

Nota Conceptual

Deep Decarbonization Latin America Project -Argentina -

Mayo 2022

**“Desarrollo de la Energía Solar
Fotovoltaica en la Región Cuyana de
Argentina – *Proyecto solar fotovoltaico
'El Quemado'*”**

Nota Conceptual

Indicador II.1

Índice

I.	Resumen ejecutivo	4
II.	Información de la oportunidad de inversión	6
1.	Contexto y línea de base.....	6
2.	Descripción de la oportunidad.....	13
3.	Necesidades de inversión	16
4.	Resultados esperados.....	17
5.	Anexo	20

I. Resumen ejecutivo

Nombre de la oportunidad de inversión	Desarrollo de la Energía Solar Fotovoltaica en la Región Cuyana de Argentina – proyecto solar fotovoltaico ‘El Quemado’		
Fase	1. Desarrollo del concepto; 2. Fase de prefactibilidad; 3. Fase de factibilidad; 4. Aseguramiento de la financiación; 5. Cierre financiero/ejecución del proyecto; 6. Cierre del proyecto/refinanciación		
Escala	400 MW (vida útil: 25 años)		
Impacto de mitigación estimado (tCO ₂ eq)	11 MMtCO₂eq en 25 años		
Costo total indicativo	440,7 MMUSD para 400 MWe OPEX Total: 8.589.300 USD/año CAPEX total: 440.720.657 USD Project upside (ingresos anuales): 64.440.000 – 79.242.520 USD/año	Tipo de instrumento financiero requerido	<input type="checkbox"/> Donación <input type="checkbox"/> Garantías <input type="checkbox"/> Equity <input checked="" type="checkbox"/> Préstamo concesional <input type="checkbox"/> Préstamo <input type="checkbox"/> Subsidio <input type="checkbox"/> Creación o desarrollo de mercado <input type="checkbox"/> Otro: _____
		Instrumento de política requerido	Política de expansión del sistema de transmisión
Justificación, objetivos y enfoque del proyecto (máximo 200 palabras)	<p>Para poder descarbonizar por completo los consumos del sector energético y de los distintos sectores de la economía, resultan imprescindibles profundas transformaciones que permitan que la electricidad sustituya completamente a los combustibles fósiles, y en particular, que la generación sea libre de emisiones de GEI.</p> <p>El Mercado a Término de energías Renovables (MaTER) constituye una oportunidad para viabilizar los proyectos de energía renovables que no pudieron ingresar al sistema eléctrico mediante los mecanismos de subastas, o que no lograron su cierre financiero tras ser adjudicados.</p> <p>El proyecto “El Quemado”, en la provincia de Mendoza, de generación de electricidad mediante tecnología del tipo solar fotovoltaica por 400 MWe de potencia, a desarrollarse en tres etapas incluyendo su interconexión y requerimientos de transformación, constituye un caso tipo de estos proyectos a ser ofrecidos en el marco del Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER) a off-takers privados, que son Grandes Usuarios de Energía Eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (GUMEM), que son mayormente empresas industriales con demandas de potencia mayores a 300 kW.</p> <p>A los niveles de demanda actual, la demanda elegible para ser satisfecha mediante estos tipos de contratos (PPA de renovables entre privados) alcanza los 23.200 GWh, de los cuales a la fecha sólo 286,5 GWh se encuentran contractualizados mediante estos instrumentos (1,3%), lo que implica que el</p>		

mercado potencial a niveles de demanda actuales es de 80 veces el abastecido a la fecha.

Mediante un préstamo concesional a una tasa de entre 6% y 8%, el proyecto podría competir a los precios de mercado para la venta a privados de energía. Generando anualmente entre 1.07 y 1.13 GWh, se evitarían emisiones de alrededor de 11 MtCO₂e en la vida útil del proyecto. La inversión conllevaría un costo de abatimiento de 40 USD/tCO₂e (sin descontar). Si se comparara con un ciclo combinado de similares prestaciones, esta inversión resultaría en un costo de abatimiento total de 60 USD/tCO₂e considerado su flujo descontado al 10%.

El proyecto es replicable en el país, especialmente en zonas con similares condiciones de radiación, factor de planta y acceso al SADI, con un potencial para estas instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red estimado en alrededor de 40.000 MW (40 GW),

