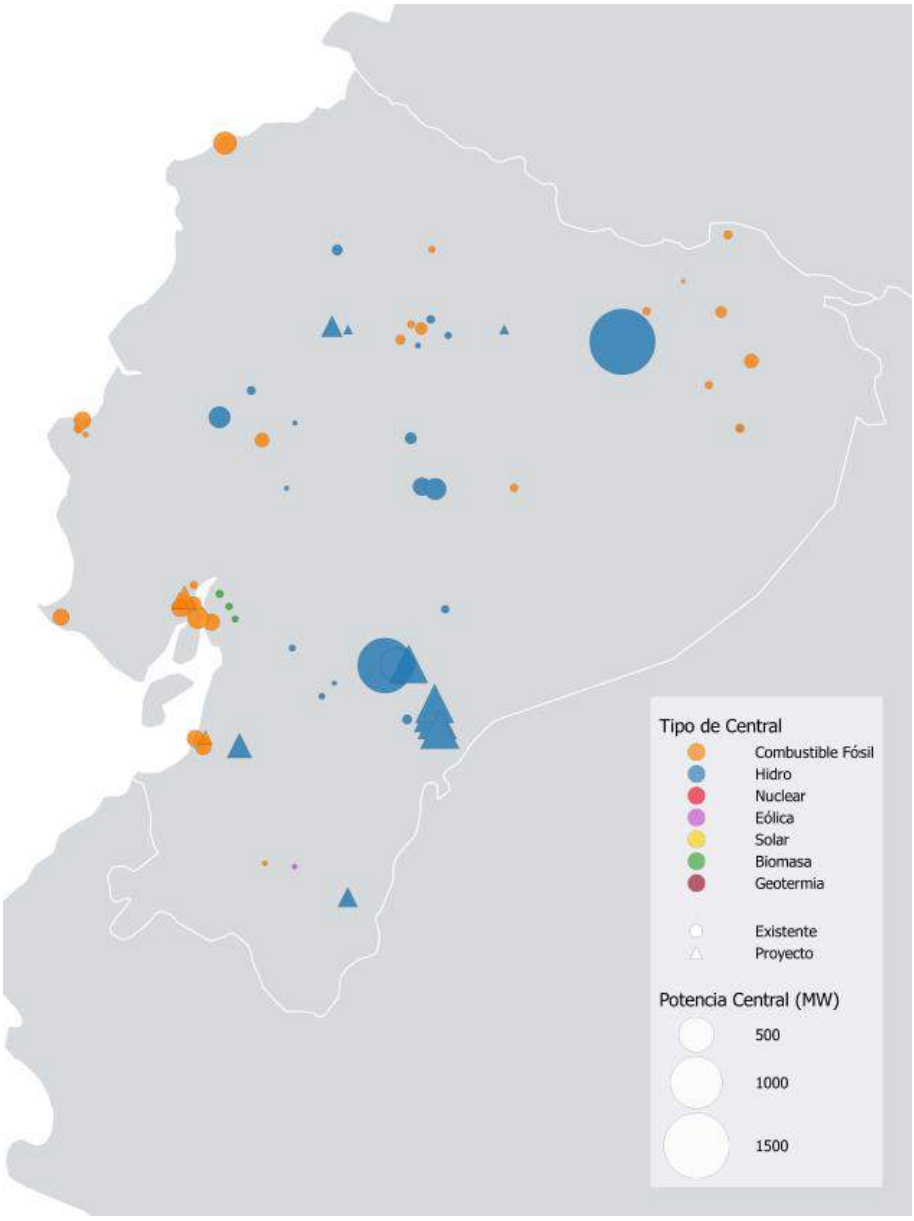
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2016. Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016.

[35] Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2016. Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016.

En 2016, han ingresado las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair de 1500 *MW* y Sopladora de 487 *MW* con su máxima capacidad, También ingresaron, Topo de 30 *MW*, Victoria de 10 *MW*, San José del Tambo de 8 *MW*, y central de biogás GASGREEN de 1.8 *MW*, y los sistemas de transmisión asociados.

En el mapa siguiente se presentan las principales centrales de generación por tipo y rango de potencia, existentes y futuras. Se destacan las centrales hidroeléctricas de Coca Codo Sinclair (1.500 *MW*) y Sopladora (487 *MW*), en círculos azules; así como los proyectos emblemáticos de ese mismo tipo, en triángulos azules.

Mapa 18
Ecuador: centrales eléctricas por tipo y nivel de potencia existentes y proyectadas, 2016



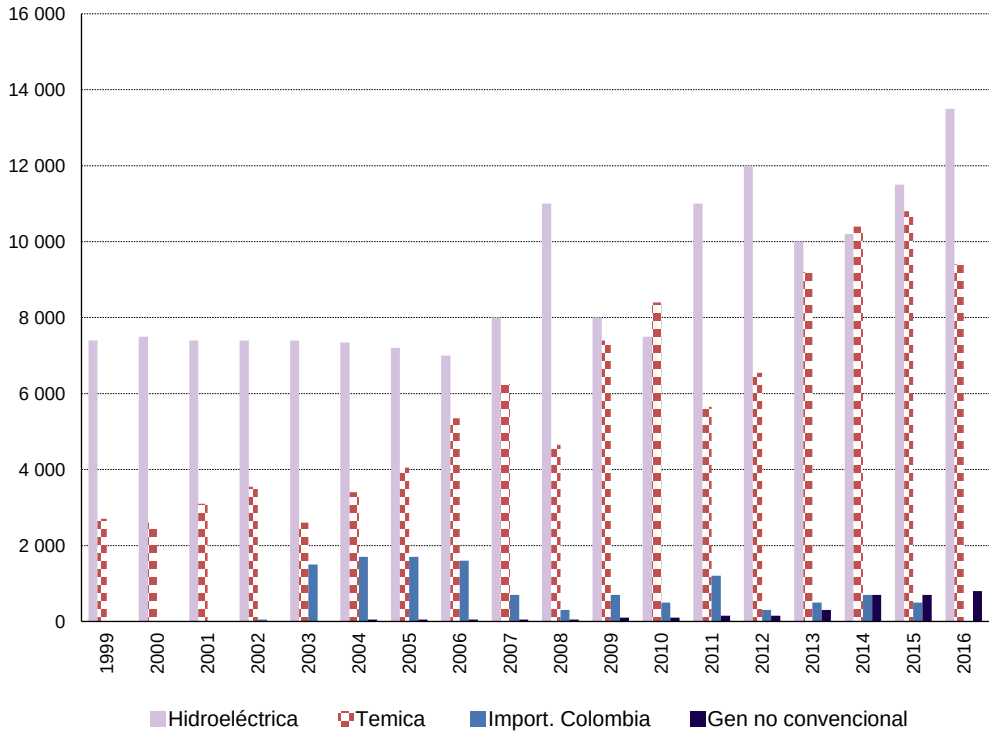
Fuente Elaboración Propia en base a http://geoportal.conelec.gob.ec/visor/index1.html.

La demanda máxima de potencia del país en bornes de generación alcanzó los 3 654,22 *MW*.

Según el Informe Estadístico 2016 de CENACE, en 2016, el país alcanzó una producción neta total de energía de 22 963,44 *GWh*, distribuida de la siguiente manera: 14 937,59 *GWh* generación hidroeléctrica; 6 886,86 *GWh* generación termoeléctrica; 1 057,73 *GWh* generación no convencional; 43,51 *GWh* importación desde Colombia[36] y 37,75 *GWh*, importación desde Perú[37]. Adicionalmente, se exportaron 398,32 *GWh* a través de las interconexiones con Colombia y contratos con Perú. El mes con mayor exportación de energía fue marzo con 142,09 *GWh*.

La evolución histórica de la energía neta generada, indica la participación creciente de la generación térmica, aunque se observa que siempre ha prevalecido la hidroelectricidad.

Gráfico 13
Ecuador: evolución energía neta generada por tipo, e intercambios internacionales
(GWh)



Fuente: Extraído Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2016. Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016.

El consumo de combustibles para el año 2016 fue de: 299 228 637,31 galones de Fuel Oíl más Residuo; 88 607 727,21 galones de Diesel; 16 147 498 560,00 pies3 de Gas Natural; además se consumió Nafta alrededor de 1 059 917,00 galones en la Central Victoria II.

Si se compara el consumo de combustibles de las centrales térmicas en miles de Toneladas Equivalentes de Petróleo (*kTEP*). En el año 2007 el consumo total fue 2.365 *kTEP*, y en el 2016 de 2.855 *kTEP*, correspondiendo a un aumento del 20,7%. **Correspondiendo el mayor aumento al consumo de los MCI consumiendo *FO*.**

[36] Medida en la S/E Pomasqui.
[37] Medida en la S/E Machala.

Cuadro 22
Ecuador: comparación del consumo de combustibles de centrales térmicas y energía bruta generada 2007-2016
(MW)

Tipo de energía	Tipo de central	Subtipo de central	Año	Energía Bruta (*GWh*)	Fuel oil (TEP)	Diesel (TEP)	Gas natural (TEP)	Crudo (TEP)	Bagazo (TEP)	Residuos (TEP)	GLP (TEP)	Biogás (TEP)	Nafta (TEP)	TOTAL (TEP)
No Renovable	Térmica	Térmica MCI	2007	3 051,28	164 312,11	168 996,13	119 156,75	173 263,69	-	97 199,55	18 323,54	-	-	741 251,78
			2016	6 301,00	443 504,86	296 886,61	149 229,23	335 619,93	-	163 726,40	18 379,64		0,02	1 407 346,68
			Variación	3 249,73	279 192,74	127 890,47	30 072,48	162 356,24	-	66 526,85	56,1	-	0,02	666 094,91
		Térmica Turbogas	2007	2 478,09	-	376 269,79	290 188,09	-	-	-	-	-	11 639,35	678 097,23
			2016	2 762,20	11 922,96	314 420,92	412 546,31	-	-	-	-	-	-	738 097,23
			Variación	284,12	11 922,96	-61 848,87	122 358,22	-	-	-	-	-	11 639,35	60 792,95
		Térmica Turbovapor	2007	2 549,90	587 634,33	5 516,89	-	-	-	-	-	-	-	593 151,23
			2016	1 804,70	394 597,70	541,09	21 438,20	6 115,05	-	-	-	-	-	423 693,04
			Variación	-745,2	-192 035,64	-4 975,80	21 438,20	6 115,05	-	-	-	-	-	169 458,19
Renovable	Biomasa	Térmica Turbovapor	2007	218,75	-	-	-	-	353 019,15	-	-	-	-	593 151,23
			2016	476,52	-	-	-	-	280 788,24	-	-	-	-	280 788,24
			Variación	257,77	-	-	-	-	-72 230,91	-	-	-	-	873 939,46
	Biogas	Térmica MCI	2016	12,88	-	-	-	-	-	-	-	4 465,49	-	4 478,37
Total, año 2007				8 298,02	751 946,44	550 783,81	409 344,84	173 263,69	353 019,15	97 199,55	18 383,54	-	11 639,35	2 365 519,38
Total, año 2016				11 357,31	851 036,51	611 848,61	583 213,73	341 734,99	280 788,24	16 3726,4	18 379,64	4 465,49	0,02	2 855 183,63
Variación				3 059,29	99 080,06	61 065,79	173 868,89	168 471,29	-72 230,91	66 526,85	56,1	4 465,49	11 639,33	489 664,25

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Electricidad, 2016. Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2016.

A futuro, se espera el aprovechamiento del vasto recurso hidroeléctrico. En particular se espera la incorporación de las centrales hidroeléctricas que se resumen en el cuadro siguiente. Vale recordarse que se estima un potencial teórico de aproximadamente **90.976 *MW*** (vertiente del Amazonas: 66.501 *MW* y vertiente del Pacífico: **24.475 *MW***).

Cuadro 23
Ecuador: proyectos hidroeléctricos

Nombre	Tipo	Potencia
Santiago Fase I	Hidro	600
Santiago Fase II	Hidro	600
Santiago Fase III	Hidro	600
Santiago Fase IV	Hidro	600
Paute Cardenillo	Hidro	588
Minas - San Francisco	Hidro	275
Ayuriquin	Hidro	205
Delsitanisagua	Hidro	180
Quijos	Hidro	50
Sarapullo	Hidro	49

Fuente: ARCONEL, MEER; Plan de expansión de generación 2014-2023, MEER.

También se espera la explotación de parte del enorme potencial de fuentes renovables no convencionales como solar, eólico y en menor medida geotermia.

En energía eólica, el MEER concluyó la ejecución del "Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica, en el que se indicó que el potencial eólico bruto, es de 1.671 *MW* con una generación media de 2.869 *GWh*/año y con relación al potencial eólico factible a corto plazo se estima en **988 *MW*** con una generación media de 1.697 *GWh*/año. A los proyectos Villonaco (16,5 *MW*), ubicado en la provincia de Loja y Baltra (2,25 *MW*), como potencial referencial se pueden incluir: Huascachaca, 30 *MW*; Villonaco Fase II (Ducal - Membrillo), 50 *MW*; Salinas, 15 *MW*; García Moreno, 15 *MW*; Las Chinchas, 10,5 *MW*; y Santa Cruz/Baltra, 3 *MW*.

Con respecto a la Geotermia, Ecuador se encuentra en el cinturón de fuego del Pacífico y existen posibilidades de aprovechamientos de ese tipo. Este desarrollo se abandonó hace mucho tiempo y se ha retomado recientemente, debiendo avanzarse con los estudios respectivos. El potencial geotérmico hipotético total del Ecuador: **6.500 *MW***. El potencial geotérmico hipotético de los prospectos geotérmicos: Tufiño - Chiles (138 *MWe*), Chachimbiro (113 *MWe*), Chalupas (283 *MWe*) y Chacana (418 *MWe*).

Con respecto a la biomasa, en Ecuador ya se han instalado en el sector privado algunas centrales térmicas, principalmente en base a la utilización del bagazo de caña. Las más importantes son Ecoelectric (36,5 *MW*, utiliza bagazo y otros residuos agrícolas), San Carlos (35 *MW*) y Ecudos (29,8 *MW*). Los recursos de biomasa del Ecuador son abundantes. Ha sido estimados en base a los residuos agroindustriales y forestales (follaje y residuos madereros), con un potencial de **230000 *TJ*/año de producción.**

En el cuadro siguiente se resumen las incorporaciones de potencia estimadas para un escenario de fuertes ingresos hidroeléctricos al 2030. Acompañando ese escenario se requerirán líneas de transmisión que conecten las obras con los centros de consumo.

