



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO **EVALUACION TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR DE 380 MW**

Autor: Pablo Gómez Carrasco

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

JUNIO de 2026

Declaración de originalidad

Declaro bajo mi responsabilidad que el Proyecto presentado con el título **EVALUACION TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR DE 380MW** e la ETS de Ingeniería – ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2025/26 es de mi autoría y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Uso de Inteligencia Artificial¹

Declaro bajo mi responsabilidad que (indicar la opción correcta):

☐ No he utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento.

☒ He utilizado Inteligencia Artificial en la elaboración del presente documento y/o del Anexo B siempre en las condiciones permitidas por la Universidad Pontificia Comillas, es decir, aplicando el Nivel 2 de la [Escala de Evaluación de Perkins et al. \(2024\)](#): *“La IA puede utilizarse para actividades previas a la tarea, como la lluvia de ideas, la descripción y la investigación inicial. Este nivel se centra en el uso de la IA para la planificación, las síntesis y la generación de ideas, pero las evaluaciones deben hacer hincapié en la capacidad de desarrollar y refinar estas ideas de forma independiente”*. En concreto, la Inteligencia Artificial ha sido empleada para:

(indicar aquí el uso concreto que se ha hecho de la Inteligencia Artificial)

- Asistencia en la búsqueda de fuentes bibliográficas relevantes.
- Verificación de bibliografía para que se ajuste a la normativa ICAI anexo E.
- Generación de ideas sobre la estructura general del trabajo.
- Aclaración de conceptos teóricos relevantes tanto técnicos como financieros.
- Comprobación operativa correcta del modelo financiero desarrollado.
- Identificación de inconsistencias conceptuales en los supuestos asumidos por el autor.
- Discusión entre alternativas metodológicas.
- Limpieza y normalización de formato sobre los datos descargados de las bases de datos publicas, como concatenar una multitud de CSV en uno solo, separar cajas con string de datos en columnas para su posterior operación, filtrar y ordenar correctamente.



Firmado (alumno): Pablo Gómez Carrasco

Fecha: 30/06/2026

¹ Esta declaración se refiere al uso de la Inteligencia Artificial generativa para realizar los documentos del Proyecto (Anexo B y Memoria). No aplica a Proyectos donde, por su naturaleza, deban emplear inteligencia artificial como parte de los mismos (aplicación de técnicas de aprendizaje automático, redes neuronales, análisis de datos...)

Autorización para la entrega del Proyecto

El Director del Proyecto	El co-Director del Proyecto (si aplica)
<i>Jose Ignacio Martin Gutierrez</i>	
Fdo:	Fdo:



GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

TRABAJO FIN DE GRADO **EVALUACION TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR DE 380 MW**

Autor: Pablo Gómez Carrasco

Director: Ignacio Martín Gutiérrez

Madrid

JUNIO de 2026

EVALUACIÓN TÉCNICO/ECONÓMICA DE UN PARQUE SOLAR DE 380 MW

Autor: Gómez Carrasco, Pablo.

Director: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

¿Son las energías renovables realmente viables a largo plazo? Para responder, se pone el foco sobre Aldoga Solar Farm, un parque fotovoltaico a gran escala de 380 MW y 480 MWp, situado a 20km de Gladstone (Queensland, Australia), que empezó su operación en diciembre de 2025. El estudio recorre el marco regulatorio y jurídico del sector eléctrico australiano, el contexto geográfico y climatológico del emplazamiento y una revisión de las tecnologías fotovoltaicas disponibles para plantas fotovoltaicas. Sobre este lienzo se modela una posible producción a partir de datos PVGIS-ERA5 y se construye un modelo financiero a 30 años simulando la operación de la planta durante toda su vida útil. Adicionalmente, se analiza el impacto de la incorporación de sistemas de almacenamiento energético mediante baterías (BESS) sobre el riesgo y la rentabilidad del proyecto. Los resultados muestran que la combinación de un recurso solar excepcional, una estructura financiera óptima y la cobertura de ingresos mediante el PPA permite al proyecto ser rentable incluso bajo escenarios conservadores.

Palabras clave: Parque solar, planta solar, fotovoltaica utility-scale, modelo financiero, BESS, energías renovables, Project finance, Aldoga solar farm, ACCIONA Energía, Australia.

1. Introducción

Entre 2022 y 2024 se ha instalado a nivel global 1 TW de nueva capacidad fotovoltaica, la misma cantidad que en los 68 años anteriores combinados. Uno de los factores más determinantes en la rápida inserción de esta tecnología ha sido la reducción del coste de los módulos fotovoltaicos de hasta 80-90% en la última década.

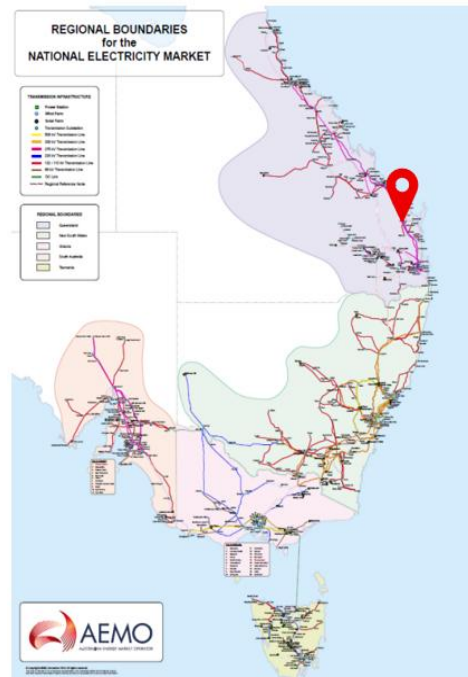
Lo que diferencia a Australia de otros países con niveles de irradiación similares es que cuenta con gran capacidad financiera, una infraestructura eléctrica puntera y un marco regulatorio estable, lo que les permite explotar ese potencial de forma efectiva. Australia está experimentando una rápida transformación del sistema eléctrico con el cierre progresivo de centrales de carbón, la expansión de renovables y el desarrollo de almacenamiento energético.

El objetivo del trabajo es evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto Aldoga Solar Farm abarcando todos los aspectos de su desarrollo: marco regulatorio, contexto geográfico del emplazamiento, revisión de las tecnologías fotovoltaicas y de almacenamiento empleadas, dimensionamiento técnico, financiación y rentabilidad esperada. Se evalúa también cómo el precio fijo del PPA permite obtener rentabilidad superior al coste de capital tanto para el promotor como para el accionista, y se analiza el impacto de la incorporación de un sistema BESS comparando escenarios con y sin almacenamiento.

2. Definición del proyecto

Aldoga Solar Farm es una instalación fotovoltaica utility-scale situada en el sureste del estado de Queensland, aproximadamente a veinte kilómetros de la ciudad de Gladstone. La planta se localiza dentro del Gladstone State Development Area, una zona estratégica destinada al desarrollo de proyectos industriales, energéticos y logísticos de gran escala.

La instalación cuenta con una potencia fotovoltaica de 480 MWp en corriente continua y una capacidad de exportación de 380 MW en corriente alterna. La superficie ocupada supera las 1.100 hectáreas y alberga más de ochocientos mil módulos bifaciales de doble vidrio basados en tecnología TOPCon de tipo N. Esta configuración tecnológica representa el estado del arte actual en aplicaciones utility-scale debido a su elevada eficiencia, menor degradación y mejor comportamiento térmico.