II. Información de la oportunidad de inversión

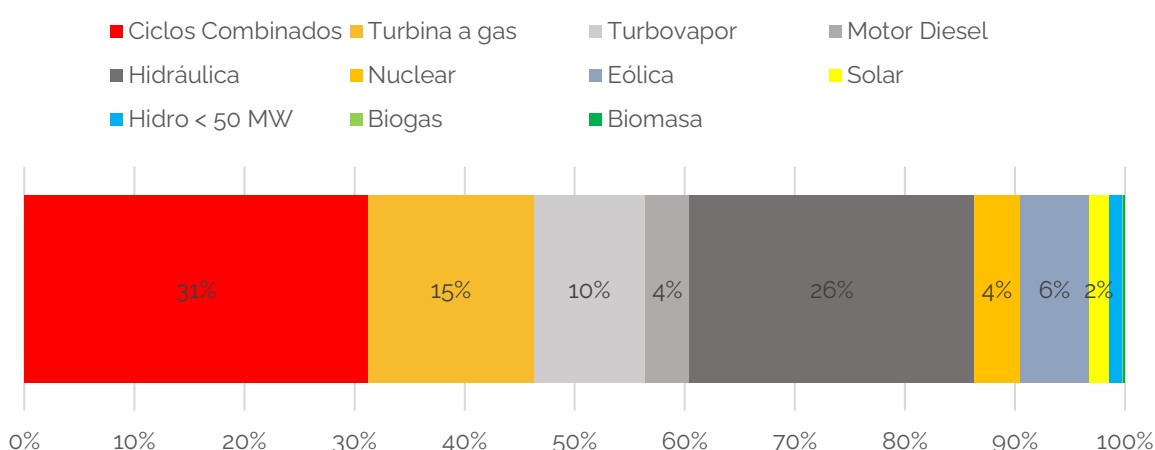
1. Contexto y línea de base

Según el Inventario de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del año 2018, el sector energético participa en alrededor del 51% de las emisiones de GEI del país, de los cuales 11,6% provienen de la generación de electricidad¹.

Para poder descarbonizar por completo los consumos del sector energético y de los distintos sectores de la economía, resultan imprescindibles profundas transformaciones que permitan que la electricidad sustituya completamente a los combustibles fósiles. Actualmente, la electricidad representa el 20% del consumo de energía final. Esta participación deberá crecer sostenidamente hasta el 2050, pasando a ser la primera fuente de energía (primaria y secundaria) que alimente la demanda en ese momento.

Para incrementar la efectividad de esta medida, la electricidad tiene que ser producida mediante fuentes no emisoras de GEI. Actualmente, sobresalen en términos de participación la hidroelectricidad y la nucleoelectricidad, por lo que se identifica la necesidad de privilegiar fuentes de producción que actualmente son minoritarias en el Balance de Energía Eléctrica.

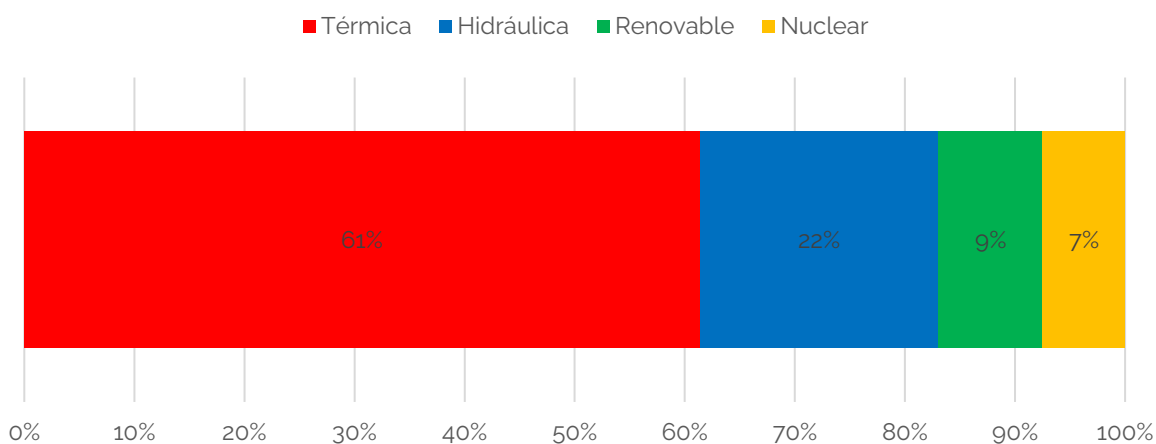
Figura 1: Potencia instalada por tecnología, año 2020



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA

¹ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/cuarto-informe-bienal>

Figura 2: Generación eléctrica por fuente, año 2020



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA

La incorporación de fuentes renovables a la matriz eléctrica constituye una importante medida de mitigación para lograr el compromiso de reducción de emisiones de GEI establecido en la NDC de Argentina. En este sentido, la ley 27.191 establece que en 2025 el 20% del consumo de energía eléctrica de Argentina debe provenir de fuentes renovables como la eólica, solar, biomasa y de pequeñas centrales hidroeléctricas. Luego, en el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático² se incluye la medida "Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red", que propone como objetivo adicional incrementar la penetración de energía renovable a un 25% en 2030.

En el marco de la legislación vigente en la Argentina, existen diversas vías para la incorporación de generación a la red eléctrica del país a partir de fuentes renovables de gran escala, entre las que se destacan:

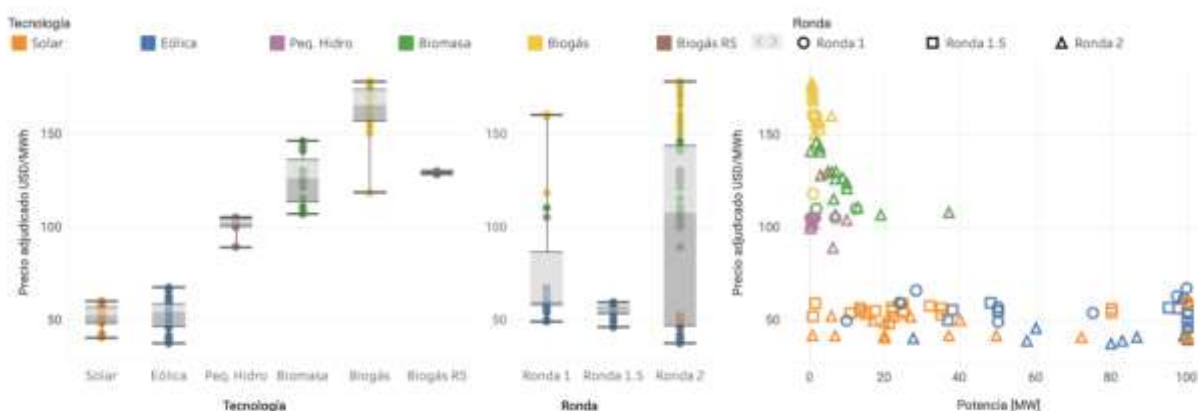
- las *compras conjuntas*, que implican la celebración de contratos de compra de energía con CAMMESA, el Organismo Encargado del Despacho (OED) en Argentina;
- el Mercado a Término de Energías Renovables (MaTER), que implica la celebración de contratos entre privados;
- la "autogeneración" para grandes usuarios que realicen sus propias inversiones en generación renovable y la consuman bajo una misma identificación tributaria (CUIT en Argentina).

² <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/sustentabilidad/planes-sectoriales>

Respecto de las compras conjuntas, las contrataciones se realizaron a partir de subastas competitivas (programa RenovAr) teniendo en cuenta diversidad geográfica y diversidad tecnológica.

En el marco de las sucesivas rondas de subastas del programa RenovAr, se obtuvieron precios decrecientes para la mayor parte de las tecnologías renovables, como se muestra a continuación, siendo la solar fotovoltaica la más competitiva en términos de precios:

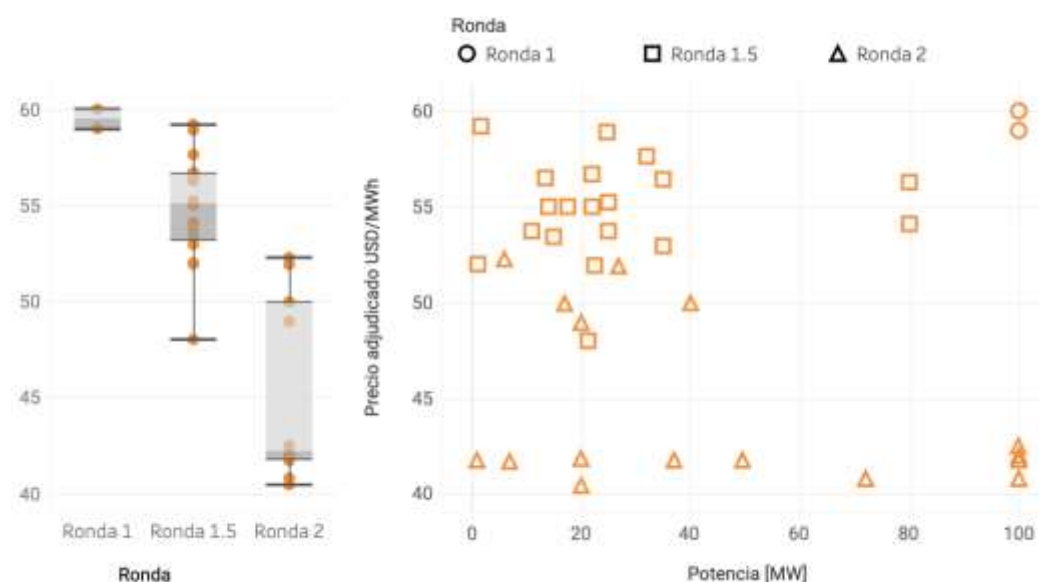
Figura 3: Precios obtenidos en las sucesivas rondas de subastas entre 2017 y 2018 para todas las tecnologías [MWh]



Fuente: Secretaría de Energía

Así, entre las rondas de subastas se obtuvo un valor promedio de 54 USD/MWh para todas las tecnologías, mientras que la solar fotovoltaica obtuvo un precio promedio de 50,35 USD/MWh, situándose entre 40 USD/MWh y 60 USD/MWh en todos los casos, como se observa en la siguiente figura.

Figura 4: Precios obtenidos en las sucesivas rondas de subastas entre 2017 y 2018 para solar fotovoltaica [MWh]