Cuadro 24
Ecuador: potencia instalada existente, incorporada y proyectada
(MW)

Tipo	2015	Incorporado	2030
Hidro	4 276	3 747	8 165
Fósil	2 390	485	3 488
Eólico	17	64	85,15
Biomasa	93	0	136,4
Total Efectivo	6 776	4 296	11 875
Hidro	63	87	69
Fósil	35	11	29
Eóllico	0	1	1
Biomasa	1	0	1
Total	100	100	100

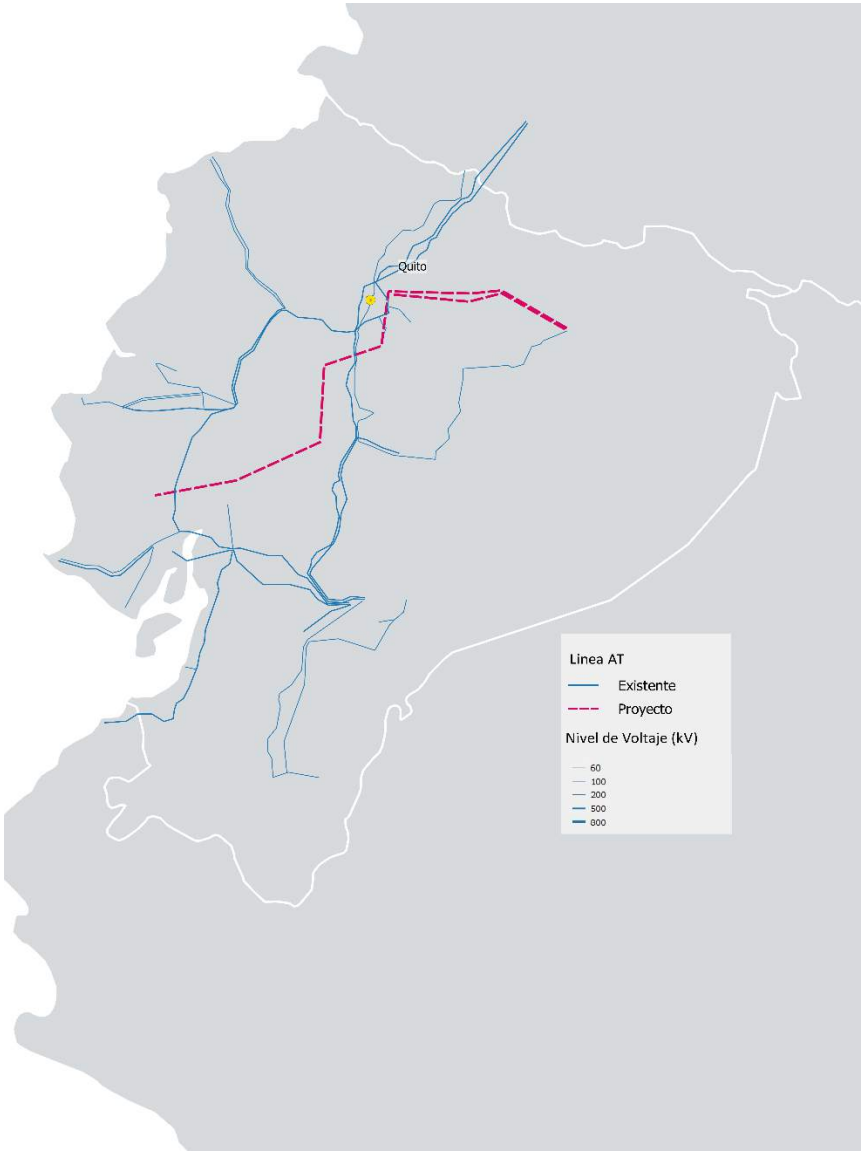
Fuente: Elaboración propia.

2. La transmisión

El Sistema Nacional de Transmisión (SNT) está conformado por subestaciones y líneas que operan a voltajes normalizados de 500 *kV*, 230 *kV* y 138 *kV*. Las instalaciones del SNT, en el periodo 2007 – 2016, se incrementaron, destacándose la construcción de varios sistemas de 230 *kV* y 138 *kV* que permitieron reforzar la confiabilidad del suministro de energía, entre otras, de las provincias de Manabí, Guayas, Santa Elena, El Oro, Loja, Morona Santiago y Sucumbíos.

El SNT presenta problemas específicos en ciertas zonas que registran niveles de tensión en determinadas condiciones operativas que se encuentran por debajo de los mínimos establecidos, así como instalaciones que operan con niveles de carga superior a lo indicado por la normativa. La zona norte del país es en la actualidad deficitaria en cuanto a oferta de energía, dependiendo la seguridad del suministro en gran parte de la confiabilidad operativa de la línea de transmisión 230 *kV* Totoras – Santa Rosa, cuando no se dispone de la energía importada de Colombia.

Mapa 19
Ecuador: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes y proyectadas, 2015



Fuente: Elaboración Propia en base a http://geoportal.conelec.gob.ec/visor/index1.html.

El inicio de operación en el 2016 de grandes proyectos hidroeléctricos como Coca Codo Sinclair (1.500 *MW*) y Sopladora (487 *MW*), requirió el fortalecimiento de la infraestructura de transmisión. Entre lo más representativo está la construcción del sistema de 500 *kV*, Coca Codo Sinclair – San Rafael – El Inga, así como también la línea de transmisión de 230 *kV* Sopladora – Milagro – Esclusas.

Con el ingreso en operación de esas grandes centrales y del sistema de 500 *kV*, el comportamiento del sistema eléctrico ecuatoriano cambió radicalmente (y seguirá cambiando), registrándose inversión del sentido de los flujos de la energía eléctrica en la mayor parte de líneas de transmisión a nivel de doscientos treinta mil voltios. Si las centrales hidroeléctricas planificadas se incorporan, y la demanda sigue aumentando, será necesario reforzar el sistema de transmisión. Obsérvese en el mapa el proyecto en 500 *kV* (en rojo) que atraviesa el país, y la doble terna que se propone en la parte superior del mismo.

En cuanto a las interconexiones con los países vecinos. Como se adelantara, existen flujos de intercambio de electricidad con Perú y Colombia debido a la existencia de vínculos físicos. En la tabla siguiente se resumen las principales características de esas líneas.

Cuadro 25
Ecuador: interconexiones existentes por países, ciudades, nivel de tensión, capacidad y estado

Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
Co-Ec	Jamondino (Co) - Pomasqui (Ec)	230 *kV*	250 *MW* (doble circuito)	Operativa (60 *Hz*). 4 circuitos
Co-Ec	Jamondino (Co) - Pomasqui (Ec)	230 *kV*	250 *MW* (doble circuito)	En construcción (60 *Hz*)
Co-Ec	Ipiales (Co) - Tulcán (Ec)	138 *kV*	35/113 *MW*	Operativa (60 *Hz*)
Ec-Pe	Machala (Ec) - Zorritos (Pe)	230 *kV*	110 *MW*	Operativa (60 *Hz*)

Fuente: CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

Para el caso de las interconexiones se establece aumentar la capacidad de conexión tanto para Colombia como para el Perú. Para el caso de Colombia se planificó la construcción de una segunda línea de interconexión que en conjunto con la existente tendrá una capacidad de 500 *MW*, adicional a esto se plantea la ejecución del proyecto de interconexión Ecuador-Colombia a 230 *kV* tercer circuito que serán de gran beneficio para el país tomando en cuenta las nuevas condiciones de generación eléctrica local.

Para el caso de Perú se planifica aumentar la capacidad existente de 100 a 250 *MW* en dos etapas que comprenden la construcción y operación de estaciones convertidoras back to back para eliminar los incrementos significativos de transferencias energéticas.

Para las dos posibilidades de interconexión el principal objetivo que se persigue está orientado a la exportación de energía a los países vecinos. Efectivamente, la incorporación de las nuevas centrales hidroeléctricas, determina la existencia de importantes magnitudes de excedentes de producción de electricidad, particularmente en los períodos lluviosos, los cuales podrán ser exportados a Colombia y Perú, a precios convenientes para las partes.

Como consecuencia de estas expectativas de excedentes se han detectado proyectos de ampliación de las interconexiones preliminarmente propuestas, ellos son:

Colombia-Ecuador – línea de 500 *kV* entre las subestaciones Jamondino (Colombia) a Pifo (Ecuador): 1,500 *MW* (ampliación de la interconexión existente entre Colombia y Ecuador); y

Ecuador-Perú – línea en 500 *kV* conectando las regiones Yaguachi (Ecuador) y Trujillo (Perú): 1,000 *MW*.

G. Paraguay[38]

1. La oferta de generación

En 2015, la potencia instalada del Paraguay ascendió a 7.775 *MW* (la demanda máxima ascendió a 2.656 *MW*), casi un 100 % hidroeléctrico, ya que sólo casi 19 *MW* son térmicos. Las centrales conectadas al Sistema Eléctrico Nacional son las binacionales administradas por los entes correspondientes de cada central (Itaipú y Yacyretá); Acaray (de ANDE), y las pequeñas térmicas también de ANDE (Nueva Mestre, Bahía Negra, Pedro Juan Caballero, y Salto del Guaira), que totalizan 18,8 *MW*.

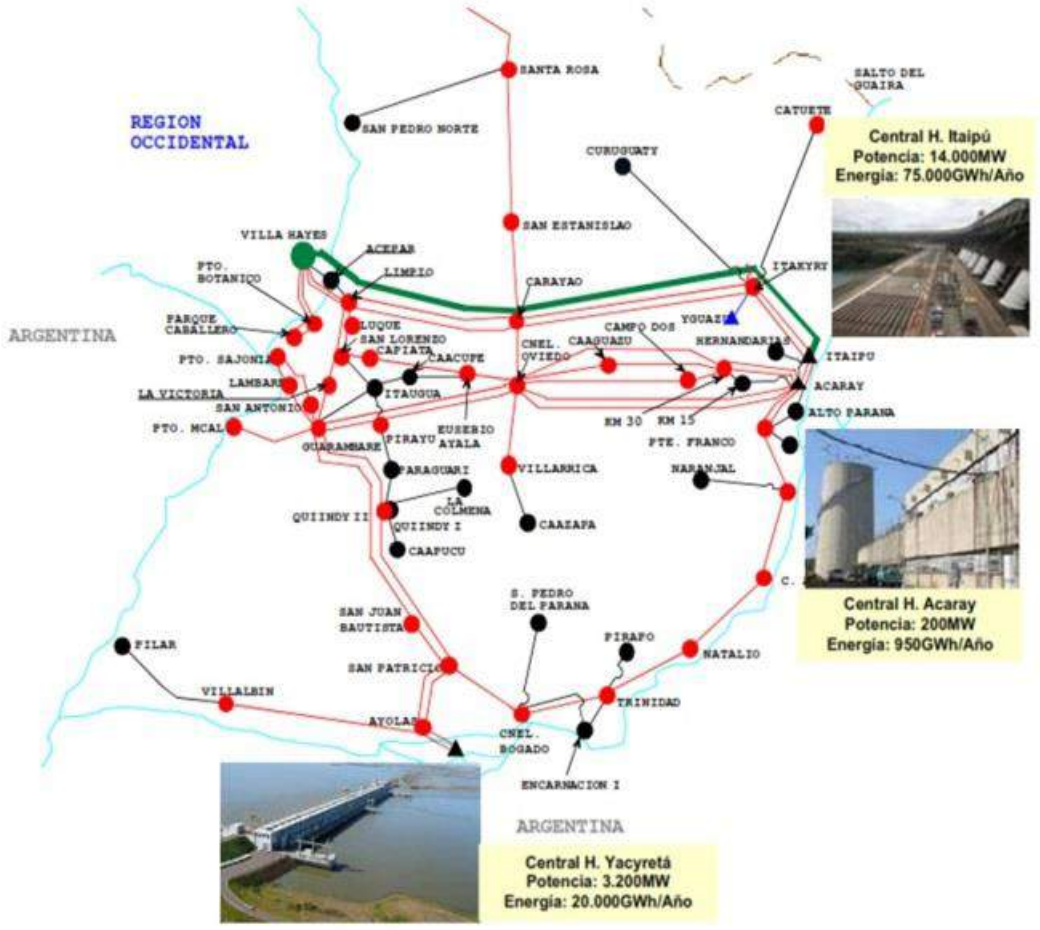
[38] Gran parte de la información obtenida ha sido extraída de ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Periodo: 2016 – 2025. Agosto 2016.

Cuadro 26
Paraguay: centrales de generación eléctrica del sistema interconectado

	Potencia *(MW)*	Nominal Paraguay *(MW)*	Real Paraguay *(MW)*	Energía media para Paraguay *(GWh/año)*
Centrales Hidroeléctricas				
Itaipú	14 000	7 000	6 300	4 9315
Yacyretá	3 200	1 600	1 440	10 169
Acaray	210	210	210	894,10
Centrales Térmicas	18,10	18,10	18,10	3,20
Total Oferta	17 416,10	8 828,10	7 968,10	60 381,20
Demanda 2015			2 656 *MW*	10 575 *GWh* (1)

Fuente: Elaboración propia en base a Perrine, Toledano y Maennling, Nicolás. Aprovechamiento de la Energía Hidroeléctrica del Paraguay. Vale Columbia Center, 20 de junio de 2013.

Mapa 20
Paraguay: centrales eléctricas existentes y sistema de transmisión (2015)



Fuente: ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Período: 2016–2025. Agosto 2016.

La generación eléctrica total asciende en 2015 a 55.637 *GWh*. La entregada al mercado nacional (Oferta Interna Bruta), está compuesta por la energía generada por las centrales de ANDE (Acaray y Térmicas), más la energía comprada a las entidades binacionales (correspondiente a la generación de la

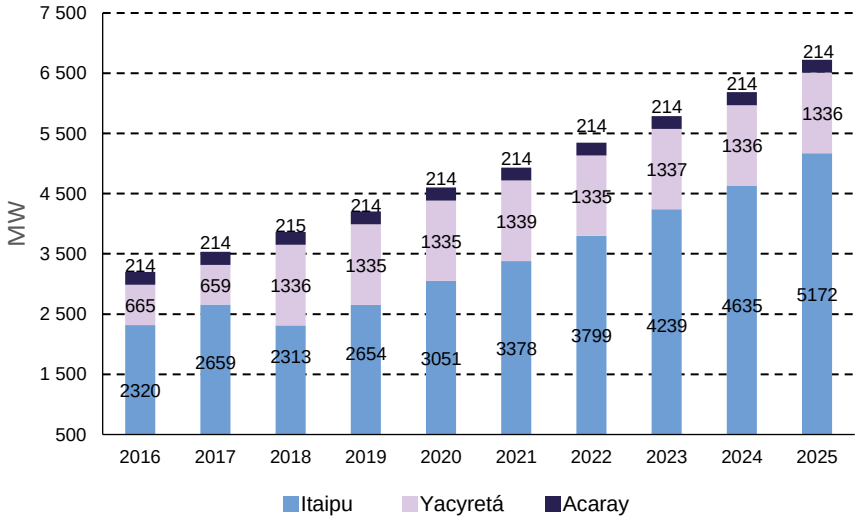
parte paraguaya), más la energía intercambiada, menos la energía vendida a otras empresas. A lo largo de todo el período la energía total entregada aumentó, pasando de 2.171 *GWh* en 1990 a 13.449 *GWh* en 2014 (10.575 *GWh* facturados), con una tasa promedio anual de crecimiento de 7,9% a.a.

Con respecto a la Generación futura, es conocido que Paraguay tiene uno de los más altos potenciales de hidroelectricidad en el mundo. Se estima que podría producir 100 *TWh*/año, adicionales a los más de 60 *TWh* disponibles (aunque no utilizados en su totalidad en el mercado nacional)[39], que le permiten transformarse en uno de los principales exportadores de energía eléctrica del mundo (totalmente hidroeléctrica)[40].

A la fecha no se cuenta con estudios actualizados de otros recursos energéticos del Paraguay, no obstante, ANDE, para promover el desarrollo en la Región Occidental o Chaco, incluye en el Plan de Obras unos parques solares fotovoltaicos[41].

Por esos motivos se espera que, a futuro para un escenario en el que la demanda máxima alcance los 6700 *MW*, que se vayan reduciendo las exportaciones, y que las centrales binacionales entreguen más potencia y energía al mercado nacional. El gráfico siguiente resume el despacho de potencia de las Centrales Hidroeléctricas existentes del SIN requerido por el Plan Maestro de Transmisión 2016-2025 para cubrir la demanda de carga punta del periodo analizado se presenta en la siguiente figura. Se espera que el margen de generación alcance solamente el 15,68%.

Gráfico 14
Paraguay: despacho proyectado por el PMT 2016-2025



Fuente: Extraído ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Periodo: 2016 – 2025. Agosto 2016.

39 98% de centrales binacionales y 2% de ANDE (Acaray y térmicas).

40 Sin embargo, la electricidad constituye aproximadamente el 19% (BENEU 2013) de la demanda final de energía. La industria, por ejemplo, satisface el 87% (BENEU 2013) de sus necesidades energéticas con biomasa y derivados de petróleo. La baja penetración eléctrica en el mercado nacional se produce por diferentes motivos. Entre ellos se destacan: la insuficiente evaluación de la utilización de la energía hidroeléctrica en proyectos industriales nacionales, frente a la exportación de la misma; la escasa realización de estudios para la utilización de la energía eléctrica en el sistema de transporte público; la estructura de precios y tarifas de la energía no es favorable al cambio paulatino de la matriz energética; se observan demoras en la formulación/concreción de planes destinados a fortalecer la infraestructura de conexión (del sistema eléctrico nacional con los países vecinos); así como es necesario mejorar los sistemas de transmisión y distribución; es necesaria la actualización de instrumentos jurídicos que faciliten la utilización conjunta de los recursos energéticos entre países vecinos; etc.