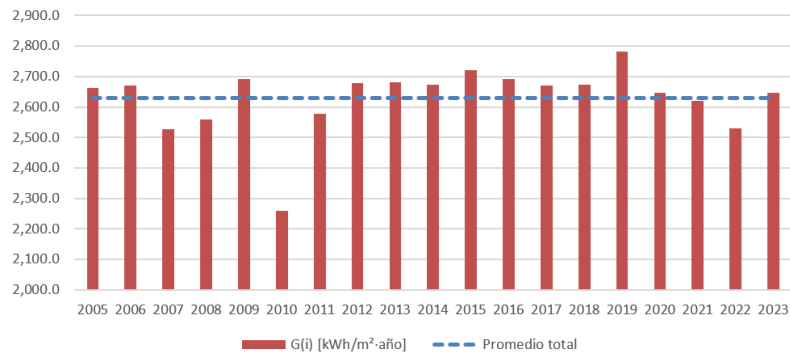
Localización de Aldoga Solar Farm dentro del National Electricity Market (NEM) australiano.

La planta incorpora seguidores solares de un eje que permiten maximizar la captación de irradiación a lo largo del día. La utilización de algoritmos de backtracking minimiza las pérdidas por sombreado entre filas de módulos y optimiza la producción energética anual. La conversión eléctrica se realiza mediante inversores centrales capaces de proporcionar servicios avanzados de soporte a la red, incluyendo funcionalidades grid-forming y grid-following.

3. Recurso solar y modelo de producción

Uno de los factores más relevantes para la viabilidad del proyecto es la calidad del recurso solar disponible. La región presenta elevados niveles de irradiación anual, una climatología favorable para la producción fotovoltaica y una proximidad estratégica a importantes infraestructuras eléctricas e industriales. Asimismo, la cercanía a futuras instalaciones de hidrógeno verde incrementa el interés estratégico del emplazamiento.

Los datos de irradiación se han extraído de PVGIS-ERA5, la base de datos del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea [PVG125], configurando la simulación con seguimiento en un eje inclinado en las coordenadas exactas de la planta para el periodo 2005-2023. Adicionalmente al recurso solar incidente sobre la cara frontal, se considera el incidente sobre la cara posterior debido a la capacidad bifacial de los módulos, valor que depende del albedo del terreno.



Irradiación anual $G(i)$ sobre el plano del seguidor en Aldoga (2005-2023).

El rendimiento energético de la planta mide la producción real que la planta es capaz de generar una vez se tienen en cuenta el Performance Ratio de las tecnologías que la componen, su disponibilidad y su degradación anual. El Performance Ratio se calcula mediante el producto de las pérdidas individuales del sistema (temperatura, inversores, cableado AC y CC, sombreado, suciedad, IAM, transformadores y clipping), y junto con la disponibilidad operativa y la degradación lineal anual permite estimar la energía exportada a lo largo de la vida útil del proyecto.

4. Modelo financiero y negociación PPA

El modelo financiero se construye bajo la estructura de Project finance, generando los inputs de CAPEX y OPEX con su desglose completo. El coste de capital se calcula mediante metodología CAPM para su posterior uso como tasa mínima de retorno del proyecto. El cuadro de amortización se modela mediante deuda esculpida que mantiene el ratio de cobertura del servicio de la deuda (DSCR) objetivo constante a lo largo del periodo contractual.

El contrato firmado con Stanwell Corporation en octubre de 2023 tiene una estructura take-or-pay a precio fijo durante 15 años, entrando en vigor en 2026 y expirando en 2040. Dado que el precio del contrato no es público, para modelar financieramente Aldoga se acota el rango de precios mediante tres filosofías de tasación: el precio techo, construido a partir del precio promediado por el tiempo proyectado para QLD1; el precio suelo, derivado del DSCR objetivo bancario; y el precio fijo de equilibrio, que iguala el beneficio generado por el PPA equitativamente entre el promotor y el cliente. Este último se confronta con los precios suelo y techo para verificar que el contrato resulta simultáneamente bancable para el promotor y aceptable para el off-taker.

5. Resultados

El Performance Ratio resultante del 80,56% se sitúa dentro del rango benchmark de 77-86% establecido por la International Finance Corporation para proyectos utility-scale solares [IFC_15], lo que valida la coherencia técnica del modelo.

El LCOE de 65,15 AUD/MWh sitúa a Aldoga dentro del benchmark para utility-scale en Australia, un rango de 60-75 AUD/MWh [BNEF25], y además cumple la condición de rentabilidad al ser inferior al precio de la electricidad tanto del PPA (115 AUD/MWh) como del mercado TWA spot (117,93 AUD/MWh). El margen de 50,48 AUD/MWh

sobre el LCOE durante el periodo PPA representa el valor económico añadido por cada MWh vendido.

El VAN del proyecto es de 553,96 M AUD, por lo que es positivo, indicando que el proyecto recupera la inversión inicial, supera la rentabilidad mínima exigida y además genera un beneficio extra. La aplicación del método de deuda esculpida sobre el préstamo de 453 M AUD bajo el precio fijo permite que el proyecto genere más flujos de caja de los necesarios para amortizar la deuda en el plazo del PPA, por lo que se amortiza más rápidamente. La integración de BESS aumenta el VAN del equity en 45,6 M AUD adicionales y modifica el perfil de riesgo del proyecto, ya que aporta una fuente de ingresos adicional al promotor y reduce la exposición al servicio de la deuda durante el periodo más crítico del PPA.

Métrica	Caso Base	Caso BESS	Variación
CAPEX total (M AUD)	670	940	+40,3%
Estructura deuda/equity	453 / 217	635 / 305	67,6% / 32,4% (cte)
VAN proyecto (M AUD)	553,86	630,86	+13,9%
TIR proyecto	11,9%	11,6%	-0,3 pp
VAN equity (M AUD)	235,07	280,64	+19,4%
TIR equity	16,4%	16,3%	Sin cambio
Precio suelo (AUD/MWh)	80,47	56,87	-29,4%
LCOE solar (AUD/MWh)	65,15	65,15	sin cambio
LCOS BESS (AUD/MWh)	—	157,87	—

Comparativa de métricas de rentabilidad entre el caso base y el caso con integración de BESS.

6. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad muestra que el factor que afecta más a la rentabilidad del proyecto no es el comportamiento del mercado ni la postura del banco, sino el coste del capital. A pesar de que la intuición apunte a la volatilidad del precio spot o las políticas de descarbonización, es la macroeconomía global la que realmente supone un riesgo para los promotores de renovables, y se materializa a través de la curva de tipos de interés, la prima de riesgo de mercado y las condiciones de los mercados financieros, los cuales dan forma al WACC. Esto tiene sentido ya que el WACC actúa sobre toda la vida del activo mientras que las otras dos variables solo impactan un subconjunto de flujos.