Fuente: Secretaría de Energía

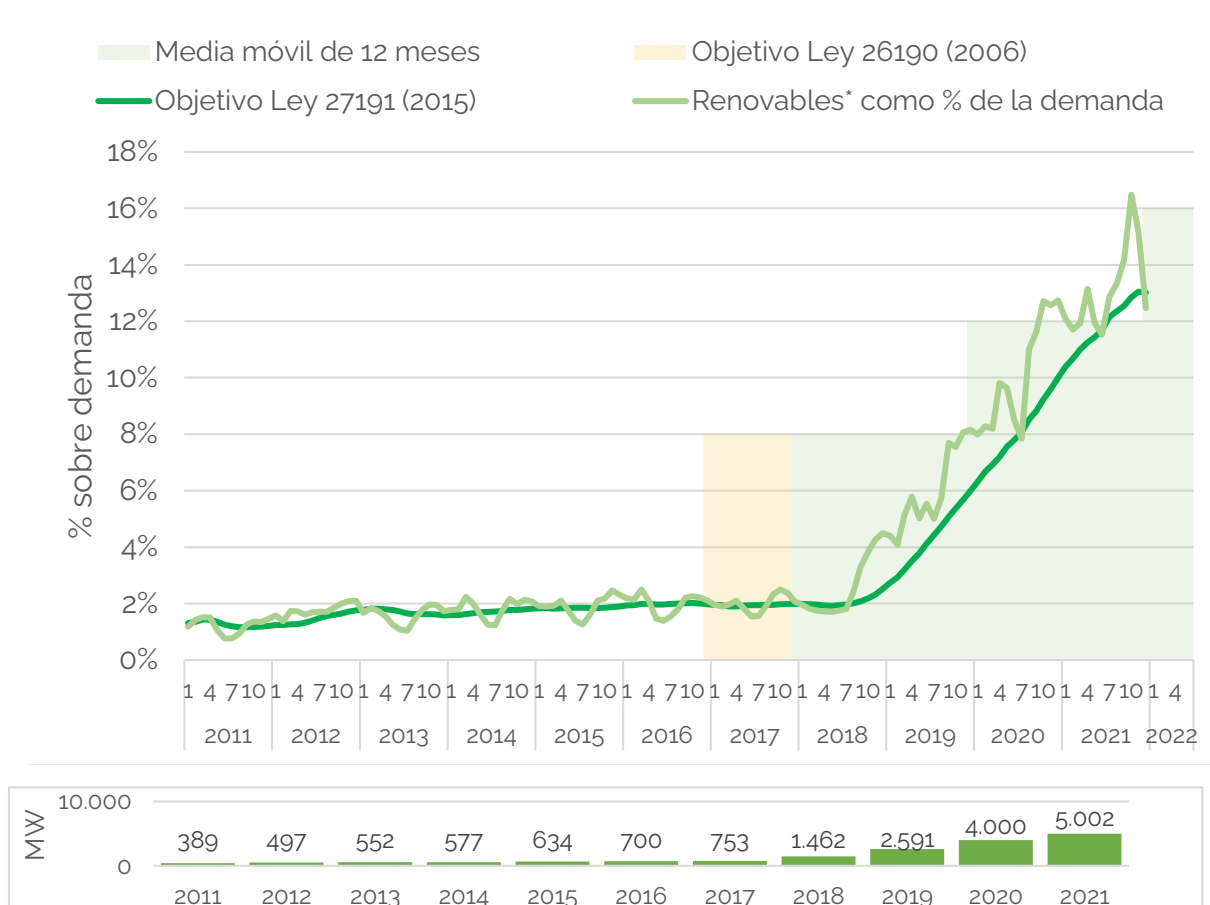
El programa RenovAR presenta una serie de ventajas respecto a las compras realizadas a través del MaTER. En particular, se destacan los mecanismos de garantía existentes para el RenovAr, así como otros incentivos económicos en el marco de la regulación vigente, que no son aplicables a las adquisiciones en el MaTER, que se rige por transacciones entre privados y un descuento sobre un cargo administrativo pagado al sistema interconectado.

En tal sentido, dependiendo del proyecto, según fuentes de mercado, para distintos rangos de plazo de contratación (de 1 a 4 años), el MaTER está pagando actualmente entre 60 USD/MWh y 70 USD/MWh, que se comparan con 60 USD/MWh que actualmente está pagando CAMMESA a los proveedores de compra conjunta (más los mencionados incentivos), con un costo medio para el sistema (sin transporte) de 72 USD/MWh³.

Como resultado de estos mecanismos, en el último año móvil a la fecha, las fuentes renovables representaron el 11,8% de la generación total, totalizando junto con las otras fuentes libres de emisiones el 35%. La siguiente figura ilustra la incorporación de generación a partir de fuentes renovables contempladas en la Ley 27.191 entre 2011 y febrero de 2022.

³ Fuente: CAMMESA, 2022. *MaTER, Informe Renovables enero 2022*.

Figura 5: Generación de energía a partir de fuentes renovables, excluyendo gran hidroelectricidad



Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de CAMMESA y legislación vigente

(*) Renovables en los términos de las tecnologías priorizadas por la Ley 27191 excluye la gran hidroelectricidad.

La coyuntura económica de Argentina a partir de mediados del año 2019 provocó dificultades para sostener la incorporación de renovables a la red eléctrica, lo que implicó que no se presentaran nuevos proyectos y la incorporación de fuentes renovables a la red eléctrica con contratos de largo plazo con CAMMESA desde entonces⁴. Por su parte, el estancamiento de la demanda de energía eléctrica y las restricciones en el sistema de transporte:

- contribuyeron a la interrupción del programa RenovAr para la celebración de contratos a largo plazo con CAMMESA.
- dificultaron el cierre financiero de algunos proyectos.
- resultaron en la saturación virtual de nodos del sistema de transmisión eléctrica.

⁴ A pesar de que no se sostuvo la incorporación, el porcentaje de generación en base a renovables siguió incrementando dado que fueron entrando en servicio los proyectos contratados con anterioridad en el marco de las distintas subastas del Plan RenovAr y del MaTER.

En tal sentido, debido a las desfavorables condiciones para las inversiones destinadas a los mecanismos de compra conjunta, diversos proyectos de generación a partir de fuentes renovables se cancelaron, retrasaron y/o volcaron al mercado a término (MaTER), compitiendo por celebrar contratos con agentes privados que sean Grandes Usuarios de Energía Eléctrica en términos de precio y de plazo.

