

Análisis comparativo de alternativas de incorporación de generación al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para afrontar las futuras demandas energéticas del país.

Análisis sobre la provincia de Santiago del Estero

Comparative analysis of alternatives for incorporating generation into the Argentine Interconnection System (SADI) to meet the country's future energy demands. Analysis of the province of Santiago del Estero.

Presentación: 23/10/2025

Luis Antonio Pappalardo

Universidad Nacional De Santiago Del Estero – Facultad de Ciencias Exactas y Tecnologías – Instituto de Tecnologías Aplicadas – Argentina.

Apappalardo63@yahoo.com.ar

Resumen

La situación energética actual de la Argentina es compleja. Llegamos en febrero del 2025 a una demanda pico de 30257 MW, del cual, una parte importante corresponde a Importación de países vecinos. Hay además un déficit importante del sistema de transporte que, impide la incorporación de energías renovables en grandes centrales. El crecimiento de la demanda es significativo, con la incorporación de grandes empresas mineras en la Puna, que requieren grandes demandas. Este es un problema que viene de hace años, con una importante desinversión del sistema, lleva a encontrarnos con altas posibilidades de cortes de energía en el próximo verano. Se conocen las soluciones técnicas a este problema, pero, los tiempos que demandaría regularizar esta situación son de varios años. El análisis de este trabajo pretende mostrar alternativas de solución y mostrar las más rápidas y económicas de implementar de manera de minimizar los problemas a futuro, la cual lleva a utilizar energías renovables y equipamiento acorde con la Transición Energética.

Palabras clave: energías Renovables, transición energética, generación distribuida

Abstract

Argentina's current energy situation is complex. We will reach a peak demand of 30,257 MW in February 2025, a significant portion of which will be imported from neighboring countries. There is also a significant deficit in the transmission system, which prevents the incorporation of renewable energy in large power plants. Demand growth is significant, with the incorporation of large mining companies in the Puna region, which require large demands. This is a problem that has been going on for years, with significant disinvestment in the system, leading to a high possibility of power outages next summer. Technical solutions to this problem are known, but the time

it would take to rectify this situation is several years. The analysis in this paper aims to show alternative solutions and demonstrate the quickest and most economical solutions to implement in order to minimize future problems. This requires the use of renewable energy and equipment in line with the Energy Transition.

Keywords: Renewable energies, energy transition, distributed generation

Introducción

De los últimos 4500 años de historia escrita, solo en los últimos 120 años se comenzó a utilizar la energía eléctrica como fuente de iluminación y para accionamiento de máquinas y motores. Este uso de energía eléctrica cada vez es más intensivo, volviéndonos cada vez más dependientes de esta energía. Esta situación lleva a que permanentemente con el crecimiento de la población mundial, se produzca un incremento de la demanda de energía, debiendo construir nuevas centrales eléctricas e incrementar la líneas de transporte y distribución para poder afrontar esta demanda con una óptima calidad de servicio, brindando seguridad en el suministro. Por lo tanto, es fundamental una buena planificación y proyección de las demandas futuras esperadas, basándonos en los registros históricos.

Con los problemas del cambio climático y la aparición del concepto de Transición Energética, se deben que realizar propuestas de incremento de generación a través del uso de energías renovables, que no solo cubran el crecimiento, sino también comience a reemplazar los generadores con matriz de energía no renovable.

El problema es que el crecimiento vegetativo, sumado al uso intensivo de energía eléctrica, hace que las tasas de crecimiento que se registren estén muy por arriba de los valores promedios normales (de un 3%).

En el caso de la Provincia de Santiago del Estero, se produce un efecto fuera de lo común para gran parte de las provincias de la Argentina, ya que las altas temperaturas que se registran, hacen imprescindible la utilización de equipos de acondicionamiento de aire, los cuales de por sí solo tienen un consumo importante, no representando un equipo de lujo. En los últimos años, debido a los incrementos de temperatura en periodos estivales, comenzó a impactar también en las demandas de otras provincias, visibilizándose también en los perfiles de demanda del SADI (Sistema Argentino de Interconexión). Estos equipos tienen la particularidad que, para valores por encima de 37°C comienzan a tener una simultaneidad muy próxima a la unidad, ya que no pueden alcanzar la temperatura de confort de 24°C y funcionan permanentemente. Normalmente esta situación de altas temperaturas se da con un mayor nivel de aislamiento, motivo por el que tendríamos casi simultáneamente los mayores valores de Generación Fotovoltaica coincidente con los picos de demanda.

Por otra parte, el crecimiento anual de la demanda, al estar por encima de los valores normales, hace que deba planificarse las obras de infraestructura con suficiente tiempo para poder cubrir las necesidades de futuras demanda y no presentar contingencias y/o restricciones (cortes de energía) al no tener a tiempo estas obras. Esta situación se está viviendo actualmente en el país, tal como lo manifiestan distintos informes periodísticos. Por ejemplo existen numerosos informes oficiales en los cuales se advierte que habrá apagones masivos en el verano, ya que Cammesa alertó que la generación hidráulica, renovable y nuclear, más las importaciones, no alcanzará para abastecer la demanda ante las olas de calor. De la experiencia se puede decir que desde que se decide qué obra realizar (líneas y EETT de 132 kV), hasta que la obra entra en servicio, hay un lapso de unos 3 años como mínimo.

Por ello, ante la aparición de nuevas tecnologías de generación renovable, con costos que vienen reduciendo y, la necesidad de llevar adelante la agenda de transición energética 2030, es que se plantean una serie de alternativa para poder cubrir las futuras demandas que se esperan hasta el año 2030 en la Provincia, analizándose conceptos de costos, beneficios y tiempos de implementación.

SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA ARGENTINO INTERCONECTADO (SADI)

La situación del SADI es la siguiente.

- Se encuentra en un estado de saturación, al límite de su capacidad.
- La falta de planificación a mediano y largo plazo limita la incorporación de energías renovables.
- Necesidad de Importación de Energía de otros países.
- Necesidad de Obras importantes con un Plan Nacional de Ampliación del sistema de Transporte.

Los artículos periodísticos actuales referidos a la situación energética, muestran el estado de situación del SADI, habiéndose registrado picos históricos de demanda en este año, los cuales muestran una antesala para el próximo verano, advirtiendo cortes y colapsos de energía eléctrica para los días de elevadas demandas estivales. Hay intereses en la instalación de mayor potencia de generación de energías renovables, pero, el sistema no tiene la capacidad para poder incluirlos, hasta tanto no se realicen las obras necesarias que permitan dar acceso a este tipo de generación.

Se está gestionando un Plan Nacional de Obras de Ampliación del transporte eléctrico, pero, hasta tanto se concrete (se realicen las obras necesarias y entren en servicio), habrá riesgos de colapsos en el sistema Eléctrico. Por otra parte, este Plan Nacional prevé obras fundamentalmente para el sistema minero del Noroeste Argentino (NOA) y de generación Fotovoltaica sobre la cordillera, para el sistema Patagónico y fundamentalmente para alimentación del Área Metropolitana Buenos Aires (AMBA), que es el principal nodo de consumo eléctrico.

