

Argentina, desafíos para la meta: "año 2025: nueva oferta de generación eléctrica/escenario eficiente"

Argentina ha iniciado una etapa de transición energética, donde los escenarios de generación eléctrica –en cuanto a la incorporación de potencia bajo modelo eficiente– ya presentan importantes desafíos y condiciones de borde, evaluados con datos presentes, de fin de 2017. El trabajo pretende identificar el estado de situación y la secuencia de inversiones críticas, a fin de llegar a la meta visualizando limitativos y dificultades dentro del abordaje integral de la problemática en juego (infraestructura provincial y nacional, compromisos por cambio climático, financiación, aporte de renovables

Introducción

Frente a la dinámica de un sector energético en proceso de recomposición regulatoria, económica e institucional, es auspicioso ver algunas señales claras en relación a la planificación energética y su correlación con información de base, elementos fundamentales para la construcción de una visión compartida de la sociedad argentina con vistas a construir un futuro energético sostenible.

El documento "Escenarios Energéticos 2025 del MinEM" [1], plantea un escenario eficiente en lo relacionado a la generación de energía eléctrica, con una energía de 168 TWh para el año 2025,

Agustín Jorge Bacigalupo
Ingeniero electrónico (UBA) especializado en infraestructura electroenergética, ha desarrollado su carrera en industrias privadas productoras de equipamiento eléctrico y electrónico, ocupando posiciones de Staff y Dirección tanto en el país como en el exterior. Actualmente se desempeña como consultor independiente en temas de eficiencia energética, mejora de procesos y política industrial.
www.ono-industrial.com

lo que implica el agregado por oferta de unos 17,2 GW de potencia –modelado con PBI creciendo 2,9% a.a. entre puntas (10 años)– y población total de 47,5 millones de habitantes hacia el final del período. Este sendero a transitar deberá ir cumpliendo los hitos establecidos por la ley N° 27.191 [2] en relación a la participación de renovables y no estará exento de importantes desafíos y metas bajo la mirada de todas las aristas con que se lo considere: ejecución, financiación, viabilidad.

A continuación se abordan distintos aspectos relacionados con esta secuencia de inversiones, individualizando dificultades, limitativos y oportunidades para llegar a la meta planteada exitosamente y poder así visualizar las primeras muestras de la normalización tan esperada.

Punto de arranque: escenario eficiente, ¿es alcanzable lo planteado?

La premisa de ahorro por eficiencia energética en el sector eléctrico es de 15% frente al modelo tendencial, aspecto que sin duda identifica y promueve ahorro dentro de un universo donde definitivamente hay espacio para ello (máxime que a la fecha no ha caído por completo el peso de la recomposición tarifaria en varias áreas de concesión, especialmente para el sector

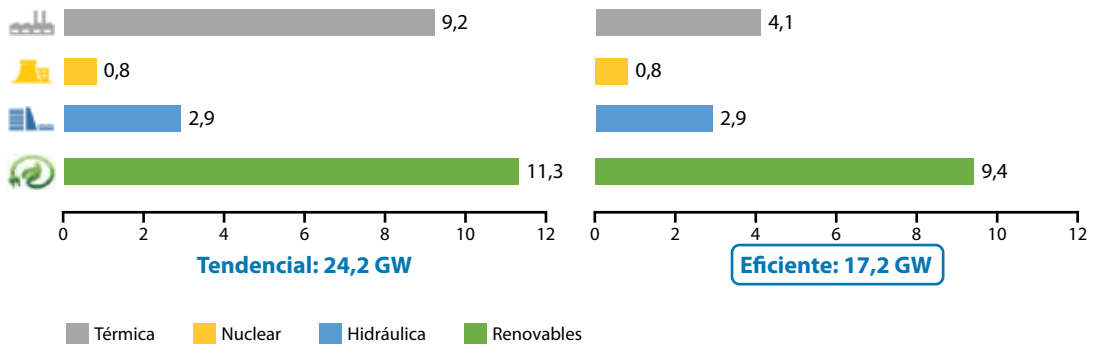
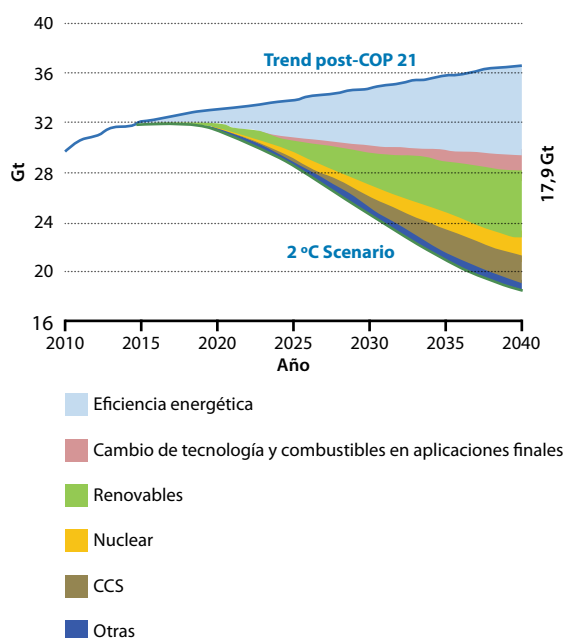


