



HELIOS SANTA ROSA I & II SOLAR PV PLANT

Documento preparado por Mariela Beljansky y Leonel Mingo

Project Document Template (Version 2.3)	
Nombre del proyecto	Helios Santa Rosa I & II Solar PV plant
Proponente del proyecto	Tassaroli S.A.
Información de contacto del proponente de proyecto	Julieta Zanona julieta.zanona@tassaroli.com Carlos Alberto Tassaroli: carlos@tassaroli.com +54 260 444 2200 Website: www.tassaroli.com.ar Av. Mitre 3495 San Rafael (5600)- Mendoza. Argentina. Leonel Mingo (desarrollador del PDD): leonelmingo@gmail.com +5491122647380
Información de contacto del titular del proyecto	Carlos Tassaroli carlos@tassaroli.com +54 9 260 456 6900

Project Document Template (Version 2.3)	
Participantes del proyecto	Tassaroli S.A.
Versión	01
Fecha	
Tipo de proyecto	Fuentes renovables No-Convencionales
Proyecto Agrupado	No
Metodología Aplicada	AMS I.D. Grid connected renewable electricity generation Version 18.0
Localización del Proyecto (Ciudad, Región, País)	Ciudad de Santa Rosa, provincia Mendoza, Argentina.
Fecha de inicio	03/05/2021
Período de cuantificación de reducciones de GEI	7 años (renovables dos veces). Primer período de acreditación: Desde 01/04/2022 hasta 31/03/2029

Project Document Template (Version 2.0)	
Cantidad estimada de reducciones de GEI totales y promedio anual	66.527 tCO ₂ 9.503 tCO ₂ /año
Objetivos de Desarrollo Sustentable	ODS 4 Educación de calidad ODS 7 Energía asequible ODS 8 Crecimiento Económico ODS 13 Cambio climático
Categoría especial, relacionada con co-beneficios	N/A

Tabla de contenidos

Contenido

1	Elegibilidad de Proyecto	1
1.1	<i>Alcance</i>	1
1.2	<i>Tipo de Proyecto</i>	2
1.3	<i>Escala de Proyecto</i>	3
2	Descripción General del proyecto	3
2.1	<i>Nombre del Proyecto de GEI</i>	4
2.2	<i>Objetivos</i>	4
2.3	<i>Actividades de Proyecto</i>	5
2.4	<i>Localización del Proyecto</i>	8
2.5	<i>Información adicional sobre el Proyecto GEI</i>	8
3	Cuantificación de Reducciones de Emisiones de GEI	9

3.1	<i>Metodología de cuantificación</i>	9
3.1.1	Condiciones de Aplicabilidad de la metodología.....	10
3.1.2	<i>Desviaciones metodológicas</i>	12
3.2	<i>Límites de Proyecto</i>	12
3.2.1	Área de Proyecto.....	13
3.2.2	Reservorios de carbono y fuentes de GEI.....	14
3.2.3	Límites temporales y períodos de análisis.....	17
3.2.3.1	Fecha de comienzo de proyecto.....	17
3.2.3.2	Período de acreditación de reducciones de GEI.....	17
3.2.3.3	Período de monitoreo.....	17
3.3	<i>Identificación y descripción del escenario de línea de base</i>	18
3.4	<i>Adicionalidad</i>	21
3.5	<i>Gestión de la incertidumbre</i>	31
3.6	<i>Fugas y no-permanencia</i>	32
3.7	<i>Resultados de Mitigación</i>	33
4	Cumplimiento de la legislación aplicable	50
5	Propiedad y derechos del carbono	52
5.1	<i>Titular del proyecto</i>	52
5.2	<i>Otros participantes de proyecto</i>	52
5.3	<i>Acuerdos relacionados con derechos de carbono</i>	53
5.4	<i>Tenencia de la tierra (si es aplicable)</i>	53

6	Adaptación al Cambio Climático	53
7	Gestión de riesgos	54
7.1	<i>Gestión del riesgo de reversión</i>	54
8	Salvaguardias para el desarrollo sostenible	55
COMPLETAR ¡Error! Marcador no definido.	
9	Consulta con las partes interesadas (stakeholders)	62
9.1	<i>Resumen de los comentarios recibidos</i>	64
9.2	<i>Consideración de los comentarios recibidos</i>	64
10	Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)	64
11	Salvaguardas REDD+ (si corresponde)	66
12	Categorías especiales, relacionadas con cobeneficios	66
13	Proyecto Agrupado (si aplica)	66
14	Otros programas de GEI	66
15	evitar la doble contabilidad	67
16	Plan de Monitoreo	68
16.1	<i>Datos y parámetros para cuantificar reducciones de emisiones</i>	69
16.2	<i>Información adicional para determinar el escenario base o de referencia</i>	80
16.3	<i>Información relacionada con la evaluación del impacto ambiental de las actividades de proyecto de GEI</i>	84
16.4	<i>Procedimientos establecidos para la gestión de reducciones o remociones de emisiones de GEI y relacionados con el control de calidad</i>	85

1 Elegibilidad de Proyecto

1.1 Alcance

El proyecto es elegible bajo el alcance del Estándar BCR si cumple con las siguientes condiciones.

El alcance del estándar BCR se limita a:	
Los siguientes gases de efecto invernadero, incluidos en el Protocolo de Kioto: Dióxido de Carbono (CO ₂), Metano (CH ₄) y Óxido Nitroso (N ₂ O)	X
Proyectos de GEI utilizando una metodología desarrollada o aprobada por BioCarbon Registry, aplicable a actividades de remoción de GEI y actividades REDD+ (Sector AFOLU).	
Reducciones cuantificables de emisiones y/o remociones de GEI generadas por la implementación de actividades de remoción de GEI y/o actividades REDD+ (Sector AFOLU).	
Proyectos de GEI utilizando una metodología desarrollada o aprobada por BioCarbon Registry, aplicable a actividades de los sectores de energía, transporte y residuos.	X
Reducciones cuantificables de emisiones de GEI generadas por la implementación de actividades en los sectores de energía, transporte y residuos.	X

La actividad de proyecto consiste en una planta solar fotovoltaica conectada a la red, con una potencia instalada de 10,2 MW. La Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa tiene 2 etapas de implementación con 2 años de diferencia: 5 MW + 5,2 MW y está conectada a la red eléctrica argentina en dos puntos de interconexión en 13,2 kV.

Las emisiones de línea de base incluyen únicamente las emisiones de CO₂ procedentes de la generación de electricidad en centrales eléctricas que son desplazadas debido a la actividad del proyecto.

Según el documento Orientaciones para la Certificación y Registro de Proyectos Sector

Energía Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) Versión 1.1 en su sección 3 en el ámbito del estándar Biocarbon Registry pueden certificarse y registrarse proyectos de generación de energías renovables que incluyen la generación de energía con fuentes no convencionales de energías renovables como la energía solar, tal cual es la situación del proyecto propuesto.

La metodología seleccionada para la realización del presente proyecto es AMS I.D. Grid connected renewable electricity generation Version 18.0 proveniente del MDL, siendo esta metodología aprobada por Biocarbon Registry según establece el documento Orientaciones para la Certificación y Registro de Proyectos Sector Energía Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) Versión 1.1 en el Apéndice A donde están expresadas las metodologías aplicables aprobadas.

1.2 Tipo de Proyecto

Se marca con una X el tipo de proyecto bajo el cual se desarrolla la actividad del proyecto.

Actividades en el sector AFOLU, distintas de REDD+**Actividades REDD+**

Actividades en el sector energético. X

Actividades en el sector transporte.

Actividades relacionadas con la manipulación y eliminación de residuos

1.3 Escala de Proyecto

Pequeña escala. El proyecto tendrá una capacidad instalada de 10,2 MW, inferior al límite definido por el Mecanismo de Desarrollo Limpio que es de 15 MW_e.¹

2 Descripción General del proyecto

La actividad de proyecto consiste en la generación de electricidad renovable conectada a red basada en tecnología Solar Fotovoltaica. Es un proyecto *Green Field* (hecho desde cero) ubicado en el departamento de Santa Rosa, provincia de Mendoza, Argentina. Antes de la actividad del proyecto, en la propiedad no existían cultivos ni bosques ni actividad económica alguna. La actividad de proyecto es de pequeña escala y tiene 2 etapas de implementación con 2 años de diferencia: 5 MW + 5,2 MW. Cada etapa está conectada a la red eléctrica argentina en 13,2 kV y cada una tiene su punto de interconexión.

La primera etapa de la actividad del proyecto (Helios Santa Rosa I, 5 MW) se encuentra suministrando electricidad a la red desde el 01/04/2022 y su autorización comercial tiene fecha del 29/03/2022. En el primer año de funcionamiento (del 01/04/2022 al 31/03/2023) se suministraron a la red 13.541,35 MWh.

La segunda etapa de la actividad de proyecto (Helios Santa Rosa II, 5,2 MW) se encuentra en construcción y se espera que comience a entregar electricidad a la red a partir del 01/04/2024.

En el escenario base, toda la electricidad entregada a la red por la actividad de proyecto se

¹ https://cdm.unfccc.int/methodologies/documentation/meth_booklet.pdf#AMS_I_D

habría generado en plantas de energía existentes conectadas a la red y mediante la adición de nuevas fuentes de generación. El sistema eléctrico argentino cuenta con un mix de fuentes de generación que incluyen generación hidráulica, nuclear, térmica basada en combustibles fósiles y una pequeña porción de energía eólica, solar fotovoltaica, biomasa y biogás. La generación de energía térmica representa aproximadamente el 60% y depende principalmente de gas natural, aunque también emplea fueloil, gasoil y carbón.

La actividad de proyecto genera electricidad por medios sustentables, sin causar ningún impacto negativo al medio ambiente, que se suministra al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Para el primer período de acreditación de 7 años (del 01/04/2022 al 31/03/2029), la producción eléctrica promedio anual estimada de la planta solar fotovoltaica Helios Santa Rosa es de 23.322,6 MWh/año y se espera que las reducciones totales de emisiones de GEI sean de 66.527 t CO_{2e}.

Para el período de acreditación de 21 años, se espera que la electricidad total entregada a la red sea de 521.543 MWh y que las reducciones de emisiones de GEI alcancen las 212.530 t CO_{2e}.

Los beneficios específicos del proyecto son los siguientes:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en el sistema eléctrico argentino respecto al escenario de referencia.
- Ayudar a estimular la participación del sector privado en plantas de energía solar en Argentina.
- Contribuir a la dinamización de plantas de energía distribuida conectadas a la red de distribución en 13,2 kV.
- Creación de empleo durante la fase de construcción y operación de la planta.
- Contribuir a reducir las emisiones de NOx y SOx de los combustibles fósiles, respecto al escenario de referencia.
- Diversificar el portafolio de generación eléctrica y reducir la dependencia de la importación de otras fuentes de energía.

2.1 Nombre del Proyecto de GEI

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

2.2 Objetivos

El proyecto tiene como objetivo:

Version 2.3

- Producir electricidad renovable a través de medios solares fotovoltaicos para ser suministrada al Sistema Eléctrico Argentino denominado SADI (Sistema Interconectado Argentino).
- Reducir las emisiones de carbono respecto al escenario base Crear empleo y crecimiento económico en la zona.
- Esta generación de energía disminuirá la demanda de la zona por parte del sistema nacional, mejorando la confiabilidad de la red en toda la región.
- La generación cercana a la demanda reducirá las pérdidas de transmisión y distribución del sistema eléctrico argentino

2.3 Actividades de Proyecto

La actividad de proyecto consiste en la generación de electricidad basada en tecnología Solar FV conectada a red.

La electricidad renovable suministrada a la red por la actividad de proyecto desplazará a electricidad con un factor de emisión de CO₂ más intensivo ya que en la red aproximadamente el 60% de la electricidad se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural, aunque también se utiliza gasoil, fueloil y carbón.

En el primer período de acreditación de 7 años, la actividad de proyecto desplazará en promedio 23.322 MWh/año (13.351 MWh/año de Helios Santa Rosa I y 9.971 MWh/año de Helios Santa Rosa II).

A continuación, se presentan equipamientos y aspectos relevantes para cada etapa de implementación:

Etapa del proyecto	Santa Rosa I	Santa Rosa II
Fecha de inicio de la actividad de mitigación (desplazar electricidad de la red)	01/04/2022	01/04/2024 (expected)
Capacidad disponible en el punto de interconexión	5 MW	5,2 MW

Capacidad máxima instalada	6.322.290 Wp	6.391.110 Wp
Cantidad total Módulos fotovoltaicos.	11.687	9.735
Cantidad y capacidad de Módulos monocristalinos de lámina posterior.	4.805 de 540 Wp & 3.193 de 545 Wp	-----
Cantidad y capacidad de Módulos monocristalinos bifaciales de doble vidrio.	3.131 de 535 Wp & 558 de 540 Wp	6.798 de 655 Wp & 2.937 de 660 Wp

Cantidad y capacidad de Inversores:	28 de 215 kW _{CA}	20 de 330 kW _{CA}
Cantidad y tipo de Trackers (seguidores):	144 - Seguidores horizontales independientes de un solo eje N-S Rango: ± 60°. Sistema de control: 1 controlador por seguidor. Algoritmos astronómicos + circuito cerrado del sensor de inclinación.	160 – Seguidores de una hilera de un solo eje N-S. Rango: ± 60°. Controlador: Placa electrónica con microprocesador
Transformador	Marca Vasile: 6300 kVA 13,8 kV output, 50 Hz Tipo de Enfriamiento de Transformador ONAN. Tipo de Aceite de Transformador: Aceite Mineral (Libre de PCB).	Marca Huawei: Jupiter 6000k-H1. Smart Transformer Station. AC 6600 kVA @40°C. 800 V input, Output 13.2 kV, 50 Hz. Tipo de Enfriamiento de Transformador ONAN. Tipo de Aceite de Transformador: Aceite Mineral (Libre de PCB).

Helios Santa Rosa I se conecta a la línea existente de 13,2 kV de EDESTE que está contigua al predio del parque Solar PV. Helios Santa Rosa II se conecta a la red en la Subestación Santa Rosa propiedad de EDESTE. La línea de 13,2 kV entre la instalación de Helios Santa Rosa II y el punto de interconexión que tiene una longitud de 5,16 km forma parte de la actividad de proyecto.

2.4 Localización del Proyecto

La Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa se encuentra a una distancia aproximada de 5 km al noroeste de la ciudad de Santa Rosa en la provincia de Mendoza, Argentina.

La energía evacuada de Santa Rosa II será inyectada en la Subestación Eléctrica Santa Rosa (ET SR) ubicada al oeste de la ciudad de Santa Rosa, sobre la Ruta Provincial 50 y a 2 km de la Ruta Nacional 7. La línea de 13,2 kV entre las instalaciones de Helios Santa Rosa II y el punto de interconexión forma parte de la actividad de proyecto y tiene una longitud de 5,16 km.

Coordenadas geográficas de la ubicación de cada etapa de la Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa:

Helios Santa Rosa I	Helios Santa Rosa II
Latitud 33° 12' 51.73" Sur	Latitud 33° 12' 38.17" Sur
Longitud: 68° 10' 01.93" Oeste	Longitud: 68° 09' 56.29" Oeste
Altitud: 621 m sobre el nivel del mar	Altitud: 619 m sobre el nivel del mar

Las coordenadas geográficas de los puntos de Interconexión son:

Helios Santa Rosa I	Helios Santa Rosa II
Latitud 33° 13' 02.29" Sur	Latitud 33° 14' 57.45" Sur
Longitud: 68° 10' 08.74" Oeste	Longitud: 68° 09' 42.35" Oeste
Altitud: 622 m sobre el nivel del mar	Altitud: 611 m sobre el nivel del mar

2.5 Información adicional sobre el Proyecto GEI

El predio fue seleccionado debido al alto nivel de irradiación solar en la zona y la ausencia de sombras provocadas por construcciones y/o vegetación y/o accidentes orográficos. La superficie es adecuada para instalar y orientar los módulos fotovoltaicos.

El área total de la Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa es de 26,12 ha (Santa Rosa
Version 2.3

I: 12,91 ha y Santa Rosa II: 13,2 ha). La superficie del terreno propiedad de Tassaroli S.A. donde en su interior se ubican las instalaciones de Santa Rosa I y de Santa Rosa II, es de 27,8 ha. Asimismo, forma parte de la actividad del proyecto la línea de 13,2 kV entre las instalaciones de Santa Rosa II y el punto de interconexión y tiene una longitud de 5,16 km. Tassaroli S.A. compró el terreno donde está instalada la Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa, el 05/03/2021. La Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa se desarrolla en la Fracción A del Plan de Medición y Subdivisión visado por la Dirección de Catastro Provincial N° 11-81118-6.

El 21 de enero de 2020, el proyecto “Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa (ambas fases)” fue autorizado por el organismo ambiental del Gobierno de Mendoza (Resolución 019/2020 Ministerio de Ambiente y Ordenamiento Territorial).