Para la Santiago del Estero, no están previstas obras para cubrir el crecimiento de la demanda, ni para permitir instalación de generación con energías renovables, motivo por el que el presente documento tiene por finalidad plantear alternativas para cubrir el crecimiento con alternativas que sean viables económicamente, de rápida implementación y que se orienten a la transición energética

DATOS HISTÓRICOS

Observando los datos históricos de crecimiento de demanda y energía en la Argentina y en Santiago del Estero, se realizó una estimación del posible escenario de crecimiento a futuro que podríamos esperar. Se tomaron para los análisis de los crecimientos las demandas máximas en vez de la energía, ya que la esta demanda es la que nos indica a cuanto estará sometido el sistema eléctrico y cuáles serían las restricciones y limitaciones. De los datos de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) podemos ver como fue el crecimiento en los últimos años, teniendo desde el 2005 al 2023 una tasa de crecimiento del 3,1% (Gráfico 1), esperando que los futuro picos de demanda sean superando.

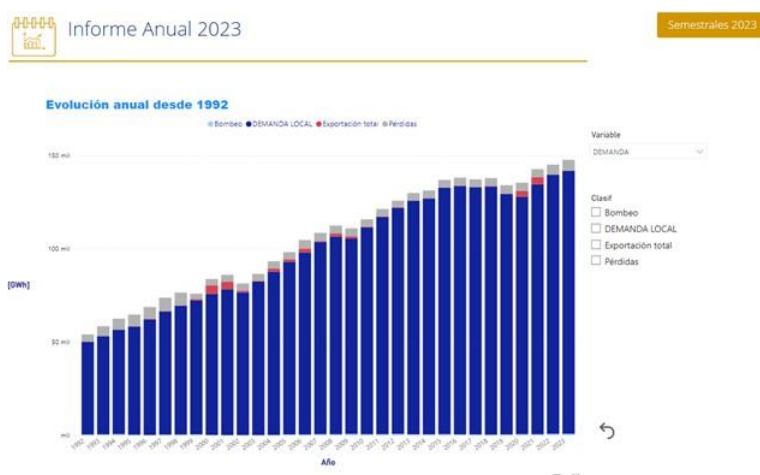


Gráfico 1- Perfil de demandas del SADI

SISTEMA ELECTRICO DE LA PROVINCIA

El sistema eléctrico de Santiago del Estero creció exponencialmente en los últimos años. Gracias al apoyo del gobierno de la provincia desde el año 2003, se realizaron obras de infraestructura eléctrica al sistema de Transporte de energía eléctrica por distribución troncal del noroeste argentino (TRANSNOA - 132 kV) y, al sistema de Distribución de la Empresa Distribuidora de Electricidad de Santiago del Estero (EDESE SA). Estas obras permitieron cubrir las demandas insatisfechas históricas y permitir el crecimiento social y económico de la Provincia. Los siguientes Gráficos muestran como fue el crecimiento de la demanda y la cronología de las obras realizadas.

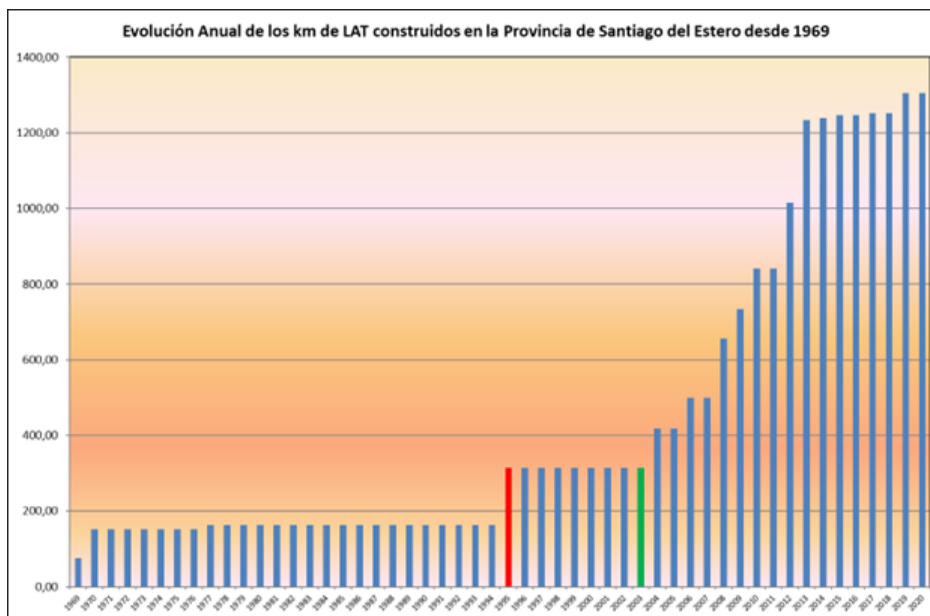


Gráfico 2 – Evolución de km de LAT

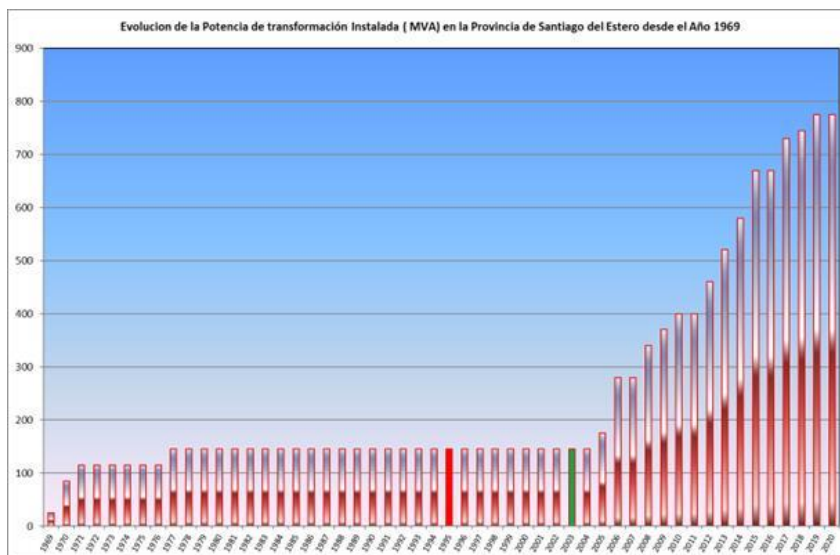


Gráfico 3 – Evolución de la Potencia de Transformación de EETT de 132 kV

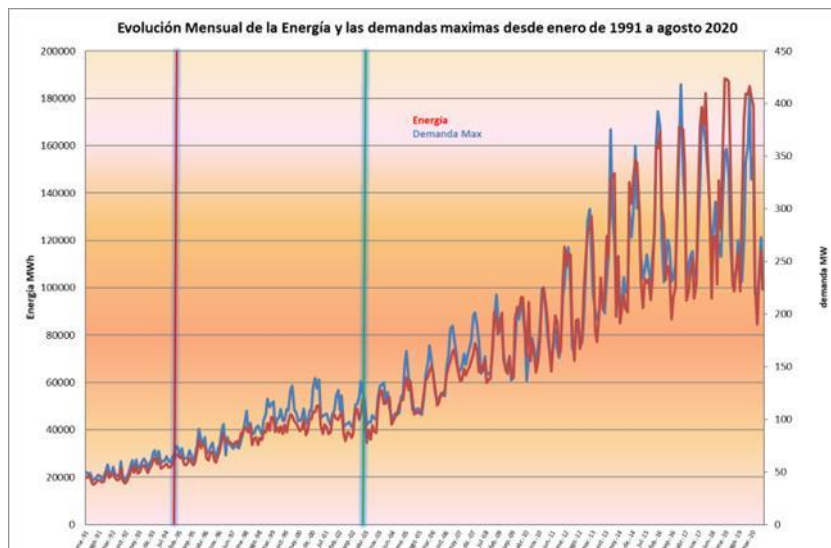


Gráfico 4 – Evolución de Demandas y energías mensuales

La demanda máxima en toda la provincia en lo que va del 2025 hasta la Fecha fue de 571 MW (Se espera para diciembre llegar a los 600 MW en toda la provincia).