41 Según el National Renewable Energy Laboratory (NREL) del gobierno de los Estados Unidos de América, el Paraguay cuenta con un potencial de energía solar de 1.112.221 *GWh*/año.

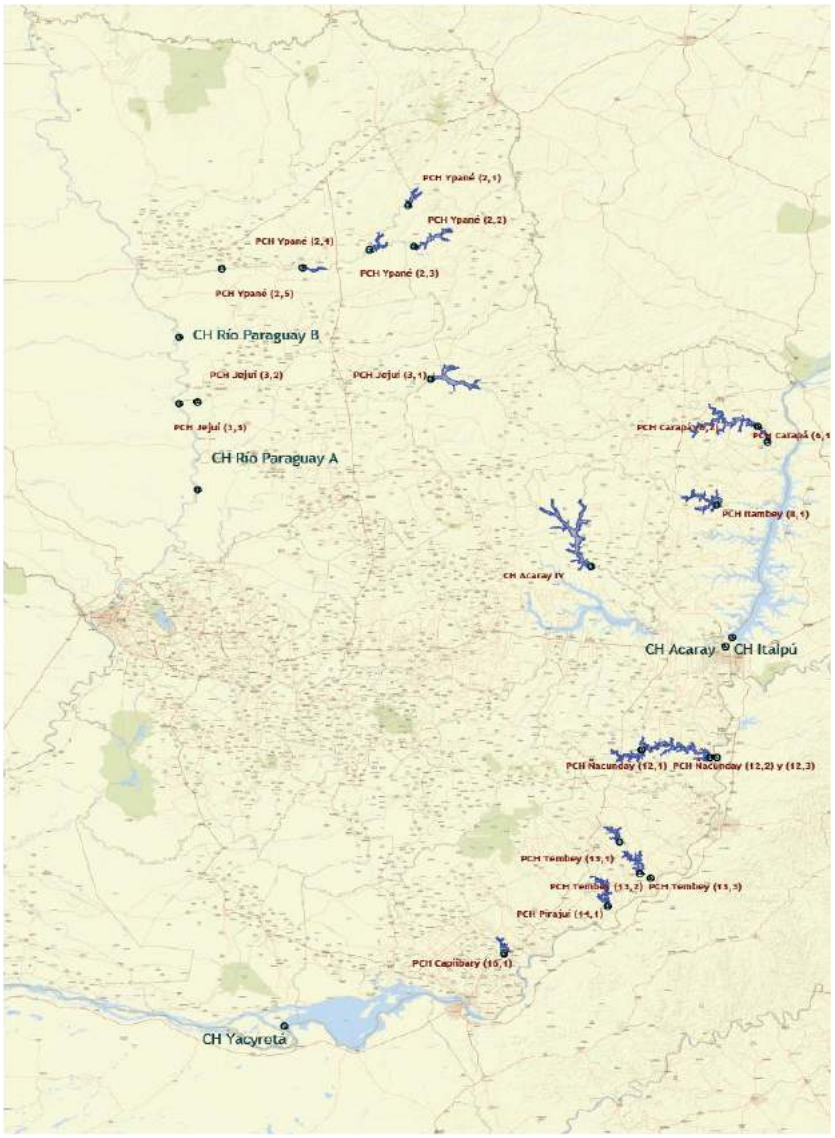
Los proyectos futuros que se estima podrían implementarse en Paraguay, son los siguientes:

- CH Río Paraguay A (2020), El proyecto se situaría aguas debajo de la localidad de Villa del Rosario, sobre el Río Paraguay. El proyecto de la central tiene 24 turbinas Tubo. La Potencia Instalada sería de 72 *MW* y la energía firme 41,04 *MW*medios.
- CH Río Paraguay B (2025). El proyecto tendría 96 *MW* instalados y 54.72 *MW*medios de energía.

También hay acuerdos para el desarrollo de proyectos como los de las centrales de Itacorá-Itatí (2660 *MW*), y Corpus Christi[42], esta última de 2.875 *MW* (firmes 2.688 *MW*), y que podría generar en promedio de 18.600 *GWh*/año. Adicionalmente, hay un conjunto de centrales hidroeléctricas pequeñas.

El mapa siguiente, ilustra sobre la ubicación de las centrales nacionales propuestas.

Mapa 21
Paraguay: centrales eléctricas proyectadas (2025)



Fuente: ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Período: 2016–2025. Agosto 2016.

[42] Según ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Período: 2016–2025. Agosto 2016.

2. La transmisión

El sistema de transmisión es básicamente de 220 *kV* (4085 *km*)[43], y opera en dos subsistemas separados (Itaipú y Yacyretá no pueden funcionar en paralelo). Uno de ellos, el Subsistema 1(S1), abarca los Sistemas Este, Central, Norte, parte del Sur y mayor parte del subsistema Metropolitano.

Existe una única línea de 500 *kV* (364 *km*) que une Itaipú con Villa Hayes (S1), cuya capacidad no permite cubrir la totalidad de los requerimientos del sistema[44], así como también lo torna vulnerable ante cualquier falla que la afecte. El Subsistema 2 (S2), está abastecido por la CH de Yacyretá, opera interconectado sincrónicamente con SADI argentino, e incluye parte del Sistema Sur y parte del Sistema Metropolitano (LT 220 *kV* doble terna Ayolas – San Patricio – Guarambaré). El mapa siguiente ilustra sobre las líneas mencionadas, y también sobre las futuras entre las que se encuentra el detalle de las líneas de 500 *kV* del cuadro siguiente, que agregarían más de 1.000 *km* a los 364 *km* existentes.

Recuadro 1
Paraguay: proyectos de líneas de transmisión de 500 *kV*

LT 500 *kV* Yacyretá - Ayolas, segunda línea (16 *km*), con una capacidad de 2.000 *MVA (*año 2018*).*

LT 500 *kV* Ayolas - Villa Hayes (347 *km*) con una capacidad de 2.000 *MVA*, y ampliación de la Subestación Villa Hayes con la instalación del tercer banco de transformadores de 500/220 *kV* - 600 *MVA* (año 2018).

Subestación Villa Hayes, montaje del cuarto banco de autotransformadores 500/220 *kV* - 600 *MVA* adicional (año 2019).

Subestación Ayolas, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 *kV* - 375 *MVA* adicional (año 2019).

Seccionamiento de la LT 500 *kV* Ayolas - Villa Hayes y construcción de la Subestación Valenzuela 500 *kV* con una capacidad de transformación 500/220 *kV* inicial de 1.200 *MVA* (año 2019). Seccionamiento de la LT 220 kV doble terna Coronel Oviedo - Guarambaré, y de la LT simple tema Coronel Oviedo - Eusebio Ayala (año 2019).

LT 500 kV Margen Derecha - Minga Guazú (54 *km*) con una capacidad de 2.000 *MVA*, y Subestación Minga Guazú 500 *kV* con una capacidad inicial de transformación de 500/220 *kV* - 2 x 600 *MVA*, totalizando 1.200 *MVA* (año 2020).

LT 500 kV Margen Derecha - Villa Hayes, segunda línea (348 *km*) con una capacidad de 2.000 *MVA* (año 2021).

Subestación Minga Guazú, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 kV - 600 *MVA* (año 2022).

Subestación Carayao, construcción de patio en 500 *kV* y montaje de tres bancos de autotransformadores con una capacidad de transformación 500/220 *kV* de (3 x 600) *MVA*, totalizado 1.800 *MVA*. Seccionamiento de las dos (2) Líneas de Transmisión Margen Derecha - Villa Hayes en la Subestación Carayao (año 2024).

Línea 500 kV Minga Guazú – Valenzuela (255 *km*), con una capacidad de 2.000 *MVA*, y posiciones correspondientes (año 2024).

Subestación Valenzuela, montaje del tercer banco de autotransformadores 500/220 *kV* – 600 *MVA* (año 2025).

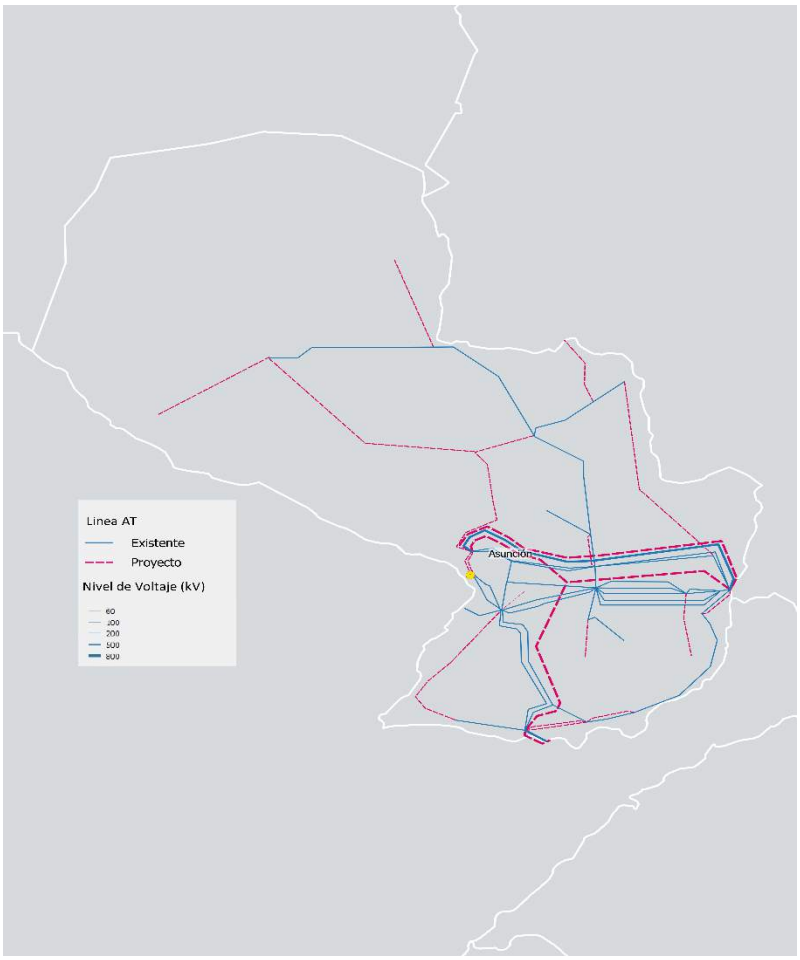
LT 500 *kV* Margen Derecha – Minga Guazú, segunda línea (54 *km*) con una capacidad de 2.000 *MVA* (año 2025).

Fuente: ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Período: 2016–2025. Agosto 2016.

[43] Complementadas con casi 1.300 *km* de 66 *kV* y 77 subestaciones de transmisión.

[44] Se estaría licitando Yacyretá-Villa Hayes (345 *km*), y en el 2017 estaría en servicios, y luego se espera para el 2019 la línea Itaipú-Villa Hayes (300 *km*), en el 2019.

Mapa 22
Paraguay: líneas de transmisión por nivel de tensión, existentes y proyectadas (2015)



Fuente: Elaboración propia en base a ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Periodo: 2016 – 2025. Agosto 2016.

Las inversiones en transmisión (y distribución) han sido intensivas hasta 2003, por ello Paraguay presenta un 92 % de cobertura eléctrica.

Con respecto a las Interconexiones internacionales, Paraguay presenta las siguientes, relacionadas en su mayoría con los emprendimientos binacionales de Itaipú y Yacyretá. En la tabla siguiente se resumen las principales características de esas líneas.

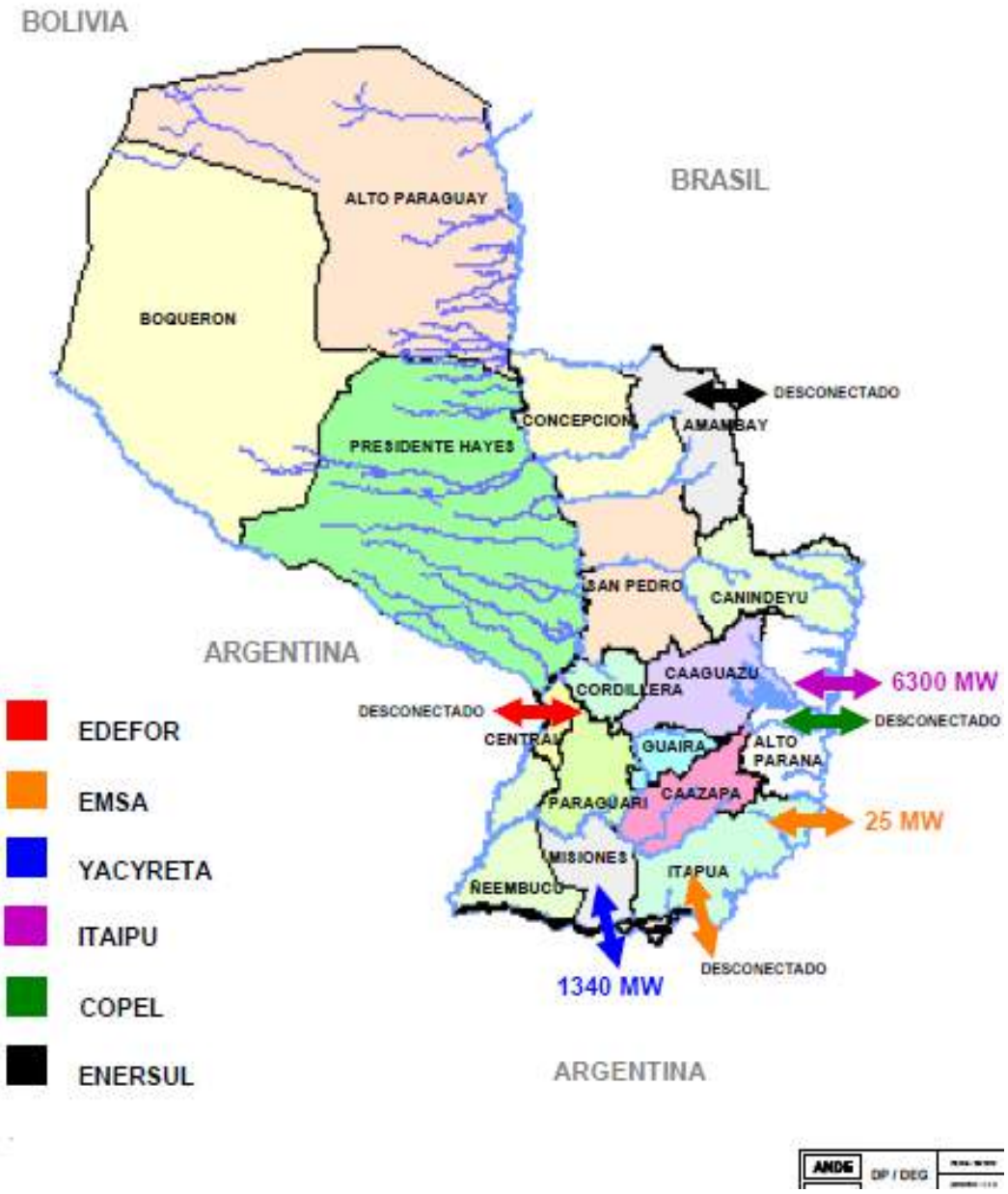
Cuadro 27
Paraguay: interconexiones existentes por países, ciudades, nivel de tensión, capacidad y estado

Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
Br-Py	Salidas de Central Itaipu	500/220 *kV*	14.000 *MW*	Operativa (60/50 *Hz*)
Br-Py	Foz de Iguazú (Br) - Acaray (Py)	220/138 *kV*	50 *MW*	No operativa (60/50 *Hz*)
Ar-Py	El Dorado (Ar) - Mcal. A. López (Py)	220/132 *kV*	30 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Py	Clorida (Ar) - Guarambaré (Py)	220 *kV*	90 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Py	Salidas de Central Yacyretá	500 *kV*	3200 *MW*	Operativa (50 *Hz*)

Fuente: CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

A través de esas interconexiones se han detectado en 2015, exportaciones por 41.450 *GWh*, hacia Argentina (18%), y hacia Brasil (82%).