3 Cuantificación de Reducciones de Emisiones de GEI

3.1 Metodología de cuantificación

La metodología de UNFCCC y las herramientas relacionadas utilizadas son:

Título: Tipo I, Proyecto de Energía Renovable

- Metodología: AMS I.D. Small scale Methodology “Generación de electricidad renovable conectada a la red” versión 18.0²:
- TOOL 07: Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico – Versión 07.0³
- Tool 21: Demostración de la adicionalidad de las actividades de proyectos a pequeña escala Versión 13.1⁴.
- BCR Tool Sustainable Development Safeguards (SDSs Tool) Biocagon Registry version1.1⁵

² <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

³ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

⁴ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-21-v13.1.pdf>

⁵ https://biocarbonstandard.com/wp-content/uploads/BCR_Sustainable_development_safeguards.pdf

- BCR Tool Avoiding Double Counting version 2.0 ⁶
- BCR Tool Objetivos de Desarrollo Sostenible version

3.1.1 Condiciones de Aplicabilidad de la metodología

El siguiente cuadro muestra cómo la actividad del proyecto cumple con todas las condiciones de aplicabilidad de la metodología seleccionada.:

N°	Condición de aplicabilidad	Cumplimiento de la condición
1.	Esta metodología es aplicable a actividades de proyecto que: (a) Instalan una planta Greenfield; (b) Implican una adición de capacidad en una o varias plantas existentes; (c) Implican una modernización de una o varias plantas existentes; (d) Implican la rehabilitación de una(s) planta(s)/unidad(es) existente(s); o (e) Implican el reemplazo de una o varias plantas existentes.	La actividad de proyecto fue un "proyecto Greenfield". Por tanto, cumple con la opción (a) del criterio mencionado.
2.	Las centrales hidroeléctricas con embalses que cumplan al menos una de las siguientes condiciones son elegibles para aplicar esta metodología: (a) La actividad de proyecto se implementa en un embalse existente sin cambios en el volumen del embalse; (b) La actividad de proyecto se implementa en un embalse existente, donde el volumen del embalse aumenta y la densidad de potencia de la actividad del proyecto, según las definiciones dadas en la sección de emisiones del proyecto, es superior a 4 W/m ² ; (c) La actividad de	La actividad de proyecto involucra una planta de energía solar fotovoltaica. Por lo tanto, este criterio no es aplicable.

⁶ https://biocarbonstandard.com/wp-content/uploads/BCR_avoiding-double-counting.pdf

	proyecto da como resultado nuevos embalses y la densidad de potencia de la central eléctrica, según las definiciones dadas en la sección de emisiones del proyecto, es superior a 4 W/m ² .	
3.	Si la nueva unidad tiene componentes renovables y no renovables (por ejemplo, una unidad eólica/diésel), el límite de elegibilidad de 15 MW para una actividad de proyecto MDL de pequeña escala se aplica sólo al componente renovable. Si la nueva unidad quema combustibles fósiles, la capacidad de toda la unidad no excederá el límite de 15 MW.	El CCMP sólo tiene un componente renovable con menos de 15 MW. Se trata de una planta solar fotovoltaica de 10,2 MW de capacidad instalada. Por tanto, cumple con el criterio mencionado.
4.	Los sistemas combinados de calor y electricidad (cogeneración) no son elegibles en esta categoría.	El CCMP no es un proyecto de cogeneración por lo que se cumple con este criterio.
5.	En el caso de actividades de proyecto que impliquen la adición de capacidad de unidades de generación de energía renovable en una instalación de generación de energía renovable existente, la capacidad agregada de las unidades agregadas por el proyecto debe ser inferior a 15 MW y debe ser físicamente distinta de las unidades existentes.	Como el CCMP era un proyecto Greenfield, esta condición no es aplicable.
6.	En el caso de modernización, rehabilitación o reemplazo, para calificar como proyecto de pequeña escala, la producción total de la central/unidad eléctrica modernizada, rehabilitada o de reemplazo no deberá exceder el límite de 15 MW.	Como el CCMP era un proyecto Greenfield, esta condición no es aplicable.
7.	En el caso de proyectos de gas de vertedero, gases residuales, tratamiento de aguas residuales y agroindustrias, las emisiones de metano recuperadas son elegibles bajo una categoría relevante de Tipo III. Si el metano recuperado se utiliza para la generación de electricidad para el suministro a una red, entonces la línea de base para el componente eléctrico deberá estar de acuerdo con el procedimiento prescrito bajo esta metodología. Si el metano recuperado se utiliza para generación de calor o cogeneración, se explorarán otras metodologías Tipo I aplicables, como "AMS-I.C.: Producción de energía térmica con o sin electricidad".	La CCMP es una planta solar fotovoltaica conectada a red, por lo que este criterio no es aplicable.

8.	En caso de que la biomasa provenga de plantaciones dedicadas, se aplicarán los criterios de aplicabilidad de la herramienta "Emisiones del proyecto procedentes del cultivo de biomasa".	Los VVB del CCMP no emplearon biomasa procedente de plantaciones dedicadas, por lo que este criterio no es aplicable.
----	--	---

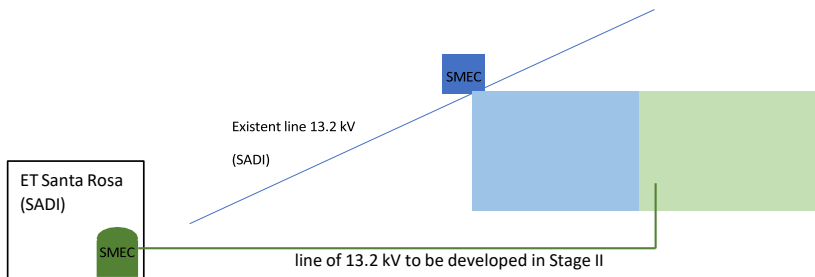
3.1.2 Desviaciones metodológicas

Biocarbon Registry no aprobó ninguna desviación metodológica sobre la metodología seleccionada por lo tanto no aplica.

3.2 Límites de Proyecto

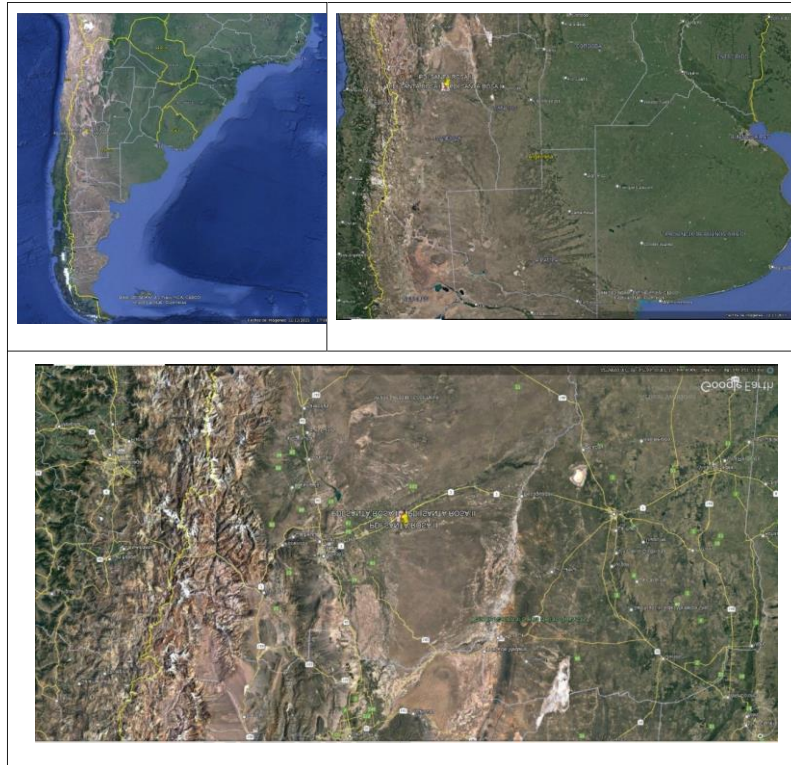
Según la metodología, AMS I.D. "Generación de electricidad renovable conectada a la red" versión 18.0, la extensión espacial de los límites del proyecto incluyen la planta de energía del proyecto y todas las plantas de energía conectadas físicamente al sistema eléctrico al que está conectada la planta de energía del proyecto. Este último es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Asimismo, forma parte de la actividad de proyecto los 5,16 km de la línea de 13,2 kV que vincula las instalaciones de Helios Santa Rosa II y el punto de interconexión con la red eléctrica nacional.



3.2.1 Área de Proyecto

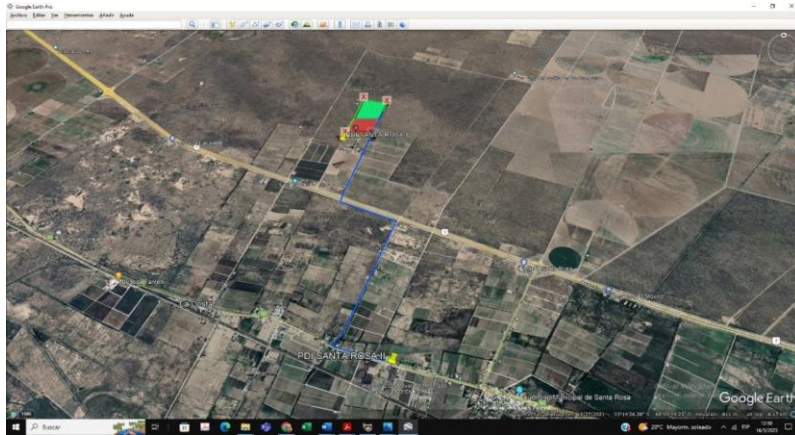
La planta de energía solar fotovoltaica se encuentra ubicada en un terreno de



aproximadamente 27,8 Ha designado como Fracción A del Plan de Medición y Subdivisión visado por la Dirección Provincial de Catastro N° 11-81118-6. La ubicación de Argentina, la provincia de Mendoza, el área del proyecto y los límites espaciales del CCMP se presentan en las siguientes imágenes:

Comentado [Ie1]: Incluir las nuevas imagies

Comentado [Ie2R1]: INcluir el programa de anti corrupcion y etica



3.2.2 Reservorios de carbono y fuentes de GEI

Tipo de GEI	Actividad que lo reduce
CO ₂	Electricidad renovable suministrada a la red que desplaza electricidad del sistema eléctrico con factor de emisión de CO ₂ más intensivo.

Fuente	GEI	¿Incluido?	Justificación/Explicación
Emisiones de CO ₂ procedentes de la	CO ₂	Sí	Principal fuente de emisión.
	CH ₄	No	No incluido según AMS I.D.

	generación de electricidad en centrales eléctricas alimentadas con combustibles fósiles que son desplazadas debido a la actividad del proyecto	N ₂ O	No	No incluido según AMS I.D.
--	--	------------------	----	----------------------------

	Source	GHG	Included?	Justification/Explanation
Proyecto	Para centrales geotérmicas de vapor seco o flash, emisiones de CH4 y CO2 de gases no condensables contenidos en el vapor geotérmico	CO ₂	No	No aplica
		CH ₄	No	No aplica
		N ₂ O	No	No aplica
	Para centrales geotérmicas binarias, emisiones fugitivas de CH4 y CO2 procedentes de gases no condensables contenidos en el vapor geotérmico	CO ₂	No	No aplica
		CH ₄	No	No aplica
		N ₂ O	No	No aplica
	En el caso de las centrales geotérmicas binarias, las emisiones fugitivas de hidrocarburos como el nbutano y el isopentano (fluido de trabajo) contenidos en los intercambiadores de calor.	CO ₂	No	No aplica
		CH ₄	No	No aplica
		N ₂ O	No	No aplica
	Emisiones de CO2 procedentes de la combustión de combustibles fósiles para la generación de electricidad en centrales solares térmicas y geotérmicas	CO ₂	No	No aplica
		CH ₄	No	No aplica
		N ₂ O	No	No aplica

Para las centrales hidroeléctricas, las emisiones de CH4 del embalse	CO ₂	No	No aplica
	CH ₄	No	No aplica
	N ₂ O	No	No aplica

Según la actividad del proyecto y la metodología no existen fugas ni emisiones de proyecto en la planta Solar Fotovoltaica.

3.2.3 Límites temporales y períodos de análisis

Los límites temporales de los proyectos corresponden a los períodos de acreditación durante los cuales se cuantifican las reducciones de emisiones de GEI. Los períodos de acreditación se definen en el apartado 11.5 del Estándar BCR versión 3.4 Para las actividades de los sectores de energía, transporte y residuos, los períodos de acreditación serán los establecidos por el Mecanismo de Desarrollo Limpio.

Por tanto, el período de acreditación de la actividad del proyecto es de 21 años (7 años renovables dos veces).

3.2.3.1 Fecha de comienzo de proyecto

La fecha de inicio de la actividad de proyecto es: 03/05/2021 que es la fecha de compra del terreno donde se implementa la actividad de proyecto.

3.2.3.2 Período de acreditación de reducciones de GEI

Primer período de acreditación (7 años): Desde 01/04/2022 hasta 31/03/2029.

3.2.3.3 Período de monitoreo

Frecuencia de eventos de verificación (períodos de monitoreo): anualmente o cada 2 años.

3.3 Identificación y descripción del escenario de línea de base

La actividad de proyecto consiste en una Planta Solar Fotovoltaica conectada a red. Es un proyecto greenfield y tiene 2 etapas de implementación. La primera etapa de 5 MW comenzó a operar en abril de 2022 y la segunda etapa (5,2 MW) está en construcción y se espera que entregue electricidad a la red a partir de abril de 2024.

La Metodología AMS I.D. "Generación de electricidad renovable conectada a la red", versión 18.0 estableció:

Las emisiones de referencia o línea de base incluyen únicamente las emisiones de CO₂ procedentes de la generación de electricidad en centrales eléctricas que son desplazadas debido a la actividad de proyecto. La metodología supone que toda la generación de electricidad del proyecto por encima de los niveles de referencia habría sido generada por plantas de energía conectadas a la red existentes y la adición de nuevas plantas de energía conectadas a la red, como se refleja en el margen combinado (CM). Como resultado de esto, las emisiones de línea de base (BE_y en tCO₂) son el producto del factor de emisiones de referencia (EF_y en tCO₂/MWh), y la electricidad suministrada por la actividad de proyecto a la red (EG_y en MWh).

Según el párrafo 22 de AMS I.D. versión 18.0, las emisiones de referencia incluyen solo las emisiones de CO₂ procedentes de la generación de electricidad en centrales eléctricas que son desplazadas debido a la actividad de proyecto.

El sistema eléctrico argentino es operado por CMMESA. Esta entidad es la encargada del despacho y las transacciones comerciales en el Mercado Eléctrico Mayorista, denominado MEM. Cada mes CMMESA publica un informe que incluye todos los datos relevantes.

Históricamente, la composición de la generación de la potencia instalada estuvo fuertemente marcada por la generación térmica basada en combustibles fósiles con una muy baja presencia de energías renovables. Analizando la evolución histórica desde el año 2002 a 2023⁷ se puede apreciar que la proporción de combustibles fósiles se mantuvo relativamente estable durante el periodo de análisis:

⁷ <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/Informe%20Anual/2024/Informe%20Anual%202023.pdf>

Año 2002 – 55%

Año 2009 – 55%

Año 2016 – 61%

Año 2023 – 58%

Con respecto a las energías provenientes de fuentes renovables es importante destacar que en junio de 2016, de acuerdo a la Ley 27191 de Energías Renovables⁸ las unidades hidráulicas con capacidad inferior a 50 MW se clasifican como unidades renovables. No obstante CAMMESA sigue informando y discriminando la composición de las fuentes de energía entre renovables y renovables con hidro. La evolución de las fuentes renovables sin el componente hidro durante el periodo de análisis fue:

Año 2002 – 1.6%

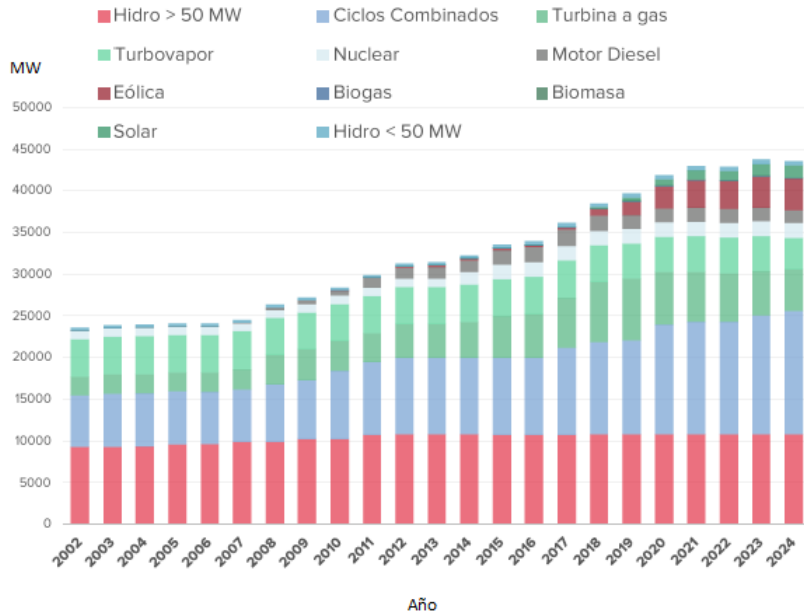
Año 2009 – 1.3%

Año 2016 – 2%

Año 2023 – 13%

⁸ <https://servicios.infoleg.gob.ar/infolegInternet/anexos/250000-254999/253626/norma.htm>

Figura xx: Evolución Anual de la potencia instalada por tecnología (MW)



Fuente: Cammesa

En el informe mensual de junio de 2024⁹, CAMMESA publicó que la capacidad instalada en el sistema eléctrico argentino es de 43.603 MW donde el 58% de la generación eléctrica corresponde a generación térmica basada en combustibles fósiles representa aproximadamente el 13% (sin contemplar la energía hidráulica de la potencia total instalada y llegó a cubrir aproximadamente el 14,3% de la demanda total de energía. proviene de fuentes renovables).