En el área capital (ciudad Capital y La Banda, que llevan casi el 60% de la demanda total de la provincia), se espera llegar a diciembre del 2025 a una demanda del 390 MW (Un 100% de la potencia de transformación de ET SANTIAGO 500 kV – 450 MVA). De acuerdo a los datos de demandas máximas extraídos de informes mensuales de Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (ADEERA), para la provincia de Santiago del Estero se calcula que, en un periodo de 10 años, la tasa de crecimiento promedio anual para la demanda máxima total fue de un 5,1%, mientras que para el área capital de un 4,2%, teniendo en algunos periodos tasas de crecimiento mucho mayores a este valor.

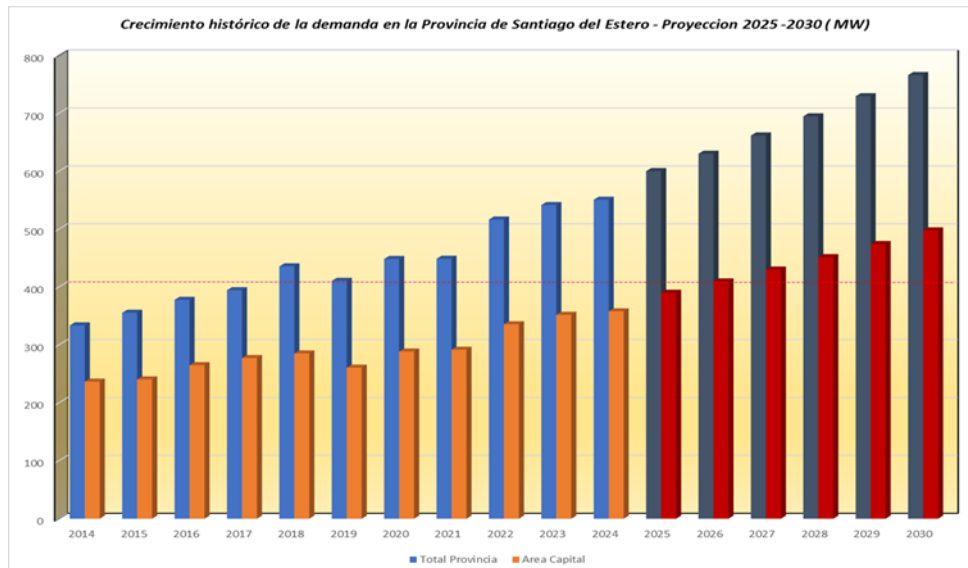


Gráfico 5 – Proyección de la demanda Futura (al 2030)

Para el Año 2030, estimando una tasa de crecimiento anual del 5% se espera llegar a un pico de demanda de:

- En la provincia: **766 MW** (215 MW más respecto a pico del 2024)
- En el área capital: **498 MW** (140 MW más respecto a pico del 2024)

Hay que tener en cuenta que en una situación de operación normal del sistema “N”, con todas las líneas de alta tensión (LAT 132 kV) y las estaciones transformadoras de 132/33/13,2 kV (EETT) en servicio. Si analizamos una situación “N-1” perdida de una LAT o de un transformador de una ET, la situación es más complicada y puede llevar a cortes y colapsos de energía. Como se indicó ut-supra, No están previstas Obras Importantes del SADI en Santiago del Estero en la planificación nacional, debiendo considerar además que cualquier obra de transporte en 132 kV demora como mínimo 3 Años desde la decisión de ejecutarla hasta la puesta en servicio.

Hay que considerar que los transformadores de potencia que se comercializa se solicitan en MVA (máxima potencia posible de entregar en condiciones restringidas), debiendo considerarse el factor de potencia de trabajo, así como también las condiciones de temperatura de trabajo y la temperatura ambiente, la cual, al ser elevada en el periodo estival en la provincia, obliga a trabajar muy por debajo de la potencia nominal, no permitiendo sobrecargas. Por ello, no se puede instalar la potencia justa, ya que se debe considerar además las contingencias (situaciones N-1; pérdidas de transformadores o de líneas). Por ello a esa potencia que se estima llegar a registrar, hay que incrementarla en un 100%, ya que debe quedar un margen por los ajustes de temperatura, factor de potencia de la carga y contingencias.

RESUMIENDO:

- El crecimiento de la demanda, exige tener una planificación que prevea las obras necesarias en tiempo y forma para cubrir las demandas del servicio
- Para el 2030 se necesitará cubrir una demanda de 215 MW
 - Este crecimiento, produce también mayores flujos de potencia que circulan por la red y que implican mayores pérdidas técnicas.
 - Estas mayores demandas obligan a construir nuevas líneas 132 kV, 33 kV y 13,2 kV así como estaciones transformadoras 132/33/13,2 kV y/o instalar generación eléctrica dentro de la provincia.
- Para poder cubrir esta demanda habrá que realizar obras e inversiones que permitan aportar esa energía.

Vale decir que para poder afrontar esta futura demanda en el 2030 se deberían construir una 7 (siete) ET 132/33/13,2 kV de 60 MVA cada una, 3 (tres) de las cuales deberán estar situadas en el área capital, aparte de líneas y cables subterráneos de 132 kV para la interconexión de ET y salidas de 33 y 13,2 kV.

Si consideramos que la ET de 500 kV SANTIAGO, actualmente se encuentra trabajando al 80% de su capacidad de Transformación (450 MVA) en los momentos de demanda máxima, es URGENTE la necesidad de contar con otra ET de 500 kV para poder afrontar el futuro crecimiento y posibles contingencias (situación N-1) como sería la salida de servicio de los transformadores de la ET SANTIAGO 500 kV, que llevarían a un colapso con cortes de energía en gran parte del área capital.

Desarrollo

El desarrollo de este análisis contempla las distintas alternativas posibles de incorporación de instalación de equipos y generación para poder afrontar la demanda esperada para el año 2030, evaluando ventajas, desventajas, costos y tiempos de implementación. Esto lleva, como se comentó, a tener que planificar con bastante anticipación el crecimiento del sistema eléctrico para poder contar con las obras en tiempo y forma.

Las alternativas de soluciones propuestas a futuro son las siguientes:

1. INSTALACIÓN DE EETT DE 132KV Y LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN
2. INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS DIESEL.

3. INSTALACIÓN DE GRANDES PARQUES SOLARES FOTOVOLTAICOS DE MAS DE 100 MW
4. INSTALACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA (MÓDULOS DE 5 MW).
5. IMPLEMENTACIÓN DE LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.
6. INSTALACIÓN DE SISTEMA DE BATERÍAS EN EETT PARA CUBRIMIENTO DE DEMANDAS NOCTURNAS.