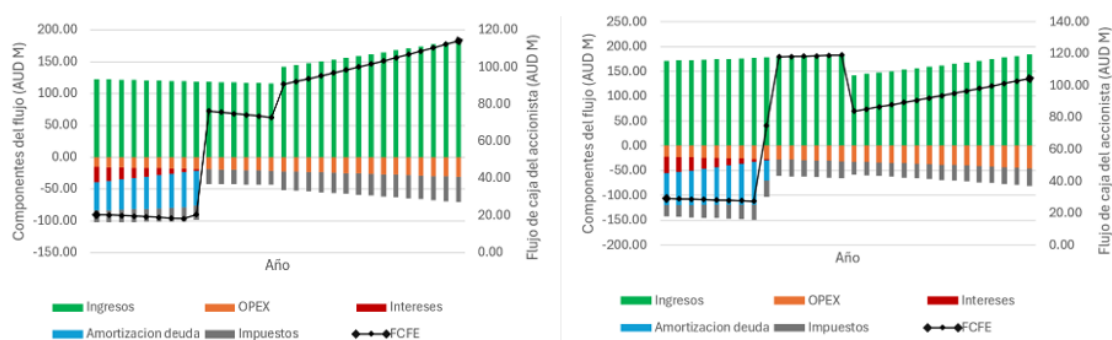
Sensibilidad	Rango VAN proyecto	% sobre VAN base
Senda spot	170,51	27%
DSCR objetivo	0,04	0%
WACC	326,91	52%

Comparativa efecto de diferentes sensibilidades sobre el VAN del proyecto.

7. Conclusiones

La verificación de viabilidad de Aldoga Solar Farm bajo condiciones reales de mercado ha dependido de una combinación de factores que hacen al proyecto un caso único: el recurso solar excepcional del que dispone, el off-taker soberano del PPA que firma, un marco regulatorio moderno y estable y una garantía doméstica a sus prestamistas. **Gracias a todo ello, Aldoga es plenamente viable, superando todas las condiciones financieras e incluso escenarios de sensibilidad pesimistas.**

La integración de BESS enriquece el proyecto en gran medida, ya que aporta una fuente de ingresos adicional al promotor y modifica el perfil de riesgo del proyecto entero. El hecho de que se ponga en operación el BESS a la vez que inicia el PPA no es casualidad, es una estrategia medida por parte de ACCIONA para reducir el riesgo durante la duración del PPA, en la cual sus flujos de caja están más expuestos al servicio de la deuda. En este caso, al incorporar BESS, el activo deja de ser puramente generador por lo que no se pueden integrar sus costes dentro de LCOE, motivo por el que la industria ha de utilizar nuevas métricas como LCOS para adaptarse a la nueva normalidad híbrida del sector.



Comparación composición anual de los flujos del proyecto y evolución del FCFE durante 2026-2055 del caso base (izquierda) vs el caso BESS (derecha).

El calendario de repago de la deuda revela que el riesgo económico del proyecto se concentra en el accionista, no en el banco. La deuda se amortiza íntegramente durante el periodo PPA, exactamente en 2034, antes del vencimiento del contrato. De esta forma, es como si el banco le estuviese prestando directamente a Stanwell durante 9 años, una empresa soberana con lo que eso conlleva, mientras que el accionista recibe toda la volatilidad del mercado.

8. Referencias

- [ACCI_] ACCIONA Energía, "Aldoga Solar Farm", sin fecha. Disponible en: <https://www.accionacom.au/projects/aldoga-solar-farm>
- [BNEF25] BloombergNEF, "Global Cost of Renewables to Continue Falling in 2025 as China Extends Manufacturing Lead", Press Release, 6 febrero 2025. Disponible en: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/>
- [IFC_15] International Finance Corporation (World Bank Group), "Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide", 2ª edición,

Washington DC, junio 2015. Disponible en:
<https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/22797>

[LBP_24] Lightsource bp, "SolarPower Europe publica las perspectivas del mercado global para la energía solar 2025-2029", junio 2024. Disponible en:
<https://lightsourcebp.com/es/news/solarpower-europe-publica-las-perspectivas-del-mercado-global-para-la-energia-solar-2025-2029/>

[PVG125] Comisión Europea, Joint Research Centre (JRC), "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) — Versión 5.3, base de datos PVGIS-ERA5", Ispra (Italia), 2025. Disponible en:
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

TECHNO-ECONOMIC ASSESSMENT OF A 380 MW SOLAR POWER PLANT

Author: Gómez Carrasco, Pablo.

Supervisor: Martín Gutiérrez, Ignacio.

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

ABSTRACT

¿Are renewable energies truly viable in the long term? To answer this question, the study focuses on Aldoga Solar Farm, a utility-scale solar photovoltaic plant of 380 MW and 480 MWp, located 20km north of Gladstone (Queensland, Australia), which began its commercial operations on december 2025. The study covers the regulatory and legal framework of the Australian electricity sector, but also its geographical and climatic context and revises the photovoltaic technologies available for solar power plants. On this foundation, the likely production of the plant is modelled after PVGIS-ERA5 data and a financial model is built on a 30 year time span, simulating the plant's operation during its useful life. In addition, the impact of battery energy storage systems (BESS) is analysed on the project's risk and profitability. Results show that the combination of an exceptional solar resource, an optimal financial structure and the revenue coverage achieved with the PPA allows the project to remain profitable even under conservative scenarios.

Key words: Solar power plant, utility-scale photovoltaics, financial model, BESS, renewable energies, Project finance, Aldoga solar farm, ACCIONA Energía, Australia.

1. Introduction

Between 2022 and 2024 there has been 1 TW of new photovoltaic capacity installed globally, the same quantity as the previous 68 years combined. One of the most determining factors in this technology's rapid insertion has been the drastic reduction in cell cost, down 80-90% in the last decade.

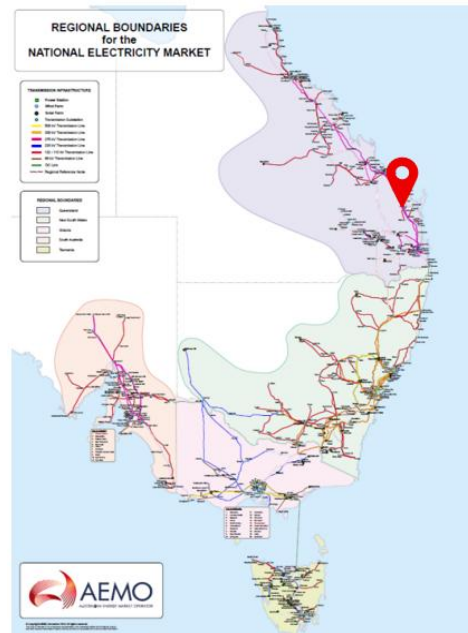
What sets Australia apart from other countries with similar irradiation levels is its strong financial capacity, its cutting-edge electrical infrastructure and a stable regulatory framework, which allows them to fully exploit their potential. Australia is undergoing a fast transformation of its electricity network through the progressive shutdown of coal power stations, the expansion of renewables and the development of energy storage.

The aim of this work is to assess the technical and economic feasibility of the Aldoga Solar Farm project, covering all aspects of its development: regulatory framework, geographic context of the site, review of the photovoltaic and storage technologies used, technical sizing, financing and expected profitability. The study also examines how the fixed PPA price allows the project to achieve returns above the cost of capital for both the sponsor and the shareholder, and analyses the impact of incorporating a BESS by comparing scenarios with and without storage.