Según la información presentada, el sistema eléctrico argentino aún depende de combustibles fósiles y las tecnologías intensivas en carbono siguen siendo las fuentes

⁹ file:///C:/Users/Leonel%20Mingo/Downloads/Consultorias/Cientes/Tassarolli/informes%20cammesa/Informe%20Mensual_2024-06%20cammesa.pdf

predominantes de producción de electricidad en Argentina.

La actividad de proyecto tendrá una capacidad instalada de 10,2 MW que es menos del 0,024% del total, por lo que la cantidad de energía suministrada por la actividad de proyecto podría, en ausencia del proyecto, ser proporcionada por las unidades que ya dan servicio al sistema eléctrico argentino y por la incorporación al sistema de nuevas centrales eléctricas.

3.4 Adicionalidad

Cumpliendo con el Estándar de Biocarbon Registry, los proyectos de energía, deben utilizar las Tools provenientes del Mecanismo Desarrollo Limpio para la demostración de la adicionalidad del proyecto.

Para establecer la línea de base de la actividad de proyecto se aplica la metodología MDL aprobada AMS-I.D Small-scale Methodology Grid-connected renewable electricity generation (versión 18.0). Las referencias normativas de la metodología aplicada remiten a que los participantes en el proyecto aplicarán las "Directrices generales para las metodologías del MDL CSS, información sobre la adicionalidad¹⁰".

Por lo tanto para la demostración de la adicionalidad del presente proyecto se utilizará la Tool 21: Demostración de la adicionalidad de las actividades de proyectos a pequeña escala Versión 13.1.

De acuerdo con la sección 5 de la Tool 21 versión 13.1, el participante del proyecto debe proporcionar una explicación que demuestre que la actividad de proyecto no habría ocurrido debido a al menos una de las siguientes barreras:

- a) Barrera de inversión: Una alternativa financieramente más viable a la actividad del proyecto habría dado lugar a mayores emisiones.
- b) Barrera tecnológica: Una alternativa tecnológicamente menos avanzada a la

¹⁰ https://cdm.unfccc.int/Reference/Guidclarif/ssc/methSSC_guid15_v01.pdf

actividad de proyecto implica menores riesgos debido a la incertidumbre en el

desempeño o la baja participación de mercado de la nueva tecnología adoptada para la actividad de proyecto y, por lo tanto, habría dado lugar a mayores emisiones.

c) Barreras debidas a la práctica predominante: la práctica predominante o los requisitos regulatorios o políticos existentes habrían llevado a la implementación de una tecnología con mayores emisiones.

d) Otras barreras: sin la actividad del proyecto, por cualquier otra razón específica identificada por el participante del proyecto, como barreras institucionales o información limitada, recursos de gestión, capacidad organizacional, recursos financieros o capacidad para absorber nuevas tecnologías, las emisiones habrían sido mayores.

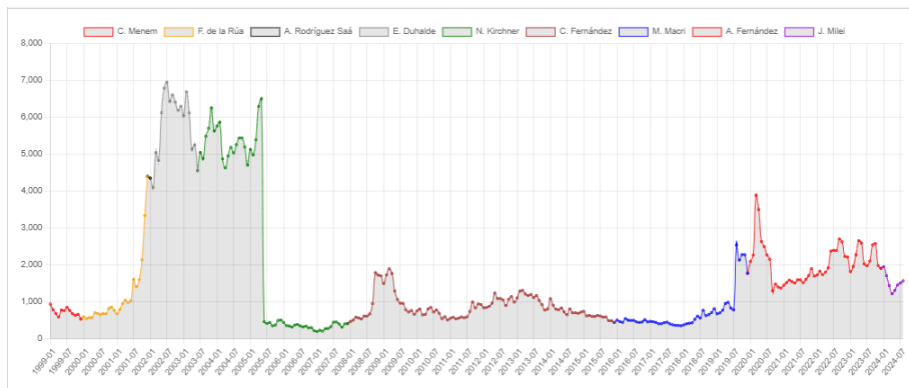
La demostración de adicionalidad se demuestra a través de la del inciso d "Otras Barreras" basada en la complejidad económica argentina. La inflación prolongada en, el riesgo económico, la inestabilidad política y económica y la devaluación de la moneda nacional hacen que cualquier inversión a largo plazo sea una decisión de alto riesgo. La larga historia de falta de pago de deuda se refleja en su elevado diferencial de tasas de interés.

EL índice de Riesgo País (Emerging Bond Index Plus) creado por JP Morgan¹¹ mide el riesgo que representa un país para los inversores extranjeros. Este índice precisa la tasa de interés que debería pagar al emitir deuda un país en el exterior. Esto abarca tanto el sector público como privado de un país. Es decir, a gobiernos nacionales, provinciales y municipales y también a empresas privadas de cualquier rubro. El valor que otorga el índice de Riesgo País es cuanto más de interés deben pagar los títulos de deuda pertenecientes a un país por encima de lo que rinden los bonos del tesoro de Estados Unidos. Para realizar esta medición, JP Morgan toma el rendimiento que estén mostrando los títulos de deuda de un determinado plazo de vencimiento (ejemplo, a diez años) y lo compara con el rendimiento que esté otorgando un bono del Tesoro estadounidense que tenga el mismo plazo de vencimiento.

¹¹ <https://www.jpmorgan.com/AR/es/about-us>

En general, para medir el riesgo y la capacidad de pago, las calificadoras tienen en cuenta varios factores. Entre ellos, la situación económica general del país, en donde pesan algunas variables como el déficit fiscal, el crecimiento, la apertura comercial, entre otras. También se tienen en cuenta factores políticos, sociales e institucionales.

Figura xx: Evolución Riesgo País Argentina agosto 1999- julio 2024

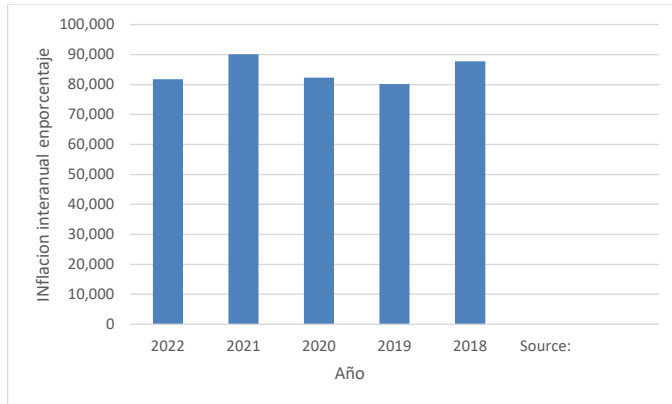


Fuente: JP Morgan

Como se puede apreciar, el índice de riesgo país cerró por encima de los 2.500 puntos a finales de 2023 y a junio del 2024 supera los 1500 puntos. Esto hace prácticamente imposible acceder a créditos del exterior para el desarrollo de este tipo de proyectos.

La falta de disciplina fiscal, un problema crónico en Argentina, y el limitado acceso al crédito se traducen en inflación vía emisión monetaria para afrontar el alto nivel de gasto público. El predominio fiscal se convierte así en un factor central de incertidumbre e inestabilidad económica.

Figura xx: Evolución inflación Argentina 2018- jun 2024

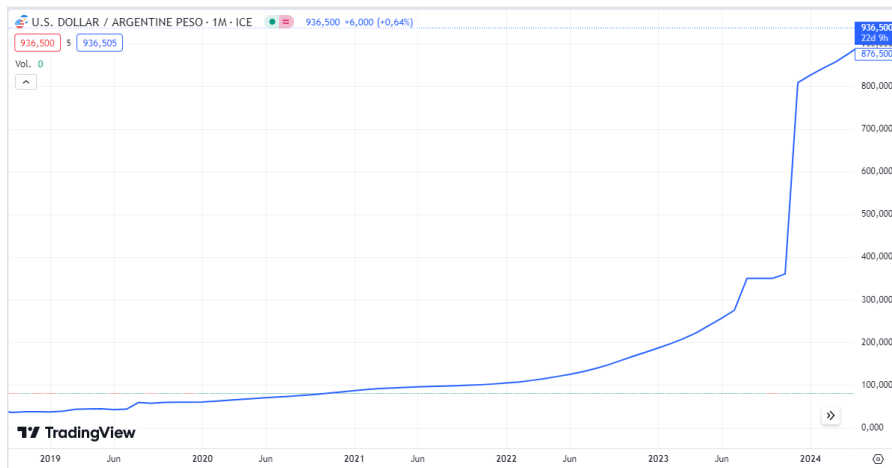


Fuente: Indec¹²

La constante pérdida de valor a lo largo del tiempo que sufre la moneda local argentina (peso) refleja una economía débil. Si bien el tipo de cambio nominal oficial sigue una trayectoria devaluatoria, la política económica local está utilizando el tipo de cambio como ancla nominal en una economía que acumula inconsistencias que hacen que el tipo de cambio oficial sea menos competitivo. Existen diferentes tipos de cambio en Argentina que desalientan cualquier inversión a largo plazo.

¹² <https://www.indec.gov.ar/indec/web/Buscador-Buscador-1-inflacion-Todo-Todo-Relevantes>

Figura xxx: Devaluación peso argentino frente al dólar



Fuente: Tradingview en base a datos del Banco Nación Argentina¹³

Como se puede apreciar un dólar americano paso de valer por debajo de 100 pesos argentinos a principios del 2020 para cotizar por encima de los 930 pesos argentinos a junio del 2024. Este nivel de devaluación significa que cualquier inversión de largo plazo en Argentina es considerada de alto riesgo no sólo para los inversores extranjeros sino también para los nacionales. El incentivo de un crédito de carbono que se paga en dólares estadounidenses sería un incentivo para desarrollar cualquier CCMP porque el dólar, a diferencia del peso, es una moneda estable para la cual existe un alto grado de certeza de su valor a largo plazo.

Además de la inestabilidad macroeconómica, el clima para hacer negocios en el país

¹³ <https://www.bna.com.ar>

es uno de los más hostiles del mundo. La reconocida encuesta Doing Business (Banco Mundial), que proporciona medidas objetivas de las regulaciones comerciales y su aplicación en 190 economías y ciudades seleccionadas a nivel subnacional y regional, ubica a Argentina casi en el extremo inferior del ranking cada año. Esta encuesta fue reemplazada recientemente por una nueva medida llamada Entorno Facilitador de Negocios (BEE, por sus siglas en inglés) que se publicará en el segundo trimestre de 2023. La última encuesta de 2020 muestra que Argentina ocupó el puesto 126 entre 190 países:

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

Rank	Economy	DB score	Rank	Economy	DB score	Rank	Economy	DB score
1	New Zealand	86.8	65	Puerto Rico (U.S.)	70.1	128	Barbados	57.9
2	Singapore	86.2	66	Brunei Darussalam	70.1	129	Ecuador	57.7
3	Hong Kong SAR, China	85.3	67	Colombia	70.1	130	St. Vincent and the Grenadines	57.1
4	Denmark	85.3	68	Oman	70.0	131	Nigeria	56.9
5	Korea, Rep.	84.0	69	Uzbekistan	69.9	132	Niger	56.8
6	United States	84.0	70	Vietnam	69.8	133	Honduras	56.3
7	Georgia	83.7	71	Jamaica	69.7	134	Guyana	55.5
8	United Kingdom	83.5	72	Luxembourg	69.6	135	Belize	55.5
9	Norway	82.6	73	Indonesia	69.6	136	Solomon Islands	55.3
10	Sweden	82.0	74	Costa Rica	69.2	137	Cabo Verde	55.0
11	Lithuania	81.6	75	Jordan	69.0	138	Mozambique	55.0
12	Malaysia	81.5	76	Peru	68.7	139	St. Kitts and Nevis	54.6
13	Mauritius	81.5	77	Qatar	68.7	140	Zimbabwe	54.5
14	Australia	81.2	78	Tunisia	68.7	141	Tanzania	54.5
15	Taiwan, China	80.9	79	Greece	68.4	142	Nicaragua	54.4
16	United Arab Emirates	80.9	80	Kyrgyz Republic	67.8	143	Lebanon	54.3
17	North Macedonia	80.7	81	Mongolia	67.8	144	Cambodia	53.8
18	Estonia	80.6	82	Albania	67.7	145	Palau	53.7
19	Latvia	80.3	83	Kuwait	67.4	146	Grenada	53.4
20	Finland	80.2	84	South Africa	67.0	147	Maldives	53.3
21	Thailand	80.1	85	Zambia	66.9	148	Mali	52.9
22	Germany	79.7	86	Panama	66.6	149	Benin	52.4
23	Canada	79.6	87	Botswana	66.2	150	Bolivia	51.7
24	Ireland	79.6	88	Malta	66.1	151	Burkina Faso	51.4
25	Kazakhstan	79.6	89	Bhutan	66.0	152	Mauritania	51.1
26	Iceland	79.0	90	Bosnia and Herzegovina	65.4	153	Marshall Islands	50.9
27	Austria	78.7	91	El Salvador	65.3	154	Lao PDR	50.8
28	Russian Federation	78.2	92	San Marino	64.2	155	Gambia, The	50.3
29	Japan	78.0	93	St. Lucia	63.7	156	Guinea	49.4
30	Spain	77.9	94	Nepal	63.2	157	Algeria	48.6
31	China	77.9	95	Philippines	62.8	158	Micronesia, Fed. Sts.	48.1
32	France	76.8	96	Guatemala	62.6	159	Ethiopia	48.0
33	Turkey	76.8	97	Togo	62.3	160	Comoros	47.9
34	Azerbaijan	76.7	98	Samoa	62.1	161	Madagascar	47.7
35	Israel	76.7	99	Sri Lanka	61.8	162	Suriname	47.5
36	Switzerland	76.6	100	Seychelles	61.7	163	Sierra Leone	47.5
37	Slovenia	76.5	101	Uruguay	61.5	164	Kiribati	46.9
38	Rwanda	76.5	102	Fiji	61.5	165	Myanmar	46.8
39	Portugal	76.5	103	Tonga	61.4	166	Burundi	46.8
40	Poland	76.4	104	Namibia	61.4	167	Cameroon	46.1
41	Czech Republic	76.3	105	Trinidad and Tobago	61.3	168	Bangladesh	45.0
42	Netherlands	76.1	106	Tajikistan	61.3	169	Gabon	45.0
43	Bahrain	76.0	107	Vanuatu	61.1	170	São Tomé and Príncipe	45.0
44	Serbia	75.7	108	Pakistan	61.0	171	Sudan	44.8
45	Slovak Republic	75.6	109	Malawi	60.9	172	Iraq	44.7
46	Belgium	75.0	110	Côte d'Ivoire	60.7	173	Afghanistan	44.1
47	Armenia	74.5	111	Dominica	60.5	174	Guinea-Bissau	43.2
48	Moldova	74.4	112	Djibouti	60.5	175	Liberia	43.2
49	Belarus	74.3	113	Antigua and Barbuda	60.3	176	Syrian Arab Republic	42.0
50	Montenegro	73.8	114	Egypt, Arab Rep.	60.1	177	Angola	41.3
51	Croatia	73.6	115	Dominican Republic	60.0	178	Equatorial Guinea	41.1
52	Hungary	73.4	116	Uganda	60.0	179	Haiti	40.7
53	Morocco	73.4	117	West Bank and Gaza	60.0	180	Congo, Rep.	39.5
54	Cyprus	73.4	118	Ghana	60.0	181	Timor-Leste	39.4
55	Romania	73.3	119	Bahamas, The	59.9	182	Chad	36.9
56	Kenya	73.2	120	Papua New Guinea	59.8	183	Congo, Dem. Rep.	36.2
57	Kosovo	73.2	121	Eswatini	59.5	184	Central African Republic	35.6
58	Italy	72.9	122	Lesotho	59.4	185	South Sudan	34.6
59	Chile	72.6	123	Senegal	59.3	186	Libya	32.7
60	Mexico	72.4	124	Brazil	59.1	187	Yemen, Rep.	31.8
61	Bulgaria	72.0	125	Paraguay	59.1	188	Venezuela, RB	30.2
62	Saudi Arabia	71.6	126	Argentina	59.0	189	Eritrea	21.6
63	India	71.0	127	Iran, Islamic Rep.	58.5	190	Somalia	20.0
64	Ukraine	70.2						

Source: Doing Business database.

Note: The rankings are benchmarked to May 1, 2019, and based on the average of each economy's ease of doing business scores for the 10 topics included in the aggregate ranking. For the economies for which the data cover two cities, scores are a population-weighted average for the two cities. Rankings are calculated on the basis of the unrounded scores, while scores with only one digit are displayed in the table.

Fuente: Doing Business survey (World Bank).

A su vez, existe un obstáculo adicional que enfrenta cualquier empresa que decida invertir en Argentina. En mayo de 2020, la Comunicación Oficial "a"¹⁴ 7030 del Banco Central de la República Argentina estableció severas restricciones para que las empresas accedan al Mercado Único y Libre de Cambios (MULC), dificultando así la realización de transferencias al exterior para el pago de nuevos equipos. De ser rentable la inversión, la legislación vigente y los problemas relacionados con el stock de divisas en el Banco Central de la República Argentina, dificulta extremadamente el acceso a dólares para transferir al exterior como dividendos.