A continuación, se detalla cada una de las alternativas

1. INSTALACIÓN DE EETT DE 132KV Y LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

Como se indicó anteriormente, desde la decisión de la ejecución de la obra hasta que entra en servicio, se demora por lo menos 3 años en obras de 132 kV y alrededor de 4,5 años para obras de 500 kV. Esta alternativa permitirá absorber esta demanda futura, continuando con la construcción de LLAATT de 132 kV y EETT 132/33/13,2 kV, debiendo tener en cuenta los tiempos de ejecución.

Como se indicó ut- supra un horizonte hasta el 2030, la demanda máxima esperada sería de unos 766 MW para toda la provincia y de alrededor de 498 MW para el área Capital, vale decir, deberán estar construidas unas 7 (Siete) ET de 132 kV de 60 MVA, 3 (Tres) de las cuales estarían en el Área capital. (180 MVA) y 4 en el Interior (240 MVA). Además, se deberán construir unos 180 km de LAT de 132 kV (principalmente para cerrar líneas radiales y obras menores de interconexión.

El costo de una EETT de 132/33/13,2 kV de 2x30 MVA ronda los U\$S 25,000,000, mientras que el costo del kilómetro de LAT 132 kV Simple terna ronda los U\$S 500,000, por lo tanto tendremos que realizar una inversión hasta el 2030 de :

U\$S 265,000,000

La construcción de estas 7 (siete) EETT, demandaría una inversión de unos U\$S175.000.000 (costo de aproximadamente U\$S 25.000.000 de acuerdo a información de la Dirección de Energía de la provincia), a los que habría que sumarle seguro la construcción de unos 180 km de LAT que representaría unos U\$S90.000.000 , debiendo considerarse además, y que no está contemplado en este estudio, la necesidad de construir una nueva ET de 500/132 kV o, la repotenciación de la existente.

2. INSTALACIÓN DE CENTRALES ELÉCTRICAS DIESEL.

Una de las alternativas más rápidas para dar una pronta solución (un parche) a las restricciones de carga que se producirían al no tener las obras en tiempo y forma, sería la de instalar grupos electrógenos. Normalmente estos grupos electrógenos diésel viene en módulos de 1 MW de potencia constante, vale decir que habría que pensar en instalar unos 60 grupos de 1 MW por año para cubrir la demanda. Un costo promedio conservador de una central con grupos diésel, por MW, ronda los U\$S 850.000, a lo que hay que sumarle la Operación y mantenimiento que ronda los U\$S5.000 por mes y el combustible para su funcionamiento (se toma normalmente un consumo de 300 litros/MWh), asumiendo un costo de combustible diésel de alrededor de 1,00 U\$S/litro.

Con estos datos tendríamos que la Instalación de 215 MW de grupos diésel con sistemas de almacenamiento de combustible, circuitos asociados e instalación eléctrica con transformadores elevadores y sistema de maniobra, protección y medición tendría un costo de U\$S 182.750.000, mientras que la Operación y mantenimiento durante 5 años sería de U\$S 64.500.000. El consumo de combustible en 5 Años (generando un 15

% del total de tiempo al 100%) tendría un costo de U\$S 423.765.000, equivalente a una cantidad idéntica de litros de gasoil.

Por lo tanto, hasta el 2030 se tendría una inversión y gasto por uso de generación diésel de U\$S 671.015.000

Como puede apreciarse, los costos de instalación y más que nada del combustible que se consumiría, son muy elevados y no están alineados con los planes de transición energética.

3. INSTALACIÓN DE GRANDES PARQUES SOLARES FOTOVOLTAICOS DE HASTA 100 MW.

Se deberían considerar parques fotovoltaicos (PFV) de no más de 100 MW, ya que la mayoría de las LLAATT, cuenta con conductores de Al/AC de 300/50 mm² con una potencia máxima de transmisión por limitaciones térmicas de 137 MVA. Por ello se considera plantear parques de unos 55 MW, que trabajarían sobre EETT de 60 MVA, que es una potencia estándar de construcción. Con esto tendríamos inicialmente la inversión del terreno más la construcción de una ET de 132 kV exclusiva para poder inyectar la potencia de ese parque FV al sistema eléctrico SADI.

El costo de instalar una central fotovoltaica puede variar ampliamente, pero generalmente se estima entre U\$S0.89 y U\$S1.01 el Watio de potencia instalada (Datos de costos de Centrales Fotovoltaicas instaladas en el país en el último año (Altiplano – Salta, Cauchari- Jujuy, 360 energy – La Rioja). Este rango de costos incluye no solo los paneles solares, sino también todos los componentes eléctricos, la estructura de montaje y los costos de instalación. Si tomamos los 215 MW a instalar, y asumiendo el costo de casi U\$S 1,01 el W, tendríamos un costo de instalación del PFV, más 4 estaciones transformadoras de 132 kV de 60 MVA y la construcción de unos 20 km de LAT de 132 kV para la interconexión de U\$S 327,150,000

Este tipo de solución no daría respuesta a los problemas de demanda en área Capital ya que por el tamaño de las centrales FV, deberían instalarse alejadas de la zona capital, requiriendo seguramente además LLAATT anexas de mayor longitud y terrenos de mayores dimensiones (unas 100 Hectáreas para cada central) y la construcción si o si de EETT en esta área. A esta alternativa, hay que considerar que hasta el 2030 generará energía que se inyectará al SADI (el 19% de la Potencia máxima instalada) por lo que a un valor medio de reconocimiento de CAMMESA de 65 U\$S / MWh generado, tendríamos un ingreso en 5 años solo por energía de U\$S 119.004.600, que serviría de amortización de la inversión realizada.

4. INSTALACIÓN DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISTRIBUIDA (MÓDULOS PROMEDIO DE 5 MW

ALTERNATIVA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA DISPERSA SOBRE EETT DE 132/33/13,2 KV Y DE 33/13,2 KV

En la actualidad el sistema eléctrico de transporte y distribución cuenta en la provincia con 21 EET 132/33/13,2 kV de potencias entre 15 y 90 MVA y unas 39 EETT de 33/13,2 kV (las cuales se siguen incrementando en la actualidad) con una potencia que va entre los 5 y los 15 MVA de potencia de transformación instalada. La propuesta es de usar estas EETT y sus salidas en 33 kV para ingresar la potencia generada por centrales fotovoltaicas de potencias entre 2,5 y 5 MW. Esto permitirá más que nada en la zona rural donde se dispone de terrenos, contar con unas 15 hectáreas e instalar generación fotovoltaica de entre 2,5 y 5 MW pico.

En el gráfico 6, se puede observar la ubicación de las distintas EETT. Para el caso de las EETT de 132/33/13,2 kV las mismas cuentan normalmente con transformadores de potencia de 2x15 y 2x30 MVA, con salidas en 33 y 13,2 kV, permitiendo utilizar las salidas existentes de 33 kV o, construir salidas exclusivas de 33 kV para que las mini centrales pueda inyectar su generación, no debiendo superarse la potencia de los devanados de 33 kV de los transformadores, dejando uno de ellos, exclusivo para la generación y salidas en 33 kV, mientras que el otro, tome la demanda de las salidas en 13,2 kV que son para el uso en el sistema de distribución de la ciudad donde se encuentra la ET. Para el caso de las EETT de 33/13,2 kV, las cuales cuentan normalmente con dos transformadores de potencia entre 5 y 15 MVA totales (Normalmente son dos trafos de 5 o 7,5 MVA de 33/13,2 kV, muchos de los cuales tienen regulación de tensión), la propuesta es no superar la potencia de generación fotovoltaica que se inyecte, a la potencia de uno de los transformadores con que cuenta la ET.