Como puede observarse en las siguientes figuras, la potencia contratada por compañías privadas a través del MaTER, alcanzaba a diciembre de 2021 los 859 MW (813 MW eólicos y 46 MW solares fotovoltaicos), equivalentes a la generación de 286.427 MWh adquiridos a través de 2.334 contratos entre 21 compañías generadoras y 425 grandes usuarios de energía eléctrica.⁵

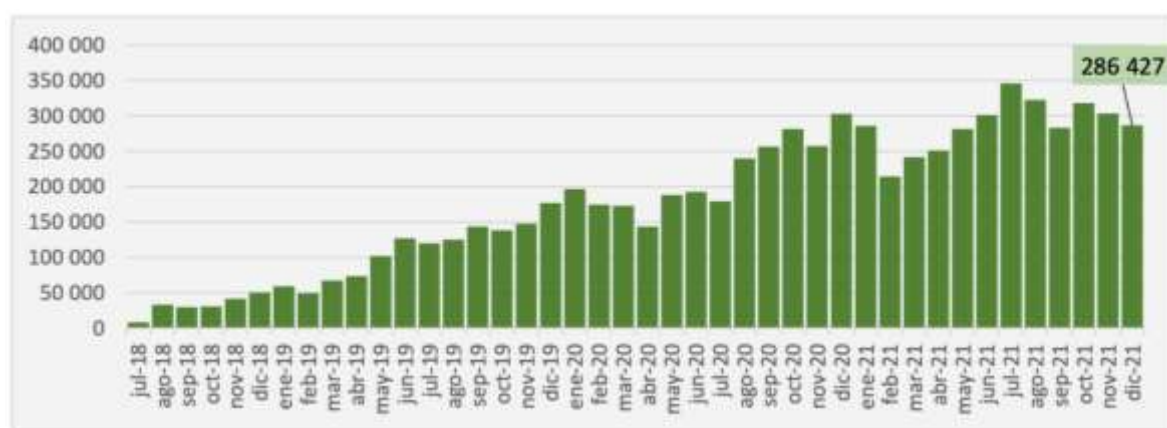
Figura 6: Potencia contratada a través del MaTER, años 2018 a 2021 [MW]



Fuente: CAMMESA

⁵ Fuente: CAMMESA, 2022. MaTER, Informe Renovables enero 2022. <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informes%20Mater/Informe%20MATER%20ENE%202022.pdf>

Figura 7: Generación asociada con la potencia contratada a través del MaTER, años 2018 a 2021 [MWh]



Fuente: CAMMESA

En el contexto previamente descripto, se identifica una gran oportunidad para crear un entorno propicio para que proyectos de generación se vuelquen al MaTER y, de esta manera, seguir fomentando la incorporación de renovables a la red eléctrica.

En particular, existen oportunidades para el desarrollo de la energía solar en Argentina, favorecido por su carácter modular y menores necesidades de inversión por kW instalado, que la hacen competitiva, y resulta más apta para ser concretada a partir del apalancamiento de las inversiones del sector privado.

De entre los proyectos que podrían volcarse al MaTER, se ha identificado que los proyectos solares fotovoltaicos se convierten en candidatos a ser desarrollados en el país.

Dado que los factores clave determinantes del precio por parte de los proyectos solares fotovoltaicos son el factor de planta⁶ de cada proyecto, la irradiancia solar y el costo del capital, existe un conjunto relevante de proyectos, como el que se analiza aquí, que dadas las características físicas del recurso podrían ser competitivas a nivel doméstico en caso de alcanzar costos de capital que le permitan ofrecer precios como los que serán descriptos en la sección correspondiente.

En este contexto, a pesar de las barreras macroeconómicas un préstamo concesional podría viabilizar en el corto plazo la introducción de renovables bajo el régimen del MaTER mejorando

⁶ El factor de planta refleja la relación entre la generación total en un año y la generación que podría alcanzarse si la planta operara 24 hs del día durante 365 días al año.

su competitividad en el mercado en términos de los precios que está dispuesta a pagar la demanda.

Marco de políticas nacionales y provinciales

Por otra parte, proyectos de generación en base a renovables, en particular solares fotovoltaicos, se encuentran alineados con la NDC de Argentina, específicamente con el Plan de Acción Nacional de Energía y Cambio Climático⁷ en el eje Oferta de energía - Medida: Generación eléctrica a partir de fuentes renovables no convencionales conectadas a la red.

En este contexto, se propone a continuación el caso de un proyecto solar fotovoltaico a instalarse en la región de Cuyo.

2. Descripción de la oportunidad

Como se señalara, en el marco de la legislación vigente en Argentina, existen tres vías principales para la incorporación de generación a partir de fuentes renovables de gran escala a la red eléctrica de Argentina. En particular, se identifica al MaTER como un mecanismo con gran potencial y a los proyectos solares fotovoltaicos de la región de Cuyo como candidatos a ser apoyados mediante instrumentos financieros específicos que mejoren su competitividad en términos de precio para ser ofrecidos al sector privado.

Como fuera mencionado previamente, las instalaciones solares fotovoltaicas de la región de Cuyo, presentan características tales como un factor de planta menos competitivo que en otras regiones, pero reúnen condiciones técnicas favorables.