Desde 2016, con las subastas de energías renovables desarrolladas por el gobierno argentino denominadas RenovAr¹⁵ 1, 1.5, 2 y 3 el gobierno está desarrollando estrategias para reducir las emisiones de GEI en el sector eléctrico y cumplir con las metas de la NDC argentina. La provincia de Santa Fe también desarrolló una licitación para proyectos solares y eólicos durante 2019. Sin PPA de largo plazo con tarifa expresada en USD/MWh no se construyeron proyectos de energía renovable. Incluso, en el primer semestre de 2022 algunos de los PPA suscritos con tarifa en USD/MWh se rescindieron porque los promotores no pudieron acceder a financiación.

Según los resultados de las subastas del RenovAr se firmaron PPA por tecnología con la siguiente capacidad:

	Eólica	Solar PV	Mini-Hidro	Biomasa	Biogás	Biogás relleno
	MW					
RenovAr 1*	707.45	400	11.37	14.5	7.44	1.2
RenovAr 1.5*	765.35	516.18				
RenovAr 2*	993.43	816.25	20.77	143.22	56.22	13.12
RenovAr 3*	154.5	128	8.37	8.5	19.2	5

¹⁴ <https://www.bcra.gob.ar/pdfs/comytexord/A7030.pdf>

¹⁵ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/energia-electrica/renovables/renovar>

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

Total MW con PPA por tecnología	2620.73	1860.43	40.51	166.22	82.86	19.32	4790
Participación	54.71%	38.84%	0.85%	3.47%	1.73%	0.40%	100%

Fuente: RICSA¹⁶

A mayo de 2022, de los 147 proyectos con PPA firmados, 101 se encuentran operativos y 46 proyectos rescindieron su PPA por falta de acceso a financiamiento por un total de 1.091,3MW³.

El contexto anteriormente analizado sobre las barreras económicas explica la necesidad de Tassaroli de poder contar con los ingresos adicionales de los créditos de carbono para poder afrontar inversiones a largo plazo que le permitan realizar este tipo de inversiones.

Los ingresos de los créditos de carbono ayudarán a superar las barreras identificadas, ya que mejorarán el flujo de caja del CCMP y reducirán el riesgo. La primera etapa del proyecto que comenzó a entregar electricidad a la red en abril de 2022, vende su electricidad en dólares y cobra en pesos al tipo de cambio oficial del dólar, es decir un tipo de cambio que representa menos del 50% del tipo de cambio MEP (tipo de cambio que opera en el mercado de capitales y que representa un valor más real que el tipo de cambio oficial). Los ingresos por las ventas de créditos de carbono contribuirán al flujo de caja.

En cuanto a la segunda etapa del proyecto, que está en construcción, la dificultad para transferir dinero al exterior para la compra de equipos es un desafío y pone en riesgo el cronograma de implementación. Los ingresos de los créditos de carbono ayudan a reducir el riesgo de invertir en Argentina y mejoran el flujo de caja del proyecto.

Por último la actividad de proyecto no corresponde a reducciones de emisiones atribuibles a la implementación de acciones legalmente requeridas. Por lo tanto

¹⁶ <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrjoiY2U4NGM3ZDIrYTFIOS00Zjk2LWE3NTIYjZmOTRjMWZiMTEwIiwidCl6ImI4OWJhYTZlLWZlMmMNGYyZi1iY2YyLTczNDVhZUzOTgyYyIsImMiOiR9>

gracias a los créditos de carbono se puede lograr superar las barreras identificadas haciendo que este proyecto sea realizable. De no contar con los ingresos adicionales de los créditos de carbono el proyecto no hubiera sido posible. El escenario sin la elaboración del presente proyecto sería un escenario donde las emisiones de gases de efecto invernadero hubieran sido mayores debido a la inexistencia de la energía de fuentes renovables que aporta el presente proyecto a la capacidad instalada de energía de la Argentina. Por lo tanto cumpliendo con lo exigido en la Tool 21: Demostración de la adicionalidad de las actividades de proyectos a pequeña escala Versión 13.1 se concluye que el proyecto es adicional.

3.5 Gestión de la incertidumbre

Las reducciones de emisiones de GEI se calculan como el producto entre la electricidad entregada a la red y el factor de emisión de la red.

En cada punto de inyección, la electricidad suministrada a la red se mide continuamente mediante dos medidores de energía, un SMEC que es el principal y otro medidor de electricidad de respaldo. Por lo tanto, los datos relevantes se pueden verificar de forma cruzada. Los medidores de energía serán calibrados de acuerdo con la regulación nacional/requisitos CAMMESA (SMEC) y de acuerdo con las especificaciones del fabricante (medidores de electricidad).

Clase del SMEC: 0.2s,

³ <https://econojournal.com.ar/2022/05/renovar-ya-se-liberaron-600-mw-por-rescision-de-contratos-ppa/>

Clase del medidor de electricidad de respaldo: 0,5s.

Para el cálculo de BM y OM todos los datos relevantes son de CAMMESA¹⁷, oficiales y disponibles públicamente. Los factores de emisión de CO₂ de los combustibles fósiles utilizados para el cálculo del factor de emisión de la red son los publicados en informes de la Secretaría de Energía basados en datos del Tercer BUR¹⁸ de Argentina ante la CMNUCC.

Como los datos relevantes para calcular los resultados de la mitigación se miden continuamente con instrumentos calibrados con la precisión adecuada, se reportan a CAMMESA porque se usan para facturación de la energía inyectada a la red, y además es posible contar con controles cruzados de esos valores medidos ya que hay medidores de respaldo, la incertidumbre en los resultados de mitigación es muy baja.

3.6 Fugas y no-permanencia

Según la sección 5.7 42 de AMS I.D. "Generación eléctrica renovable conectada a la red", versión 18.0 se deben analizar las fugas en proyectos de biomasa. El CCMP es un proyecto de energía solar fotovoltaica, por lo que las fugas son cero.

La vida útil de los paneles solares es de 25 años. El seguimiento de los resultados de la actividad de proyecto, mediante verificación cada año o cada dos años, evaluará la permanencia de la actividad de proyecto y de las reducciones de emisiones de GEI. La reducción de GEI resultante del desplazamiento de electricidad de la red eléctrica con un factor de emisiones de CO₂ es mensurable y permanente.

¹⁷ <https://cammesaweb.cammesa.com/>

¹⁸ <https://www.argentina.gob.ar/ambiente/cambio-climatico/tercer-informe-bienal>

3.7 Resultados de Mitigación

Según la sección 5.8 párrafo 43 de la AMS I.D. versión 18.0. Las reducciones de emisiones deben calcularse de la siguiente manera:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (1)$$

Donde:	=	Reducciones de emisiones en el año y (t CO2)
ER_y	=	Reducciones de emisiones en el año y (t CO2)
BE_y	=	Emisiones de línea de base en el año y (t CO2)
PE_y	=	Emisiones de proyecto en el año y (t CO2)
LE_y	=	Emisiones de fugas en el año y (t CO2)

Para obtener más información, consulte el archivo de Excel llamado: Emission Reductions. Solar PV Plant Santa Rosa I & II.

Según el párrafo 39 de AMS I.D. "Generación de electricidad renovable conectada a la red", versión 18.0 se deben calcular las emisiones relacionadas con el funcionamiento de plantas de energía geotérmica (por ejemplo, gases no condensables, consumo de electricidad/combustibles fósiles) y las emisiones de los embalses de agua de las plantas hidroeléctricas. Según el párrafo 40, las emisiones del proyecto incluyen las emisiones de CO₂ procedentes del consumo in situ de combustibles fósiles debido a la actividad de proyecto y se calcularán utilizando la última versión de la "Herramienta para calcular las emisiones de CO₂ del proyecto o de las fugas procedentes de la quema de combustibles fósiles". Por último, según el párrafo 41, en caso de que la biomasa provenga de plantaciones dedicadas, se utilizarán los procedimientos de la herramienta "Emisiones de proyecto procedentes del cultivo de biomasa".

La CCMP es una planta de energía solar fotovoltaica. No emplea la combustión de combustibles fósiles; por lo tanto, las emisiones de proyecto son Cero.

Según el párrafo 42 de AMS I.D. "Generación eléctrica renovable conectada a la red", versión 18.0 se deben analizar las fugas en proyectos de biomasa. El CCMP es un proyecto de energía solar fotovoltaica, por lo que las fugas son cero.

Como las fugas y las emisiones de proyecto son cero, las reducciones de emisiones son las emisiones de la línea de base.

Según la metodología, AMS I.D. "Generación de electricidad renovable conectada a la red", versión 18.0 las emisiones de la línea de base incluyen solo las emisiones de CO₂ procedentes de la generación de electricidad en centrales eléctricas que son desplazadas debido a la actividad de proyecto. La metodología supone que toda la generación de electricidad del proyecto habría sido generada por plantas de energía conectadas a la red existentes y por la adición de nuevas plantas de energía conectadas a la red.

Las emisiones de línea de base se calcularán de la siguiente manera:

$$BE_y = EG_{pj,y} \times EF_{grid,y} \quad (2)$$

Donde:

BE_y = Emisiones de Línea de Base en el año y (t CO₂)

$EG_{pj,y}$ = Cantidad neta de generación de electricidad que es producida e inyectada a la red como resultado de la implementación de la actividad de proyecto MDL en el año y (MWh)

$EF_{grid,y}$ = Margen combinado o de factor de emisión de CO₂ de la red para la generación de energía conectada a la red en el año y calculado utilizando la última versión de la "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico" (tCO₂/MWh)

Según el párrafo 23, el factor de emisión de CO₂ de la red se calculará de forma transparente y conservadora. La opción seleccionada es la Opción (a) del margen combinado (CM), consistente en la combinación del margen operativo (OM) y del margen de construcción (BM) según los procedimientos prescritos en la "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico" versión 07.0.

Según el párrafo 24, los cálculos se basarán en datos de una fuente oficial (cuando estén disponibles) y se pondrán a disposición del público. En este PDD se utilizan datos oficiales disponibles públicamente en el sitio web de la Secretaría de Energía de la Nación y en el sitio web de CAMMESA (centro del despacho) para el cálculo de los márgenes de OM y BM.

Antes de la implementación de la actividad de proyecto no había nada en el sitio. Se trata de una planta de energía solar fotovoltaica totalmente nueva y según el párrafo 26:

$$EG_{PJ,y} = EG_{PJ,facility,y} \quad (3)$$

Donde:

$$EG_{PJ,facility,y} = \text{Cantidad neta de generación eléctrica suministrada a la red por el proyecto/la unidad en el año y (MWh)}$$

Los datos de generación se registran diariamente. Los informes mensuales se desarrollan en base a datos diarios. La generación mensual se coteja con los datos informados por CAMMESA de la cantidad de electricidad entregada a la red por cada unidad de generación de la red, incluida la Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa I y II.

Los datos de generación se miden continuamente con medidores de electricidad calibrados. La información está disponible públicamente en la página web de CAMMESA, que es la encargada del centro de despacho y administradora de las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

El factor de emisión de la red es calculado por un consultor externo en base a los factores de emisión de CO₂ utilizados por Argentina en documentos oficiales y

disponibles públicamente. Los datos de generación, cantidad y tipo de combustible fósil empleado por cada unidad de generación se informan en la base de datos de informes públicos mensuales de CAMMESA¹⁹.

3.7.1 Áreas elegibles en los límites del Proyecto de GEI (si aplica)

No aplicable.

3.7.2 Estratificación (si aplica)

No aplicable.

3.7.3 Reducción de Emisiones de GEI en el escenario de línea de base

La línea de base de la actividad de proyecto se describe de acuerdo con la metodología aprobada del MDL AMS-I.D Small-scale Methodology Grid-connected renewable electricity generation (versión 18.0) , por lo que se trata de la instalación de una central eléctrica Greenfield, que utiliza fuentes de energía renovables y suministra electricidad a una red nacional, de acuerdo con el límite de elegibilidad de 15 MW para la definición de una actividad de proyecto MDL a pequeña escala.

Las emisiones de línea de base o escenario de referencia en tCO₂/año y, se calculan como el producto entre la electricidad entregada por la actividad de proyecto a la red en el año y (EG_{PJ, facility,y}) en MWh/año y el factor de emisión de la red del año y (EF_{grid,y}) en tCO₂/MWh.

$$BE_y = EG_{PJ, facility,y} \times EF_{grid,y}$$

Para obtener más información, consulte el archivo de Excel llamado: Emission Reductions. Solar PV Plant Santa Rosa I & II.

El factor de emisión se ha calculado de forma transparente y conservadora como un margen combinado (CM), consistente en la combinación del margen de explotación (OM) y el margen de construcción (BM) según los procedimientos prescritos en el "TOOL07: Tool to calculate the emission factor for an electricity system"²⁰

¹⁹ <https://cammesaweb.cammesa.com/>

²⁰ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

En la sección 6 de la Tool para calcular el factor de emisiones de CO₂ de un sistema eléctrico (TOOL07, versión 07.0) define seis pasos para el cálculo del EF_{grid,y}:

Paso 1. Identificar los sistemas eléctricos relevantes.

Para determinar los factores de emisión de la electricidad, los participantes del proyecto identificarán el sistema eléctrico pertinente del proyecto.

Según el párrafo 17, los participantes del proyecto podrán delimitar el sistema eléctrico del proyecto utilizando cualquiera de las siguientes opciones:

(a) Opción 1. Una delimitación del sistema eléctrico del proyecto y de los sistemas eléctricos conectados publicada por la AND o el grupo de AND del país o países anfitriones. En caso de que la delineación sea proporcionada por un grupo de AND, la misma delimitación debería ser utilizada por todos los participantes del proyecto que apliquen la herramienta en estos países;

(b) Opción 2. Una delimitación del sistema eléctrico del proyecto definido por el área de despacho del centro de despacho responsable de programar y despachar la electricidad generada por la actividad de proyecto. Cuando el área de despacho esté controlada por más de un centro de despacho, es decir, un área de despacho en capas, el área de nivel superior se utilizará como una delimitación del sistema eléctrico del proyecto (por ejemplo, cuando se requiere que los centros de despacho regionales cumplan con las ordenes de despacho del centro de despacho nacional, se utilizará el área controlada por el centro de despacho nacional);

(c) Opción 3. Una delimitación del sistema eléctrico del proyecto definida por más de un área de despacho independiente, p.e. consorcios energéticos multinacionales.

Se selecciona la opción 2. En Argentina CAMMESA, es la encargada del despacho y las transacciones comerciales en el Mercado Eléctrico Mayorista, denominado MEM. El sistema eléctrico relevante para el proyecto es el Sistema Argentino de Interconexión (SADI)²¹, el único del país reconocido en documentos y estadísticas oficiales.

Paso 2 (opcional) . Elija si desea incluir plantas de energía no conectadas a la red en el

²¹ <https://aplic.cammesa.com/geosadi/>

sistema eléctrico.

Los participantes del proyecto pueden elegir entre las dos opciones siguientes para calcular los factores de emisión del margen de operación y del margen de construcción:

- Opción I: En el cálculo sólo se incluyen las centrales eléctricas de la red.
- Opción II: En el cálculo se incluyen tanto las centrales eléctricas conectadas a la red como las aisladas.

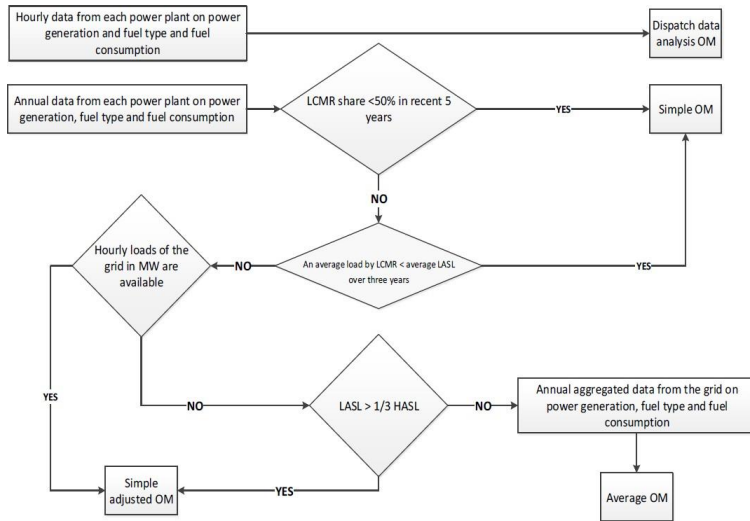
Se elige la opción I: Sólo se incluirán en los cálculos las plantas conectadas a la red.

Paso 3: Seleccione un método para determinar el margen de operación (OM)

Según el párrafo 38, el cálculo del factor de emisión del margen de operación ($EF_{grid,OM,y}$) se basa en uno de los siguientes métodos, que se describen en el Paso 4:

- (a) OM simple; o
- (b) OM simple ajustado; o
- (c) Análisis de datos del despacho OM; o
- (d) OM promedio.