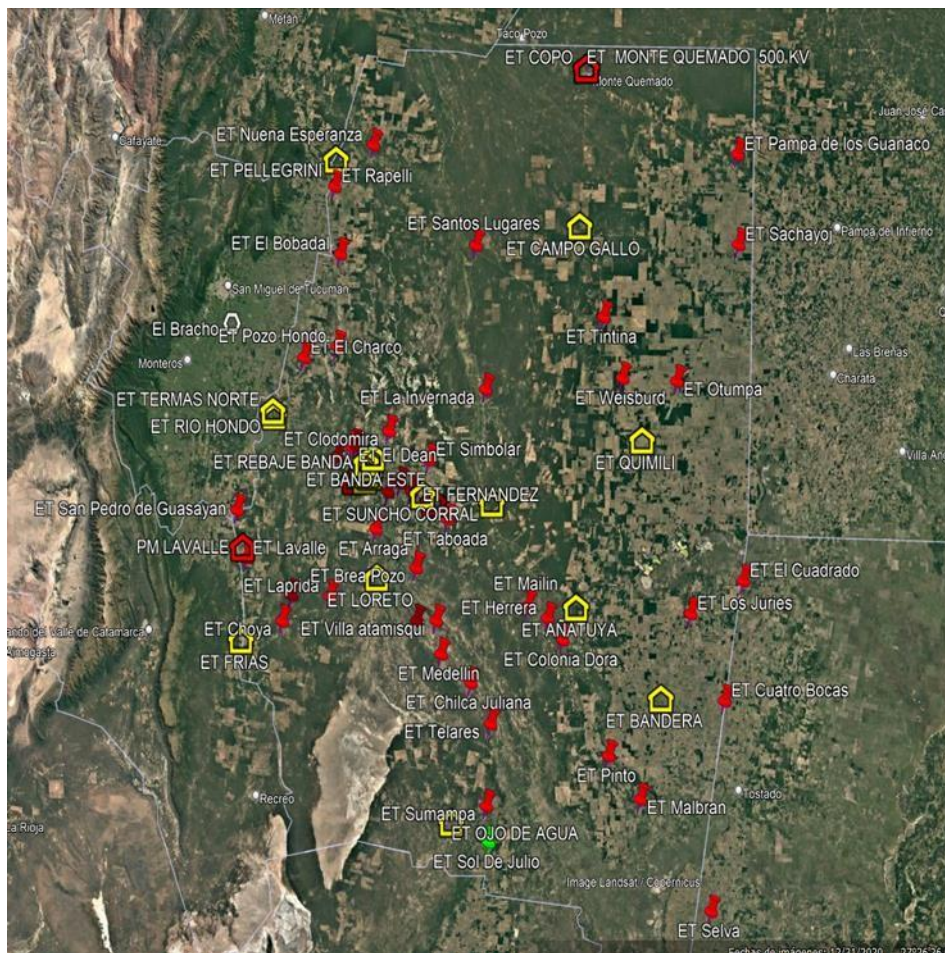


Gráfico 6 - Ubicación de las EETT en la provincia Las ventajas que tiene esta propuesta son:

- Se utilizan las EETT existentes, no teniendo que construir o al menos se minimizaría la construcción de nuevas EETT de 132 kV .
- Utilizando las salidas de 33 kV y sobre líneas de media tensión de 33 kV existentes en la zona y a no más de 5 km de la ET, se pueden construir las centrales Fotovoltaicas. Al ser de potencias de hasta 5 MW, las corrientes que se manejarían en los picos de generación (unos 100 A) , son perfectamente manejables para las secciones de los conductores de las líneas, con caídas de tensión dentro de valores aceptables.
- Se mejorarán sustancialmente los perfiles de tensiones en las distintas localidades. Al tener generación que aporta en la ET, durante los momentos de alto consumo y máximas caídas de tensión, este aporte ayuda a mejorar la tensión de barras de ET.
- Se reducen las pérdidas Técnicas de energía que se producen por la circulación de altas demandas en las líneas de 132 kV.
- Como el perfil de carga muestra que la demanda máxima es casi coincidente con los momentos de máxima isolación y generación fotovoltaica, en esos momentos se produciría el máximo aporte de generación, inyectando casi en simultaneo toda generación para cubrir la demanda, evitando la sobrecarga de los transformadores y de las líneas.
- De instalar los 215 MW distribuidos en las EETT, y tomando como costo de instalación del MW unos 750.000 U\$\$/ MW, el costo total de instalación rondaría los U\$S 161.250.000, menor que el de construir las EETT y Líneas.

- Consultando con la Empresa PowerChina Argentina, que se dedica a instalación de este tipo de centrales (Por ejemplo, Parque solar Cauchary – Jujuy), en una aproximación, una Central de 5 MW pico fotovoltaica, completa, llave en mano tiene un costo de unos U\$S 3.500.000 , con lo que el costo de instalación de 215 MW de generación FV sería de U\$S 150.500.000. Para interconectar estas centrales con las EETT en barras de 33 kV, se necesitaría además construir unos 200 km de líneas de 33 kV, que tendría un costo aproximado de unos U\$S 20.000.000, con lo cual el costo final de la inversión rondaría los U\$S 170.500.000
- Para este caso o el de generación de Grandes Parques solares, la ventaja sería que además se puede negociar con CAMMESA para el reconocimiento de la inyección de esta generación de energía renovable al costo que define el MATER (Mercado a término de Renovables) de CAMMESA . En este caso, igual que en anterior de Grandes Centrales Fotovoltaicas, habría una amortización con la energía generada Inyectada al SADI de un valor de U\$S 119.004.600

Esta propuesta que plantea la alternativa de instalar generación fotovoltaica distribuida en las EETT de 132 kV y las de 33 kV tiene las siguientes características:

- Descargaría las redes de 33 y 132 kV y transformadores
- Mejoraría los perfiles de tensión de las localidades que cuenten con estas centrales.
- Retrasaría sustancialmente la construcción de líneas y EETT de 132 kV
- Reduciría pérdidas técnicas al estar la generación más cerca del consumo.
- Daría fuente laboral a la gente que opere y mantenga las centrales.
- Produciría ingresos económicos por la generación de energía.
- Reduciría el pago de energía a CAMMESA
- La máxima generación FV es coincidente con los picos de demanda en el periodo estival.
- Las superficies necesarias para la instalación de estas centrales son del orden de las 10 a 20 hectáreas, teniendo mucha disponibilidad en el interior de la provincia.
- La instalación de Una central es relativamente Rápida (Un año)

5. IMPLEMENTACIÓN DE LEY DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA – LEY 27.424.

La generación distribuida es una de las soluciones a apostar para atender el problema del transporte o transmisión de energía. El potencial es aún vasto y tiene como ventaja que se necesitan inversiones atomizadas. Primero que nada, con generación distribuida nos referimos, en términos llanos, a que las personas que consumen electricidad son también las que la producen. Hay que considerar que los precios de la tecnología fotovoltaica cayeron casi al 90% en los últimos años y también por una cuestión práctica y requiere de poco mantenimiento.