2. Project summary

Aldoga Solar Farm is a utility-scale photovoltaic facility located in the southeast of Queensland, approximately twenty kilometres from the city of Gladstone. The plant sits within the Gladstone State Development Area, a strategic zone designated for the development of large-scale industrial, energy and logistics projects.

The facility has a photovoltaic capacity of 480 MWp in direct current and an export capacity of 380 MW in alternating current. The site covers over 1,100 hectares and houses more than eight hundred thousand bifacial double-glass modules based on N-type TOPCon technology. This technological configuration represents the current state of the art in utility-scale applications, given its high efficiency, lower degradation rates and improved thermal behaviour.



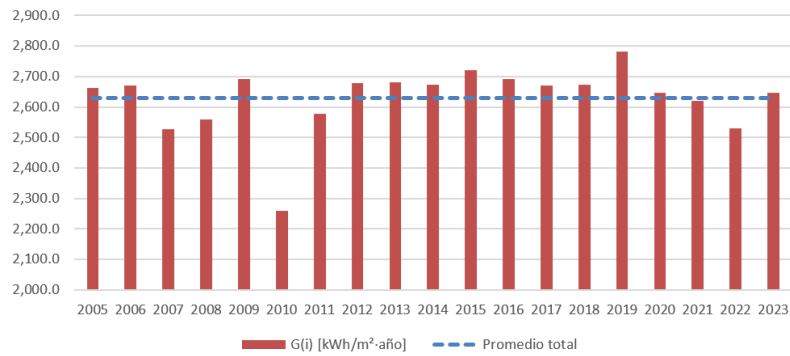
Location of Aldoga Solar Farm within the National Electricity Market in Australia.

The facility makes use of single axis trackers that allow for maximization of irradiation capture throughout the day. The use of backtracking algorithms minimizes shadowing losses between cells and optimises annual energy production. Electrical conversion is performed through central inverters that are capable of providing advanced support to the network, including grid-forming and grid-following functionalities.

3. Solar resource and generation model

One of the most relevant factors for the project's viability is the quality of the available solar resource. The region presents high annual irradiation levels, favourable weather conditions for photovoltaic generation and a strategic proximity to major electrical and industrial infrastructure. Its closeness to future green hydrogen facilities further reinforces the strategic interest of the site.

Irradiation data was extracted from PVGIS-ERA5, the database of the European Commission's Joint Research Centre (JRC) [PVG125], configuring the simulation with single-axis inclined tracking at the exact coordinates of the plant for the period 2005-2023. In addition to the solar resource incident on the front face, the resource incident on the rear face is also considered due to the bifacial capability of the modules, a value that depends on the albedo of the ground.



Annual G(i) irradiation on the tracker plane at Aldoga (2005-2023).

The energy performance of the plant measures the actual production it is capable of generating once the Performance Ratio of its component technologies, its availability and its annual degradation are taken into account. The Performance Ratio is calculated as the product of the individual system losses (temperature, inverters, AC and DC wiring, shading, soiling, IAM, transformers and clipping), and combined with operational availability and annual linear degradation it allows estimation of the energy exported throughout the project's useful life.

4. Financial model and PPA negotiation

The financial model is built under a project finance structure, generating CAPEX and OPEX inputs with full breakdowns. The cost of capital is calculated through the CAPM methodology for subsequent use as the project's minimum required rate of return. The amortisation schedule is modelled using sculpted debt that keeps the target Debt Service Coverage Ratio (DSCR) constant throughout the contractual period.

The contract signed with Stanwell Corporation in October 2023 has a take-or-pay structure at a fixed price for 15 years, taking effect in 2026 and expiring in 2040. Since the contract price is not public, the price range used to financially model Aldoga is bounded through three pricing approaches: the ceiling price, built from the time-weighted average price projected for QLD1; the floor price, derived from the bank's target DSCR; and the fixed equilibrium price, which splits the benefit generated by the PPA evenly between the sponsor and the off-taker. The latter is then compared against the floor and ceiling prices to verify that the contract is simultaneously bankable for the sponsor and acceptable for the off-taker.

5. Results

The resulting Performance Ratio of 80.56% falls within the benchmark range of 77-86% established by the International Finance Corporation for utility-scale solar projects [IFC_15], which validates the technical consistency of the model.

The LCOE of 65.15 AUD/MWh places Aldoga within the utility-scale benchmark for Australia, a range of 60-75 AUD/MWh [BNEF25], and also meets the profitability condition by remaining below the price of electricity both under the PPA (115 AUD/MWh) and on the TWA spot market (117.93 AUD/MWh). The margin of 50.48 AUD/MWh over the LCOE during the PPA period represents the economic value added per MWh sold.

The project's NPV stands at 553,96 M AUD, which is positive, indicating that the project recovers the initial investment, exceeds the minimum required return and generates additional profit. The application of the sculpted debt method on the 453 M AUD loan under the fixed price allows the project to generate more cash flow than required to service the debt within the PPA period, leading to faster amortisation. The integration of BESS increases the equity NPV by an additional 45.6 M AUD and reshapes the project's risk profile, providing an additional revenue source for the sponsor and reducing exposure to debt service during the most critical period of the PPA.

Metric	Base Case	BESS Case	Change
Total CAPEX (M AUD)	670	940	+40,3%
Debt/Equity structure	453 / 217	635 / 305	67,6% / 32,4%
Project VAN (M AUD)	553,86	630,86	+13,9%
Project TIR	11,9%	11,6%	−0,3 pp
VAN equity (M AUD)	235,07	280,64	+19,4%
TIR equity	16,4%	16,3%	No change
Floor price (AUD/MWh)	80,47	56,87	−29,4%
LCOE solar (AUD/MWh)	65,15	65,15	No change
LCOS BESS (AUD/MWh)	—	157,87	—

Comparison between observed financial metrics in base and BESS scenarios.

6. Sensitivity analysis

The sensitivity analysis shows that the factor most affecting the project's profitability is neither market behaviour nor the bank's stance, but the cost of capital. While intuition might point to spot price volatility or decarbonisation policies, it is global macroeconomics that truly poses a risk to renewable energy sponsors, materialising through the interest rate curve, the market risk premium and broader financial market conditions, all of which shape the WACC. This makes sense, since the WACC acts on the entire life of the asset while the other two variables only impact a subset of cash flows.

Sensitivity	Project VAN range	% over base VAN
Senda spot	170,51	27%
DSCR objetivo	0,04	0%
WACC	326,91	52%

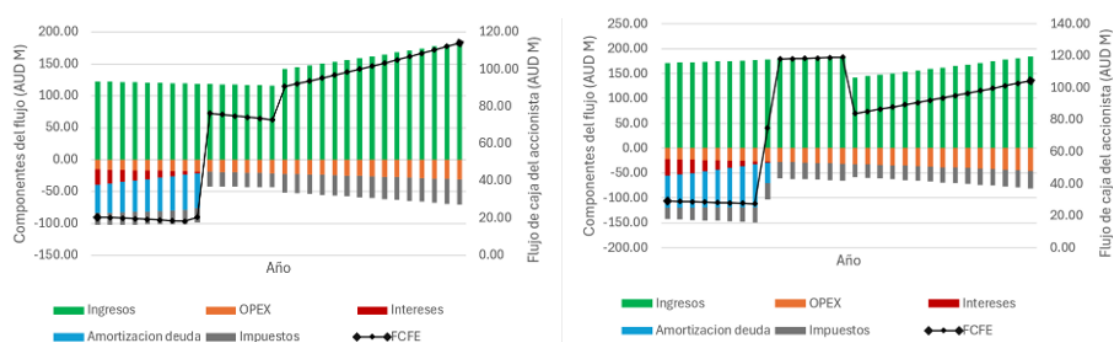
Comparison different sensitivities over project VAN.