A continuación, se presenta un diagrama de flujo con una descripción general de la aplicación de los métodos de cálculo del OM según la Tool 7 versión 07.0



Según el párrafo 40. El método OM simple (Opción a) sólo se puede utilizar si se cumple cualquiera de los siguientes requisitos: (a) La generación de bajo costo/generación forzada constituye menos del 50 por ciento de la generación total de la red (excluyendo electricidad generada por centrales eléctricas aisladas) en: 1) el promedio de los cinco años más recientes, y el promedio de los cinco años más recientes se determinará utilizando uno de los métodos que se describen a continuación; o 2) basado en promedios de largo plazo para la producción hidroeléctrica (plazo mínimo de 15 años): Se selecciona la opción (a) y se selecciona el (i) Método 1, por lo que:

$$\text{Share}_{LCMR} = \text{average} [EG_{LCMRy-4} / \text{total}_{y-4}, \dots, EG_{LCMRy} / \text{total}_y] \quad (4)$$

Donde:

Share_{LCMR} = Participación de fuentes low cost/must run (bajo costo/forzada) (porcentaje)

EG_{LCMRy} = Energía abastecida, al sistema eléctrico del Proyecto, por fuentes de generación de bajo costo/ forzada en el año y (MWh)

total_y = Total de generación eléctrica abastecida al Sistema eléctrico del Proyecto en el año y (MWh)

y = El año más reciente para el cual se dispone de datos

Según datos oficiales publicados por el centro de despacho (CMMESA), en Argentina los recursos low cost/must-run (LCMR) constituyen el 43,19%, en promedio de los cinco años más recientes (2019-2023). Esto es menos del 50% de la generación total abastecida a la red, por lo que se puede elegir el método OM Simple (opción a) (Tool 07, párrafo 39, figura 2).

ENERGY GENERATION (GWh)								
Year	Low cost/must run (LCMR)					TOTAL LCMR	Total Generation	Share LCMR in %
	Thermal	Hydro	Nuclear	Renweables	Imports			
2023	73,020	39,332	8,963	20,086	6,241	74,622	141,401	52.77%
2022	81,751	30,186	7,469	19,340	6,310	63305	138,746	45.60%
2021	90,074	24,116	10,170	17,437	819	52542	141,797	37.10%
2020	82,336	29,093	10,011	12,737	1,204	53045	134,177	39.50%
2019	80,137	35,370	7,927	7,812	2,746	53856	131,246	41.00%
Source:	http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx					Average Share in the last 5 years		43.19%
	Informe Anual 2023 Base de datos		Flap: Generación anual					

Según el párrafo 42. para el OM simple, el factor de emisiones se puede calcular utilizando cualquiera de los siguientes dos períodos de datos:

- (a) Opción ex ante: si se elige la opción ex ante, el factor de emisión se determina una vez en la etapa de validación, por lo que no se requiere seguimiento ni nuevo cálculo del factor de emisión durante el período de acreditación. Para las centrales eléctricas de la red, se utiliza un promedio ponderado de generación de 3 años, basado en los datos más recientes disponibles en el momento de la presentación del CDM-PDD al VVB para su validación. Para centrales eléctricas aisladas, utilizar un solo año calendario dentro de los cinco años calendario más recientes anteriores al momento de presentación del CDM-PDD para su validación;
- (b) Opción ex post: si se elige la opción ex post, el factor de emisión se determina para el año en el que la actividad de proyecto desplaza la electricidad de la red, requiriendo que el factor de emisiones se actualice

anualmente durante el monitoreo. Si los datos necesarios para calcular el factor de emisión para el año y normalmente sólo están disponibles después de seis meses del final del año y, alternativamente se puede utilizar el factor de emisión del año anterior y-1. Si los datos normalmente sólo están disponibles 18 meses después del final del año y, se puede utilizar el factor de emisión del año anterior al año anterior y-2. Se debe utilizar el mismo período de datos (y, y-1 o y-2) en todos los períodos de acreditación.

Se selecciona la opción de cálculo ex post (b). El factor de emisión debe determinarse para el año y en el que la actividad de proyecto desplaza la electricidad de la red. Así, el factor de emisión se actualizará anualmente durante el monitoreo.

Paso 4: Calcular el factor de emisión del margen de operación según el método seleccionado

Según el párrafo 46, el factor de emisión de OM simple se calcula como las emisiones de CO₂ promedio ponderadas de la generación por unidad de generación neta de electricidad (t CO₂/MWh) de todas las centrales eléctricas que dan servicio al sistema, sin incluir la energía de bajo costo/forzada.

Según el párrafo 47, el OM simple puede calcularse mediante una de las dos opciones siguientes: a) Opción A: basada en la generación neta de electricidad y un factor de emisión de CO₂ de cada unidad de generación de energía; o (b) Opción B: Basado en la generación neta total de electricidad de todas las centrales eléctricas que dan servicio al sistema y los tipos de combustible y el consumo total de combustible del sistema eléctrico del proyecto. La opción B sólo se puede utilizar si:

- (i) Los datos necesarios para la Opción A no están disponibles; y
- (ii) Sólo la generación de energía nuclear y renovable se consideran fuentes de energía de bajo costo/forzada y se conoce la cantidad de electricidad suministrada a la red por estas fuentes; y
- (iii) Las centrales eléctricas aisladas no se incluyen en el cálculo (es decir, si se ha elegido la Opción I en el Paso 2).

Se selecciona la opción A.

Opción A: Cálculo basado en la eficiencia y generación eléctrica promedio de cada planta. Según el párrafo 48, bajo esta opción, el factor de emisión de OM simple se calcula en base a la generación neta de electricidad de cada unidad de generación y un factor de emisión correspondiente a cada unidad de generación, de la siguiente manera:

$$EF_{grid,OMsimple,y} = \frac{\sum EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum EG_{m,y}} \quad (5)$$

Donde:

- $EF_{grid,OMsimple,y}$ = Factor de emisión de CO2 del Margen de operación por método simple en el año y (t CO2/MWh)
- $EG_{m,y}$ = Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad de generación m en el año y (MWh)
- $EF_{EL,m,y}$ = Factor de emisión de CO2 de la unidad de potencia m en el año y (t CO2/MWh)
- m = Todas las unidades de generación que prestan servicio a la red en el año y, excepto las unidades de generación de bajo costo/forzada (m unidades - son todas unidades térmicas que prestan servicio a la red nacional argentina en el año y)
- y = El año relevante según el período de análisis de datos elegido en el Paso 3 es el año y

CAMMESA publicó datos oficiales de cada unidad de generación: energía generada mensual y anualmente, volumen y tipo de combustible fósil empleado²².

Paso 5: Calcular el factor de emisión de CO2 del margen de construcción (BM)

²² <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>

Según el párrafo 72. En términos períodos de recopilación de datos, los participantes del proyecto pueden elegir entre una de las dos opciones siguientes:

- (a) Opción 1: para el primer período de acreditación, calcular el factor de emisión del margen de construcción ex ante en base a la información más reciente disponible sobre las unidades ya construidas para el grupo de muestra m en el momento de la presentación del CDM-PDD al VVB para su validación. Para el segundo período de crédito, el factor de emisión del margen de construcción debe actualizarse en base a la información más reciente disponible sobre las unidades ya construidas al momento de presentar la solicitud de renovación del período de crédito al VVB. Para el tercer período de acreditación, se debe utilizar el factor de emisión del margen de construcción calculado para el segundo período de acreditación. Esta opción no requiere monitorear el factor de emisión del margen de construcción (BM) durante el período de acreditación;
- (b) Opción 2 - Para el primer período de acreditación, el factor de emisión del margen de construcción se actualizará anualmente, ex post, incluyendo aquellas unidades construidas hasta el año de registro de la actividad del proyecto o, si la información hasta el año de registro aún no está disponible, incluidas aquellas unidades construidas hasta el último año del que se dispone de información. Para el segundo período de acreditación, el factor de emisiones del margen de construcción se calculará ex ante, como se describe en la Opción 1 anterior. Para el tercer período de acreditación, se debe utilizar el factor de emisión del margen de construcción calculado para el segundo período de acreditación.

La Opción 1 fue seleccionada (margen de construcción ex-ante) para esta actividad de proyecto y, por lo tanto, el factor de emisión del margen de construcción se basa en la información más reciente disponible sobre las unidades ya construidas al momento de la presentación del PDD. Para el cálculo del margen de construcción se utilizó información del año 2022. Esta opción no requiere monitorear el factor de emisión del margen de construcción durante el período de acreditación.

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}}$$

Donde:

- $EF_{grid,BM,y}$ Es el factor de emisión de CO₂ del margen de construcción del sistema en el año y
- $EG_{m,y}$ Energía neta generada por la planta m en el año y (MWh)
- $EF_{EL,m,y}$ Es el factor de emisión de la central m en tCO₂/MWh, del conjunto de plantas seleccionado para el cálculo del factor de emisión del Margen de Construcción.
- m Plantas de generación incluidas en el margen de construcción
- y Año histórico más reciente en el que existen datos de generación de electricidad disponibles = 2023.

Paso 6: Calcular el factor de emisiones del margen combinado

Según el párrafo 82, al existir datos disponibles de CAMMESA para el cálculo del OM y BM, el margen combinado (CM) debe calcularse como el promedio ponderado de OM y BM.

El factor de emisiones del margen combinado se calcula de la siguiente manera:

$$EF_{grid,CM,y} = EF_{grid,OM,y} \times W_{OM} + EF_{grid,BM,y} \times W_{BM} \quad (6)$$

Donde:

- $EF_{grid,CM,y}$ = Factor de emisión de CO₂ del margen combinado en el año y (t CO₂/MWh)
- $EF_{grid,BM,y}$ = Factor de emisión de CO₂ del margen de construcción en el año y (t CO₂/MWh)
- $EF_{grid,OM,y}$ = Factor de emisión de CO₂ del Margen de operación en el año y (t CO₂/MWh)
- W_{OM} = Ponderación del factor de emisiones del margen de operación (porcentaje)
- W_{BM} = Ponderación del factor de emisiones del margen de construcción (porcentaje)

Según el párrafo 86, se deben utilizar los siguientes valores predeterminados para w_{OM} y w_{BM} para proyectos eólicos y solares (debido a su naturaleza intermitente y no despachable) para el primer período de crédito y para los períodos de crédito posteriores:

$$w_{OM} = 0.75 \text{ y } w_{BM} = 0.25 \quad (7)$$

De acuerdo a la metodología aplicada y las opciones seleccionadas para el cálculo del factor de emisión de la red o margen combinado existen datos y parámetros fijados ex ante:

3.7.4 Reducciones de emisiones de GEI en el escenario del proyecto

Según el párrafo 43 de la AMS I.D. versión 18.0 las reducciones de emisiones deben calcularse de la siguiente manera:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (8)$$

Donde:

- ER_y = Reducciones de emisiones en el año y (t CO₂)
- BE_y = Emisiones de línea de base en el año y (t CO₂)
- PE_y = Emisiones de proyecto en el año y (t CO₂)

LE_y = Emisiones de fugas en el año y (t CO₂)

Para cálculos detallados, consulte el archivo Excel llamado Emission Reduction Solar PV Plant Santa Rosa I & II.

Margen de Operación:

El método simple para el cálculo del OM puede utilizarse ya que en los últimos 5 años la generación low cost/must run representó menos del 50% de la generación.

GENERACIÓN (GWh)

ENERGY GENERATION (GWh)									
Year	Low cost/must run (LCMR)					TOTAL LCMR	Total Generation	Share LCMR in %	
	Thermal	Hydro	Nuclear	Renweables	Imports				
2023	73,020	39,332	8,963	20,086	6,241	74,622	141,401	52.77%	
2022	81,751	30,186	7,469	19,340	6,310	63305	138,746	45.60%	
2021	90,074	24,116	10,170	17,437	819	52542	141,797	37.10%	
2020	82,336	29,093	10,011	12,737	1,204	53045	134,177	39.50%	
2019	80,137	35,370	7,927	7,812	2,746	53856	131,246	41.00%	
Source: http://portalweb.cammesa.com/memnet1/Pages/descargas.aspx						Average Share in the last 5 years		43.19%	
Informe Anual 2023 Base de datos		Flap: Generación anual							

Generación Térmica en período 1: desde 01.04.2022 hasta 31.03.2023 81,896,990 MWh

Consumo de combustibles fósiles en período 1: desde 01.04.2022 hasta 31.03.2023

GAS NATURAL	Dm3	14,361,167
FUEL OIL	tonne	1,141,032
GAS OIL	m3	2,438,675
CARBÓN MINERAL	tonne	803,337

Emisiones de GEI por consumo de combustibles fósiles en período

1:	40464918,3	tCO ₂
	OM período 1	0.4940953 tCO ₂ /MWh

$$OM = 40.464.918,3 \text{ tCO}_2 / 81.896.990 \text{ MWh} = 0,494 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Margen de Construcción:

Se presenta la generación total de 2022 y el 20% de ella:

Total generado	138.741.616	(total de la generación en MWh)
20%	27.748.323	

Se seleccionaron las m unidades de generación más recientemente habilitadas, sin considerar las unidades registradas en el MDL, hasta tanto acumular al menos el 20% de la generación de 2022. En total son 137 unidades de generación que en 2022 generaron 27.844.803,84 MWh que corresponden al 20,06954% de la generación de 2022. La unidad más antigua que forma parte de este grupo de m unidades de generación se habilitó en mayo de 2019.

$$BM = 4.113.277,16 \text{ tCO}_2 / 27.844.803,84 \text{ MWh} = 0,148 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

Margen combinado o Factor de emisiones de la red eléctrica calculado ex post:

$$EF_{\text{grid},1} = 0,75 \times 0,494 \text{ tCO}_2/\text{MWh} + 0,25 \times 0,148 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 0,4075 \text{ tCO}_2/\text{MWh}$$

TE5 HR

Período 1 es desde 01/04/2022 hasta 31/03/2023. HACER ESTO MISMO PARA EL PERIODO 2

Las emisiones de línea de base se calculan como el producto entre la energía entregada a la red y el factor de emisiones de la red.:

Período (*)	Producción neta de electricidad	Margen combinado (**)	Emisiones Línea de Base
	[MWh]	[t CO ₂ /MWh]	[t CO ₂]
1	13.541,35	0,4075	5.518,13
2	13.488,15	0,4075	5.496,45
3	27.512,15	0,4075	11.211,25
4	27.392,02	0,4075	11.162,30
5	27.260,05	0,4075	11.108,52
6	27.113,34	0,4075	11.048,74
7	26.950,92	0,4075	10.982,55
Total primer período de acreditación – 7 años	163.258,00		66.527,94

Promedio Anual	23.322,57		9.503,99
----------------	-----------	--	----------

(*) Cada período comienza el 01/04 del año y y finaliza el 31/03 del año y+1.

Desde el período 2 en adelante, la electricidad inyectada a la red y el CM son estimaciones basadas en datos reales del período 1.

La siguiente tabla presenta las estimaciones calculadas ex ante correspondientes a las reducciones de emisiones de GEI durante todo el primer período de acreditación del proyecto propuesto.

Año	Emisiones de GEI en el escenario de Línea de Base (tCO _{2e})	Emisiones de GEI en el escenario de proyecto (tCO _{2e})	Emisiones atribuibles a Fugas (tCO _{2e})	Estimación de Reducciones de Emisiones de GEI Netas (tCO _{2e})
Año 1	5.518,13	0	0	5.518,13
Año 2	5.496,45	0	0	5.496,45
Año 3	11.211,25	0	0	11.211,25
Año 4	11.162,30	0	0	11.162,30
Año 5	11.108,52	0	0	11.108,52
Año 6	11.048,74	0	0	11.048,74
Año 7	10.982,55	0	0	10.982,55
Total en el primer período de acreditación - 7 años (tCO₂)	66.527,94	0	0	66.527,94

Promedio Anual (tCO ₂ /año)	9.503,99	0.00	0.00	9.503,99
--	----------	------	------	----------

Para mayor detalle referirse al excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Biocarbon Registry.

4 Cumplimiento de la legislación aplicable

La actividad de proyecto de mitigación cumple con todos los requisitos legales. Para obtener información detallada, consulte el archivo de Excel llamado: REG-009 Matriz de Requisitos Legales_Rev 1_

Las siguientes son las normas más relevantes y la justificación de su cumplimiento:

Norma o ley	Tipo (legal, ambiental, otro)	Aplicabilidad/Cumplimiento (total o parcial)	Justificación
24065. Marco Jurídico Nacional del sector eléctrico	Aspectos legales relacionados con el Mercado Eléctrico Mayorista y sus derechos y obligaciones	Aplicabilidad total para los agentes de generación en Argentina.	La Central Solar Fotovoltaica recibió la condición de Agente Generador mediante resolución SE 86/2022 de fecha 15/02/2022. ENRE autorizó el Acceso y Ampliación de la Capacidad de Transporte Existente mediante resolución 98/2022 del 23/03/2022

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

Ley provincial 5961/1992 y 6649/1999	Requisitos ambientales en Mendoza	Aplicabilidad Total	E.I.A. 21/01/2020-Res 019
Ordenanza 60 2022	Autorización Municipal Cumplimiento de requisitos de Viabilidad, Uso de Suelo, Plan de Contingencia y Evacuación y CEMEPACI	Aplicabilidad Total	Acta N° 327 e inspección 297 Autorización Municipal, bajo expediente N° 3474/22, 1703-T-2019 y 2237/21 según N° 267/23

5 Propiedad y derechos del carbono

5.1 Titular del proyecto

Información de contacto del titular del proyecto GEI:

Individual u organización	Tassaroli S.A.
Persona de Contacto	Carlos Alberto Tassaroli
Cargo/Posición	President at Tassaroli S.A.
Dirección	Belgrano 1553 San Rafael Mendoza Argentina
Teléfono	+54 9 260 456 6900
Email	carlos@tassaroli.com

5.2 Otros participantes de proyecto

Individual u organización	Leonel Mingo
Persona de Contacto	Leonel Mingo
Cargo/Posición	Desarrollador del PDD.
Dirección	Juramento 1715 Capital Federal Argentina
Teléfono	+54 9 1161597638
Email	leonelmingo@gmail.com

Leonel Mingo no tiene acuerdos sobre los créditos generados durante la implementación del proyecto denominado Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant Project.