La ley 27.424 en Argentina establece el régimen de fomento para la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública. Esta ley permite a usuarios de la red de distribución generar su propia energía eléctrica a partir de fuentes renovables, como la solar o eólica, para su autoconsumo, con la posibilidad de inyectar los excedentes a la red, recibiendo a cambio una compensación económica. Esto permite a usuarios residenciales, comerciales e industriales generar su propia electricidad a partir de fuentes renovables. (Inversión Privada). Los beneficios de la generación distribuida son:

- Ahorro económico: Los usuarios pueden reducir sus costos de energía a través del autoconsumo y la venta de excedentes.
- Sostenibilidad ambiental: Contribuye a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y a la diversificación de la matriz energética.
- Desarrollo local: Promueve la creación de empleos verdes en la instalación y mantenimiento de equipos de generación distribuida.

- Mayor eficiencia: Reduce las pérdidas de energía asociadas al transporte de electricidad desde grandes centrales.

En Argentina, la generación distribuida está en crecimiento, con cada vez más provincias y usuarios sumándose a esta iniciativa, impulsada por políticas públicas y el creciente interés en la energía renovable.

La Provincia de Santiago del Estero adhirió a la Ley Nacional N° 27.424, que establece el Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable, a través de la Ley Provincial N° 7.322 sancionada el 31 de agosto de 2021. Esta adhesión busca promover la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables por parte de usuarios, con autoconsumo y la posible inyección de excedentes a la red, pero aún no se puso en vigencia la reglamentación y no existen clientes conectado a la Distribuidora con este régimen, existiendo ya una cantidad importante de clientes que cuentan con sistema de generación Fotovoltaica, pero, sin poder inyectar los excedentes a la red de la Distribuidora.

La Incorporación de Generación Distribuida en la Argentina, está creciendo lentamente, en comparación con países limítrofes de la región, pero debido a las mejoras en condiciones de importación y a la baja de los precios de los sistemas fotovoltaico, sumado a la quita de subsidios que hacen que el valor del precio de la energía se ajuste a los verdaderos valores de generación, hace que se estén incorporando de a pocos más clientes prosumidores al sistema.

PROPUESTA GENERACION DISTRIBUIDA CONVENCIONAL

En base a los Datos característicos de la distribuidora - EDESE (Informe Anual 2024 ADEERA), la cantidad Total de Clientes fue de 336.991, mientras que la energía Anual fue de: 2.015.861 MWh.

Tomando los tipos de clientes que estaría en mayores condiciones de adherirse a la ley de generación distribuida, tendríamos la tabla resumen de posibles adhesiones a la ley de Generación Distribuida (Objetivos de un plan estratégico provincial de incorporación de generación distribuida en clientes de consumos importantes).

En ella los clientes residenciales y de tarifa general de altos consumos, así como los grandes clientes, en un porcentaje conservador, podrían adherirse a la ley de GD. También estarían dentro de este esquema, los suministros que corresponden al gobierno nacional, provincial y municipales, permitiendo de esta manera reducir las facturaciones correspondientes a energía eléctrica. Hay muchos edificios de organismos públicos de gran superficie y consumo, que podrían tranquilamente instalar sistemas de Generación FV, permitiendo un ahorro de pago del servicio y, reducir el incremento de la demanda, que repercutiría en menor cantidad de obras eléctricas para ir cubriendo el crecimiento.

La tabla muestra una propuesta de clientes que podrían anualmente adherirse a la Ley de generación distribuida, tomando en cuenta los consumos promedios y un porcentaje estimados (muy conservador) de la cantidad de clientes que se incorporarían. En esta estimación, se plantea la incorporación de 421 clientes por mes, representando una potencia anual instalada estimada de 6.042 KW, con una inversión anual de U\$S 12.084.400, por lo que, a ese ritmo anual de incorporación de clientes, para el año 2030 tendremos 30,2 MW de generación FV instalada y una inversión de privada de U\$S60.422.000.

Esta propuesta, permitiría a la provincia reducir las inversiones en el crecimiento de la red eléctrica tanto en líneas como estaciones transformadoras, ayudando a cubrir el crecimiento natural de la demanda, mejorando la calidad del servicio y reduciendo las pérdidas técnicas de la distribución y la transmisión, ya que la generación está en el mismo punto del consumo.

La siguiente planilla muestra la proyección de Generación Distribuida Convencional como objetivo de un plan estratégico provincial.

Tipo Clientes	Rango Energía	Cantidad Clientes	Energía facturada GWh	Energía promedio mensual por cliente (kWh)	Energía Anual estimada por cliente (kWh)	% Clientes que instalarían GFV Dist	Clientes estimados a Instalar GDIST (Año)	Potencia FV instalada promedio por cliente (kW)	kW instalados Estimados por año	Inversión de Clientes U\$S (Año)	kWh Generados en un año	Precio kWh EDESE (\$)	Precio kWh EDESE (U\$S) a 1.300 \$/U\$S	Ingresos por Generación FV estimada (Año) U\$S
Residencial [kWh/bim]	>1400 y <=2800	22017	281,4	6.391	76.690	1%	220	10	2201,7	\$ 4.403.400,00	3.664.509,48	\$ 140,35	\$ 0,11	\$ 395.626
Residencial [kWh/bim]	> 2800	1372	47,2	17.202	206.422	1,5%	21	10	205,8	\$ 411.600,00	342.533,52	\$ 140,55	\$ 0,11	\$ 37.033
General < 10kW [kWh/bim]	>= 4000	1558	54,0	17.346	208.149	1,5%	23	10	233,7	\$ 467.400,00	388.970,28	\$ 163,30	\$ 0,13	\$ 48.860
Comercial e Industrial	≥10y<300 kW	2966	215,8	72.751	873.018	5%	148	20	2966	\$ 5.932.000,00	4.936.610,40	\$ 179,46	\$ 0,14	\$ 681.484
GGUU	≥ 300 kW	58	82,3	1.418.188	17.018.252	15%	9	50	435	\$ 870.000,00	724.014,00	\$ 111,60	\$ 0,09	\$ 62.152
Totales en un año														
En 5 Años														
							421		6.042	\$ 12.084.400,00	7.588.332,48			\$ 455.300
							2106		30.211	\$ 60.422.000,00	607.066,60			\$ 2.276.500

PROPUESTA GENERACION DISTRIBUIDA COMUNITARIA

Una alternativa que están llevando adelante varias provincias es la Generación Distribuida Comunitaria. La provincia de Córdoba está siendo pionera en esta alternativa. La Generación Distribuida Comunitaria (GDC) es un modelo de generación de energía renovable donde múltiples usuarios con puntos de suministro independientes —residenciales, comerciales, industriales o institucionales— participan colectivamente de un sistema de generación conectado a la red pública de distribución. La energía generada se inyecta a la red pública y los créditos por esa inyección se distribuyen entre los participantes de acuerdo con su porcentaje de participación, impactando directamente en la reducción de su factura eléctrica. La GDC permite estructurar esquemas remotos, sin necesidad de que el generador esté ubicado físicamente en el mismo sitio que el consumo.