Figura 1. Nueva potencia a incorporarse (año 2025)

residencial y comercial). Este objetivo junto con la incorporación de renovables a la matriz de generación, está correctamente alineado con las mayores obligaciones asumidas en relación al COP21, y se enfoca a algunas oportunidades concretas de ahorro (sustitución de lámparas en el sector residencial, recambio de alumbrado público, eficiencia en motores y electrodomésticos, política de etiquetado, cogeneración, diagnósticos y sistemas de gestión de la energía). Dicho lo anterior, sería de relevancia para darle robustez al plan de ahorro asociado a energética, en lo inmediato:

- ▶ Traducir el plan [estrategia de base] en una secuencia de plataformas (conjuntos de medidas por tecnología) segregadas por cantidad, tipo, zona geográfica, responsable de implementación y comprobación efectiva de los efectos esperados. Es decir: generar una línea de base Nacional con compromisos Provinciales y Municipales, y disponer por ende una serie de indicadores de desempeño (KPI) de modo de poder transformar esta ambición en un proyecto ejecutivo implementable, medible y auditable. Así se podrán vislumbrar desvíos en forma temprana y corregir acciones de modo de llegar exitosamente a la meta en 2025 (15% de ahorro). Asimismo, es imperativo retomar campañas amplias de diagnósticos energéticos para vastos segmentos comerciales e industriales [similar a los escasos realizados por financiación BM con aportes no reembolsables, tema que se discontinuó a partir de 2016] y multiplicar instrumentos varios de apoyo disponibles como el FAEE [3] que tan buena aceptación ya comenzaron a recibir.
- ▶ Iniciar planes específicos para mejorar sustancialmente la eficiencia energética en las redes de distribución eléctrica. Las pérdidas totales (energía comprada - energía vendida x distribuidora) llevan un crecimiento importante con relación a los años previos a la gran crisis económica (2001). Además de ello, la compañía distribuidora no puede recuperar



Fuente: International Energy Agency, 2015

Figura 2. Emisiones mundiales gases de efecto invernadero (Gt. Eq CO₂)

de los clientes el costo de electricidad comprada por encima del factor de pérdida fijado en 10% (en promedio) en los términos de la concesión. A modo de ejemplo, la misma empresa *Edenor* reconoce que las pérdidas técnicas [4] son del 7% en países con redes equivalentes a su área de concesión. Es decir que no solamente puertas adentro de la industria/comercio/residencia debe enfocarse el abordaje de la eficiencia, sino que ya es oportuno poner en números cuánta energía se está quemando en las redes de transporte y distribución.

La nueva potencia a ingresar al sistema.