5.3 Acuerdos relacionados con derechos de carbono

Tassaroli S.A. compró el terreno donde está instalada la Planta Solar Fotovoltaica Helios Santa Rosa, el 03/05/2021. La instalación de Santa Rosa I fue construida con el objetivo de suministrar a la red energía renovable generada con tecnología Solar FV y su habilitación comercial tiene fecha 29/03/2022. Las instalaciones de Santa Rosa II se encuentran en implementación, ambas etapas de la actividad de proyecto pertenecen a Tassaroli S.A.

Los derechos de carbono pertenecen a Tassaroli S.A. porque Tassaroli S.A. no tiene ningún acuerdo con terceros que esté relacionado con los derechos de carbono.

.

5.4 Tenencia de la tierra (si es aplicable)

No aplicable.

6 Adaptación al Cambio Climático

Según el IPCC, la adaptación al cambio climático se define como el ajuste de los ecosistemas naturales o humanos en respuesta a estímulos climáticos actuales o esperados, o a sus impactos, que reduce el daño causado y mejora las oportunidades beneficiosas.

La actividad de proyecto contribuye al logro de los objetivos planteados en la Segunda Comunicación de Adaptación de la República Argentina identificó 35 medidas de adaptación prioritarias en siete sectores del país para abordar las diferentes vulnerabilidades territoriales, socioeconómicas y ambientales al cambio climático.

Dentro de las Medidas de Adaptación Sectorial, en energía, la actividad de proyecto colabora con dos de las tres acciones propuestas y estas son: Desarrollar medidas para asegurar el suministro y acceso a la energía mediante la adopción de infraestructura resiliente y sostenible (por ejemplo, transporte y distribución de energía, producción de combustible y generación de energía, con especial énfasis en la evaluación de los recursos hídricos y la generación de energía hidroeléctrica). Desarrollar medidas para

asegurar el suministro a través de la diversificación tecnológica y territorial y un mayor acceso a la energía, particularmente a través de fuentes de energía sostenibles.

7 Gestión de riesgos

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) fue realizado por Bios Engineering & Environment (empresa independiente) y permitió analizar el tipo, magnitud y complejidad del proyecto en relación con las características del entorno social, físico y biológico que potencialmente podrían verse afectadas. El análisis metodológico utilizado cumple con la normativa nacional, provincial y municipal. Para las etapas de construcción, operación y abandono de la planta fotovoltaica se identificaron y evaluaron los impactos.

El EIA fue aprobado por la Secretaría de Medio Ambiente y Ordenamiento Territorial de la Provincia de Mendoza mediante Resolución N° 019 de fecha 21/01/2020.

La Evaluación de Impacto Ambiental aprobada está disponible para los auditores que desarrollen la validación y verificación de la actividad de proyecto.

Existe un Código de Ética y un Manual de Conducta. Ambos documentos están disponibles para los auditores que desarrollen la validación y verificación de la actividad de proyecto. Además, se está desarrollando un Plan de Integridad según la Ley 27401.

7.1 Gestión del riesgo de reversión

La primera etapa de la Planta Solar Fotovoltaica (denominada Helios Santa Rosa I), tiene un contrato a 20 años para toda la electricidad entregada a la red, con precio definido en USD/MWh. El comprador es CAMMESA y el pago del contrato está garantizado con un fondo específico establecido por la ley 27191 denominado FODER.

La energía de la segunda etapa del proyecto denominada Helios Santa Rosa II será vendida mediante un PPA a suscribir con una entidad privada y desde el 24/11/2022 tiene otorgada Prioridad de Despacho.

8 Salvaguardias para el desarrollo sostenible

De acuerdo con el Estándar de Biocarbon Registry versión 3.4, se debe aplicar la Tool Sustainable Development Safeguards versión 1. 1 (SSDs) de Biocarbon Registry. El objetivo de esta herramienta es poder identificar cualquier riesgo socio-económico y/o impactos negativos que se puedan generar debido a la aplicación del presente proyecto. La identificación de estos requisitos de los SSDs ayudará a prevenir y/o mitigar los riesgos derivados de cualquier intervención durante las del proyecto.

Según la sección 5 de la Tool (SDSs), los proponentes del proyecto deberán demostrar SSDs identificando potenciales riesgos ambientales y/o socioeconómicos, los posibles efectos negativos de las actividades del proyecto y, en su caso, demostrar una gestión de esos riesgos para evitar o, cuando no sea posible evitarlos, minimizar cada uno de los riesgos identificados.

En primer lugar es importante destacar que de conformidad con lo dispuesto en la Ley N° 883023, es responsabilidad de la Secretaria de Ambiente y Ordenamiento Territorial la protección ambiental del territorio de la provincia de Mendoza como autoridad de aplicación de la Ley Provincial N°596124 de Preservación, Conservación, Defensa y Mejoramiento del Ambiente a los fines de resguardar el equilibrio ecológico y el desarrollo sustentable. El artículo 5 de mencionada Ley establece la realización del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental de aquellos proyectos puedan causar modificaciones a las condiciones del equilibrio ecológico del ambiente.

El actual proyecto fue habilitado a realizarse el día 20 de mayo del 2019 por las autoridades provinciales. Esto implica que Tasarolli presento su Estudio de Impacto Ambiental que demostró la no afectación al ambiente y que fuera debidamente aprobado por el ente competente. Este informe es mas abarcativo que lo solicitado por la Tool Sustainable Development Safeguards versión 1. 1, incluyendo todo lo que esta

²³<https://www.mendoza.gov.ar/wp-content/uploads/sites/19/2018/10/PLP12-8830.pdf>

²⁴ <https://www.mendoza.gov.ar/wp-content/uploads/sites/81/2023/02/Ley-N%C2%B0-5961-PRESERVACION-AMBIENTE-TERRITORIO-RESGUARDO-EQUILIBRIO-ECOLOGICO-DESARROLLO-SUSTENTABLES.pdf>

tool exige y otros aspectos adicionales. INCLUIR LINK A LA APROBACION DE LA HABILITACIÓN O EN SU DEFECTO HACEMOS REFERENCIA A LA CARPETA COMPLEMENTARIA) conseguir el link del estudio de impacto ambiental

Riesgos ambientales

Según la sección 6 de la Tool Sustainable Development Safeguards versión 1. 1 los riesgos ambientales que deben ser evaluados son:

- a) uso del suelo: eficiencia de los recursos y prevención y gestión de la contaminación
- b) Agua
- c) Biodiversidad y Ecosistemas
- d) Cambio Climático

A continuación, a modo de síntesis, se incluyen las cuestiones mas relevantes del Estudio de Impacto Ambiental asociados a lo que exige la tool.

- a) Uso del suelo: eficiencia de los recursos y prevención y gestión de la contaminación

La Tool Sustainable Development Safeguards version 1. 1 exige asegurar que la actividad del proyecto no genere cambios del uso de la tierra que implique efectos negativos en el ambiente contaminando el aire, suelo y agua ni que se depreden recursos naturales que puedan causar un perjuicio al medioambiente, la biodiversidad y las comunidades en general.

El actual proyecto se construyó sobre un área de 20 hectáreas alejada a mas de 5km del poblado mas cercano llamado Santa Rosa. Dentro del área del proyecto se encontraban vegetaciones menores y no existe ningún cause de agua. Al ser un proyecto emergentico fotovoltaico no requiere la utilización de ningún otro insumo del ambiente que el sol. Por lo tanto

b) Agua

El Área de estudio se encuentra en la denominada "Cuenca Hidrogeológica Norte" de la provincia de Mendoza. Esta región se caracteriza por una escasa pendiente topográfica sin geoformas positivas, generando un ambiente de llanura aluvial reconocida como "Llanura de la Travesía" distinguiéndose como un rasgo llamativo la presencia del río Tunuyan.

Como se puede observar en la carta hidrogeología (ver figura xxx), el proyecto se encuentra emplazado en la unidad geológica (aptitud Hidrogeológica) de Depósitos eólicos, coincidiendo este con las características geomorfológicas definidas por la presencia de una llanura oriental fluvio-eólica con médanos vivos y depresiones intermedanasas. Por último se encuentran los Depósitos aluvionales, siguiendo el curso del río Tunuyan inferior.

En las cartas hidrogeológicas a continuación se puede observar que el proyecto se va a desarrollar en una zona, cuyo relleno aluvial tiene un espesor de 500m, a partir de dicha instancia se encuentran los acuíferos. Por otro lado, según la curva de conductividad eléctrica, la isoconductividad de la zona es de 2200micro/S/cm, ubicada entre los 100 y los 180 m desde la superficie.

INCLUIR LAS IMAGINES DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL DE LAS HOJAS 47 - 48-49

El Proyecto se encuentra a 5,6 km del Río Tunuyán y a 3,3 km hacia el sur se encuentra el Canal de riesgo, impermeabilizado, San Rosa. El proyecto no consume agua durante la operación de la planta fotovoltaica. Por tanto, Riesgo de afectación Bajo.

(INCLUIR IMAGEN ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL HOJA 45)

c) Biodiversidad y Ecosistemas

La provincia de Mendoza tiene una diversidad de especies vegetales y animales reducida, en comparación con las que se encuentran en otras regiones de Argentina. Existen en

esta provincia varias especies autóctonas (tanto animales como vegetales) que se encuentran en peligro. Como medida de preservación Mendoza creó una serie de Áreas Naturales Protegidas²⁵. Cada una de ellas son de diferentes categorías y representan a cada bioma de la región. Es importante destacar que el proyecto no se encuentra ubicado en zonas determinadas como Áreas Protegidas.

INCLUIR UN MAPA DONDE ESTEN LAS ÁREAS PROTEGIDAS DE MENDOZA Y MARCAR DONDE ESTÁ UBICADO EL PROYECTO

Respecto a la Flora, el proyecto está ubicado dentro de la provincia Fitogeográfica del Monte. Se caracteriza por el monte de llanuras y mesetas, que se diferencia de la ecorregión de llanuras y bolsones por sus características geomorfológicas. Comprende desde el sur de la provincia de San Juan hasta la provincia de Chubut. El tipo de vegetación predominante es la estepa arbustiva alta, caracterizada mayormente por la comunidad de jarillal, con presencia de cactáceas columnares o cardones y bosques de algarrobos en algunas zonas.

INCLUIR IMAGEN HOJA 63 ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL

d) Cambio Climático

El actual proyecto va a generar energía de fuentes renovables. De esta manera, la electricidad renovable suministrada a la red por la actividad de proyecto desplazará a electricidad con un factor de emisión de CO₂ más intensivo ya que en la red aproximadamente el 60% de la electricidad se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente gas natural, aunque también se utiliza gasoil, fueloil y carbón.

El presente proyecto genera energía a través de paneles fotovoltaicos. Por lo tanto, el

²⁵ <https://www.mendoza.gov.ar/areasnaturales/>

impacto de las consecuencias del cambio climático como el aumento de las temperaturas, la reducción de la disponibilidad de agua, la salinización de la tierra y del agua dulce, la erosión, la desertificación, el aumento del nivel del mar, la acidificación de los océanos y el agotamiento de las zonas de amortiguación naturales, entre otras cuestiones afectan de una manera muy leve y genera un riesgo muy bajo sobre la actividad del proyecto.

Riesgos Sociales

Según la sección 7 la Tool Sustainable Development Safeguards versión 1. 1 los riesgos sociales que deben ser evaluados son:

- a) Derechos Humanos
- b) Corrupción
- c) Impacto económico

- a) Derechos Humanos

El presente proyecto se ubica sobre una parcela de 20 hectáreas propiedad de la empresa Tasarolli. El poblado mas cercano es la localidad de Santa Rosa que se encuentra a 5km del área del proyecto. Al ser un proyecto de generación de energía fotovoltaico, el impacto sobre la calidad de vida de las comunidades locales es prácticamente nulo.

se llevo adelante una audiencia publica donde se comento en detalle todo lo referido al proyecto ante vecinos y autoridades competentes de una manera trasparente para que cualquier persona que se pueda sentir afectada el proyecto tenga la oportunidad de comentarlo. No existió ningún comentario negativo sobre el proyecto (ver el detalle de la audiencia publica en la sección 9 del presente informe) Por lo tanto se considera que no existe ningún tipo de riesgo sobre los derechos humanos tanto de los empleados de

Tasarolli como sobre las comunidades locales.

- Trabajo condiciones laborales: Tasarolli cumple con todas las leyes y regulaciones Nacionales, provinciales y locales respecto a los derechos de sus trabajadores. Esta empresa no cuenta con ningún tipo de trabajo infantil, trabajo forzoso ni discrimina a ninguna persona por se genero, edad, raza, religión, país de origen, orientación sexual, discapacidad o cualquier otro tipo de discriminación. (VER SI TIENEN UN MANUAL AL RESPECTO) A su vez se cumplen con todos los protocolos de seguridad (VER SI EXISTE ALGUN MANUAL DE SEGURIDAD).
- Equidad de Genero y empoderamiento de la mujer: A su vez, promueve la igualdad de géneros para todos sus empleados otorgándoles la misma posibilidad de empleo y crecimiento dentro de la empresa brindándole principal atención al empoderamiento de las mujeres. Dentro de Tasarolli se respeta la igualdad de salario sin distinción de genero. (VER SI EXISTE UN PROGRAMA AL RESPECTO)
- Adquisición de tierras, restricciones al uso de la tierra, desplazamientos y reasentamientos involuntarios: (RELATAR LA HISTORIA DE A QUIEN SE COMPRO EL TERRENO, LA MANERA QUE SE HIZO)
- Comunidades indígenas y Herencia Cultural: No existen ni existieron reclamos sobre esta tierra por parte de ninguna comunidad indígena si de ninguna comunidad local.
(RELATAR SI EXISTEN O NO COMUNIDADES INDIGENAS CERCANO AL PROYECTO Y VER SI TASAROLLI TIENE UNA POLITICA AL RESPECTO)
- Salud y Seguridad de la Comunidad: El poblado mas cercano, Santa Rosa, al proyecto esta ubicado a 5 km de distancia. Al ser un proyecto de energías renovables fotovoltaico, el impacto sobre las comunidades una vez que este operativo el proyecto es prácticamente nulo.

En la etapa de construcción se destacan impactos asociados con:

- Material particulado por movimiento de suelo y por el tránsito de vehículos en caminos de tierra.
- Gases a la atmósfera producidos por fuentes móviles y maquinarias

En la etapa de operación se destacan impactos asociados con:

Version 2.3

- La limpieza de los paneles que se realizará sólo con agua, sin productos químicos de limpieza. Dependiendo de la suciedad que se acumule, se hará cada 4-6 meses. Se estima un consumo de 10 litros de agua por cada kW instalado y por lavado. El agua se obtendrá de un camión cisterna.
- El combustible fósil se usa sólo en vehículos para realizar los mantenimientos.

En la etapa de abandono se destacan impactos asociados con:

- El desmantelamiento y transporte de paneles y estructuras metálicas hasta sitio de disposición intentado reciclar todo lo que sea posible.
- Las emisiones de material particulado por los transportes.
- Las emisiones de GEI por combustión de fósiles en motores de combustión interna.

Respecto de los Residuos sólidos:

- Durante la etapa de construcción trabajan 100 personas que generan aproximadamente 3 mil kilos de residuos asimilables a los domiciliarios. Se reciclará todo lo posible.
- En la etapa de operación son del orden de 5 personas empleadas. Los residuos son retirados por el Servicio de recolección Municipal.
- Los residuos industriales de la etapa de construcción serán clasificados y dispuestos en sitios habilitados.
- Residuos peligrosos: Se generan eventualmente y en mayor medida en la etapa de construcción, por aceites usados, latas de pintura, trapos contaminados por eventuales pérdidas de lubricantes. En la etapa de operación pueden deberse a envases de pintura, tóner, pilas, solventes, tubos fluorescentes.

Respecto de los Efluentes líquidos:

- Durante la etapa de construcción habrá baños químicos y duchas portátiles. Los efluentes serán retirados por una empresa autorizada que los dispondrá en sitio autorizado.
- En la etapa de operación se contará con instalaciones permanentes de baños y duchas, y un sistema de tratamiento de los efluentes generados que respetará normativa vigente.

- b) **Corrupción:** Tasarolli tiene tolerancia cero a cualquier acto de corrupción. Tiene la completa convicción y compromiso de reportar de manera precisa, transparente y honesta la totalidad de la generación de energía, como así también el cumplimiento con todas las leyes nacionales, provinciales y locales.

VER SI TIENEN ALGUNA POLITICA AL RESPECTO

- c) **Impacto económico**

El impacto del proyecto sobre las comunidades locales va a ser netamente positivo y se reflejará en la generación de empleos directos e indirectos, principalmente durante la construcción y posteriormente, en menor medida, durante la operación y mantenimiento. Durante la etapa de construcción de Helios Santa Rosa I (5 MW) trabajaron 100 personas, y con un pico de 145 trabajadores. Actualmente, en la fase de operación de Helios Santa Rosa I, hay 4 trabajadores permanentes.