Mapa 23
Paraguay: interconexiones internacionales existentes (2015)



Fuente: ANDE (2016). Plan Maestro de Generación Periodo: 2016–2025. Agosto 2016.

H. Perú

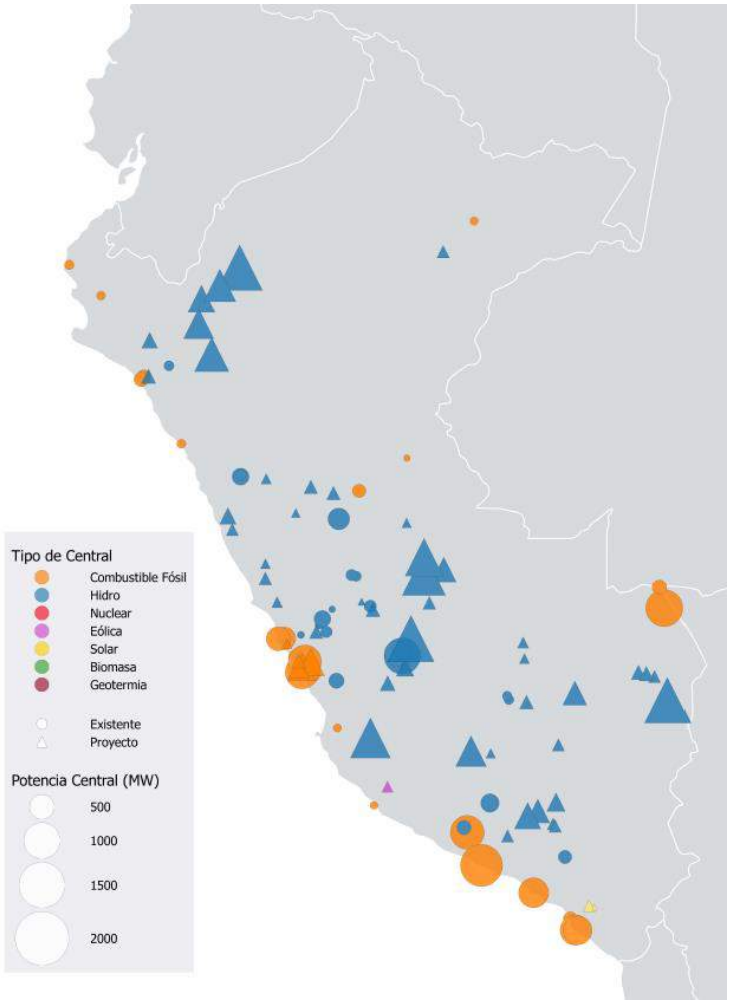
1. La oferta de generación

La potencia instalada en Perú alcanzó en 2015 los 12.252 *MW* (y la demanda Máxima 6.275 *MW*)[45]. La participación según origen, para el mismo año, es en un 63 % de origen térmico, el 34.6 % a unidades hidráulicas y 3% a unidades de origen solar y eólico. Respecto a los Recursos Energéticos Renovables (RER) no convencionales, promovidos a partir del año 2012, hasta finales del 2015 se tienen instalados en el SEIN 96 *MW* de origen solar, 240 *MW* de origen eólico. Se han detectado adicionalmente 80 *MW* en biomasa y biogás.

La potencia instalada se encuentra en un 88% en el SEIN, y el 12% restante en otros sistemas.

En el mapa siguiente se indica la localización de las principales plantas de generación por tipo y nivel de potencia, existentes (2016) y proyectadas (2020). Se destacan los diversos proyectos hidroeléctricos.

Mapa 24
Perú: plantas de generación por tipo y nivel de potencia, existentes (2016) y proyectadas (2020)

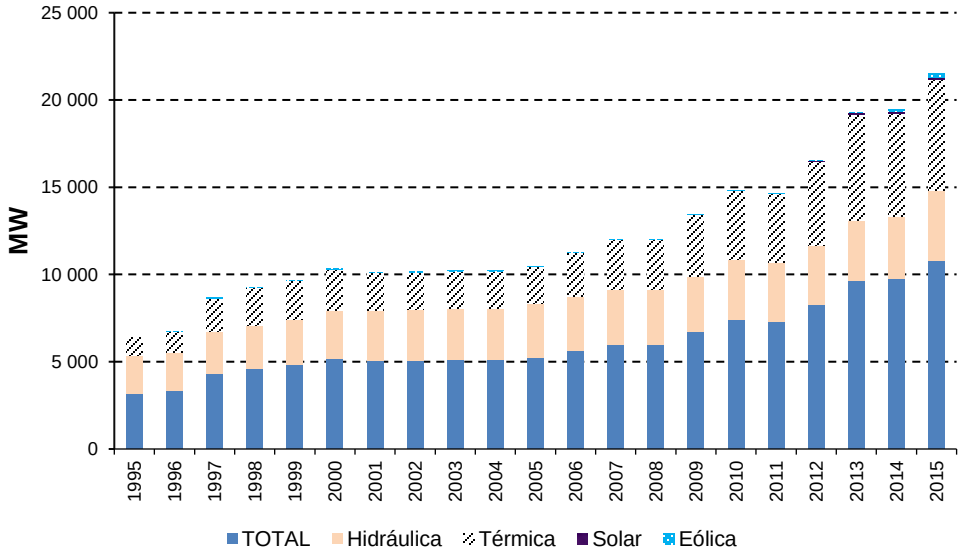


Fuente: Elaboración propia en base a http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/.

[45] MINEM. Dirección General de Electricidad. Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica (2015). Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995 – 2015. (con cifras preliminares 2015).

Se observa que en la evolución reciente la potencia instalada que más rápido ha crecido es la térmica, según ilustra el gráfico siguiente en dónde a partir del 2009, la potencia térmica ya supera a la hidroeléctrica.

Gráfico 15
Perú: evolución de la estructura de potencia instalada 1995-2015
(MW)



Fuente: Extraído MINEM. Dirección General de Electricidad. Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica (2015). Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995–2015. (con cifras preliminares 2015).

En cuanto a la generación de electricidad, creció a una tasa media anual de 6,5% en los últimos diez años, las centrales térmicas crecieron con 12% a.a., siendo el principal combustible de la generación térmica el gas natural. De esta manera en el año 2015, la generación térmica tuvo una participación del 50% de la producción total de electricidad. Por su parte la generación hidráulica creció a una tasa media anual de 3% y su participación en la producción total fue de 48% mientras que la generación RER no convencional (solar y eólica), participó con el 2%. Se espera para los próximos años un importante crecimiento en la generación de origen hidráulico, debido al reciente ingreso al SEIN de 1.380 *MW* en centrales hidroeléctricas (entre otras las C.H. Cerro del Águila y Chaglla).

La generación eléctrica de 2015 alcanza los 48.270 *GWh*, en la que la generación térmica ocupa el 52.1% del total.

A futuro, según el informe del COES[46], para el Corto Plazo, entre 2017 - 2020 se tiene previsto que en el SEIN se instalen 1.791 *MW*, lo que representa un 16,1% de incremento sobre la potencia efectiva del SEIN al año 2016 (11.111 *MW* como valor estimado), de los cuales el 18% se instalará en la zona Norte, 37% en la zona Centro y 45% en la zona Sur. Entre los principales proyectos de generación previstos se pueden mencionar la CT Santo Domingo de los Olleros *TV* (100 *MW*), CT Santa Rosa *TV* (131 *MW*), CH Pucará (149,8 *MW*), CT Quillabamba (200 *MW*) y la conversión a gas natural de las centrales del Nodo Energético del Sur.

Las principales centrales que se proponen para el corto plazo, se presentan en el cuadro siguiente, siendo en su mayoría hidroeléctricas, y corresponden a las subastas y licitaciones de electricidad con Recursos Energéticos Renovables.

[46] Informe COES/DP-01-2016 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026", COES-SINAC, octubre 2016.

Cuadro 28
Perú: centrales propuestas para el corto plazo
(MW)

FECHA	PROYECTO	PROYECTO	EMPRESA	*MW*	NOTAS
	Proyecto cuya puesta en operación se da en el año 2017				
	CH La Virgen	Hidroeléctrica	LA VIRGEN	84,00	(1)
	CT Chilca 1-*TV*2	Ciclo Colombiano	ENGIE	37,40	(1)
	CH RenovAndes H1	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN SANTA ANA	19,99	(2)
2017	CT Malacas-TG6	Turbo Gas	EEPSA	51,20	(3)
	CB Callao	Biomasa	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA	2,00	(1)
	CB Huaycoloro II	Biomasa	EMPRESA CONCESIONARIA ENERGÍA LIMPIA	2,00	(1)
	CH Yarucaya	Hidroeléctrica-RER	HUAURA POWER GROUP	15,00	(2)
	Proyecto cuya puesta en operación de daría en el período 2018-2020				
ene-2018	CH Angel III	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19,95	(1)
ene-2018	CH Angel I	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19,95	(1)
ene-2018	CH Angel II	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	19,95	(1)
mar-2018	CE Parque Nazca	Eólica	EN EL GREEN POWER PERÚ	126,00	(1)
mar-2018	CS Rubi	Solar	EN EL GREEN POWER PERÚ	144,48	(1)
abr-2018	CH Manta	Hidroeléctrica	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES	19,78	(2)
jun-2018	CH Her 1	Hidroeléctrica-RER	EDEGEL	0,70	(1)
jul-2018	CH Marañon	Hidroeléctrica	HIDROELÉCTRICA MARAÑON.RL	18,40	(2)
jul-2018	CH Karpa	Hidroeléctrica-RER	HIDROELÉCTICA KARPA	20,00	(2)
jul-2018	CH Hydrika 5	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACIÓN	10,00	(2)
jul-2018	CH Hydrika 2	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACIÓN	4,00	(2)
ago-2018	CT Santo Domingo de los Olleros-*TV*	Ciclo Combinado	TERMOCHILCA	100,00	(1)
oct-2018	CH Hydrika 4	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACIÓN	8,00	(2)
nov-2018	CH Hydrika 1	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACIÓN	6,60	(2)
nov-2018	CH Hydrika 3	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACIÓN	10,00	(2)
nov-2018	CH Carhuac	Hidroeléctrica-RER	ANDEAN POWER	20,00	(1)
dic-2018	CH Laguna Azul	Hidroeléctrica-RER	HIDROELÉCTRICA LAGUNA AZUL	20,00	(1)
ene-2019	CT Santa Rosa-*TV*	Ciclo Combinado	EDEGEL	131,24	(1)
ene-2019	CH Colca	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA	12,05	(1)
ene-2019	CH Zaña 1	Hidroeléctrica-RER	ELECTRO ZAÑA	13,20	(2)
ene-2019	CE Huambos	Eólica	GR PAINO	18,00	(4)
ene-2019	CE Duna	Eólica	GR TARUCA	18,00	(4)
ene-2019	CS Intipampa	Solar	ENGIE	40,00	(1)
ene-2019	CH Ayanunga	Hidroeléctrica-RER	ENEL GREEN POWER PERÚ	20,00	(1)
ene-2019	CH Kusa	Hidroeléctrica-RER	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	15,55	(4)
ene-2019	CH Alli	Hidroeléctrica-RER	CONSORCIO HIDROELÉCTRICO SUR-MEDIO	14,51	(4)
ene-2019	CH Hydrica 6	Hidroeléctrica-RER	CONSORCIO HYDRIKA 6	8,90	(4)

Cuadro 28 (conclusión)

FECHA	PROYECTO	PROYECTO	EMPRESA	*MW*	NOTAS
ago-2019	CH Huatziroki I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDRAÚLICA SELVA	11,08	(2)
ene-2020	CTIquitos Nueva-Reserva Fría	Dual Diesel B5/Gas Natural	GENRENT DEL PERÚ S.A.C	80,50	(2)
jul-2020	CT Puerto Bravo-Gas Natural	Ciclo Simple	SAMAY I	720,00	(5)
jul-2020	CTIIo-Ciclo Simple-Gas Natural	Ciclo Simple	ENGIE	710,00	(5)
jul-2020	CH Pucará	Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CUSCO	149,80	(5)
jul-2020	CTQuillabamba	Turbo Gas	-	200,00	(5)
oct-2020	CHOlmos1	Hidroeléctrica	SINDICATO ENERGÉTICO S.A SINERSA	50,00	(2)

Fuente: COES Informe COES/DP-01-2017. "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 - 2028" pag 47.

Nota: CH - Central Hidraúlica, CT - Central Térmica, CE - Central Eólica, CS - Central Solar, CB - Central Biomasa
Notas: Fuente de Información
(1) Según información recibida para el Informe de Diagnóstico 2019-2028 (Información recibida entre agosto y octubre de 2016).
(2) Fecha de ingreso según información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización (USPP) de OSINERGMIN, publicado en agosto de 2016.
(3) Según Informe para la Publicación de Resolución que Fija los Precios en Barra Período mayo 2016 - abril 2017, publicado por OSINERGMIN en abril de 2016.
(4) Fecha estimada según plazos de ingreso de las Bases Consolidadas para la Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables publicado por OSINERGMIN en octubre de 2015.
(5) Fecha estimada considerando la puesta en servicio del gasoducto del sur del Perú en el año 2020.
(6) Fecha de ingreso estimada según análisis de SPL.

Luego el COES, propone listados de centrales para el largo plazo o sea a partir de 2022.

Cuadro 29
Perú: centrales hidroeléctricas propuestas para el largo plazo

Central	Potencia	Año	Concesión	Capacidad finaciera concesionario	Nivel de estudio propietario	Posición socioambiental	Categorización
CH Viroc (Ex CH Raura II)	13		D	A	A	A	Centro
CH Moyopampa-G4	64		D	A	A	A	Centro
CH Milloc	19,4		T	A	A	A	Centro
CH Curibamba	191,4		D	A	A	A	Centro
CH Belo Horizonte	240	2022-2024	D	A	A	A	Centro
CH Soro (CH Molloco)	164,7		D	C	A	A	Sur
CH Llatica (CH Molloco)	115,3		D	C	A	A	Sur
CH Veracruz	639		D	A	A	B	Gnorte
CH Utcubamba I	124		S	C	A	B	Norte
CH Chadin II	650	2024-2028	D	A	A	B	Gnorte
CH Chilia	180		S	A	A	B	Norte

Cuadro 29 (Continuación)

Central	Potencia	Año	Concesion	Capacidad finaciera concesionario	Nivel de estudio propietario	Posición socioambiental	Categorización
CH San Gaban III	187		S	C	A	A	Sur
CH Santa Teresa II	268		S	C	C	B	Sur
CH Rapay 2	80		S	C	A	A	Centro
CH Lluta I	214,4		S	B	B	A	Sur
CH Lluta II	60,7		S	B	B	A	Sur
CH Lluclla	236,7	2024-2028	S	B	B	A	Sur
CH Oco 2010	170,4		S	B	A	C	Sur
CH Tambo 1	59,1		S	C	B	A	Sur
CH Aricota III-G1	4,5		S	C	B	A	Sur
CH Churo	40		S	C	A	B	Centro
CH Apurimac 2500	150		S	C	B	B	Sur
CH RS-3	373		S	A	B	A	Sur
CH Garibaldi	192		T	A	B	B	Centro
CH Amazonas	122		S	C	B	B	Norte
CH Río Grande I	600		T	A	A	B	Gnorte
CH Río Grande II	150		T	A	A	B	Gnorte
CH El Caño	120		S	A	B	A	Centro
CH Uchuhuerta	37,5		S	A	B	A	Centro
CH Mayo I (Corporación)	261		T	C	B	B	Norte
CH San Miguel (Mara 320) (Ex Mara 1)	362		S	A	A	C	Norte
CH Campuy (Marta 320) (Ex Mara 2)	373		S	A	B	C	Norte
CH Mazan-CM1	440	2028 en adelante	S	C	A	B	Norte
CH Mazan-CM2	100		S	C	A	B	Norte
CH Las Palmas	203,4		T	C	B	A	Norte
CH Lorena	304		T	C	B	B	Norte
CH Anto Ruiz IV	102		S	C	B	B	Sur
CH Anto Ruiz III	102		S	C	B	B	Sur
CH Anto Ruiz III	24		S	C	B	B	Sur
CH Anto Ruiz I	16		S	C	A	B	Sur
CH Limacpunko (Araza)	33		S	C	B	B	Sur
CH Ttio (Araza)	80,1		S	C	B	B	Sur
CH Capiri (Araza)	80,1		S	C	B	B	Sur
CH Cheves III	121		S	A	C	B	Centro

Cuadro 29 (Conclusión)

Central	Potencia	Año	Concesion	Capacidad finaciera concesionario	Nivel de estudio propietario	Posición socioambiental	Categorización
CH San Gaban I (Macusani)	147,6		S	C	B	A	Sur
CH Santa Rita	225		S	C	A	B	Norte
CH Pucapata (Mara230) (Ex Mara 4)	225		S	A	B	C	Norte
CH Retamal	188,6		S	C	C	A	Sur
CH san Gaban IV-Corani	82		S	C	B	B	Sur
CH San Gaban IV-Ollachea	235,4	2028 en adelante	S	C	B	B	Sur
CH Santa María (Ex Oreja de Perro)	746		S	C	B	B	Centro
CH Mara 290 (Ex Mara 3)	370		S	A	C	C	Norte
CH Inambari	2 200		S	A	B	C	Oriente
CH Paquirzapango	1 379		S	A	B	C	Oriente
CH Tambo 40	1 286		S	A	B	C	Oriente
CH Tambo 60	580		S	A	B	C	Oriente
CH Mainique 1	607		S	A	B	C	Oriente

Fuente: COES Informe COES/DP-01-2017. "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 - 2028".