La presente Nota Conceptual, propone el desarrollo del Parque Solar el Quemado, a instalarse en el Departamento de Las Heras de la provincia de Mendoza (región de Cuyo), cuyo eventual mecanismo de financiamiento podría ser escalable a otros proyectos de la región a ser conectados al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Se trata de un proyecto de generación de electricidad con tecnología solar fotovoltaica de 400 MWe de potencia (549 MWp), a desarrollarse en tres etapas incluyendo su interconexión al SADI:

⁷ 144 MW a 152 MW; CAPEX: 900 USD/kW; Factor de Planta 85%, FRK: 0,11; Consumo específico 1.731 kcal/kWh; O&M: 4,2 USD/MWh; LCOE resultante: de 44,2 a 75,1 USD/MWh.

- **Etapa 1:** 100 MW, incluyendo la construcción de una estación transformadora que contiene una playa de 220 kV, dos campos de línea, un campo de transformador y un campo de transferencia, un transformador de 250/125/125 MVA a 220/34,5/34,5 kV, y el montaje de barras de 33 kV para 100 MW, con sala de celdas;
- **Etapa 2:** total 2x100 MW, incluyendo el montaje de barras para 100 MW y sala de celdas;
- **Etapa 3:** total 4x 100 MW, incluyendo equipamiento de campo de transformador, un transformador de 250/125/125 MVA a 220/34,5/34,5 kV, y el montaje de barras de 33 kV para 100 MW, con dos salas de celdas.

Respecto del potencial de generación del proyecto, los estudios previos por parte de la Compañía estatal mendocina de energía, EMESA (Empresa Mendocina de Energía Sociedad Anónima) indican que, según la configuración seleccionada y la ubicación geográfica del emprendimiento, el factor de planta⁸ tiene una probabilidad del 90% de exceder el 30,6%; del 75% de exceder el 31,4% y el 50% de exceder 32,1%⁹. Dichos factores de planta se traducen en una generación esperada anual de entre 1,074 GWh/ año y 1,132 GWh/año, lo que equivale, para el factor actual de emisión de la red eléctrica de Argentina, a desplazar entre 437,27 tCO₂e y 460,90 tCO₂e por año.

Actores clave involucrados

Este proyecto podría ser desarrollado por la Empresa Mendocina de Energía (EMESA), ya que un proyecto de este tipo fue presentado en las subastas de los planes RenovAr, aunque no fue seleccionado por tener precios superiores a los obtenidos en la ronda del RenovAr en la que participó.

EMESA cuenta con los estudios de impacto ambiental, los permisos necesarios para la construcción de las instalaciones y puede llevarlo adelante por sí misma o asociada a empresas privadas con suficiente experiencia en la construcción y operación de grandes parques solares conectados a las redes de los sistemas interconectados correspondientes.

El off-taker ideal de la energía producida es una empresa privada industrial que tenga como objetivos incrementar su consumo de electricidad con energías renovables no convencionales en el marco del Mercado a Término de Energías Renovables (MATER), descrito

⁸ El factor de planta refleja la relación entre la generación total en un año y la generación que podría alcanzarse si la planta operara 24 hs del día durante 365 días al año.

⁹ Esto significa que, en función de la irradiancia solar medida realmente en el sitio, en el 90% (Pg0) de los casos estudiados la generación de la planta puede ser superior al 30,6% del total que podría generar si funcionara las 24 horas del día los 365 días del año; sucesivamente en el 75% de los casos (P75) puede superar el 31,4%, y en el 50% de los casos (P50) el factor de planta puede ser mayor al 32,1%. Si bien los rendimientos son muy cercanos al realizar la evaluación del proyecto, la mayor generación en cada caso tiene efectos significativos, asociados al riesgo de que el evento no se verifique.

anteriormente, para el cumplimiento de los objetivos de participación de las fuentes renovables sobre la demanda dispuestos por la Ley 27.191.

La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) es la que despacha la central, y otorga los permisos de conexión a la capacidad de transporte existente.

Por último, y como se desprende de la sección "instrumento financiero" posteriormente, un actor relevante será el que otorgue un préstamo concesional necesario para materializar el proyecto mejorando su competitividad en el mercado privado.

Teoría del cambio

El actual sistema de generación de energía opera empleando mayoritariamente combustible fósil (60% de la generación, casi en su totalidad gas natural), siendo una necesidad promover fuentes de generación renovables no convencionales (pequeña hidroelectricidad, eólica, solar fotovoltaica, biogás y biomasa) que actualmente son minoritarias (15%) en el Balance de Energía Eléctrica para contribuir a la descarbonización efectiva de la matriz energética (reducir-electrificar-descarbonizar-sustituir)..

Para promover la reducción de combustible fósil en la generación de energía eléctrica y mitigar las emisiones del sector, será necesario superar las barreras existentes:

- Restricciones en la capacidad de transmisión eléctrica, en particular en ciertos nodos;
- Falta de crecimiento de la demanda, elevados costos del sistema con un componente de remuneración a la potencia disponible que al ser subutilizada incrementa el costo medio monómico del sistema, y suspensión de las subastas para compras conjuntas de energía eléctrica (CAMMESA);
- Escaso acceso al financiamiento y elevados costos de capital que impactan en la competitividad de los proyectos renovables que son por naturaleza capital-intensivos.