7. Conclusions

The viability of Aldoga Solar Farm under real market conditions has depended on a combination of factors that make the project a unique case: the exceptional solar resource

it benefits from, the sovereign off-taker signing the PPA, a modern and stable regulatory framework, and a domestic guarantee provided to its lenders. **Thanks to all of this, Aldoga is fully viable, meeting every financial condition and even outperforming pessimistic sensitivity scenarios.**

The integration of BESS substantially enriches the project, as it provides an additional revenue source for the sponsor and reshapes the risk profile of the project as a whole. The fact that the BESS is commissioned at the same time as the PPA begins is no coincidence; it is a deliberate strategy by ACCIONA to reduce risk during the PPA period, when its cash flows are most exposed to debt service. By incorporating a BESS, the asset ceases to be a pure generator, and its costs can no longer be integrated within the LCOE. This is why the industry must turn to new metrics such as LCOS to adapt to the new hybrid normal of the sector.



Comparison between Project fluxes and FCFE evolution over 2026-2055 of the base case (left) and the BESS case (right).

The debt repayment calendar reveals that the risk of the project falls on the shareholder, not on the bank. This is because debt is amortized completely during the PPA period, exactly in 2034, before the contract runs out. This means it is as if the bank was directly lending to Stanwell during 9 years, basically lending at zero risk as Stanwell is a sovereign company. The shareholder on the other hand is exposed to the market's volatility.

8. References

- [ACCI_] ACCIONA Energía, "Aldoga Solar Farm", sin fecha. Disponible en: <https://www.accionacom.au/projects/aldoga-solar-farm>
- [BNEF25] BloombergNEF, "Global Cost of Renewables to Continue Falling in 2025 as China Extends Manufacturing Lead", Press Release, 6 febrero 2025. Disponible en: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/>
- [IFC_15] International Finance Corporation (World Bank Group), "Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide", 2ª edición, Washington DC, junio 2015. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/22797>
- [LBP_24] Lightsource bp, "SolarPower Europe publica las perspectivas del mercado global para la energía solar 2025-2029", junio 2024. Disponible en: <https://lightsourcebp.com/es/news/solarpower-europe-publica-las-perspectivas-del-mercado-global-para-la-energia-solar-2025-2029/>

[PVG125] Comisión Europea, Joint Research Centre (JRC), "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) — Versión 5.3, base de datos PVGIS-ERA5", Ispra (Italia), 2025. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

ÍNDICE DE LA MEMORIA

INTRODUCCION	7
a. Contexto	7
b. Motivación	8
c. Objetivos del proyecto	8
d. Metodología	9
e. Recursos empleados	10
ESTADO DE LA TÉCNICA	11
a. Módulos fotovoltaicos	11
b. Inversores y seguidores solares	16
c. BESS	17
DESCRIPCION DEL PROYECTO ALDOGA	18
a. Datos técnicos	18
b. Localización y entorno	20
c. Análisis del recurso solar	21
d. Predicción del rendimiento energético	24
ANALISIS DE COSTES DE LA PLANTA	30
a. CAPEX Y OPEX	30
b. LCOE	36
MARCO REGULATORIO Y MERCADO ELECTRICO AUSTRALIANO	39
a. Marco federal y estatal	39
b. Estructura del NEM	41
c. Dinámica de precios spot y canibalización solar	42
d. Modelos de prospectivas del sector	43
e. Escenarios previstos de precio de cierre del pool	44
FINANCIACIÓN DE PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS	48
a. Métodos de financiación	48
i. Financiación corporativa	48
ii. Financiación 100% Equity	48
iii. Project finance	49
b. Análisis y mitigación de riesgos	51
i. Riesgos tecnológicos	51
ii. Riesgos financieros y económicos	51

iii.	Riesgos de cadena de suministro.....	52
iv.	Riesgos medioambientales y climáticos	52
v.	Riesgos de mercado	53
vi.	Riesgos organizacionales y de contrapartida	53
vii.	Riesgos regulatorios	54
viii.	Riesgos de seguridad	54
ix.	Matriz de riesgos	55
c.	Coste de capital del proyecto	55
i.	Coste del equity	55
ii.	Coste de la deuda	57
iii.	WACC.....	57
d.	Power purchase agreements (PPAs).....	58
e.	Escenarios para el análisis de sensibilidad.....	60
i.	Sensibilidad a la senda de precios spot del NEM.....	60
ii.	Sensibilidad al DSCR objetivo del banco	60
iii.	Sensibilidad al WACC	61
	MODELO EMPLEADO	62
a.	Modelo de la deuda.....	62
b.	Modelo para la estimación del PPA	63
c.	Modelo para el calculo de viabilidad	65
	ANALISIS DE RENTABILIDAD	67
a.	Resolución del caso base	67
b.	Caso con integración de BESS	69
c.	Análisis de sensibilidad	71
i.	Sensibilidad a la senda de precios spot del NEM.....	72
ii.	Sensibilidad al DSCR objetivo	72
iii.	Sensibilidad al WACC	73
	CONCLUSIONES	74
a.	Limitaciones del modelo.....	74
b.	Evaluación de los resultados	75
c.	Recomendaciones para futuros estudios	76
	BIBLIOGRAFIA.....	78
	ANEXOS DEL PROYECTO	90
a.	ANEXO I: Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)	90
b.	ANEXO II: Análisis recurso solar en Gladstone.....	91
c.	ANEXO III: Plano de Aldoga Solar Farm	92

d.	ANEXO IV: Estructura corporativa y contractual.....	93
e.	ANEXO V: Cronograma de diseño y construcción.....	94
f.	ANEXO VI: Modelo PPA	95
g.	ANEXO VII: Cuadros de amortización completos por escenario	96
h.	ANEXO VIII: Captura del modelo Excel-caso base	98
i.	ANEXO IX: Captura del modelo Excel-caso BESS	99
j.	ANEXO X: Cronograma	100