Cuadro 30
Perú: centrales térmicas propuestas para el largo plazo

Nº	Proyecto	Tipo	Potencia (MW)
1	CT Puerto Bravo - Ciclo Combinado	Termo	308
2	C.T. Llo - Ciclo Simple - Ciclo combinado	Termo	300
3	C.T. Los Libertadores - *TG*	Termo	552
4	C.T. Sulpay	Termo	346
5	C.T. *CC* Sur a Gas (2 *TG* + 1 *TV*)	Termo	520
6	C.T. *CC* Sur a Gas (2 *TG* + 1 *TV*)	Termo	520
7	C.T. *CC* Norte (2 *TG* + 1 *TV*)	Termo	750
8	C.T. *CC* Piura (2 *TG* + 1 *TV*)	Termo	520
9	C.T. Sur a Gas (2 *TG* + 1 *TV*)	Termo	520
10	C.T. Nueva Esperanza	Termo	135
11	C.T. El Faro - *TG*	Termo	169
12	C.T. El Faro - *TV*	Termo	95
13	C.T. *CC* Norte (2 *TG* + 1 *TV*)	Termo	520
14	C.T. *CC* Norte (2 *TG* + 1 *TV*)	Termo	520

Fuente: COES Informe COES/DP-01-2017. "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 - 2028".

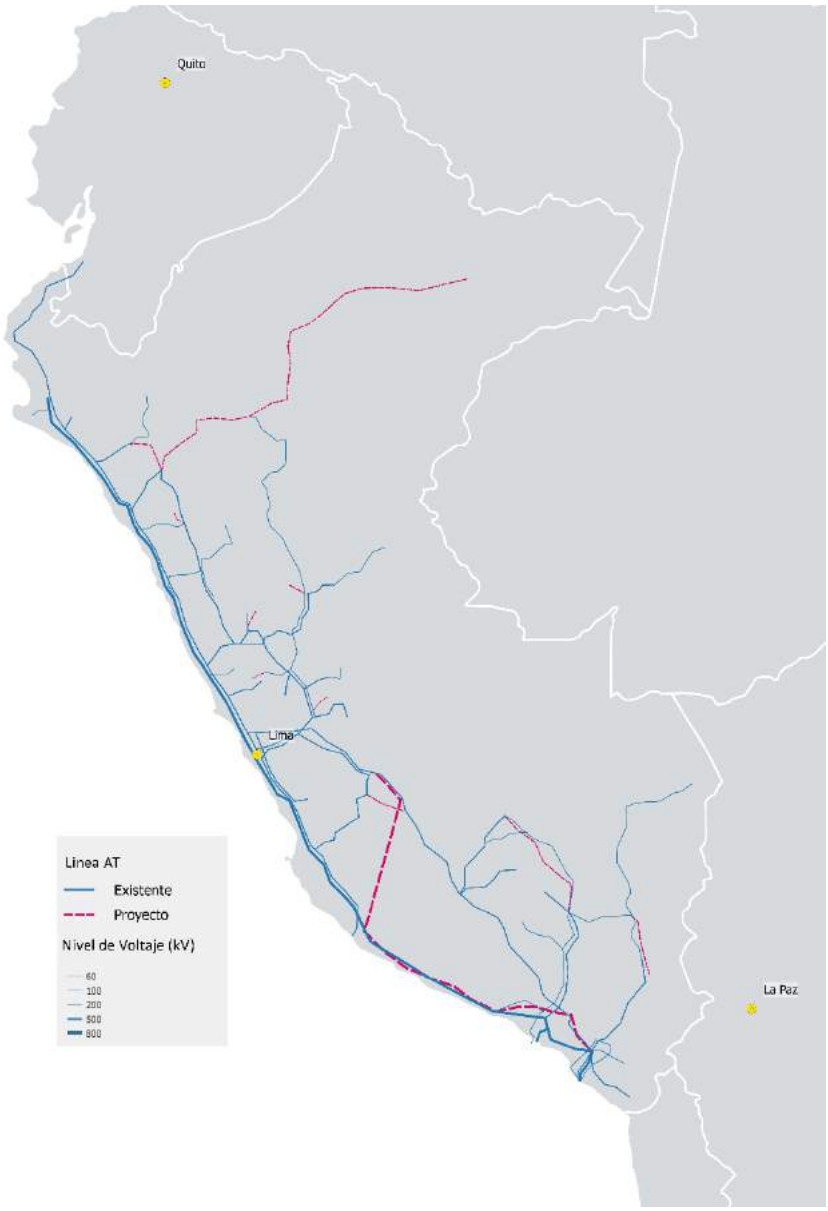
2. La transmisión

Las líneas de transmisión presentan la siguiente estructura al 2015: 1.838 *km* de líneas, en 500 *kV* y 8.665 *km* de líneas en 220 *kV*; que conjuntamente a otras líneas de trasmisión de menor tensión (entre 138 *kV* y 30 *kV*) totalizaron 22.098 *km* a nivel nacional.

Según indica el COES, se estima que hasta el año 2026 el SEIN contará con un sistema de transmisión de 500 *kV* con alcance geográfico cercano a las fronteras de varios de los países vecinos, y con una oferta de generación potencial que permita tener capacidad de intercambio de electricidad con esos países, conforme a los acuerdos binacionales o regionales a los que se arribe.

En el mapa siguiente se presentan las principales líneas de Transmisión con sus niveles de tensión, existentes y futuras.

Mapa 25
Perú: líneas de transmisión por nivel de tensión, existentes y proyectadas, 2016



Fuente: Elaboración propia en base a http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/.

Con respecto a las interconexiones actuales, se han detectado dos con Bolivia de media tensión, y una con Ecuador de 230 *kV*, con una capacidad de 110 *MW*, por la que Perú exportó a Ecuador en 2015, 55 *GWh*.

Cuadro 31
Perú: interconexiones internacionales

Países	Ubicación	Tensión	Observaciones
Bo-Pe	Desaguadero (Bo) - Zepita (Pe)	24,9	Operativa
Bo-Pe	Casani (Bo) - Yunguyo (Pe)	24,9	Operativa
Ec-Pe	Machala (Ec) - Zorritos (Pe)	230 *kV* (110 *MW*)	Operativa (60 *Hz*)

Fuente: CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

El Perú mantiene suscritos a la fecha, varios acuerdos de integración eléctrica: Acuerdo Regional CAN (Perú-Ecuador), Convenio de Integración Energética Perú-Brasil [47], y el Acuerdo de Cuenca Perú-Ecuador. No se cuenta con acuerdos binacionales de integración con Colombia, Bolivia ni Chile.

Sobre la base de la Decisión 536 de la CAN se desarrolló el proyecto de interconexión eléctrica Perú – Ecuador a 220 *kV*, de bajo nivel de intercambios.

Según indica el COES, en la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA)[48], se realizaron estudios para la integración regional de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú, y se propusieron diversos proyectos (2014). A Perú le interesaban directamente las posibles interconexiones de Perú con Ecuador y Perú con Chile. Sin embargo, debía considerar que las interconexiones de Colombia con Ecuador y Bolivia con Chile podrían llegar a afectar los resultados de las interconexiones de Perú, y por lo tanto también interesó analizarlas.

Cuadro 32
Perú: interconexiones internacionales bilaterales estudiadas en el marco de SINEA

Sistema	Proyecto	Año más temprano de P/S
Ecuador - Perú	Línea 500 *kV* La Niña-Daule (540 *km*, 500 *MVA*)	2017
	Back-to-back + línea 220 *kV* Los Héroes – Arica (70 *km*, 130 *MVA*)	2017
Perú - Chile	Línea HVDC 500 kV Montalvo – Crucero (650 *km*, 1.000 *MVA*)	2020
Chile - Bolivia	Línea 220 *kV* Laguna Colorada – Chuquicamata (140 *km*, 140 *MVA*)	2017

Fuente: COES (2016). Informe COES/DP-01-2016 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026". Propuesta Definitiva 09-09-2016.

Otros proyectos bilaterales detectados que se consideran más factibles son los siguientes:

Se ha estudiado que con los proyectos hidroeléctricos en construcción y propuestos tanto en Ecuador, como en Perú, las exportaciones de Ecuador a Perú pueden tener niveles de intercambio

[47] Se estableció la posibilidad de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas en la cuenca Amazónica centro y sur del país con una capacidad inicial estimada en 6.600 *MW*, para fines de suministro al mercado peruano y para exportación de excedentes al Brasil.

[48] Estos estudios fueron realizados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y se culminaron el año 2014.

elevados alcanzando entre 750 y 1.000 *MW*; y a su vez las exportaciones Perú a Ecuador podrían alcanzar entre 500 a 1.000 *MW*. Por ello se propone un nuevo proyecto:

Ecuador y Perú – línea en 500 *kV* conectando las regiones Yaguachi (Ecuador) y Trujillo (Perú): 1.000 *MW*.

Perú y Chile I – línea en 200 *kV* entre Tacna (Perú) y Arica (Chile): 200 *MW*[49].

I. Uruguay[50]

1. La oferta de generación

En el año 2016 la potencia instalada de Uruguay alcanzó los 3.950 *MW*[51], predominando la potencia hidroeléctrica con casi un 39% de participación, según indica el cuadro siguiente de ADME.

Cuadro 33
Uruguay: potencia instalada por central y tipo de tecnología en 2016
(MW)

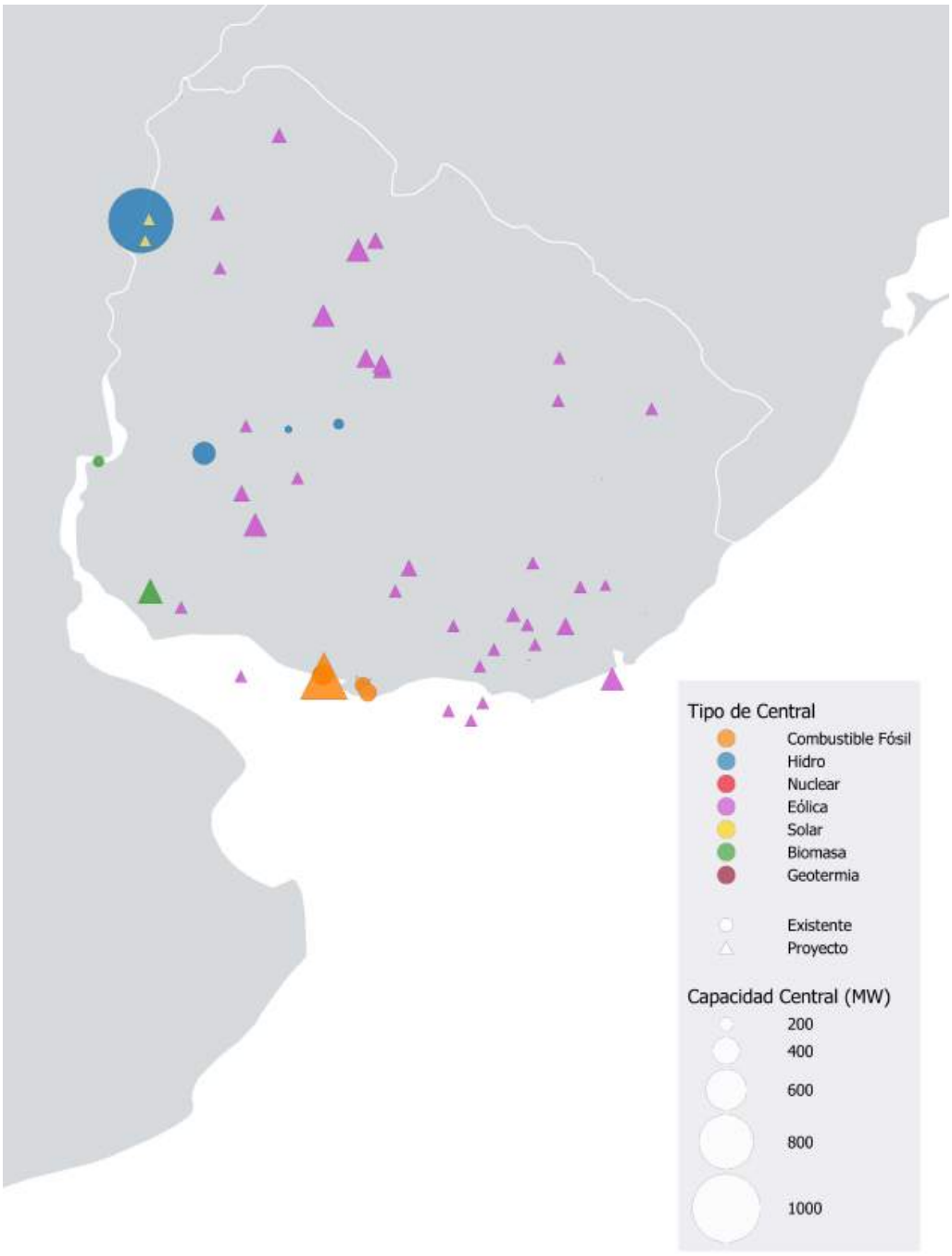
CENTRAL		2016	Porcentaje
Fósil			
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Rankine – Vapor)			
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Brayton – Gas)		565,7	
Centrales Térmicas (Motores)		84,2	
	Total Fósil	649,9	16,6
Biomasa			
Centrales Térmicas (Turbinas Ciclo Rankine – Vapor)		423,0	
Centrales Térmicas (Motores)		1,6	
	Total Biomasa	424,6	10,9
Hidráulica			
Generadores Hidráulicos		1 538,0	
	Total Hidráulica	1 538,0	39,3
Eólica			
Generadores Eólicos		1 211,5	
	Total Eólica	1 211,5	31,0
Solar			
Generadores Solares		88,9	
	Total Solar	88,9	2,3
	TOTAL	3 912,9	100,0

Fuente: Elaboración Propia, en base a ADME, Informe Anual 2016.

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución geográfica de las centrales de generación existentes y futuras por tecnología y tamaño. Se observa la presencia sobresaliente de la CH binacional de Salto Grande al Este del país, sobre el río Uruguay. Se destaca, también la fuerte presencia de proyectos eólicos distribuidos por casi todo el país.