Desde el punto de vista técnico, la GDC maximiza la eficiencia del sistema al aprovechar economías de escala y optimizar los recursos disponibles. Desde lo social, promueve la equidad energética: habilita la participación de actores que, por condiciones edilicias, económicas o de red, no podrían acceder a un sistema individual. Por todo ello, la GDC no es simplemente una variante técnica: es un nuevo paradigma de gestión energética basada en la asociatividad, el uso inteligente de los recursos comunes y la redistribución de los beneficios de la transición energética, siendo una alternativa de inversión público – privada, con beneficios para la comunidad y el gobierno, que no deberá invertir el 100% de la inversión.

6. INSTALACIÓN DE SISTEMA DE BATERÍAS (BESS) EN EETT PARA CUBRIMIENTO DE DEMANDAS NOCTURNAS.

En Argentina, los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) están ganando terreno como una solución para la gestión eficiente de la energía, especialmente en la integración de energías renovables y la estabilización de redes eléctricas. Se están implementando a nivel de servicios públicos y también en aplicaciones residenciales. Un BESS es un sistema que utiliza baterías para almacenar energía eléctrica, permitiendo su uso posterior cuando sea necesario. Estos sistemas son fundamentales para:

- Integración de energías renovables: Ayudan a gestionar la intermitencia de fuentes como la solar y la eólica, almacenando el excedente de energía para su uso posterior.
- Estabilización de redes eléctricas: Mejoran la confiabilidad y eficiencia de la red, proporcionando respaldo energético y ayudando a evitar cortes de luz.
- Reducción de costos: Permiten a los usuarios almacenar energía cuando las tarifas son bajas y consumirla en momentos de mayor demanda, reduciendo costos.
- Aplicaciones residenciales: Permiten a los usuarios generar su propia energía solar y almacenarla para su uso nocturno o en caso de cortes de luz.

En Argentina, los precios del almacenamiento de energía eléctrica a través de sistemas de baterías (BESS) varían según la licitación y las condiciones del mercado. Se han observado precios de adjudicación de hasta US\$ 15.000 por MW-mes. Esta Alternativa de almacenamiento puede considerarse una segunda etapa del plan energético provincial, ya que permitiría crecer con mayor aporte de generación fotovoltaica y los excedentes de las horas pico de generación fotovoltaica se almacenen en las baterías, de manera de poder reinyectar la energía en momentos donde haya picos de demanda, pero no haya generación FV, tal sería el caso de los picos de demanda nocturnos en la provincia.

El Gráfico 7 muestra el perfil de carga de la provincia de Santiago del Estero de un mes de diciembre que es muy similar al de Enero (periodo estival), apreciándose que hay dos picos de demanda, uno a la siesta del 100% de la demanda Máxima anual y otro nocturno, después de la 1:00 de la madrugada, que no es menor, y esta cercano al 90% del de la tarde.

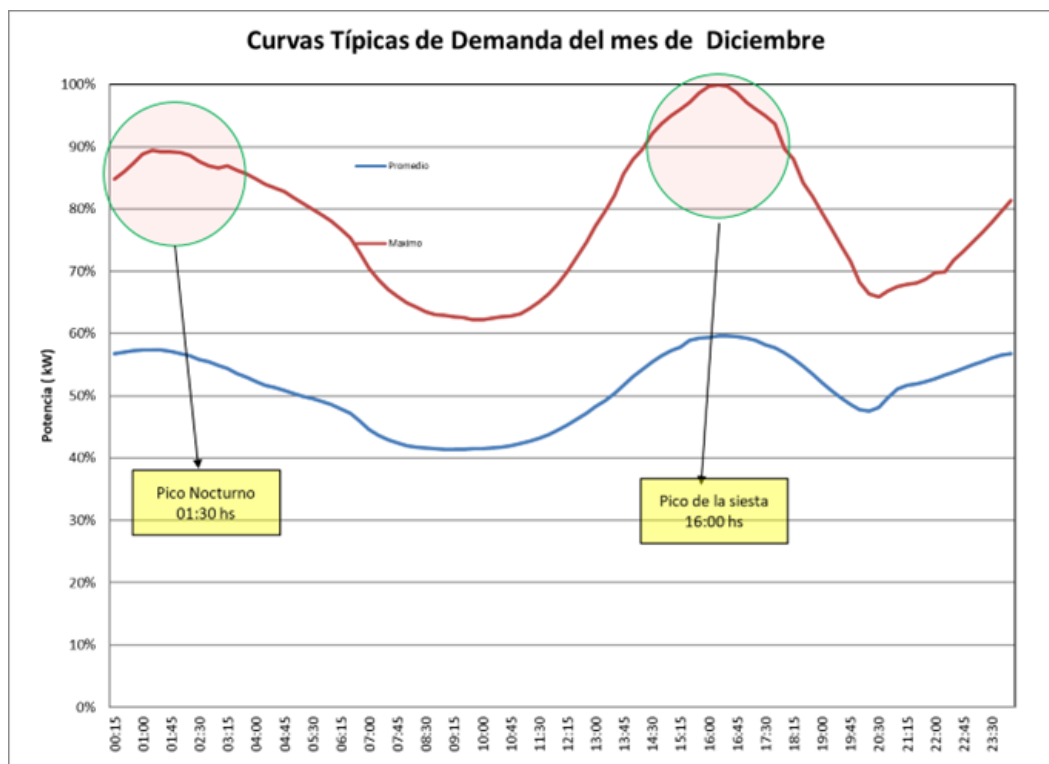


Gráfico 7 – Perfil de Carga provincial en día pico de demanda

Por el clima que presenta la provincia y, la forma de usar la energía que tienen los usuarios (Hay que tener en cuenta que aproximadamente el 85% del total de los clientes son residenciales), el principal consumo en el periodo estival es el de los acondicionadores de aire, registrando que el pico de la demanda representa un 100% de la potencia promedio, vale decir, se registra el doble de demanda por los acondicionadores de aire comparados con la potencia promedio. Por ello, con el incremento de la demanda esperado para el año 2030, el pico de demanda nocturna sería del orden de los 700 MW, debiendo tener que realizar aportes de energía de algún medio (Baterías o generación diésel) para poder evitar restricciones y cortes de demanda.

Por ahora, los precios de referencia se mueven en torno al alquiler de sistemas BESS con un costo estimado de U\$S 15.000 por MW/ mes, vale decir que instalar 100 MW, que sería una estimación inicial que podría requerirse, tendría un costo anual de U\$S 18.000.000, que representará en 5 años un costo de U\$S 90.000.000

Habría que analizar valores de compra del sistema BESS directamente, donde posiblemente se reduzcan los costos, amortizando de esta manera el sistema.