Helios Santa Rosa II está en construcción (5,2 MW) y cuando esté operativo probablemente se incorporen 3 trabajadores permanentes adicionales que se sumarán a los 4 actuales. Por otro lado, El proyecto suministrará electricidad renovable en una zona rural mejorando en la zona la disponibilidad y confiabilidad del servicio eléctrico local. a la red que reducirá las emisiones de gases de efecto invernadero de la red eléctrica nacional. A su vez, El proyecto suministrará electricidad renovable a la red que reducirá las emisiones de GEI de la red eléctrica nacional colaborando de esta manera en la mitigación al cambio climático.

Por otro lado, se llevará a cabo la formación del personal, lo que redundará en la formación y cualificación de la mano de obra, que podrá ser de utilidad en otros proyectos de similares características en la región.

9 Consulta con las partes interesadas (stakeholders)

En Argentina el organismo que controla que las empresas que brindan el servicio

eléctrico cumplan con sus obligaciones es el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE)²⁶. Debido a que uno de los objetivos del presente proyecto es inyectar la energía renovable generada en el sistema de red eléctrico del país, se debió gestionar las autorizaciones correspondientes.

Tasarolli debió solicitar autorización ante el ENRE para el Acceso a la Capacidad de Transporte Existente para el presente proyecto. A través de la resolución 210/2024²⁷ en su artículo 2 se establece tanto CAMMESA como el ENRE deberán publicar en sus respectivas paginas web por un lapso de 5 días hábiles administrativos lo referido al presente proyecto. A su vez otorga un plazo de 5 días hábiles administrativos contados desde el día siguiente de la última publicación efectuada, a fin que, quien lo considere procedente, presente un proyecto alternativo de Acceso que produzca una optimización del funcionamiento técnico-económico del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) o presente observaciones u oposiciones sobre la base de la existencia de perjuicios para el mismo, por escrito, ante el ENRE. EN su artículo 3 establecer que, en caso de que existir presentaciones de oposición fundadas comunes entre varios usuarios se convocará a una Audiencia Pública a fin de permitir al solicitante contestar las mismas y exponer sus argumentos. Por último, en su artículo 4 define que una vez operado el vencimiento de los plazos fijados en el artículo 2, sin que se registren presentaciones de oposición fundadas en los términos descriptos o proyecto alternativo superador, se considerará otorgado el Acceso a la Capacidad de Transporte Existente. Este publicación se llevo adelante en la fecha (PONER LA FECHA). No existio ningún tipo de objeción por lo tanto no fue necesaria la realización de una audiencia publica y por lo tanto se obtuvo la autorización solicitada. No obstante, par cumplir con las exigencias de Biocarbon Registry se organizo una audiencia publica sobre el presente proyecto para poder brindarles toda la información detallada a los principales Stakeholders.

Durante la preparación del proyecto se desarrollaron reuniones informativas con las partes interesadas. Según la legislación argentina no existe la obligación de desarrollar una audiencia pública para este tipo de proyecto. Las personas consultadas pertenecen al municipio, al gobierno provincial, a la universidad que estuvo involucrada en los estudios y a vecinos del predio donde se implanta el parque solar fotovoltaico. Todos los comentarios recibidos fueron positivos. Quedaron muy satisfechos con el proyecto

²⁶ <https://www.argentina.gob.ar/enre>

²⁷ <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/305365/20240404>

ya que permite el desarrollo sustentable de la región a través de un proyecto de energía renovable con muy bajo impacto en el ecosistema. La posibilidad de empleos directos e indirectos y el hecho de aprovechar un recurso renovable como el solar, que en Mendoza es de muy alta calidad, tuvo gran aprobación de todos los consultados.

Además, existe un mecanismo para recibir quejas, comentarios y comunicación de retroalimentación. RELATAR COMO ES ESE MECANISMO Y COMO SE APLICA. DE EXISTIR UN DOCUMENTO AL RESPECTO REFERENCIARLO

9.1 Resumen de los comentarios recibidos

Hasta la fecha no ha habido consultas ni inquietudes.

9.2 Consideración de los comentarios recibidos

Hasta la fecha no ha habido consultas ni inquietudes.

10 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

El proyecto contribuye a los siguientes 4 ODS que se detallan a continuación:

ODS 4 Educación de calidad. El proyecto contribuye a la meta 4.4 de los ODS que establece: "Para 2030, aumentar sustancialmente el número de jóvenes y adultos que tienen habilidades relevantes, incluidas habilidades técnicas y vocacionales, para el empleo, los trabajos decentes y el emprendimiento". Los empleados recibieron capacitación para desarrollar habilidades profesionales. Durante los eventos de verificación se reportarán los siguientes indicadores:

4.4.1 Número de empleados que han recibido formación para desarrollar habilidades profesionales.

4.4.2 Número de horas de formación impartidas a los empleados (a tiempo completo, a tiempo parcial o temporales), desglosadas por sexo.

4.4.3 Número de horas de capacitación brindadas a los participantes del PMCC (excluidos los empleados).

ODS 7 Energía asequible y no contaminante. El proyecto contribuye a la meta 7.2 del ODS que establece: “Para 2030, aumentar sustancialmente la participación de la energía renovable en la matriz energética mundial” mediante la producción de energía con tecnología solar fotovoltaica que es una fuente renovable que se suministra a la red eléctrica argentina. Se espera que el proyecto genere, en promedio anual durante su vida útil, 12.558 MWh/año con Helios Santa Rosa I y 13.061 MWh/año con Helios Santa Rosa II. Durante los eventos de verificación se reportará el siguiente indicador:

7.2.1 Electricidad total producida por fuentes renovables no convencionales. Durante el primer año de operación de Helios Santa Rosa I se produjeron 13.541 MWh en la planta de energía solar fotovoltaica.

ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico. El proyecto crea oportunidades de empleo directo e indirecto durante las fases de construcción y operación, por lo que contribuye a la meta 8.5 de los ODS que establece: “Para 2030, lograr el empleo pleno y productivo y el trabajo decente para todas las mujeres y hombres, incluidos los jóvenes y las personas con discapacidad e igual remuneración por trabajo de igual valor”. El proyecto ha proporcionado empleo temporal durante su fase de construcción y continúa ofreciendo empleo permanente a 4 empleados (con Helios Santa Rosa I en operación). Durante los eventos de verificación se reportarán los siguientes indicadores:

8.5.1 Número total de empleos creados por el proyecto. Con Helios Santa Rosa I en funcionamiento hay 4 empleos permanentes.

8.5.2 Proporción de empleados locales. El 100% de los empleados son locales.

8.5.3 Generación de ingresos por actividades directamente vinculadas al Proyecto de Mitigación del Cambio Climático (PMCC). Los ingresos de los empleados del parque solar fotovoltaico, así como los ingresos por la venta de energía son ingresos directos ligados a la actividad del PMCC.

8.9.1 Valor económico generado localmente a través del empleo. Se informarán los ingresos de los empleados de la planta Solar FV.

ODS 13 Cambio Climático: El proyecto produce energía renovable que se entrega a la red eléctrica argentina, disminuyendo las emisiones de CO₂ por desplazar electricidad más intensiva en emisiones. Por lo tanto, el PMCC, contribuye a la Meta 13.2 de los ODS que establece: “Integrar medidas de cambio climático en las políticas, estrategias

y planificación nacionales". Durante los eventos de verificación se reportarán los siguientes indicadores:

13.2.1 Cantidad de emisiones de GEI reducidas o eliminadas. Se espera que el proyecto logre 9.815 tCO₂e de reducción de emisiones anuales como promedio en el primer período de acreditación.

13.2.2 Emisiones de GEI reducidas por año y cantidad de CO₂e neto. En el primer año de operación (Helios Santa Rosa I entregando electricidad a la red y con Helios Santa Rosa II en construcción) las reducciones de emisiones netas alcanzadas son: 5469 tCO₂/año 1.

11 Salvaguardas REDD+ (si corresponde)

No aplicable.

12 Categorías especiales, relacionadas con cobeneficios

No aplicable.

13 Proyecto Agrupado (si aplica)

No aplicable.

14 Otros programas de GEI

El Proyecto de mitigación de cambio climático, no aplica a otros Programas de GEI. No obstante, se encuentra registrado en International REC Standard.

15 evitar la doble contabilidad

Cumpliendo con el Estándar de Biocarbon Registry versión 3.4 se procede a aplicar la Tool Avoiding Double Counting (ADC) versión 2.0 para asegurar que el proyecto no comete ni va a cometer ningún tipo de doble contabilidad con sus créditos de carbono. Según la sección 7 de la Tool ADC se define la doble contabilidad como contabilización de un resultado de mitigación de gases de efecto invernadero en toneladas de CO₂ en los siguientes escenarios:

- a) Una tonelada de CO₂ es contabilizada mas de una vez para demostrar el cumplimiento con el mismo objetivo de reducción de GHG
- b) Una tonelada de CO₂ es contabilizada mas de una vez para demostrar el cumplimiento de más de un objetivo de reducción de GHG
- c) Una tonelada de CO₂ es utilizada mas de una vez para obtener algún tipo de remuneración, beneficios o incentivos
- d) Una tonelada de CO₂ se verifica o acredita asignando más de una serie a un único resultado de mitigación

A la fecha de elaboración del presente documento el presente proyecto no ha emitido ningún crédito de carbono por lo tanto no cumple con ninguna de las condiciones mencionadas en la Tool ADC para que se pueda considerar que se ha generado una situación de doble contabilidad. No obstante Tasarolli se compromete a no cometer ninguno de los parámetros definidos por la Tool ADC que definen a la doble contabilidad.

A su vez, en la sección 8.4 del la Tool ADC se define que si los dueños del proyecto desean vender sus créditos de carbono al programa CORSIA, se deberá presentar una Host Country Attestation (HCT) que certifique que el país anfitrión esta al tanto de lo acontecido con el presente proyecto y que no va a contemplar las reducciones de CO₂ del proyecto en la elaboración de los informes Contribuciones Nacionales Determinadas (NDCs) en el marco del acuerdo de París

Los únicos dueños de los créditos de Carbono que va a emitir el presente proyecto van a ser exclusiva propiedad de Tasarolli. No se tiene ningún tipo de intención de vender al programa CORSIA, por lo tanto no es necesario presentar un HCT tal cual lo

establece la Tool ADC.

No obstante es importante mencionar que MENCIONAR TODO LO REFERIDO A IREC E INCLUIR EVIDENCIA DE QUE SE DIO DE BAJA DE MENCIONADO PROGRAMA

16 Plan de Monitoreo

El plan de monitoreo incluye el seguimiento de las siguientes variables:

1) La generación de electricidad se medirá y registrará continuamente en base horaria con medidores eléctricos. Habrá un SMEC (Sistema de Medición Comercial) como medidor eléctrico principal y otro de respaldo. La verificación cruzada de esta variable puede realizarse ya que hay 2 medidores midiendo la misma variable. En caso de que el medidor principal no esté funcionando, se podrán utilizar los datos del medidor de respaldo y cotejarlos con la información de registra CAMMESA. El SMEC y el medidor de respaldo deben cumplir con la regulación argentina para medición de intercambios de energía de agentes generadores del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). El gerente de la Planta solar fotovoltaica es responsable de registrar los datos de generación de electricidad.

2) Factor de emisión de la red, se calcula según la TOOL07 versión 07.0 en base a datos oficiales y públicamente disponibles de CAMMESA. Los factores de emisión de CO₂ de los combustibles fósiles son publicados por la Secretaría de Energía de la Nación y se basan en documentos oficiales enviados por la República Argentina a la CMNUCC. El margen de construcción (BM) se calcula ex ante y el margen de operación (OM) se actualiza anualmente, por lo tanto, el factor de emisión de la red o margen combinado (CM) se actualiza anualmente.

La variable más importante para monitorear es la electricidad suministrada a la red que desplazará a la electricidad con mayor intensidad de CO₂/MWh.

Los datos de generación se miden continuamente con medidores de electricidad

calibrados y se registran diariamente. Los informes mensuales se desarrollan en base a datos diarios registrados. La generación mensual del PMCC se cruza con los datos informados por CAMMESA de la cantidad de electricidad entregada a la red, utilizados en la facturación.

La información está disponible públicamente en la página web de CAMMESA, que es la encargada del centro de despacho y administradora de las transacciones en el MEM.

El factor de emisión de la red es calculado por un consultor externo en base a los factores de emisión de CO₂ utilizados por la República Argentina en documentos oficiales y disponibles públicamente. Los datos de generación, cantidad y tipo de combustible fósil empleado por cada unidad de generación se informan en la base de datos de informes mensuales de CAMMESA, que se encuentran disponibles en la página web de CAMMESA <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/>.

Todos los medidores cuentan/contarán con registros y datos de generación listos para ser descargados de forma remota y/o local por CAMMESA y por el desarrollador del proyecto.

Los datos monitoreados se incluyen en una hoja de cálculo de Excel para los cálculos de reducción de emisiones. Todos los datos recopilados como parte del proceso de seguimiento se archivan electrónicamente y se conservan durante al menos dos años después del final del último período de acreditación. Transcurrido ese plazo la información será almacenada en copias de seguridad que podrán ser reconstruidas si fuera necesario.

A continuación, se detalla el Procedimiento de Monitoreo y Control de la Central Fotovoltaica Helios Santa Rosa Solar, los informes a generar, información técnica, responsabilidades y parámetros alcanzados por este proyecto.

16.1 Datos y parámetros para cuantificar reducciones de emisiones

Los datos y parámetros a monitorear, según la metodología AMS I.D y el TOOL7 son los siguientes:

Datos/Parámetro	EGPJ, facility, y
------------------------	-------------------

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

Unidad del dato	MWh
Descripción	Cantidad de generación neta de electricidad suministrada por la planta/unidad del proyecto a la red en el año y
Fuente de datos	Mediciones in situ con medidores de electricidad.

Valor(es) aplicado(s)	Período (*)	Producción neta de Electricidad
		[MWh]
	1	13541.35
	2	13488.15
	3	27512.15
	4	27392.02
	5	27260.05
	6	27113.34
	7	26950.92
	<p>(*) Cada período comienza el 01/04 del año y finaliza el 31/03 del año y+1. El período 1 es del 01/04/2022 al 31/03/2023. A partir del periodo 2 en adelante, la electricidad entregada a la red se estima en base a datos reales de generación neta del periodo 1.</p> <p>Consulte el archivo de Excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: Energía a la red</p>	
Métodos y procedimientos de medición.	<p>La electricidad neta se mide in situ.</p> <p>De acuerdo con la regulación nacional el Sistema de Medición Comercial (SMEC) es el encargado de medir los intercambios de electricidad entre los distintos Agentes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Hay dos medidores que miden lo mismo. El SMEC principal y otro medidor de electricidad de respaldo.</p> <p>Los medidores serán calibrados de acuerdo con la regulación nacional/requisitos CAMESA (SMEC) y de acuerdo con las especificaciones del fabricante (medidor de electricidad de respaldo).</p> <p>Clase del SMEC: clase 0,5s.</p> <p>Clase del medidor de respaldo: N/A</p> <p>Persona/entidad responsable: Gerente de Planta Solar Fotovoltaica. Tassaroli S.A.</p>	

Frecuencia de monitoreo	Medición continua, registro y grabación del valor de energía integrada en períodos de 15 minutos. En el informe se utiliza energía horaria que es la suma de la informada en los 4 períodos de 15 minutos correspondientes a esa hora. También se informa energía mensual.
-------------------------	--

Procedimientos de control de calidad	Los datos relevantes pueden ser verificados/controlados. Los datos de generación de electricidad obtenidos del medidor SMEC se pueden verificar con el medidor de electricidad de respaldo. En caso de pérdida de datos, la electricidad entregada a la red se puede obtener de la base de datos de CAMMESA incluida en los informes mensuales oficiales y disponibles públicamente en: https://cammesaweb.cammesa.com/informe-sintesis-mensual/ .
Finalidad de los datos	Emisiones de Línea de Base
Comentario adicional	El sistema de datos de energía puede mantener datos durante 6 meses. Para acceder a datos de más de 6 meses de antigüedad es necesario acceder a la base de datos de la empresa Tassaroli S.A..

Datos/Parámetro	$EF_{gridOM,y}$
Unidad del dato	t CO ₂ /MWh
Descripción	Factor de emisión de CO ₂ del margen de operación (OM) en el año y
Fuente de datos	Calculado

Valor(es) aplicado(s)	Año	Margen de Operación (OM) (*) [t CO ₂ /MWh]
		1
	2	0.494
	3	0.494
	4	0.494
	5	0.494
	6	0.494
	7	0.494

(*) El OM es calculado con el método del OM Simple para primer período y adoptado para los años siguientes.

Métodos y procedimientos de medición.	<p>El parámetro se calcula según la TOOL07 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)" como se explicó en el apartado anterior.</p> <p>Hay hojas de cálculo disponibles. Consulte el archivo de Excel denominado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: OM período 1</p> <p>Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky. Consultor externo.</p>
Frecuencia de monitoreo	Continuamente monitoreado y anualmente reportado.
Procedimientos de control de calidad	Los datos empleados para el cálculo son de CAMMESA, oficiales y públicamente disponibles.
Finalidad de los datos	Emisiones de Línea de Base

Comentario adicional	El método seleccionado para el cálculo es el método del OM simple. La participación de la generación de bajo costo/forzada (low cost/must run) durante los últimos 5 años (2018-2022) fue del 39,9%, por lo que se puede aplicar el método del OM simple.
----------------------	---

Datos/Parámetro	$EF_{gridCM,y}$		
Unidad del dato	t CO ₂ /MWh		
Descripción	Factor de emisión de CO ₂ de la red eléctrica o margen combinado (CM) en el año y		
Fuente de datos	Calculado		
Valor(es) aplicado(s)	Año	Margen Combinado [t CO ₂ /MWh]	
	1	0.4075	
	2	0.4075	
	3	0.4075	
	4	0.4075	
	5	0.4075	
	6	0.4075	
	7	0.4075	
Métodos y procedimientos de medición.	El parámetro se calcula según la TOOL7 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)" como se explicó en el apartado anterior. Las hojas de cálculo están disponibles para el VVB. Consulte el archivo de Excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: FE red		

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

	Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky. Consultor externo.
Frecuencia de monitoreo	Continuamente monitoreado y anualmente reportado.