[49] No se cuenta con un Acuerdo Binacional de interconexión eléctrica Perú –Chile.
[50] ADME. Informe Anual 2016 y: http://www.dne.gub.uy/-/series-estadisticas-de-energia-electrica-
[51] El pico máximo de potencia en el 2016 fue 1964 MW, 4.3 % superior al del año 2015.

Mapa 26
Uruguay: plantas de generación por tipo y nivel de potencia, existentes (2016) y proyectadas (2023)



Fuente: Elaboración Propia, en base a ADME, Informe Anual 2016.

Con respecto a la generación de electricidad, en 2016 alcanzó los 11.860 GWh. Debido a la buena hidraulicidad, el 63 % fue de origen hidroeléctrico (CH Salto Grande y CH Río Negro), y el 35.2% correspondió a fuentes renovables no convencionales (ver gráfico siguiente). La generación térmica sólo ocupó el 1.6% de la generación total. La importación de Argentina alcanzó solamente los 3 *GWh*, y de Brasil 20 *GWh*. Según el Balance que realiza UTE, entre la energía generada e intercambiada se alcanzó a ofertar 11.860 *GWh*, según se observa en la tabla siguiente.

Cuadro 34
Uruguay: balance de energía eléctrica, 2016
(GWh)

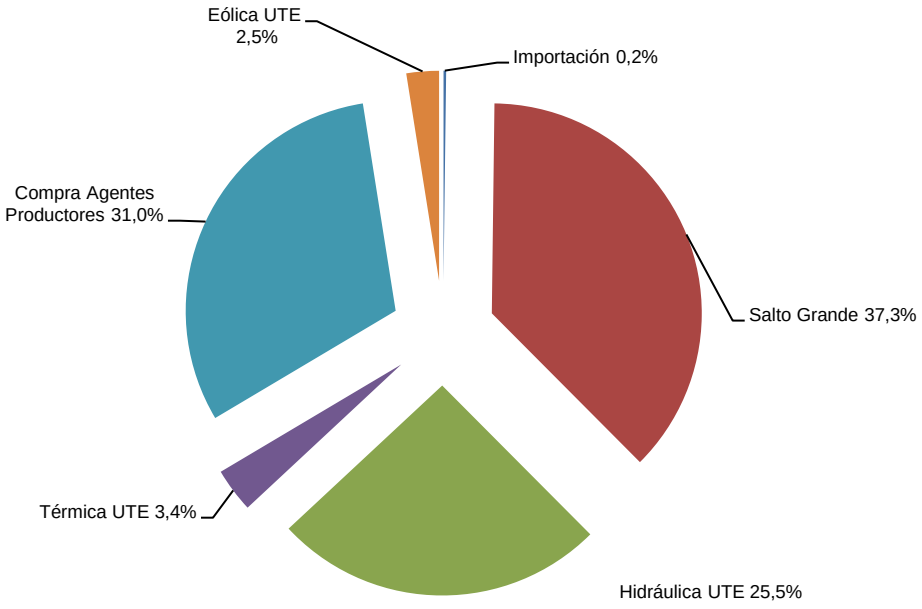
	2016
Producción	
Hidráulica UTE	3 029
Térmica UTE	402
Eólica UTE	305
Fotovoltaica	1
Compras	
a Salto Grande	4 425
a Argentina	3
a Brasil	21
a Angentes Productores	3 674
Total	11 860
Destino	
a Brasil	22
a Argentina	659
a Uruguay	11 179

Fuente: UTE, Gerencia de Planificación. UTE en cifras, 2016.

El gráfico siguiente ilustra sobre la estructura de la oferta eléctrica, en la que predominan las compras a Salto Grande, con más del 30%.

Gráfico 16
Uruguay: balance de energía eléctrica, 2016

(En porcentajes)



Fuente: Extraído UTE, Gerencia de Planificación. UTE en cifras, 2016.

A futuro, y según diversas fuentes de información, entre las que se encuentra la ADME, se indica que se espera el ingreso desde 2016 al sistema más de 3300 *MW* al 2021, entre los que predomina con más del 72% la generación eólica (ver tabla siguiente)[52].

Entre el equipamiento propuesto se encuentra el ingreso del *CC* Punta del Tigre por 530 *MW*. En fotovoltaicas se espera el ingreso de 4 centrales que en promedio tienen casi 50 *MW* cada una. Se espera también el ingreso de aproximadamente 33 centrales eólicas de diversos tamaños. Por ejemplo: Eo Pastorale, Tacuarembo, San Carlos, y Pampa, tienen aproximadamente 150 *MW* de potencia cada una; y la central Vengano tiene 40 *MW*. Solamente se detectó la central Montes del Plata con Biomasa por 170 *MW*.

En el cuadro siguiente se presenta la evolución de la potencia instalada 2016-2023, y las incorporaciones intermedias. Se observa que las energías renovables mantienen el 84 % de la potencia instalada en 2023, aunque con un cambio estructural al interior de la misma, ya que sube significativamente la potencia eólica y prácticamente desciende en la misma proporción la potencia hidráulica (aproximadamente 18%). Por su parte el respaldo térmico mantiene su proporción.

Cuadro 35
Uruguay: potencia instalada proyectada a ingresar entre 2016 y 2023
(MW y %)

	Potencia Instalada 2016		Potencia Incorporada 2017-2023		Potencia Instalada 2023	
Tecnología	*MW*	Porcentaje	*MW*	Porcentaje	*MW*	Porcentaje
Solar	78,5	2,0	216	6,5	294,5	4,0
Fósil	627,2	15,9	530	15,9	1 157,2	15,9
Hidráulica	1 538	38,9			1 538	21,1
Eólica	1 293,7	32,7	2 411	72,5	3 704,7	50,9
Biomasa	413,3	10,5	170	5,1	583,3	8,0
Total	3 950,7	100,0	3 327	100,0	7 277,7	100,0

Fuente: Elaboración propia en base a diversas fuentes.

2. La transmisión

El sistema de transmisión de Uruguay está conformado por más de 5.000 *KM* de líneas. La distribución por voltaje puede observarse en la tabla siguiente.

Cuadro 36
Uruguay: líneas de transmisión nacional (*km* y *kV*) 2015

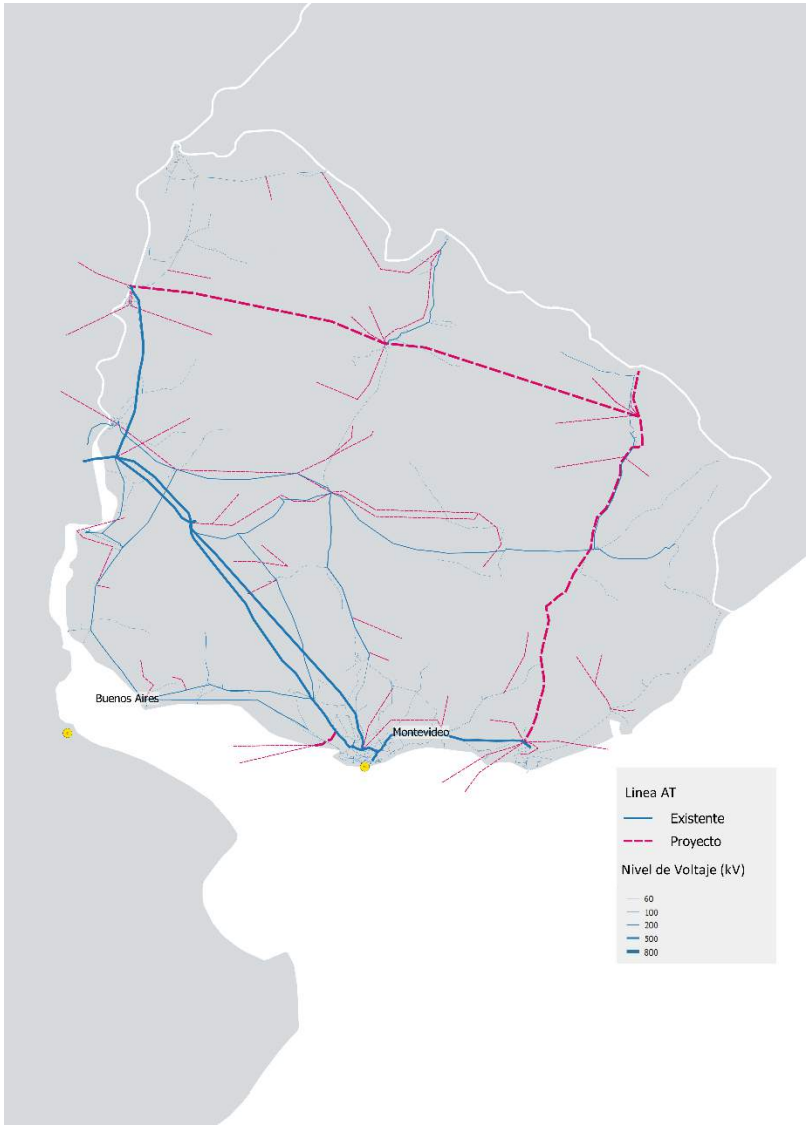
		Tensión				
		100-150 *kV*	**151-245 *kV***	**246-480 *kV***	**> 480 *kV***	**C. Continua**
Uruguay	*km*	3 813	11	-	1 078	-
	MVA	3 825	70	-	2 650	-

Fuente: CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución geográfica de las líneas de Transmisión existentes y futuras, por nivel de tensión. Se observa que está proyectada la conformación de un anillo, lo cual le otorgará mayor seguridad al abastecimiento del país, dadas las características del equipamiento de generación, instalado a futuro.

[52] Vale mencionarse, que no se ha detectado la existencia de un plan sectorial.

Mapa 27
Uruguay: líneas de transmisión por nivel de tensión existentes (2016), y proyectadas (2023)



Fuente: Elaboración Propia, en base a ADME, Informe Anual 2016. Con respecto a la generación de electricidad, en 2016

Con respecto a las interconexiones internacionales, se observa que Uruguay tiene cuatro interconexiones, según se presentan en el cuadro siguiente.

Cuadro 37
Uruguay: líneas de transmisión internacional (*km* y *kV*) 2015

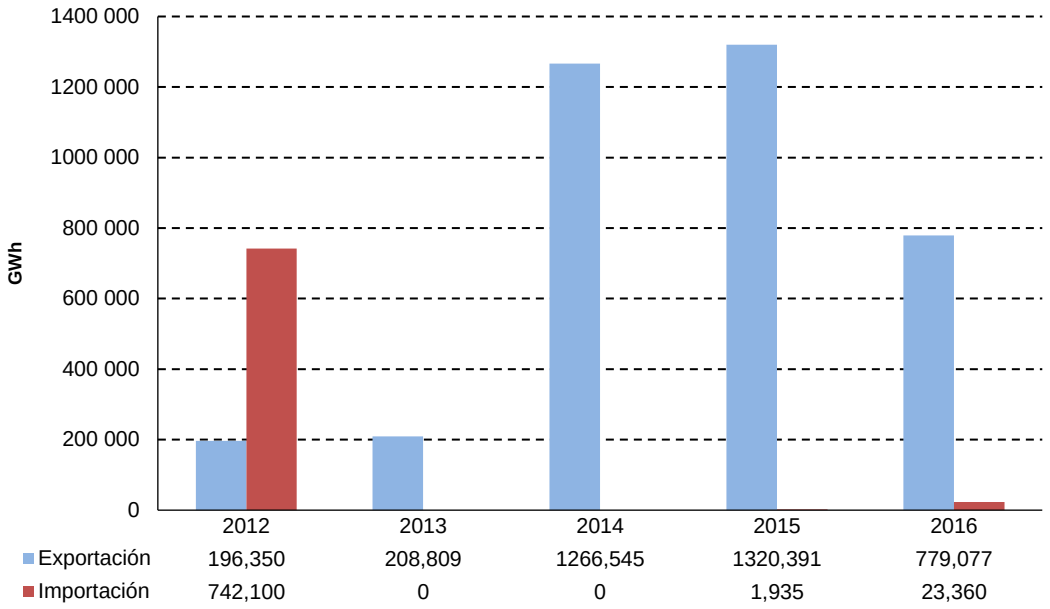
Países	Ubicación	Tensiones	Potencia	Observaciones
Ar-Uy	Salto Grande (Ar) - Salto Grande (Uy)	500 *kV*	1 890 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Uy	Concepción (Ar) - Paysandú (Uy)	132/150 *kV*	100 *MW*	Op. En emerg. (50 *Hz*)
Ar-Uy	Colonia Elia (Ar) - San Javier (Uy)	500 *kV*	1 386 *MW*	Operativa (50 *Hz*)
Ar-Uy	Livramento (Br) - Rivera (Uy)	230/150 *kV*	70 *MW*	Operativa (60/50 *Hz*)

Fuente: CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

En cuanto a los intercambios con los países vecinos, se observa que el excedente de generación respecto de la demanda de Uruguay, corresponde a exportación de energía, principalmente hacia Argentina, país al cual también se le exportó generación térmica en modalidad contingente.

También se exportó energía, en menor medida, hacia Brasil por las pruebas de la Conversora Melo[53]. En el gráfico siguiente se presenta la evolución reciente de los intercambios internacionales, en la que predominan las exportaciones casi exclusivas a Argentina, y que en 2015 alcanzaron los 1.313 *GWh*.

Gráfico 17
Uruguay: evolución de los intercambios internacionales, 2012-2016
GWh



Fuente: Extraído ADME. Informe Anual 2016.

J. República Bolivariana de Venezuela[54]

1. La oferta de generación

El parque de generación del Sistema Eléctrico Nacional asciende (2013) a 30.291 *MW* de capacidad instalada[55] y está conformado por un significativo número de centrales, localizadas en su mayoría, en la región de Guayana, donde funcionan los complejos hidroeléctricos más grandes del país.

El 49% del total es hidroeléctrico, se estima que todavía el país cuenta con más de **31.000 *MW*** por aprovecharse, aproximadamente **82.000 *GWh*/año**[56]. El 46,2% de la potencia instalada de generación de electricidad proviene de plantas termoeléctricas, y alrededor de un 4% corresponde al sistema de generación distribuida, conformada por motores y grupos electrógenos. Adicionalmente se

53 ADME. Informe Anual 2016.
54 Elaboración propia en base a diferentes artículos, al Anuario Estadístico del MPPEE, al PDSEN 2013- 2019, y a CIER, 2015. "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".
55 La demanda máxima de potencia en 2013 fue de 18.696 *MW*. Si bien se observa una gran cantidad de reserva respecto de la potencia instalada se sabe de la existencia de un importante nivel de indisponibilidad térmica de respaldo.
56 CAF, 2013. Hacia una nueva Agenda Energética, Estudio de la oferta y demanda de energía, 2013.

encuentran instalados 111 *MW* aisladamente, de los cuales el 51% es térmico y el resto es con energías renovables, en especial eólica (45%)[57]. Las mayores incorporaciones realizadas en los últimos años (2000-2013), estuvieron asociadas a plantas tipo turbina de gas. En el período de análisis las mismas crecieron a 9.7% a.a. incorporando casi 5.900 *MW* durante el horizonte analizado. En segundo lugar, en términos de potencia incorporada, se destacan las incorporaciones hidroeléctricas aportando cerca del 22% de las adiciones del período.

A continuación, se presentan un cuadro y un mapa incluyendo la potencia instalada del año 2013, y en el mapa la localización de las principales centrales existentes y futuras por tecnología y nivel potencia.