RESUMEN DE PROPUESTAS

La siguiente tabla, resume las propuestas planteadas, planteando ventajas, desventajas y costos comparativos

Propuesta	Costo (U\$S)	Recupero (U\$S)	Ventajas	Desventajas
1.Instalación de EETT de 132kV y Líneas de Alta Tensión	\$ 265.000.000,00		Cubrirá el crecimiento de la demanda	Alto costo. Tiempo elevado para tener las obras en servicio.
2.Instalación de Centrales Eléctricas Diesel.	\$ 671.015.000,00	\$ 119.004.600,00	Instalacion relativamente rapida. Genera ingresos por la energía generada. Descarga LLAAT y EETT	Alto costos. No se encuentran dentro de los lineamientos de la transición energética
3.Instalación de Grandes Parques Solares Fotovoltaicos de mas de 100 MW	\$ 327.150.000,00	\$ 119.004.600,00	Instalacion relativamente rapida. Genera ingresos por la energía generada. Descarga LLAATT y EETT	No descarga al sistema de distribución de 33 kV. Necesidad de obras complementarias de 132 kV exclusivas para la generacion. Requerimiento de grandes superficies de terreno para su instalacion. No aportan energía durante la noche
4.Instalación de Generación Fotovoltaica Distribuida (módulos de hasta 10 MW).	\$ 170.500.000,00	\$ 119.004.600,00	Instalacion relativamente rapida. Genera ingresos por la energía generada. Descarga LAT, y EETT . Aporta en los picos de demanda. Utiliza las lineas y EETT existentes. Reduce pérdidas técnicas, mejora los perfiles de tensiones en los clientes. Esta en concordancia con políticas de transición energética. Requiere de terrenos relativamente accesibles en su superficie. Generan fundamentalmente la máxima potencia en el horario de los picos de demanda estivales	No aportan energía durante la noche
5.Implementación de ley de Generación distribuida - Ley 27.424	-\$ 60.422.000,00		El cliente es quien realiza la inversion y la amortiza con la reduccion de la facturacion a la distribuidora. Como el costo de la energía a nivel distribucion es mas alto, la amortizacion se puede realizar en 4 años. Es una buena alternativa para el gobierno de la provincia , ya que se puede implementar en los principales consumos energéticos de las distintas oficinas y edificios de la provincia (Casa de gobierno, ministerios , nodo tecnologico, tribunales, etc.), pudiendo con los excedente cubrir facturacion de sedes menores dentro de la provincia.	Debe contemplarse personal capacitado destinado a la operación y mantenimiento de estos sistemas. La distribuidora debe poner en marcha esta alternativa con su reglamentación y dar facilidad para la conexión
6, Instalación de sistema de Baterías en EETT para cubrimiento de demandas Nocturnas.	\$ 90.000.000,00		Es una alternativa contemplada como segunda etapa que permitirá cubrir los picos de demanda nocturno y va asociada a acumular los excedentes de la Generacion FV para entregarlos en los momentos que se requiera . Es una alternativa que esta creciendo ya que permite estabilizar el sistema con los excedente de generacion renovable	Por ahora, el alto costo. No estan aun bien definidos los mismos. La Nacion esta procediendo a realizar contrataciones para el AMBA con un sistema de alquiler mensual.

Conclusiones

La planilla Comparativa muestra un resumen tanto en lo económico como técnico de las distintas alternativas planteadas para cubrir el crecimiento de la demanda hasta el año 2030. Se puede inferir rápidamente que la alternativa económica más viable para afrontar esta demanda futura, sería la de utilizar la red existente e inyectar la generación Fotovoltaica sobre las barras de las Estaciones transformadoras de 132 y 33 kV.

También puede inferirse que la aplicación de la Ley de Generación Distribuida permitiría que los clientes ayuden a cubrir parte de este crecimiento, reduciendo de esta manera los montos a invertir por parte del gobierno para cubrir la demanda futura. Esta alternativa resultaría beneficiosa para el área capital, en donde no hay suficientes terrenos disponible para instalación de potencias importantes y, podría en el caso de los edificios públicos, ser instalados paneles FV que cubran la demanda de los mismos y de haber excedentes ser computados en la facturación de otros servicios de la Provincia.

La alternativa de Generación Distribuida Comunitaria (GDC), podría ser una opción para la incorporación de GFV en el interior, donde el gobierno junto con los privados realice las inversiones necesarias para la instalación de las centrales, teniendo como retribución a la inversión el cubrimiento de las facturaciones por energía eléctrica que entrega la distribuidora.

Por lo tanto, si sumamos estas acciones, pueden dar una rápida y económica respuesta al crecimiento de la demanda futura. Este tipo de inversión ayudaría mucho además al sistema Interconectado, el cual también tiene sus limitaciones y existiría posibilidad de la gestión de bonos verdes por la reducción de Gases efecto Invernadero (GEI).

Esta es una propuesta general, que requerirá de un análisis más detallado de los lugares donde instalar generación fotovoltaica y tener que realizar una planificación con la instalación existentes y de nuevas obras en el sistema de transporte que den robustez y seguridad al sistema eléctrico en general, tales como cierres de anillos de líneas de alta y media tensión, así como nuevas EETTT (en especial en el área Capital que es donde se complicaría poder instalar minicentrales fotovoltaicas).

Además, habrá que pensar en el mediano plazo, para cubrir demandas nocturnas y las posibles contingencias en el sistema eléctrico, la incorporación de sistemas BESS, de manera de optimizar el uso de la generación fotovoltaica existente y la futura que se instalaría para seguir cubriendo el crecimiento de la demanda.-

Referencias

- CAMMESA : <https://cammesaweb.cammesa.com/>
- ADEERA : <https://www.adeera.org.ar/>
- FUNDELEC: <https://fundelec.com.ar/>
- ENERGIA ESTRATEGICA: <https://www.energiaestrategica.com/>
- Publicación: UNA MIRADA AL SADI - SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO ARGENTINO - CNEA

<https://nuclea.cnea.gob.ar/entities/publication/06f9187d-5920-4d9b-ae83-e99c03855634> Autor : Díaz, Eduardo. Comisión Nacional de Energía Atómica; Argentina.

- ESTUDIO DE POTENCIAL DE MITIGACIÓN – ENERGÍA RENOVABLE MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA VOLUMEN 1 . CORALIAE S.R.L. Y BA ENERGY SOLUTIONS S.A. AÑO 2015.

Autores: Eduardo Bernardotti, Maximilian Bernaus.

chrome- extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/<https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/3.-renovable-mem.pdf>

- ARTÍCULO REVISTA TECNOLOGÍA E SOCIEDADE: ANÁLISIS DE VULNERABILIDADES E INTERRUPCIONES DEL SISTEMA ARGENTINO DE INTERCONEXIÓN.

Autores: Duilio Lorenzo Calcagno dcalcagno@mendozaconicet.gob.ar, Investigador Asistente Consejo

Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET). Profesor Universidad Tecnológica Nacional
Facultad Regional Mendoza

María Lucía Cantos Cornejo luciacantoscornejo@gmail.com, Ingeniera Industrial Facultad de Ingeniería
Universidad Nacional de Cuyo

Pedro Alejandro Baziuk pedro.baziuk@ingenieria.uncuyo.edu.ar, Profesor Facultad de Ciencias Económicas y
Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Cuyo.

chrome-

extension://efaidnbmnnnibpcajpcgicfindmkaj/https://ri.conicet.gov.ar/bitstream/handle/11336/1978
33/CONICET_Digital_Nro.9eaaf95d-c85f-4414-9c74-df23fa6692ff_B.pdf?sequence=2&isAllowed=y

- PUBLICACIÓN CÁMARA ARGENTINA DE LA CONSTRUCCIÓN: PROYECCIÓN DE CRECIMIENTO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO PARA ARGENTINA 2034

Autores : Ing. Andrés Ghia - Ing. Adolfo Sandler

chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgicfindmkaj/https://www.camarco.org.ar/wp-
content/uploads/2023/07/15-Sistema-Elctrico.pdf