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Scube Engineering [SCUB__].	11
Figura 2: Curvas características I-V (azul) y P-V (naranja) de un módulo fotovoltaico bajo condiciones estándar STC. Fuente: SFE Solar [SFE_24c].	12
Figura 3: Comparación de generación de electricidad entre los dos tipos de dopajes de obleas de silicio. Fuente: [JASO24a].	14
Figura 4: Degradación módulos doble vidrio bifaciales de tipo n comparada con la de módulos estándar. Fuente: web del fabricante [JASO24b].	19
Figura 5: Localización de Aldoga Solar Farm (marcada con un punto rojo) dentro del National Electricity Market (NEM) de Australia. Fuente: [AEMO25a].	20
Figura 6: Mapas de temperatura (°C) y precipitación anual media en Australia (mm). Fuente: [BOM_20].	21
Figura 7: Distribución espacial del número observado de génesis de ciclones tropicales en el Hemisferio Sur por celda de cuadrícula. Fuente: [BOM_20].	21
Figura 8: Irradiación solar global horizontal media diaria anual en Australia (MJ/m²). Fuente: [BOM_20].	22
Figura 9: Irradiación anual G(i) sobre el plano del seguidor en Aldoga (2005-2023). Fuente: elaboración propia a partir de PVGIS-ERA5 [PVG125].	23
Figura 10: Curva horaria de potencia DC teórica frente a potencia AC para un día representativo de alta irradiancia del verano austral (2 de noviembre de 2022). La meseta a 380 MW desde las 6:30 hasta las 16:00 hora local ilustra el mecanismo físico de la saturación del inversor cuando la potencia DC supera la capacidad AC nominal. La curva DC teórica aplica únicamente la pérdida térmica para mantener visible el fenómeno. Fuente: elaboración propia a partir de datos horarios PVGIS-ERA5 y parámetros técnicos del proyecto [PVG125].	27
Figura 11: Evolución del precio del módulo fotovoltaico, 1975-2024. Valores expresados en dólares estadounidenses constantes de 2024. Fuente: Our World in Data [OWID24]	30
Figura 12: Evolución histórica del coste de sistemas BESS turnkey utility scale, 2017-2024. Valores en USD/kWh constantes 2024, capacidad usable. Los precios de 2017-2022 corresponden a sistemas de 4 horas; los de 2023-2024 son media ponderada global de todas las duraciones (1h, 2h y 4h). Fuente: BloombergNEF, citado en [COLT25].	33
Figura 13: Distribución del CAPEX de Aldoga Solar Farm por categoría DOE SETO. Valores derivados del benchmark Modeled Market Price Q1 2024 aplicado a 480 MWp. Fuente: elaboración propia a partir de [SETO24].	33
Figura 14: Distribución del OPEX caso base de Aldoga Solar Farm por categoría (% sobre el total año 1 de 15,0 M AUD). Fuente: elaboración propia a partir de [NREL24a], [CECA24] y [AEMO24a].	36
Figura 15: Benchmark global del LCOE por tecnología (USD/MWh reales de 2025), 2020-2026. Fuente: BloombergNEF [BNEF26].	37
Figura 16: Evolución histórica del precio spot mayorista de la región QLD1 del National Electricity Market (2000-2025) y proyección aplicada al modelo financiero de Aldoga (2025-2055). Fuente: elaboración propia a partir de datos AEMO Aggregated Data [AEMO25b].	42
Figura 17: Cuota de la generación eléctrica global por tecnología. Fuente: BLOOMBERG NEF [BNEF26].	43

Figura 18: Evolución prevista de la capacidad instalada global de las tres tecnologías más relevante. Fuente: elaboración propia a partir del Public Benchmark Dataset del NEO 2026 [BNEF26].	43
Figura 19: Capacidad instalada de carbón en el NEM (GW) bajo los tres escenarios del AEMO ISP 2024. Fuente: [AEMO24b].	45
Figura 20: Evolución de la capacidad solar utility-scale instalada en Queensland (MW, escala logarítmica) bajo los tres escenarios del AEMO ISP 2024. Datos referidos a final del año fiscal australiano. Fuente: elaboración propia a partir del 2024 ISP Results Workbook [AEMO24b].	45
Figura 21: Sendas de precio spot proyectado para la región QLD1 del NEM bajo los tres escenarios estratégicos del AEMO Integrated System Plan 2024. Fuente: elaboración propia a partir de los escenarios del AEMO ISP 2024 [AEMO24b].	47
Figura 22: Estructura de financiación corporativa de un proyecto, aplicado hipotéticamente a Aldoga. Fuente: elaboración propia.	48
Figura 23: Estructura de financiación compuesta totalmente por equity para un proyecto, aplicado hipotéticamente a Aldoga. Fuente: elaboración propia.	49
Figura 24: Estructura Project finance aplicada a Aldoga. Fuente: elaboración propia.	50
Figura 25: Tamaño estimado de los Corporate PPAs firmados en Australia entre 2017 y 2026 por offtaker y estado (GWh contratados). Fuente: ERM Energetics [ERM_25].	59
Figura 26: Calculo iterativo del precio suelo bancario. Fuente: elaboración propia.	63
Figura 27: Calculo iterativo del precio fijo de equilibrio. Fuente: elaboración propia.	64
Figura 28: Visualización del equilibrio del PPA durante el periodo contractual 2026-2040. El cruce de ambas curvas en torno al año 7 (2032) divide el horizonte del PPA en dos regímenes simétricos en valor presente, materializando el reparto del excedente. Fuente: elaboración propia a partir del modelo financiero del proyecto y de la senda spot proyectada según [AEMO24b].	65
Figura 29: Calendario de repago del préstamo sindicado con precio suelo. Fuente: elaboración propia.	68
Figura 30: Calendario de repago del préstamo sindicado con precio fijo. Fuente: elaboración propia.	68
Figura 31: Composición anual de los flujos del proyecto y evolución del FCFE durante 2026-2055. Fuente: elaboración propia.	69
Figura 32: Composición anual de los flujos del proyecto y evolución del FCFE durante 2026-2055 al añadir BESS.. Fuente: elaboración propia.	71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Comparativa eficiencias y cuotas de mercado por material semiconductor. Fuente: elaboración propia a partir de [FRAU25].	13
Tabla 2: Comparativa arquitecturas c-Si comerciales. Fuente: elaboración propia a partir de [FRAU25] e [ITRP25].	15
Tabla 3: Métricas clave sobre los datos de irradiación anuales en las coordenadas de Aldoga Solar Farm. Fuente: Elaboración propia a partir de PVGIS-ERA5 [PVG125].	23
Tabla 4: Resumen diferentes pérdidas y cálculo PR total	28
Tabla 5: Sendas de precio spot proyectado para la región QLD1 del NEM bajo los tres escenarios del AEMO ISP 2024, periodo 2025-2055. Valores nominales en AUD/MWh. Fuente: elaboración propia a partir de [AEMO24b].	46
Tabla 6: Matriz de riesgos del proyecto Aldoga Solar Farm ordenados por nivel de riesgo residual tras mitigación contractual y financiera. Fuente: elaboración propia a partir del framework de Shouny et al. [SHOU24] adaptado al caso australiano.	55
Tabla 7: Resumen calculo coste medio ponderado de capital. Fuente: elaboración propia.	58
Tabla 8: Comparativa de PPAs de referencia firmados en Queensland en el periodo 2023-2024. Fuente: elaboración propia a partir de [ACCI25], [POWE25] y comunicados públicos de los promotores.	59
Tabla 9: Inputs del modelo según su categoría. Fuente: elaboración propia.	66
Tabla 10: Métricas de rentabilidad del caso base. Fuente: elaboración propia.	67
Tabla 11: Comparativa de métricas de rentabilidad entre el caso base y el caso con integración de BESS. Fuente: elaboración propia.	70
Tabla 12: Comparativa distintos escenarios de sendas de precios spot sobre las métricas financieras. Fuente: elaboración propia.	72
Tabla 13: Comparativa distintos escenarios de DSCR objetivo impuesta por el banco sobre las métricas financieras. Fuente: elaboración propia.	72
Tabla 14: Comparativa distintos escenarios de WACC sobre las métricas financieras. Fuente: elaboración propia.	73
Tabla 15: Comparativa efecto de diferentes sensibilidades sobre el VAN del proyecto. Fuente: elaboración propia.	76