El mecanismo para viabilizar el proyecto aquí evaluado (préstamo concesional) es escalable y/o replicable modularmente con numerosos beneficios sociales, económicos y ambientales, entre los cuales se destacan:

- Reducción de consumo de combustibles fósiles con su impacto en términos de emisiones de GEI y de contaminantes locales;
- Creación de empleo de calidad en las etapas de construcción, operación y mantenimiento;
- Transformaciones en las cadenas de valor domésticas y locales;
- Expansión de infraestructura sostenible;
- Fortalecimiento de la dinámica y la transparencia de los mercados eléctricos;

- Contribución a reconfigurar la geopolítica federal, descentralizando la oferta energética;
- Reducir la vulnerabilidad por exposición a la volatilidad de los precios internacionales de las commodities energéticos.

Alineamiento con la normativa

El marco regulatorio actual resulta suficiente para la adopción de las modalidades de contratación descritas anteriormente.

No obstante, para el desarrollo de la generación a gran escala a partir de fuentes renovables es imprescindible la expansión del sistema de transmisión eléctrica. En este sentido, resulta de vital importancia en términos de políticas la previsión y el planeamiento para la expansión del sistema de transmisión como una señal para la inversión en generación que reduzca el riesgo de congestión, que se asocia con dificultades para obtener el acceso a puntos de inyección (PDI), prioridad de despacho y en última instancia habilitación comercial.

3. Necesidades de inversión

De entre las fuentes de generación libres de emisiones, las instalaciones solares fotovoltaicas junto a las eólicas son las que menores requerimientos de inversión presentan, siendo en estos términos competitivas con las fuentes termoeléctricas convencionales, situación que se intensifica al computarse los costos operativos, tanto de operación y mantenimiento como de combustibles —ausentes estos en las primeras.

Para determinar la inversión necesaria para la instalación del Parque Solar "El Quemado", se realizaron ejercicios de flujo de caja a 25 años bajo los escenarios de generación media P50, P75 y P90 a 25 años, utilizando los siguientes parámetros:

Tabla 1: Supuestos utilizados para la modelación de flujos de caja

Probabilidad de excedencia	Unidad	Escenarios		
		1: P50	2: P75	3: P90
Factor de Planta	%	32.3	31.4	30.7
Generación anual	MWh	1,132,036	1,101,600	1,074,000
CAPEX unitario planta + mov suelos + interc.	USD/MWp		802,477	
OPEX unitario	USD/MWp/año		14,000	
CAPEX total	USD		440,720,567	
OPEX total, incluyendo control y adm	USD/año		7,788,800	
Reserva de capacidad	USD/MW/trimestre		500	

Fuente: Elaboración propia sobre la base de datos de EMESA.

Asimismo, para el cálculo de la tasa interna de retorno del proyecto se utilizaron tres supuestos de precios en función de los precios pagados por CMMESA y el MaTER, de 60 USD/MWh a 70 USD/MWh, obteniéndose los siguientes resultados.

Tabla 2: Tasa interna de retorno (TIR) de la oportunidad obtenida para escenarios de remuneración por energía y de probabilidad de excedencia evaluados.

		Price (USD/ MWh)		
		60	65	70
Escenario	1: P50	6.4%	7.2%	8.0%
	2: P75	6.1%	7.0%	7.7%
	3: P90	5.9%	6.7%	7.5%

Fuente: Elaboración propia

Como puede observarse, para ser competitivo en el MaTER, el proyecto requeriría de un WACC (costo promedio ponderado del capital) de entre 5,9% y 7,2% anuales en USD, tolerando hasta 8,0% en el mejor de los escenarios, con un precio que actualmente se encuentra por encima de los parámetros del mercado.

En relación con estos valores, y en el contexto del costo de capital de la República Argentina, se ha identificado que el instrumento financiero adecuado para viabilizar la inversión podría ser un préstamo concesional a una tasa de entre 6% y 8%. Para ello se deberían analizar las distintas fuentes de financiamiento existentes y las que mejor se adecuen a las necesidades de un proyecto como El Quemado.

4. Resultados esperados

Considerando los escenarios de probabilidad de excedencia planteados (P50, P75 y P90), se espera que el proyecto "El Quemado" genere anualmente entre 1.07 y 1.13 GWh anuales, lo que implica, para la vida útil del proyecto (25 años), considerando las tres etapas de construcción, entre 26.8 TWh y 28.3 TWh.

Dicha generación conllevaría evitar la emisión de entre 10,9 MtCO₂e y 11,5 MtCO₂e aplicando el factor de emisión actual de la red eléctrica.

Para dichos escenarios de mitigación y generación, según el CAPEX considerado en la sección anterior, la inversión tendría asociado un costo de abatimiento de entre 38,2 USD/tCO₂e y 40,3 USD/tCO₂e (sin descontar).

Por su parte, al compararlo con un Ciclo Combinado¹⁰ de iguales prestaciones para una generación anual de energía equivalente y al mismo plazo, para escenarios de precio del gas natural de entre 5,5 USD/MMBTU, el diferencial entre flujos de caja descontados al 10%, para todas las combinaciones de escenarios arroja un costo de abatimiento total de 60 USD/tCO_{2e}.