Es importante resaltar la relevancia que tiene la nueva oferta de potencia –por tipo de fuente– dado que el punto de partida (2016, para tomar solo a modo de ejemplo) es clara situación de un punto de arranque donde no se debe retornar, en lo que se refiere a incorporación de potencia: adición de máquinas térmicas alimentadas con

combustibles líquidos, que dado que debe ser una alternativa extrema para compensar requisitos estacionales y/o geográficos, se convirtió en una modalidad de contratación de potencia firme (la emergencia se volvió permanente), con los impactos medioambientales y económicos negativos derivados de la logística, almacenamiento y costo de los combustibles empleados [6]. Será de importancia, a efectos del cumplimiento de las metas, observar entre otros factores:

- ▶ **Hidráulica.** No se han construido en Argentina grandes obras hidráulicas nuevas en los últimos 25 años, es por ello que la Argentina que tuviera una composición de la oferta de energía hidroeléctrica superior al 50% de la demanda hacia fines del siglo pasado, hoy escasamente llega a un promedio inferior al 30%, siendo la elevación de la cota de embalse de Yaciretá el aporte hidroeléctrico más importante durante la última década y única obra reciente realizada como inversión estatal directa. Aquí el tema medular a considerar son los tiempos involucrados y el estado de avance de los proyectos [5], destacando especialmente que: Chihuido I recién estaría encaminando su financiación con China para el consorcio *Yellow River Engineering* (China) + *Helpert* (Eurnekian) luego del retiro de la posible financiación rusa durante 2.016. Las represas sobre el río Santa Cruz están demoradas en su ejecución (reclamo ambientalista) y, mientras el gobierno nacional da

por sentada la reactivación de la obra en lo inmediato, la Asociación de Abogados Ambientalistas apeló la decisión del juez y la Fundación Banco de Bosques pretende que la Corte haga un *per saltum* para evitar que el levantamiento de las cautelares quede firme. Resumiendo, el punto central es el exiguo margen (cronogramas a fechas de operación vista) existente y la compleja situación requerida desde el punto de vista financiero para estas obras, sabiendo que típicamente son emprendimientos que ocupan varios años (más de cinco) de ejecución. También relevante en relación a la potencia hidráulica a incorporar, es la complementariedad necesaria que tendrá con las renovables (hidráulica es contrapeso y respaldo para gestionar las intermitencias de la eólica).

- ▶ **Nuclear.** Aquí la potencia a incorporarse (800 MW) corresponde a Atucha III (uranio natural, tipo CANDU) donde nuevamente el cronograma y su disparador (el acuerdo con China por la financiación de esta más la quinta central nuclear no se ha cerrado a la fecha). Autoridades de la subsecretaría de Energía Nuclear del MinEM manifestaron que el inicio de la construcción podría pasar a 2019, siendo el problema principal que todavía no se firmaron los contratos con China (sería un paquete por dos centrales) y una vez que la letra chica esté definida, se deberá plasmar en el diseño del proyecto técnico, tarea que en este tipo de centrales suele demandar unos 18 meses

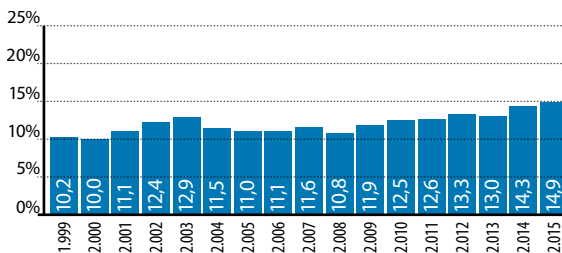


Figura 3. Edenor/Pérdidas de energía en red (totales) [%]

Provincia	Río	Central	Potencia instalada (MW)
Santa Cruz	Santa Cruz	Néstor Kirchner	950
Santa Cruz	Santa Cruz	Jorge Cepenic	360
Neuquén	Neuquén	Chihuido I	637
Corrientes	Paraná	Ampliación de Yaciretá	465
Corrientes	Paraná	Aña Cuá	272
Mendoza	Grande	Portezuelo del viento	210
Total			2.984

Figura 4. 2025/Composición de los 2,9 GW (hidráulica) [5]

de trabajo. La misma autoridad informó a inicios de este año un período de 7 años esperable para esta obra.