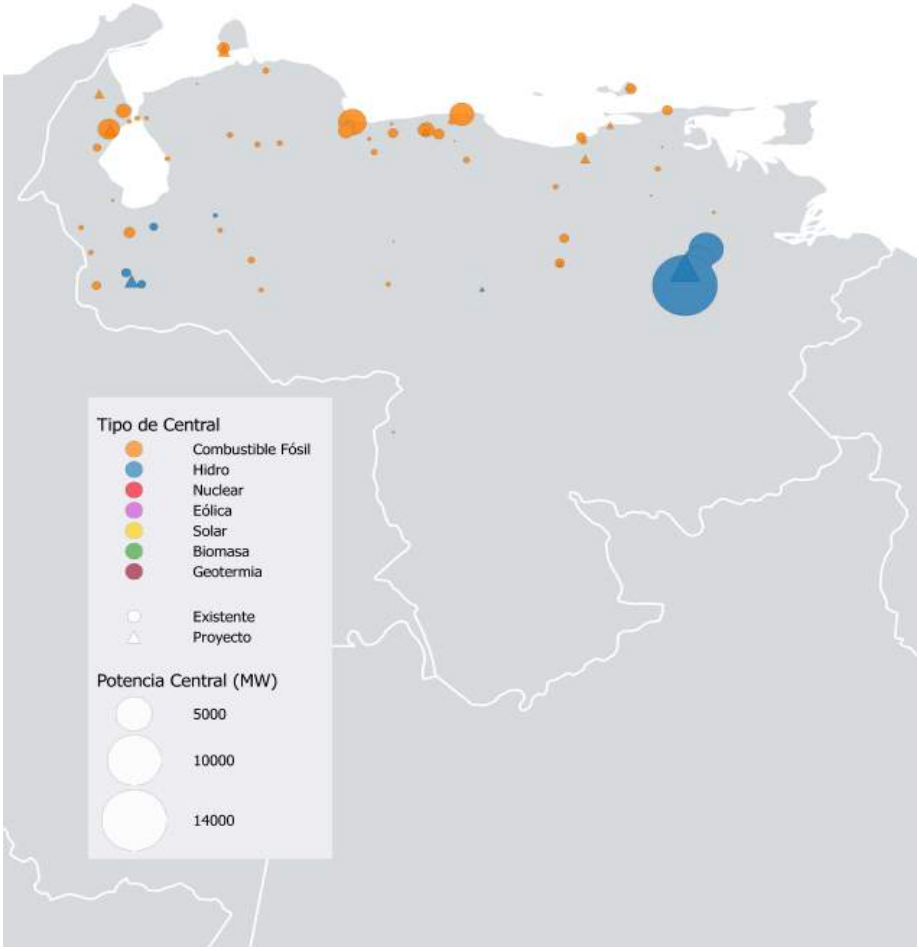
Cuadro 38
República Bolivariana de Venezuela: potencia instalada de 2013
(MW y %)

Potencia [MW]	2013
Hidráulica	14 879
Turbo Gas	8 465
Turbo Vapor	4 246
Ciclo Combinado	1 300
Distribuida	1 290
Térmica Aislada	57,1
Hidro Aislada	0,8
Eólica Aislada	50,2
S.E.R	2,9
Total	30 288
Estructura [%]	2013
Hidráulica	49
Turbo Gas	28
Turbo Vapor	14
Ciclo Combinado	4
Distribuida	4
Térmica Aislada	0
Hidro Aislada	0
Eólica Aislada	0
S.E.R	0

Fuente: MPPEE, 2014. Anuario Estadístico Sector Eléctrico Venezolano. Cifras 2013.

[57] MPPEE, 2014. Anuario Estadístico Sector Eléctrico Venezolano. Cifras 2013.

Mapa 28
República Bolivariana de Venezuela: plantas de generación por tipo y nivel de potencia, existentes (2013) y proyectadas (2040).



Fuente: Elaboración propia en base a MPPEE, 2014. Anuario Estadístico Sector Eléctrico Venezolano. Cifras 2013 y Prospectiva propuesta al 2040.

En términos de energía generada la evolución histórica reciente acompaña las tendencias descriptas respecto a las incorporaciones. Se destaca la tendencia decreciente de la generación hidroeléctrica a partir del año 2008 con un fuerte impacto producto de la sequía ocurrida en la temporada 2009-2010 y la posterior necesidad de restituir los niveles de Guri.

Sin embargo, la hidroelectricidad continúa siendo sumamente relevante en su participación, la que supera el 60% de la energía generada. La particularidad de esta energía es que procede, casi en su totalidad, de una misma cuenca hidrográfica, posiciona al sistema en una situación de debilidad creciente ante los acontecimientos climáticos extremos, posiblemente cada vez más frecuentes.

En concordancia con estos hechos, se manifiesta un pico en la producción de las plantas de generación distribuida sin ser, sin embargo, relevante en cuanto al abastecimiento del SEN.

La producción de origen térmico aumentó de manera importante el último lustro impulsada principalmente por los *TG* y en conjunto con el aumento de los ciclos combinado, a pesar de la disminución del aporte realizado por los *TV* que en los últimos años disminuyeron prácticamente a la mitad su contribución. Esta situación es preocupante, y **podría estar manifestando problemas de falta de mantenimiento**.

En términos de consumo de combustible, el gas natural se encuentra en un amesetamiento en torno a los 3-3.5 MBep mensuales, mientras que el gasoil emprendió una importante aceleración casi triplicando el consumo de 2010 para el año 2013. Simultáneamente hay un retroceso casi continuo de la participación del *FO*. **Las restricciones del gas natural se encuentran en parte asociadas a la situación de producto asociado al nivel de producción de petróleo junto con los acuerdos de intercambio con Colombia, país que redujo sus envíos**.

Para elaborar una propuesta de equipamiento eléctrico futuro, se plantea un escenario (Alternativo), en el que se aplicarán acciones concretas de eficiencia en el consumo eléctrico. Se espera que los proyectos de eficiencia puedan totalizar un ahorro potencial de más de 3.000 *MW* y casi 8.200 *GWh*. En el sector eléctrico se considerarán las hipótesis de los Escenarios II y IV del PDSEN 2013-2019 y del Segundo Plan Socialista de la Nación 2013-2019 (al 2033 en el largo plazo) en el que se proponen objetivos de: Satisfacer la demanda de electricidad de Venezuela para el período 2013-2033, mediante el desarrollo de infraestructura eléctrica con criterios de eficiencia, calidad, continuidad, confiabilidad, respeto al medio ambiente, seguridad y sustentabilidad financiera.

En lo que hace a la oferta eléctrica, se espera en este Escenario el cierre de ciclos combinados para unidades de generación ciclo simple en operación. También se propone impulsar el desarrollo hidroeléctrico del país para la ampliación y consolidación de la oferta, aunque diversificando las cuencas. También se espera lograr el aprovechamiento de los potenciales de renovables que se resumen en la Tabla siguiente. En particular se espera lograr la puesta en operación comercial de los parques de La Guajira por 50 *MW*.

Cuadro 39
República Bolivariana de Venezuela: el potencial de renovables
(GWh)

	Potenciales
	GWh
RENOVABLES	542 426
Hidro	201 480
Eólica	95 922
Solar generación eléctrica	120 987
Solar calentamiento de agua	
Micro hidro	22 000
Geotermia	22 000
Residuos Biomasa	80 037
Leña	
TOTAL	

Fuente: Elaboración propia.

Para cumplir con esos objetivos, se propone incorporar el siguiente equipamiento hasta el 2040. También, a partir de 2037 se agregan como respaldo *TG* y *CC*, duales hasta completar los requerimientos de reserva.

Como resultado de esas decisiones, y por aplicación del modelo LEAP, se obtiene la siguiente potencia instalada.

Cuadro 40
República Bolivariana de Venezuela: incorporaciones de potencia
(MW)

Comb.	Tipo	Nombre	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2028	2030	2040	total
Gn/Do	CC	India Urquía (El Sitio)	0	180	0	0	0	0	0	0		0		0	0	180
Gn/Do	CC	Planta Termoeléctrica Antonio	0	0	0	0	200	0	0	0		0		0	0	200
Gn/Do	CC	Termozulia III	0	0	150	0	0	0	0	0		0		0	0	150
Gn/Do	CC	Termozulia V	0	0	150	150	0	0	0	0		150		0	0	450
	Eólica	Planta Eólica Guajira	0	50,4	0	0	0	0	0	0		0		0	0	50,4
Hid	Hidroeléctrica	Chorrín	0	0	0	0	0	0	0	0		100		0	0	100
Hid	Hidroeléctrica	Las Coloradas	0	0	0	0	0	0	0	200		385		0	0	585
Hid	Hidroeléctrica	Tocoma	0	216	648	1 296	0	0	0	0		0		0	0	2 160
Do	Motores	Unidades Móviles de generación	0	50												50
Gn	Turbo Gas	Argimiro Gabaldón pdvsa	0	0	0	38	0	0	0	0		0		0	0	38
Gn/Do	Turbo Gas	Barinas 1	0	0	0	100	0	0	0	0		0		0	0	100
Gn	Turbo Gar	Barquisimeto Planta III	70	0	45	0	0	0	0	0		0		0	0	115
Gn/Do	Turbo Gas	Ciudad de Bolívar	0	0	0	30	0	0	0	0		0		0	0	30
Gn	Turbo Gas	El Furrial	58	0	0	0	0	0	0	0		0		0	0	58
Gn	Turbo Gas	Generación Rápida (GRR) Sur	0	68	0	0	0	0	0	0		0		0	0	68
Gn/Do	Turbo Gas	Josefa Cornejo	0	0	450	0	0	0	0	0		0		0	0	450

Cuadro 40 (conclusión)

Comb.	Tipo	Nombre	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2028	2030	2040	total
Gn/Do	Turbo Gas	La Raisa	0	45	0	0	40	0	0	0		0		0	0	85
Gn	Turbo Gas	Planta A Sidor	58	0	0	0	0	0	0	0		0		0	0	58
Gn	Turbo Gas	Planta Centro Unidad 6	600	0	0	0	0	0	0	0		0		0	0	600
Gn	Turbo Gas	Planta San Diego de Cabrutica	150	0	0	0	0	0	0	0		0		0	0	150
Gn	Turbo Gas	San Fernando	0	50	0	0	0	0	0	0		0		0	0	50
Gn	Turbo Gas	Termocentro La Raisa II	0	45	0	0	0	0	0	0		0		0	0	45
Cm	Turbo vapor	Carbozulia	0	0	0	0	0	0	0	0		0		300	0	300
Cq	Turbo vapor	Coque José	0	0	0	0	0	0	0	0		0		0	300	300
	TV biomasa	Biomasa	0	0	0	0	0	80		80		0	114			274
		Total	936	524,4	1 443	1 614	240	80	0	280	0	635	114	300	300	6 466,4

Fuente: Elaboración propia.

Como resultado de esas decisiones, y por aplicación del modelo LEAP, se obtiene potencia instalada que se presenta en el cuadro siguiente.

Cuadro 41
República Bolivariana de Venezuela: potencia instalada proyectada a ingresar entre 2016 y 2040
(MW y %)

	2013		2016-2040		2040	
Tecnología	*MW*	Porcentaje	*MW*	Porcentaje	*MW*	Porcentaje
Térmica	15 358,1	50,7	3 477	52,3	18 835,1	51,0
Hidro	14 877	49,1	2 845	42,8	17 722	48,0
Eólica	50,2	0,2	50,4	0,8	100,6	0,3
Biomasa	2,9	0,0	274	4,1	276,9	0,7
Total	30 288,2	100	6 646,4	100	36 934,6	100

Fuente: Elaboración propia.

2. La transmisión

Venezuela, cuenta con casi 30.000 *Km* de líneas de transmisión, según se observa en el cuadro siguiente.

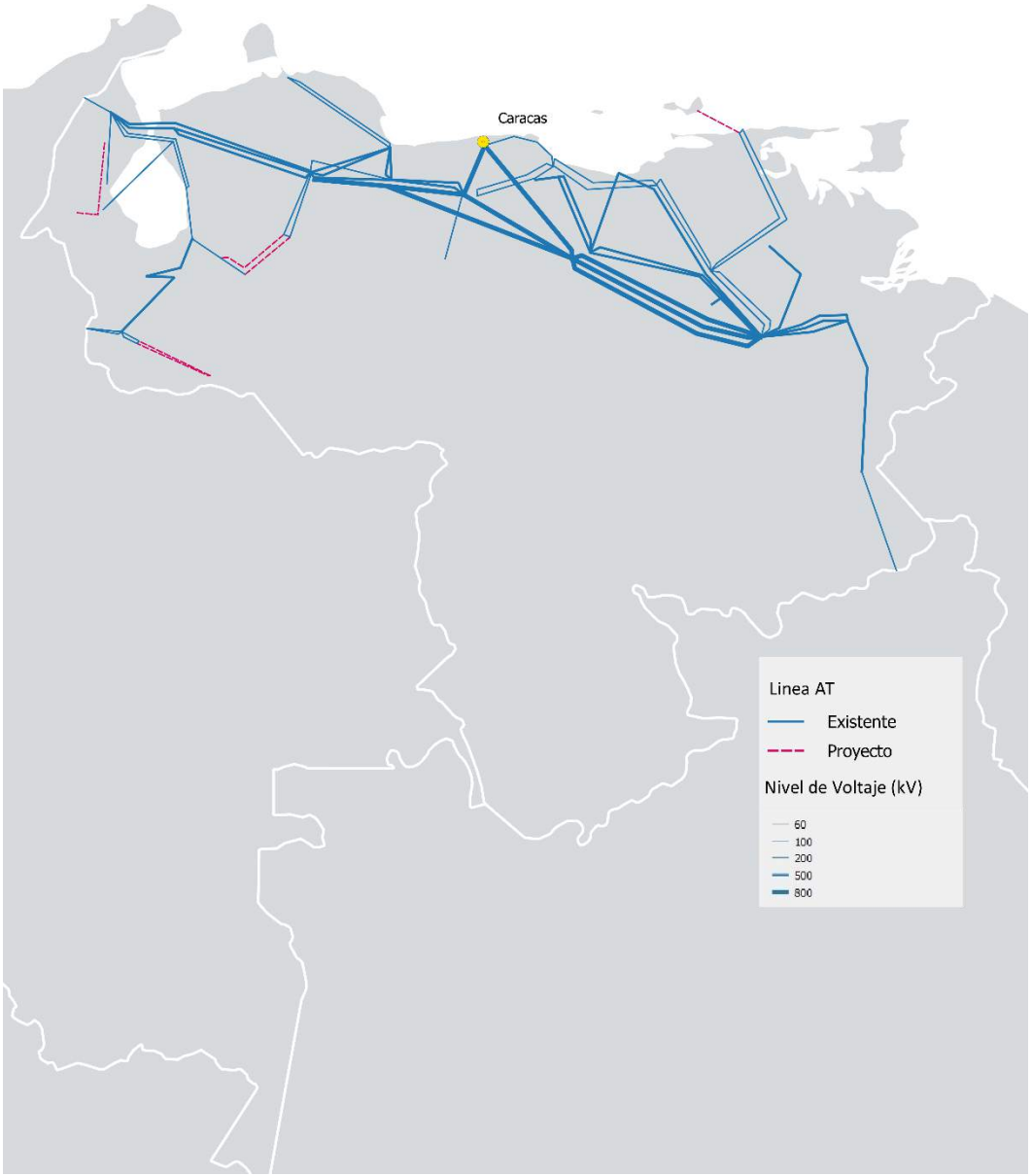
Cuadro 42
República Bolivariana de Venezuela: líneas de transmisión en 2013

Indicador	Unidad	Nivel de Tensión							Total
		765	400	230	138	115	69	<69	
Longitud de Línea	*Km*	2 247	4 434	7 739	1 100	13 561	1 081	599	30 761

Fuente: MPPEE, 2014. Anuario Estadístico Sector Eléctrico Venezolano.

El mapa siguiente ilustra sobre la distribución geográfica de las líneas de Transmisión existentes y futuras. Las distancias entre la potencia instalada (grandes hidroeléctricas) y los centros de cargas, ha exigido la construcción de líneas de transmisión de muy Alta Tensión (765 kV), según se pudo apreciar en el cuadro anterior.

Mapa 29
República Bolivariana de Venezuela: líneas de transmisión por nivel de voltaje, existentes (2013) y proyectadas (2040)



Fuente: Elaboración propia.

Se han detectado congestionamientos de las líneas, que no permiten la trasmisión de generación de una región a la otra en caso que una tenga margen y la otra insuficiencia de energía. Efectivamente la estructura radial del sistema genera vulnerabilidades de muy difícil superación.