La presente propuesta podría ser escalable o replicable en el país (especialmente en zonas con similares condiciones de radiación, factor de planta y acceso al SADI) con un potencial a nivel país para estas instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red estimado en alrededor de 40.000 MW (40 GW), en escala modular que puede graduarse entre 1 MW y 100 MW, de manera de alcanzar un impacto significativo en la reducción de emisiones de GEI de Argentina.

Las ventajas de la generación eléctrica mediante la construcción de un parque solar son numerosas en lo ambiental, social y económico.

En términos ambientales, reduce el consumo de combustibles fósiles que se traduce en la reducción de emisiones de GEI, Óxidos de nitrógeno (NO_x), Monóxido de carbono (CO), Compuestos Orgánicos Volátiles Distintos del Metano (COVNM) y Dióxido de azufre (SO₂).

Asimismo, fomenta la creación de puestos de trabajo en la construcción y operación del parque, y en la cadena de valor. La creación de empleo es también un beneficio social en la medida en que genera y/o fortalece capacidades técnico-operativas a nivel local para el mantenimiento y funcionamiento de las instalaciones.

Por otra parte, la incorporación de fuentes renovables a la red eléctrica cataliza transformaciones sustantivas en:

- **Las cadenas productivas:** generando la escala suficiente para la materialización progresiva de emprendimientos de fabricación doméstica de bienes de capital de complejidad creciente (desde torres para aerogeneradores a paneles solares fotovoltaicos y la industrialización del litio).
- **La expansión de la infraestructura:** introduciendo elementos nuevos a la infraestructura actual como líneas eléctricas de Ultra Alto Voltaje en Corriente Continua para atravesar de manera eficiente las grandes distancias que separan el recurso abundante de la gran demanda, pero a su vez reduciendo las necesidades de expansión de transmisión en ciertos nodos mediante la utilización de energía distribuida comunitaria e individual y la incorporación de elementos de almacenamiento (e.g. baterías).
- **Los mercados eléctricos:** fortaleciendo, conjuntamente con la digitalización y la descentralización, la figura del consumidor, la tarificación dinámica y tecnologías de manejo de la demanda que permitan brindar mayor flexibilidad al sistema e incentivos para la eficiencia energética.

¹⁰ 144 MW a 152 MW; CAPEX: 900 USD/kW; Factor de Planta 85%, FRK: 0,11; Consumo específico 1.731 kcal/kWh; O&M: 4,2 USD/MWh; LCOE resultante: de 44,2 a 75,1 USD/MWh.

- **La geopolítica federal (doméstica):** debido a que reconfigura los centros de oferta energética tradicionales de Argentina desplazando la gravitación de las provincias petroleras hacia una distribución geográfica más homogénea del recurso (que también las incluye)¹¹. Asimismo, el fortalecimiento de capacidades a escala local también implica descentralizar la ubicación de la mano de obra calificada.
- **La exposición a los precios internacionales:** atendiendo a su vez la cuestión de la dependencia externa y la vulnerabilidad de Argentina frente a las fluctuaciones de precios internacionales de los hidrocarburos.

¹¹ Clementi, L. et al. El mapa de la transición energética argentina. Anales de Geografía de la Universidad Complutense. Ediciones Complutense, Madrid, 2019.

5. Anexo

Síntesis de resultados clave para la estimación de requerimientos de nueva potencia renovable a ser incorporada a la red eléctrica de Argentina hacia 2050.

Tabla A1: Síntesis de resultados clave de la modelización del estado final del de consumo final de energía y generación eléctrica para los tres escenarios de crecimiento del PIB.

		Estado inicial 2018	Estado final 2050		
Escenarios de crecimiento del PIB			Bajo	Medio	Alto
Consumo final de energía	ktep	51,250	65,105	69,086	79,201
% de electricidad sobre consumo final		21%	69.9%	69.4%	70.0%
Demanda de energía eléctrica	TWh	133.0	529.7	557.7	644.8
Potencia eléctrica instalada (incluye baterías)	GW	38.5	207.3	214.7	243.8
Incorporaciones anuales de potencia (MM10a)	MW/año	1,130.2	12,117.6	12,828.7	14,750.5
Energía distribuida sobre total	% sobre generación	0%	14%	14%	14%
Incorporación de capacidad de generación termoeléctrica convencional s/total (10a)	%	78.8%	37.0%	36.9%	35.5%
Incorporación de capacidad de generación libre de emisiones sobre total (10a)	%	21.2%	63.0%	63.1%	64.5%
Inversiones anuales en nueva capacidad (MM10a)	miles MMUSD/año	2.02	9.39	9.99	11.53
Porcentaje de generación a partir de combustibles*	%	64%	5%	6%	8%
Porcentaje de generación libre de emisiones	%	36%	95%	94%	92%
Intensidad de emisiones de GEI**	tCO ₂ e/GWh	309.4	32.8	37.6	49.8
Reducción de intensidad de emisiones de GEI de generación vs. estado Inicial	%		-89%	-88%	-84%

***En el caso de la intensidad de emisiones de la generación eléctrica para el Estado Final, se presenta como peor escenario el cuantificado suponiendo que la generación termoeléctrica de backup se produce con gas natural. Instancias futuras de este análisis explorarán su sustitución completa por biocombustibles, hidrógeno y almacenamiento de respuesta ultra rápida.*

Fuente: Elaboración propia.