- ▶ **Térmica.** Esta generación es, lamentablemente, la única herramienta que ha puesto en marcha el país para aportar mayor oferta y, de este modo, mediante sendas resoluciones de la Secretaría de Energía [6] [7], se han ido adjudicando ofertas, que juntamente con el último llamado a interesados para presentar ofertas por “cogeneración o cierre de ciclos combinados”, fueron adjudicadas por potencias superiores a los 3 GW, siempre bajo un horizonte de urgencia (cronogramas de puesta en marcha estrechos) atento que a la fecha (fin de 2017) es prácticamente la única tecnología disponible para incorporar nueva potencia en muy cortos plazos. Un capítulo aparte merecería ocupar a la Central de Río Turbio (VCRT, hoy sumida en un agujero negro de incertidumbre relacionada con su oscuro pasado y su dudoso futuro): el nuevo perfil que la administración actual le querría dar a YCRT tiene que ver con la puesta en funcionamiento de la mina (insumo fundamental de la usina de la central termoeléctrica); distintos despachos oficiales aun no han dicho si la empresa YCRT se separará en dos unidades: la central de generación termoeléctrica por un lado y unidad de producción de carbón por otro.
- ▶ **Renovables.** A la fecha (datos CAMMESA) el país cuenta con 720 MW instalados de renovables [8], de los cuales 496 son pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (menos de 50 MW) con lo que solamente el 2% de la potencia instalada (36,3 GW) corresponde a EERR y de más está decir que la cifra de participación prevista en la ley [2] muy difícilmente se pueda cumplir para 2018. No obstante ello, las rondas de licitaciones de RenovAR [1, 1.5 y 2] ya muestran resultados esperanzadores bajo al análisis de aceptación por parte de los *stakeholders* y de la indiscutible curva de aprendizaje-mejora-afianzamiento que han demostrado tanto las instituciones

gubernamentales como los diferentes actores del mercado (organismos de crédito, inversores, industria, EPC, desarrolladores, etc.).

El sistema de transporte en alta tensión ¿Cómo y dónde transportamos?

Todo la inyección posible de ser absorbida al sistema interconectado fue licitada por las rondas de RenovAR, por cuanto se puede concluir que los nodos de acceso al sistema han quedado a tope desde el punto de viabilidad de ingreso de nueva potencia.

Así la situación, se impone la construcción de nuevos corredores centrales de alta capacidad. En el corto plazo: [Rodeo-Rioja, Malvinas-San Francisco-Santo Tomé, Río Diamante-Charlone-Plomer, Puerto Madryn-Choele Choel-Bahía Blanca, Viborata-Plomer], implica aproximadamente 2.900 km de líneas (5.300 MVA en capacidad de transformación, aproximadamente) más todas las obras conexas a nivel estación transformadora y alta tensión transporte provincial de modo de poder acoplar hacia el año 2022 unos 5.000 MVA de renovables. Adicionalmente a ello,

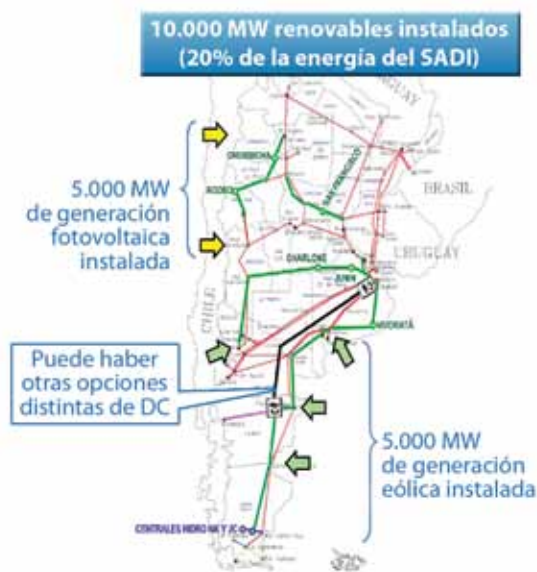


Figura 5. Ampliación del sistema de transporte en alta y extra alta tensión

y con vistas al ingreso de la potencia proveniente de las hidráulicas del Río Santa Cruz más las nuevas potencias de EERR a instalar en el corredor sur y norte patagónico, se deberá construir una nueva línea de EAT que muy probablemente sea en corriente continua (800 kV) y transportaría otros 7.000 MVA. Su traza no está definida: iría por el Litoral este (probable) u oeste de la Patagonia.