INTRODUCCION

a. Contexto

Es bien sabido que la quema de combustibles fósiles, como carbón, petróleo y gas natural, da lugar a problemas estructurales en términos ambientales, climáticos, económicos y sanitarios. Su combustión libera grandes cantidades de dióxido de carbono (CO_2) además de otros gases de efecto invernadero como óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO_2), partículas finas y otros compuestos volátiles. De hecho el sector energético fue responsable de aproximadamente 37 gigatoneladas de emisiones de CO_2 en 2023 [IEA_24a], representando la mayor parte de las emisiones globales de gases de efecto invernadero. Estos contaminantes atmosféricos atrapan calor en la atmósfera y provocan consecuencias como el aumento de la temperatura global, fenómenos meteorológicos extremos, subida del nivel del mar y alteraciones en ecosistemas clave. La temperatura media global ya ha aumentado alrededor de $1,1\text{ }^\circ\text{C}$ respecto a los niveles preindustriales, acercándose al límite de $1,5\text{ }^\circ\text{C}$ establecido en el Acuerdo de París [IPCC23]. Los métodos de extracción de petróleo tanto como la minería de carbón y el fracking son extremadamente perjudiciales para la fauna y flora local ya que degradan el suelo y contaminan acuíferos vitales. Sin embargo, otras consecuencias afectan diariamente en la vida humana como la lluvia ácida, el smog urbano, enfermedades cardiovasculares y problemas respiratorios [WHO___]; de hecho, se estima que la contaminación del aire provoca aproximadamente siete millones de muertes prematuras al año en todo el mundo [WHO_22]. Mas aún, provocan volatilidad económica debido a fluctuaciones en el precio del petróleo y gas y generan dependencia de países exportadores, lo que amenaza a la seguridad energética de muchas comunidades vulnerables. Al tratarse de recursos no renovables formados durante miles de años, las reservas mundiales se están agotando progresivamente, provocando un encarecimiento de los costes de extracción y un aumento en las tensiones geopolíticas.

Por todo esto en 1997 se firma el primer acuerdo internacional para intentar reducir emisiones de gases de efecto invernadero en el protocolo de Kioto. A partir de este momento, se reconoce la necesidad de cambiar el modelo energético y se empiezan a apoyar políticamente las energías renovables como una alternativa a los métodos de generación de energía tradicionales. Se inicia un periodo de transición energética que adquiere una dimensión global con el acuerdo de París y que perdura hasta la actualidad. Desde entonces se ha intensificado la inversión en la electrificación de la economía, la descarbonización de los sistemas energéticos y el desarrollo de almacenamiento y redes inteligentes.

En 2024 se añadieron 597GW de nueva capacidad fotovoltaica, alcanzando un total de 2,2TW a nivel global. La penetración de esta energía es tal que entre 2022 y 2024 se instaló 1TW, la misma cantidad que en los 68 años posteriores combinados [LBP_24]. Este crecimiento ha estado impulsado por el fuerte desarrollo del mercado asiático, particularmente de China, que en 2024 instaló mas de 270GW de nueva capacidad solar, representando mas de la mitad de las nuevas instalaciones globales. Además, el país domina la cadena de suministro fotovoltaica mundial, produciendo entre 8 y 9 de cada 10 nuevos módulos solares [IEA_22]. Uno de los factores mas determinantes en la rápida inserción de esta tecnología ha sido la reducción del coste de los módulos fotovoltaicos

de hasta 80-90% en la última década, además de reducirse los costes de instalación y operación y el aprovechamiento de economías de escala. La gran abundancia de este recurso y su accesibilidad para todos los países permite la generación local y por tanto la independencia de exportadores energéticos, favoreciendo la soberanía nacional y aliviando tensiones geopolíticas. Todo ello se suma a el apoyo de gobiernos que han desarrollado políticas y establecido subvenciones que han reducido el riesgo de inversión y han acelerado el despliegue de proyectos solares.

b. Motivación

Según estimaciones del sector energético, las reservas conocidas de petróleo y gas natural podrían acabarse en el plazo de unas pocas décadas si se mantiene el ritmo actual de consumo. El modelo energético actual es insostenible, por lo que es imperativo diseñar uno nuevo que ilumine el futuro sin poner en peligro al medio ambiente. La energía solar fotovoltaica se postula como la candidata más fuerte para la generación eléctrica del mañana. Aún estando actualmente en etapa de desarrollo y penetración en el mercado, demuestra gran potencial para revolucionar el marco geopolítico y permitir la existencia de sociedades autosuficientes.

Durante mi estancia de intercambio en Australia, he podido observar de primera mano el gran potencial que tiene el país. La gran superficie, la baja densidad poblacional y la gran variedad de paisajes y climas forman el marco idílico para la explotación de energías renovables en todas sus formas. Mas aún, lo que diferencia a Australia de otros países con niveles de irradiación similares es que cuenta con gran capacidad financiera, una infraestructura eléctrica puntera y un marco regulatorio estable, lo que les permite explotar ese potencial de forma efectiva. Australia esta experimentando una rápida transformación del sistema eléctrico con el cierre progresivo de centrales de carbón, la expansión de renovables y el desarrollo de almacenamiento energético.

A nivel personal, lo que más me llamó la atención de esta propuesta era la posibilidad de realizar un proyecto en la intersección entre la ingeniería y las finanzas, un área en la que deseo profundizar más y proseguir en mi futura carrera laboral. La innovación tecnológica y la aplicación de las propiedades físicas y matemáticas a la mejora de la vida humana es un campo realmente apasionante pero no es capaz de existir sin una gestión financiera inteligente. La inversión y la rentabilidad mueven el mundo y es responsabilidad de los ingenieros canalizar el deseo de el beneficio económico hacia un futuro más sostenible.

c. Objetivos del proyecto

El objetivo principal del proyecto es evaluar la viabilidad técnica y económica del proyecto Aldoga Solar Farm, planta fotovoltaica de 480MWp/380MW promovida por ACCIONA Energía en Gladstone (Queensland, Australia), abarcando todos los aspectos de desarrollo del proyecto como el marco regulatorio, financiación, dimensionamiento técnico y rentabilidad esperada.