Procedimientos de control de calidad	Los datos empleados para el cálculo son de CAMMESA (años 2018-2022 y de la Secretaría de Energía de la Nación), oficiales y disponibles públicamente.
Finalidad de los datos	Emisiones de Línea de Base
Comentario adicional	---

Datos/Parámetro	$FC_{i,n,y}$
Unidad del dato	Masa o volumen
Descripción	Cantidad de combustible tipo i consumido por la planta/unidad de generación n en el sistema eléctrico del proyecto en el año y
Fuente de datos	Datos oficiales de CAMMESA y/o Secretaría de Energía de la Nación.
Valor(es) aplicado(s)	Las hojas de cálculo están disponibles para el VVB. Consulte el archivo de Excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: Combustibles.
Métodos y procedimientos de medición.	---
Frecuencia de monitoreo	OM simple: anualmente durante el período de acreditación del año correspondiente. Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky. Consultor externo.

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

Procedimientos de control de calidad	---
Finalidad de los datos	Emisiones de Línea de Base
Comentario adicional	Los datos empleados para el cálculo ex ante son de CAMMESA y de la Secretaría de Energía de la Nación, oficiales y disponibles públicamente.

Datos/Parámetro	NCV _{i,y}				
Unidad del dato	GJ/unidad de masa o volumen				
Descripción	Poder calorífico neto (contenido energético) del tipo de combustible <i>i</i> en el año <i>y</i>				
Fuente de datos	Tercera Comunicación de la República Argentina a CMNUCC. Tabla A2.2 página 241 disponible en https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Argnc3.pdf				
Valor(es) aplicado(s)	Gas Natural (GJ/t)	Fuel Oil (GJ/t)	Gasoil (GJ/t)	Carbón (GJ/t)	
	48.0	40.40	43.0	30.14	
Métodos y procedimientos de medición.	---				
Frecuencia de monitoreo	OM simple: anualmente durante el período de acreditación del año correspondiente. Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky. Consultor externo				
Procedimientos de control de calidad	---				
Finalidad de los datos	Emisiones de Línea de Base, cálculo de OM				

Comentario adicional	CMMESA informa el volumen y tipo de combustible fósil utilizado y la cantidad de generación eléctrica por unidad/ planta de generación, por lo que este parámetro está implícito en la información proporcionada por CMMESA.																			
Datos/Parámetro	$EFCO_{2,i,y}$																			
Unidad del dato	t CO ₂ / dm ³ / t CO ₂ /t / t CO ₂ /t / t CO ₂ /t																			
Descripción	Coeficiente de emisión de CO ₂ del combustible tipo <i>i</i> en el año <i>y</i>																			
Fuente de datos	Datos del Tercer BUR de la República Argentina remitido a la CMNUCC / Informes de la Secretaría de Energía de la Nación																			
Valor(es) aplicado(s)	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Gas Natural</th> <th>Fuel Oil</th> <th>Gasoil</th> <th>Carbón</th> <th>Fuente</th> </tr> <tr> <th>[t CO₂/dm³]</th> <th>[t CO₂/t]</th> <th>[t CO₂/t]</th> <th>[t CO₂/t]</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.948</td> <td>3.17</td> <td>3.19</td> <td>2.85</td> <td>Secretaría de Energía de la Nación. Factor de emisiones de CO₂ de la red eléctrica argentina. 2021</td> </tr> </tbody> </table> <p>http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica</p>					Gas Natural	Fuel Oil	Gasoil	Carbón	Fuente	[t CO ₂ /dm ³]	[t CO ₂ /t]	[t CO ₂ /t]	[t CO ₂ /t]		1.948	3.17	3.19	2.85	Secretaría de Energía de la Nación. Factor de emisiones de CO ₂ de la red eléctrica argentina. 2021
Gas Natural	Fuel Oil	Gasoil	Carbón	Fuente																
[t CO ₂ /dm ³]	[t CO ₂ /t]	[t CO ₂ /t]	[t CO ₂ /t]																	
1.948	3.17	3.19	2.85	Secretaría de Energía de la Nación. Factor de emisiones de CO ₂ de la red eléctrica argentina. 2021																
Métodos y procedimientos de medición.	El parámetro $EFCO_{2,i,y}$ es según el TOOL7 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)". Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.																			
Frecuencia de monitoreo	Anual para cada reporte de verificación																			
Procedimientos de control de calidad	---																			
Finalidad de los datos	Emisiones de Línea de Base, cálculo de OM																			
Comentario adicional	Densidad de Gasoil 0,845 t/m ³ , por lo tanto, el coeficiente de emisión del gasoil es 2.697 t CO ₂ /m ³																			

Datos/Parámetro	ODS 4 Educación de calidad
-----------------	----------------------------

Unidad del dato	Adimensional h/año/género h/año
-----------------	---------------------------------------

Descripción	4.4.1 Número de empleados que han recibido formación para desarrollar habilidades profesionales. 4.4.2 Número de horas de formación impartidas a los empleados (a tiempo completo, a tiempo parcial o temporales), desglosadas por sexo. 4.4.3 Número de horas de capacitación brindadas a los participantes del PMCC (excluidos los empleados).
Fuente de datos	Tassaroli S.A.
Propósito del monitoreo	Avance en cumplimiento del ODS 4
Frecuencia de monitoreo	Anual

Datos/Parámetro	ODS 7 Energía asequible y no contaminante
Unidad del dato	MWh/año
Descripción	Volumen total de electricidad producida por fuentes renovables no convencionales
Fuente de datos	Gerente de la Planta solar fotovoltaica
Propósito del monitoreo	Avance en cumplimiento del ODS 7
Frecuencia de monitoreo	Anual

Datos/Parámetro	ODS 8 Trabajo decente y crecimiento económico
------------------------	---

Unidad del dato	Adimensional % USD/año USD/año
Descripción	8.5.1 Número total de empleos creados por el proyecto. Con Helios Santa Rosa I en funcionamiento hay 4 empleos permanentes. 8.5.2 Proporción de empleados locales. El 100% de los empleados son locales. 8.5.3 Generación de ingresos por actividades directamente vinculadas al PMCC. Los ingresos de los empleados del parque solar fotovoltaico, así como los ingresos por la venta de energía son ingresos directos ligados a la actividad del PMCC. 8.9.1 Valor económico generado localmente a través del empleo. Se informarán los ingresos de los empleados de la planta Solar FV.
Fuente de datos	Gerente de la Planta solar fotovoltaica y Recursos Humanos de Tassaroli S.A.
Propósito del monitoreo	Avance en cumplimiento del ODS 8
Frecuencia de monitoreo	Anual

Datos/Parámetro	ODS 13 Cambio Climático
Unidad del dato	tCO _{2e} tCO _{2e} /year

Descripción	Cantidad de Reducción de emisiones de GEI Reducción anual de emisiones de GEI
-------------	--

Fuente de datos	Gerente de la Planta Solar fotovoltaica / consultor externo
Propósito del monitoreo	Avance en cumplimiento del ODS 13
Frecuencia de monitoreo	Anual

16.2 Información adicional para determinar el escenario base o de referencia

De acuerdo a la metodología aplicada y las opciones seleccionadas para el cálculo del factor de emisión de la red existen datos y parámetros fijados ex ante que son los siguientes:

Datos/Parámetro	$EF_{grid, BM, 2022}$
Unidad del dato	tCO ₂ /MWh
Descripción	Factor de emisión de CO ₂ del margen de construcción (BM) en el año y (para este PDD año $y=2022$)
Fuente de datos	Valor calculado ex-ante a ser utilizado en todo el primer período de acreditación.
Valor(es) aplicado(s)	0.148
Elección de datos o métodos y procedimientos de medición	El parámetro se calculó según el TOOL7 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)", para el primer período de acreditación. Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.
Propósito de los datos	Emisiones Línea de Base, cálculo de BM
Comentario Adicional	Todos los datos relevantes son de CAMMESA, oficiales y disponibles públicamente.

Datos/Parámetro	$EG_{m,2022}$
Unidad del dato	MWh
Descripción	Cantidad neta de electricidad generada y entregada a la red por la unidad de generación m en el año y ($y = 2022$)
Fuente de datos	Cálculo para el primer período de acreditación basado en datos de CAMMESA.
Valor(es) aplicado(s)	Por favor referirse al excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: Margen de Construccion 2022
Elección de datos o métodos y procedimientos de medición	El parámetro se calculó según el TOOL7 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)", para el primer período de acreditación. Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.
Propósito de los datos	Emisiones Línea de Base, cálculo de BM
Comentario Adicional	Todos los datos relevantes son de CAMMESA, oficiales y disponibles públicamente.

Datos/Parámetro	m
Unidad del dato	---
Descripción	Unidades de generación incluidas en el cálculo del margen de construcción
Fuente de datos	Cálculo para el primer período de acreditación basado en datos de CAMMESA.
Valor(es) aplicado(s)	Por favor referirse al excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: Margen de Construccion 2022
Elección de datos o métodos y procedimientos de medición	El parámetro se calculó según el TOOL7 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)", para el primer período de acreditación. Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.
Propósito de los datos	Emisiones Línea de Base, cálculo de BM

Helios Santa Rosa I & II Solar PV Plant

Comentario Adicional	Todos los datos relevantes son de CAMMESA, oficiales y disponibles públicamente.
----------------------	--

Datos/Parámetro	$EF_{EL,m,2022}$
Unidad del dato	t CO ₂ /MWh
Descripción	Factor de emisión de CO ₂ de la unidad de generación <i>m</i> en el año <i>y</i> (<i>y</i> =2022)
Fuente de datos	Cálculo para el primer período de acreditación basado en datos de CAMMESA.
Valor(es) aplicado(s)	Por favor referirse al excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: Margen de Construcción 2022
Elección de datos o métodos y procedimientos de medición	El parámetro se calculó según el TOOL7 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)", para el primer período de acreditación. Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.
Propósito de los datos	Emisiones Línea de Base, cálculo de BM
Comentario Adicional	Todos los datos relevantes son de CAMMESA, oficiales y disponibles públicamente.

Datos/Parámetro	$FC_{i,m,2022}$			
Unidad del dato	Gas Natural (dm ³)	Fuel Oil (t)	Gasoil (l)	Carbón (t)
Descripción	Cantidad de combustible del tipo <i>i</i> consumido por la planta/unidad de generación <i>m</i> en el sistema eléctrico del proyecto en el año <i>y</i>			
Fuente de datos	Datos utilizados para el primer período de acreditación. Datos oficiales de CAMMESA			
Valor(es) aplicado(s)	Por favor referirse al excel llamado: Emission Reductions. Solar PV plant Santa Rosa I & II. Solapa: Margen de Construcción 2022			
Elección de datos o métodos y procedimientos de medición	Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.			
Propósito de los datos	Emisiones Línea de Base			
Comentario Adicional	Todos los datos relevantes son de CAMMESA, oficiales y están disponibles públicamente. El BM debe calcularse sólo una vez ex ante			

	al inicio del primer período de acreditación basándose en la última información disponible.
--	---

Datos/Parámetro	NCV _{i,y}				
Unidad del dato	GJ/unidad de masa o volumen				
Descripción	Poder calorífico neto (contenido energético) del tipo de combustible / en el año y				
Fuente de datos	Tercera Comunicación de la República Argentina a CMNUCC. Tabla A2.2 página 241 disponible en https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Argnc3.pdf				
Valor(es) aplicado(s)	Gas Natural (GJ/t)	Fuel Oil (GJ/t)	Gasoil (GJ/t)	Carbón (GJ/t)	
	48.0	40.40	43.0	30.14	
Elección de datos o métodos y procedimientos de medición	Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.				
Propósito de los datos	Emisiones Línea de Bas, cálculo de BM				
Comentario Adicional	El BM se calcula solo una vez ex ante al inicio del primer período de acreditación en base a la última información disponible y debe utilizarse para el período de acreditación completa. El NCV expresado en distintas unidades habitualmente empleadas en Argentina resulta: Gas Natural: 8.300 kcal/m ³ ; Fuel Oil = 9.800 kcal/kg; gasoil = 8.619 kcal/l; Carbón importado = 7.200 kcal/kg.				

Datos/Parámetro	EFCO _{2,i,y}				
Unidad del dato	tCO ₂ /GJ / t CO ₂ / dm ³ / t CO ₂ /t / t CO ₂ /t / t CO ₂ /t				
Descripción	Coeficiente de emisión de CO ₂ del combustible tipo <i>i</i> en el año <i>y</i>				
Fuente de datos	Datos del Tercer BUR de la República Argentina remitido a la CMNUCC / Informes de la Secretaría de Energía de la Nación				

Valor(es) aplicado(s)	Gas Natural	Fuel Oil	Gasoil	Carbón	Fuente
	[t CO ₂ /dm ³]	[t CO ₂ /t]	[t CO ₂ /t]	[t CO ₂ /t]	
	1.948	3.17	3.19	2.85	Secretaría de Energía de la Nación. Factor de emisiones de CO ₂ de la red eléctrica argentina. 2021
	http://datos.minem.gob.ar/dataset/calculo-del-factor-de-emision-de-co2-de-la-red-argentina-de-energia-electrica				
Elección de datos o métodos y procedimientos de medición	El parámetro EFCO _{2,i,y} es según el TOOL7 "Herramienta para calcular el factor de emisión de un sistema eléctrico (versión 07.0)". Persona/entidad responsable: Mariela Beljansky, consultora externa.				
Propósito de los datos	Cálculo del margen de construcción. El BM se calcula solo una vez ex ante al inicio del primer período de acreditación en base a la última información disponible y debe utilizarse para el período de acreditación completo.				
Comentario Adicional	Todos los datos relevantes están incluidos en los informes de CAMMESA y el factor de emisión de CO ₂ de la red eléctrica argentina publicados por la Secretaría de Energía de la Nación en base a la información incluida en el Tercer BUR de Argentina presentado ante la CMNUCC.				

16.3 Información relacionada con la evaluación del impacto ambiental de las actividades de proyecto de GEI

Principios de planta y proceso:

- 1.1. Irradiancia en el plano horizontal, en el plano de los seguidores.
- 1.2. Temperatura ambiente; del módulo
- 1.3. Viento y dirección

- 1.4. Tasa de suciedad
- 1.5. Energía de generación en el PDI; estaciones transformadoras; inversores
- 1.6. Energía diaria, semanal, mensual y anual.
- 1.7. Indicadores clave, Performance Ratio (PR) diario, mensual y anual.
- 1.8. Cantidad de inversores en funcionamiento, fallo o apagado
- 1.9. Trackers; ángulo de posición
2. Secundaria:
 - 2.1. Tensiones MPP del inversor
 - 2.2. Corrientes MPP del inversor
 - 2.3. Rendimientos
 - 2.4. Horas de generación diaria
 - 2.5. Pérdidas
 - 2.6. Eficiencias
3. Como prácticas de seguimiento se realizarán:
 - 3.1. Noticias alarmantes
 - 3.2. Equipo de alarma instalado en pantalla.
 - 3.3. Posibilidad de establecer valores límite configurables para las indicaciones en pantalla.

16.4 Procedimientos establecidos para la gestión de reducciones o remociones de emisiones de GEI y relacionados con el control de calidad

Las reducciones de emisiones de GEI se calculan como el producto entre la electricidad entregada a la red y el factor de emisión de la red.

En cada punto de inyección, la electricidad suministrada a la red se mide continuamente mediante dos medidores de energía. La electricidad entregada a la red se mide mediante un SMEC que es el principal y hay otro medidor de electricidad de respaldo. Por lo tanto, los datos relevantes se pueden verificar de forma cruzada. Los equipos serán calibrados de acuerdo con la regulación nacional/requisitos CMMESA (SMEC) y de acuerdo con las especificaciones del fabricante (medidores de electricidad).

Clase del SMEC: 0,2s

Clase del medidor de respaldo: 0,5s

Para el cálculo de BM y OM todos los datos relevantes son de CMMESA, oficiales y disponibles públicamente. Los factores de emisión de CO₂ de los combustibles fósiles utilizados para el cálculo del factor de emisión de la red son publicados por la Secretaría de Energía de la Nación en base a la información incluida en el Tercer BUR de la República Argentina remitido a la CMNUCC y en la Tercera Comunicación Nacional de la República Argentina.

Como los datos relevantes se pueden verificar y medir continuamente con instrumentos calibrados con la precisión adecuada, la incertidumbre en los resultados de mitigación es muy baja.



© 2023 BIOCARBON REGISTRY®. All rights reserved. This format can only be used for projects for certification and registration with BIOCARBON REGISTRY. Reproduction in whole or in part is prohibited.

NOTE: This Project Document (PD) shall be completed following the instructions contained in the Annex. However, it is important to highlight that these instructions are complementary to the BCR STANDARD, and the Methodology applied by the project holder, in which more information on each section can be found.