Conclusiones

- ▶ Vista la situación con datos de cierre casi finales de 2017, resulta muy difícil imaginar un buen nivel de cumplimiento [1] con la meta de 17,2 GW operativos en 2025.
- ▶ Muy buenos son los resultados globales de la política encarada con las EERR, aunque se disparan algunas advertencias en relación al camino de ejecución: es menester activar la firma de los contratos PPA, priorizar la pronta ejecución de las obras y desincentivar posibles mercados secundarios de proyectos (un porcentaje de los oferentes no alcanzaría a firmar –o revender– su contrato) con lo que estarían ocupando recursos y acceso a la red en detrimento de otros proyectos.
- ▶ Está trazada la hoja de ruta que debe afianzar la red de transporte eléctrico en alta tensión, pero no se visualiza claramente el formato (en especial el fondeo) que tendrá tamaño expansión. Tener presente que durante el período 2006-2015 se llevó a cabo una ampliación de la red de 500 kV semejante en magnitud a la que se requiere, con el agravante que el Estado Nacional no estará (en principio) siendo el principal inversor y garante en esta ocasión. Adicionalmente, no menospreciar el tiempo de ejecución de este tipo de obras (atravesan literalmente el territorio nacional con infinidad de servidumbres de paso y numerosas estaciones transformadoras de complejidad). El caso de una línea de 800 kV en continua y su ingeniería, sería una novedad tecnológica para Argentina.
- ▶ Tanto para las hidroeléctricas como para la cuarta central nuclear, valen las dudas relacionadas al plazo de ejecución, ya que, para

este tipo de obras, el año 2025 está a la vuelta de la esquina. Aquí no hay margen de maniobra porque ambas tecnologías son necesarias para disponer una matriz mejor balanceada y con menos fuentes de generación carbonosas.

- ▶ La recomposición de precios y tarifas debe transitar firmemente los senderos de alza hasta reflejar costos asociados con la producción, dado que indirectamente actuarán como fuerza impulsora de emisiones de GEL. ■

Referencias y notas aclaratorias:

- [1] Escenarios Energéticos 2025, MinEM, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico / Marzo 2017.
- [2] La Ley 27.191 establece un cronograma de metas obligatorias a cumplir con generación proveniente de fuentes renovables (8% en 2017; 16% en 2021 y 20% en 2025).
- [3] El Fondo Argentino de Eficiencia Energética (FAEE) es una línea de créditos de mediano y largo plazo, para PyMEs que presenten proyectos de inversión en eficiencia energética.
- [4] Las pérdidas de energía pueden ser clasificadas en pérdidas técnicas y no técnicas. Las primeras se relacionan con la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red como consecuencia del calentamiento natural de los transformadores y conductores. Las pérdidas técnicas constituyen un factor nominal para las distribuidoras de energía y no pueden ser eliminadas por completo, aunque sí es posible reducirlas mediante mejoras en la red (revirtiendo obsolescencia/ineficiencia por desbalances/fugas por múltiples reparaciones/etc.). Las pérdidas no-técnicas están asociadas a la energía que por fraude, error y/o descompensación administrativa, no se convierte en energía vendida.
- [5] Panorama Hidroenergético Nacional, Ing. Silvio Marcolini.
- [6] Resolución No. 21/2016 MinEM / Secretaría de Energía Eléctrica, por la contratación de energía térmica.
- [7] Resolución No. 155/2016 MinEM / Secretaría de Energía Eléctrica.
- [8] CAMMESA: Informe Mensual, Septiembre 2017, Principales Variables del Mes.
- [9] CAMMESA: Plan de ampliación de la Red de transporte en Extra Alta Tensión (AIREC- Oct. 2017).