Con respecto a las Interconexiones Internacionales Venezuela se interconecta eléctricamente con Colombia y con Brasil. Algunos vínculos se ubican en la frontera entre ambos países[58], y en general son de baja/media tensión. En general tienen muy bajo Factor de Utilización, debido a que son fundamentalmente de respaldo o sea para utilización en pocas ocasiones. Según el MPPEE, se destacan los siguientes vínculos:

i. Co-Ve Arauca (Co) – Guasdualito (Ve) 34,5 *kV* Operativa, 6 *MW*.

ii. Co-Ve Pto. Carreño (Co) – Pto. Páez (Ve) 34,5 *kV* Operativa, 7,5 *MW*.

También se observan interconexiones de mayor porte como las que se listan a continuación:

i. Co-Ve Cuestecita (Co) – Cuatricentenario (Ve) 230 *kV* 150 *MW* Operativa (60 *Hz*).

ii. Co-Ve San Mateo (Co) – El Corozo (Ve) 230 *kV* 150 *MW* Operativa (60 *Hz*).

iii. Br-Ve Boa Vista (Br) – Guri-Santa Elena (Ve) 230/400 *kV* 200 *MW* Operativa (60 *Hz*).

Se trata de líneas que integran los sistemas interconectados nacionales y no están asociadas a ningún proyecto de generación en particular. La excepción la constituye la conexión entre Brasil y Venezuela, que está asociada al complejo hidroeléctrico Guri-Macagua. El objetivo original de la línea fue dar respaldo con excedentes a la región aislada de Boa Vista en Brasil[59]. Así Venezuela presentó un perfil neto exportador con Brasil, aún en períodos de sequía y restricciones de abastecimiento para el mercado venezolano (2015/2016).

Se observan intercambios puntuales entre Venezuela (importadora), y Colombia en dos circuitos: Cuestecitas – Cuatricentenario, y Corozo–San Mateo utilizadas: en el primer caso básicamente para cubrir contingencias de generación en el Área Caribe (Colombia), y en el segundo para que Colombia realice la venta de energía y potencia al Estado Táchira en Venezuela. La segunda se encuentra actualmente en uso bajo un esquema de contrato bilateral entre agentes de los dos países mediante el cual Colombia realiza la venta de energía y potencia al Estado Táchira en Venezuela.

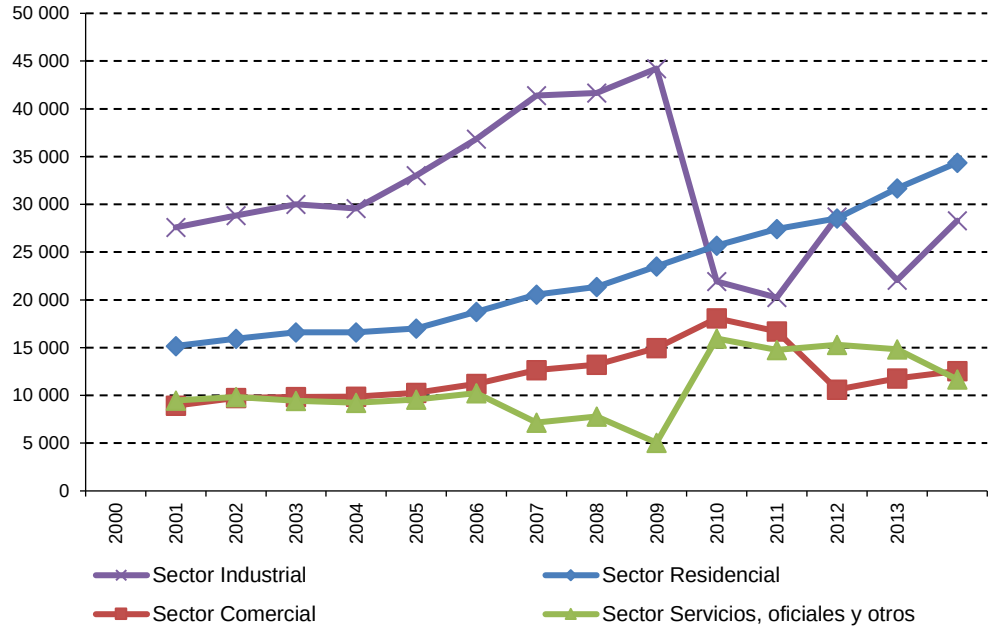
Según indica el Anuario 2014 del MPPEE, el intercambio de Venezuela con Colombia y Brasil en 2013 resultó neto exportador con 133 *GWh*, teniendo mayor peso las exportaciones a Brasil con 848 *GWh*.

El gráfico siguiente ilustra sobre la evolución de los intercambios de Venezuela con los países vecinos. Si bien el saldo neto en general es exportador, se observa un marcado crecimiento de las importaciones desde 2010 en adelante.

[58] Vinculan localidades aisladas del Sistema Interconectado.

[59] El convenio venezolano-brasileño de suministro de energía, cuya vigencia es de 20 años prorrogables otros 10, establece una tarifa con un pago de USD 26 el megavatio/hora durante los primeros 10 años y USD 28 el megavatio/hora los 10 años subsiguientes.
Dichos precios están referenciados al 1° de enero de 1997 y serán corregidos una vez al año de acuerdo con la variación anual de la inflación en Estados Unidos, debiéndose hacer la primera corrección el 1° de enero de 1998. Los pagos se efectuarán en USD estadounidenses. El acuerdo estipula el suministro de hasta 200 megavatios/día. Algunos expertos opinan que "la cantidad de energía que Venezuela dispondría para su mercado interno en caso de dejar de venderla a Brasil (3,1 gigavatios/día) compensaría la suspensión de 100% de los racionamientos combinados de los estados Anzoátegui y Bolívar o el equivalente a 80% del racionamiento en el Zulia".

Gráfico 18
República Bolivariana de Venezuela: evolución de los intercambios internacionales de electricidad
(GWh)



Fuente: Información brindada por el MPPEE.

Según este comportamiento no parecería equivocado suponer qué, a futuro en un Escenario Tendencial, se mantendrían los niveles de participación de los intercambios actuales (moderados), dependiendo de las hidrologías, retrasos en planes de obras nacionales, etc., o sea compensando las dificultades para el cumplimiento del objetivo de autosuficiencia.

Bibliografía

OLADE/SIELAC, http://sielac.olade.org/

_____ http://sielac.olade.org/Principal/login.aspx?ReturnUrl=%2fconsultas%2folap.aspx%3foc%3d30002%26or%3d30002%26ss%3d2%26v%3d1.

Argentina

Cammesa (2015), "Evolución prevista de la red de AT del SADI, Periodo 2015-2017", CAMMESA, Mayo.

_____(2016) "Anuario 2016".

_____http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Renovar%202%20Recepci%C3%B3n%20Ofertas%20base_23%20de%20Oct%20oct.pdf.

CIER (2015), "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".

CNEA (2017), "Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina", agosto.

Fundación AVINA (2015), "Escenarios Energéticos Argentina 2015-2035: resumen y conclusiones para un futuro energético sustentable", Fernández, Ramiro (1a ed.), Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Argentina.

https://www.cronista.com/economiapolitica/Renovar-2-el-Gobierno-recibio-ofertas-ocho-veces-superior-a-lo-licitado-20171020-0023.html.

MINEM (2015), "Informe Estadístico del Sector Eléctrico, 2015".

Ministerio de Ambiente de Chubut (2015), "Parque Eólico Gastre".

Minplan (2004), "Plan Energético Nacional 2004-2019", Ministerio de Planificación, 2015.

Rosso Alberto del & Andrés Ghia. (2016), "Análisis de inversiones en el sector Eléctrico nacional para el periodo 2016-2025".

Transener (2016), "Obras Plan Federal de Transmisión eléctrica", http://www.transener.com.ar/evolucion-expansion-transporte.php.

Estado Plurinacional de Bolivia

Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (AE), (año), "Anuario Estadístico de la gestión 2016".

Centrales (2016), "Red de transmisión", http://geo.gob.bo/geoserver/ows?service=wfs&version=2.0.0&request=GetCapabilities.

CIER (2015), "Síntesis informativa energética de los países de la CIER, información del sector energético en países de América del Sur, América Central y el Caribe".
Ministerio de Hidrocarburos y Energía (2014), "Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. La Paz", enero, Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025.

Brasil

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2016), "BIG acessado em Potência Fiscalizada"; cuatro de julio, Elaboração: EPE.
Centrales (2015), "Red de transmisión", gasoductos http://www.geoservicos.ibge.gov.br/geoserver/wfs
Ministerio de Minas (2015), "Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético, y Energía", Empresa de Investigación Energética, Plan Decenal de Expansión de Energía 2024, Brasília.
EPE (2016), "Fontes - Analise Integrada", SMA/DEA-PDE2024-RVG-1503.
Empresa de Pesquisa Energetica (2015), "Mapa Sistema Interligado Nacional 2015".
Mapas do SIN (2017), "Operador Nacional do Sistema Elétrico", http://apps05.ons.org.br/conheca_sistema/mapas_sin.aspx.
Plan Decenal de Expansión de Energía (ano), PDE 2024.
_____(2015) "Geração de energia elétrica del Programa Mensual de la Operación (PMO)", mayo, por el ONS.
ONS. PAR (2017-2019), "Plano de Ampliações e Reforços nas Instalações de Transmissão do SIN".
http://www.iadb.org/es/noticias/comunicados-de-prensa/2013-03-15/proyecto-del-arco-orte,10385.html.
Centrales (2016), "Líneas de transmisión existente y planificado", https://gisepe.epe.gov.br/WebMapEPE/ (acceso a tabla de atributos), http://www.visualizador.inde.gov.br/.

Colombia

MINEM (2013), "Memorias al Congreso de la República 2012-2013, Ministerio de Minas y Energía".
Red de transmisión actual y expansión http://arcgis.simec.gov.co:6080/arcgis/services/UPME_EN/UPME_EN_SIST_TRANSMISION_NACIONAL/MapServer/WFSServer.
UPME (2003-2008), "Boletín estadístico de Minas y Energía", Unidad de planeación minero-energética.
_____(2012-2016), "Boletín estadístico de Minas y Energía", Unidad de planeación minero- energética.
_____(2017), "Unidad de planeación minero-energética", Comunicado de prensa No. 002.
_____(2013), "Inventario documentado de represas en Colombia", IC-040-2013/1.
_____(2016), "Mapa del Sistema Interconectado Nacional (STN), (STR ACTUAL).
_____(2014), "Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2014-2028".
_____(2015), "Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2015-2029".
_____(2016), "Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2016-2030".
_____(2013), "Sistema de Transmisión Nacional Eléctrico Colombiano", Nuevas Obras y Plan de Convocatorias Oportunidades de Inversión, Diciembre.
_____(2015), "Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2015-2029".
_____(2017), "Nuevo Plan de Expansión Eléctrico mantiene el Impulso renovable", Comunicado de Prensa No: 002- 2017.

Chile

Centrales (2015), "Gasoductos, red de transmisión", http://sig.minenergia.cl/geoserver/ows?version=2.0.0&.
Comisión Nacional de Energía (2016), "Anuario Estadístico de Energía 2016".
_____(2016), "Programa de Obras de Generación y Transmisión del Sistema Interconectado Central y del Sistema Interconectado del Norte Grande", Informe Técnico Anual, Agosto.
Comisión Nacional de Energía. Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (2017), "Dirección de Planificación y Desarrollo, Coordinador eléctrico Nacional, Dirección de Planificación y Desarrollo", Enero, Propuesta de Expansión de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional.

Ecuador

Agencia de Regulación y Control de Electricidad, (2016), "Atlas del Sector Eléctrico Ecuatoriano".
_____(2016), "Mapa De Centrales De Generación Eléctrica Con Fuentes De Energía Renovable", Potencia Mayor A 10 *MW*, Marzo.
CENACE (2016), "Energía responsable, por el país, por su gente y por la vida. 2016 – 2017", Octubre.
Centrales (2016), "Incluyendo proyectos y red de transmisión".

CONELEC (2008), "Mapa del Sistema Nacional de Generación y Transmisión", http://geoportal.conelec .gob.ec/visor/index1.html.
_____(2011) "Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano", Folleto Resumen.

Paraguay
ANDE (2016), "Plan Maestro de Generación Periodo: 2016-2025", Agosto.

Perú
COES-SINAC (2016), "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026", COES/DP-01-2016, Octubre.
MINEM (2015), "Dirección General de Electricidad, Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995-2015", (con cifras preliminares 2015).
OSINERG MINEM (2017), "División de Supervisión de Electricidad, Supervisión de Contratos de Proyectos, de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica En Operación. http://www.osinergmin. gob.pe/newweb/uploads/Publico/MapaSEIN/.

_____(2017), "Mapa interactivo del sistema eléctrico", http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads /Publico/MapaSEIN/.
COES (2017), "Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del Sein".
_____(2017), "Periodo 2019 – 2028", Informe COES/DP-01-2017, COES-SINAC, Febrero.
_____(2016), "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026", COES/DP-01-2016, COES-SINAC, Octubre.
OSINERGMIN (2017), "Supervisión de Contratos de Centrales de Generación y Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica en Operación", Julio.
_____(2016), "Informe técnico_ 059_2016_mem_dge_depe", Diciembre.
_____(2016), "La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país", Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
_____(2014), "Generación eléctrica a ingresar al sein", periodo: 2013-2020, Marzo.
_____(2017), "Proyectos-Relevantes de generación y transmisión eléctrica en Construcción", Agosto.
_____(2015), "Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a Diciembre", COES-SINAC.
_____(2016), "Mapa del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional a Diciembre", COES-SINAC.
_____(2017), "Contratos de concesiones y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción", Julio.

Uruguay
ADME (2016), "Informe Anual 2016".
Gasoductos (2017) "Red de transmisión", Centrales, Regasificadores, https://app.box.com/s/whts65zwm 2h5c3ltonlr/folder/818525036.
http://www.dne.gub.uy/-/series-estadisticas-de-energia-electrica-
https://app.box.com/s/whts65zwm2h5c3ltonlr/folder/818525036
MIEM (2016), "Mapas energéticos", Octubre.
UTE (2011), "Mapa del sistema interconectado Uruguayo", Red prevista años 2013 y 2017.
UTE (2017), "Mapa de la red prevista 2023".

República Bolivariana de Venezuela
CAF (2013), "Hacia una nueva Agenda Energética, Estudio de la oferta y demanda de energía, 2013".
MPPEE (2014), "Anuario Estadístico Sector Eléctrico Venezolano". Cifras 2013.
Ministerio de Energía y Minas (2013), "Mapa de nuevas plantas eléctricas factibles a corto y mediano plazo," Mapa del sistema eléctrico nacional.
Corpoelec, (2012), "Visión del sistema eléctrico nacional a mediano y largo plazo", marzo.

Con el fin de apoyar a los países de la región en el logro del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 (ODS 7) para 2030, la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) desarrolló el proyecto "Observatorio Regional sobre Energías Sostenibles para América Latina y el Caribe (ROSE)", que tiene por objeto cooperar con los países de la región en el diseño de políticas basado en evidencias y en el seguimiento de las acciones destinadas a alcanzar el ODS 7.

Para que la región sea capaz de cumplir el ODS 7 al año 2030, es necesario contar con una infraestructura eléctrica flexible, robusta y confiable que pueda garantizar un mayor despliegue de las energías renovables, junto con apoyar el logro de la integración eléctrica regional.

Al objeto de conocer la situación y las perspectivas del sector eléctrico de América del Sur, así como las posibilidades de integración, se han relevado los equipamientos existentes y futuros relativos a centrales de generación, líneas de transmisión e interconexión internacional. Se elaboraron mapas regionales y nacionales que permitieron conocer la distribución geográfica actual y futura de la infraestructura principal.

El análisis indicó que en América del Sur la infraestructura que hoy existe y la estimada para el futuro son extensas y que, dadas las características regionales, se podría lograr una integración eléctrica superior a la que hoy se observa y a la que se preveía.

CEPAL
Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL)
Economic Commission for Latin America and the Caribbean (ECLAC)
www.cepal.org