1. Analizar la tecnología fotovoltaica empleada y su rendimiento esperado en condiciones específicas de Gladstone.

2. Analizar el recurso solar disponible en el emplazamiento del proyecto y estimar su impacto en la producción energética de la planta fotovoltaica.
3. Estimar la producción energética anual de la planta considerando factores como la irradiación solar, la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, la degradación del sistema y las pérdidas asociadas.
4. Construir un modelo financiero integrado del proyecto para estimar el CAPEX y OPEX desglosados por componentes, para estructurar la financiación modelizando un cuadro de amortización con sculpted debt y DSCR objetivo y calcular el coste de capital del proyecto con metodología CAPM.
5. Evaluar la rentabilidad del proyecto a través del análisis de indicadores financieros como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Levelised Cost of Energy (LCOE). Seguidamente, verificar que el precio fijo PPA permite obtener rentabilidad superior al coste de capital tanto para el promotor como para el accionista.
6. Estimar dos tipos de PPA y evaluar como estos sistemas reducen el riesgo del proyecto, y como afectan a la financiación y rentabilidad del proyecto para varias estructuras de capital.
7. Analizar el impacto de la incorporación de un sistema de almacenamiento energético mediante baterías (BESS) en la rentabilidad del proyecto, comparando escenarios con y sin almacenamiento.
8. Realizar un análisis de sensibilidad mediante la variación de parámetros de producción energética y de estructura de financiación y costes.

d. Metodología

El presente trabajo se ha desarrollado siguiendo una metodología en cuatro fases:

1. Fase de documentación y caracterización del proyecto: recopilación de información primaria sobre los parámetros técnicos y comerciales de Aldoga Solar Farm a partir de fuentes públicas y verificables como comunicaciones corporativas de ACCIONA Energía, prensa especializada, registros de financiación con cobertura CESCE y documentación regulatoria del operador del mercado eléctrico australiano (AEMO). Esto tiene el ánimo de construir el caso de estudio sobre datos reales; capacidad instalada, modelo de módulos, configuración de trackers, estructura de financiación...
2. Fase de análisis técnico y energético de la planta: Obtención de los datos del recurso solar en el emplazamiento y de las pérdidas que se producen en la conversión de dicho recurso en electricidad, considerando las mas relevantes como las pérdidas térmicas, por suciedad, cableado AC y DC, sombreado, clipping, IAM, transformadores e inversores. Esto permite reproducir el performance ratio, que junto con el precio que queda pendiente consigue dibujar una aproximación de la producción anual de la planta.
3. Fase de análisis económico-financiero: aplicación modelado financiero a Project finance, generación de inputs como CAPEX y OPEX con su desglose completo, coste de capital mediante metodología CAPM para su posterior uso como tasa mínima de retorno del proyecto, cuadro de amortización mediante deuda esculpida que mantiene el ratio de cobertura del servicio de la deuda (DSCR) objetivo constante a lo largo del periodo contractual y datos de mercado

australianos. A partir de ello, se calcula el precio del contrato de compraventa de energía (PPA) que sustenta los ingresos del proyecto y acotándolo entre un precio suelo bancario y un precio techo de mercado. Todo ello se utiliza para proyectar los flujos de caja durante la vida útil del proyecto, que se estima a 30 años.

4. Fase de análisis de sensibilidad e interpretación de resultados: Se evalúan las métricas estándar de rentabilidad; VAN y TIR del proyecto y del accionista, y LCOE en el caso de integración de sistema de baterías de litio (BESS). Mas aún, el modelo se estresa en sus variables críticas como el precio spot para capturar el efecto de canibalización solar y la velocidad de descarbonización. También se evalúa su sensibilidad al DSCR objetivo para los distintos grados de apetito de riesgo del prestamista. Por último, la sensibilidad al WACC se utilizará para cuantificar el impacto del coste de capital sobre el valor del proyecto e identificar la variable con mayor influencia sobre el VAN, ya que la tasa de descuento actúa sobre toda la vida del activo, a diferencia del resto de variables, y concentra su efecto en el periodo merchant, donde se genera la mayor parte del valor una vez amortizada la deuda.

e. Recursos empleados

Para el desarrollo del presente trabajo se emplearan tanto recursos técnicos como literatura científica. Se complementarán con fuentes de datos oficiales del recurso solar y el mercado eléctrico como Bureau of Meteorology (BoM), PVGIS, Global Solar Atlas, Australian Energy Market Operator (AEMO) y Clean Energy Council los cuales permitirán estimar tanto la generación de los módulos fotovoltaicos como los precios para el estudio de rentabilidad.

Para el modelado financiero se hará uso en este proyecto principalmente de EXCEL, en cuyas hojas de calculo se integraran los principales parámetros del proyecto, como la producción energética estimada, CAPEX, OPEX y los ingresos derivados de la venta de electricidad. A partir de estos datos se calcularan los flujos de caja anuales del proyecto a lo largo de su vida útil, lo que permitirá obtener los principales indicadores financieros como el VAN, TIR y LCOE. Para mas semejanza con la realidad, se utilizara para realizar análisis de sensibilidad y comparar distintos escenarios de operación, incluyendo configuraciones con y sin BESS.

ESTADO DE LA TÉCNICA

La energía solar presenta limitaciones que impiden el abandono de los combustibles fósiles al completo. De manera evidente, la energía solar lleva implícita la necesidad de sol, lo que es imposible durante la noche, mientras que la demanda sigue existiendo a todas horas. Mas aun, durante el día las horas de sol son variables dependiendo de la latitud y la época del año, debido a que el sol no sigue el mismo recorrido por la bóveda celeste en verano que en invierno. Por esta razón, un panel con la misma inclinación recibirá una cantidad de radiación diferente en cada estación. También dependen de la estación la cantidad y el tamaño de las nubes, que reflejan, absorben y difuminan la luz solar, por lo que a mayor nubosidad, menor radiación incidente sobre la superficie terrestre [SFE_24a].

La siguiente figura ofrece una descripción general de una planta de energía solar fotovoltaica conectada a la red de megavatios. Los principales componentes incluyen:

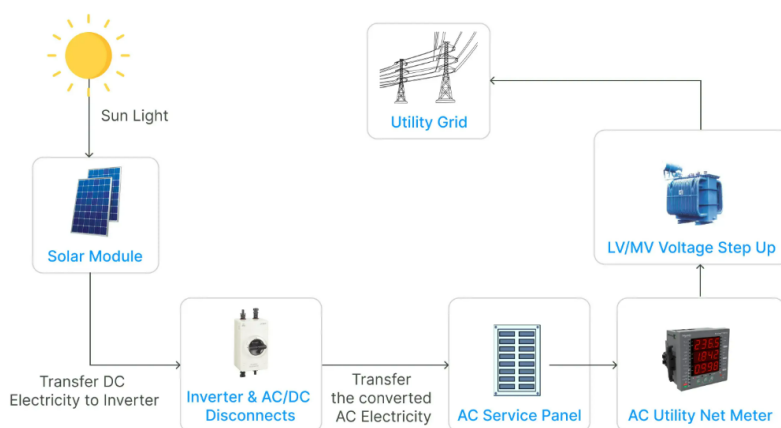


Figura 1: Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a red. Fuente: Scube Engineering [SCUB_]

- Módulos fotovoltaicos solares
- Inversores: convierten la corriente continua a corriente alterna
- Sistemas de montaje y seguimiento: permiten fijar los módulos al suelo
- Transformadores step-up: la salida de los inversores requiere un aumento adicional de la tensión de generación a la tensión de la red en CA.
- Baterías: almacenan energía sobrante
- Conexión a red: punto que fija la planta a la red y exporta la electricidad producida.

a. Módulos fotovoltaicos

La transición energética ha sido liderada por la energía solar, extraída mediante placas formadas por células fotovoltaicas. Su funcionamiento consiste en la absorción de los fotones de la radiación solar por los átomos de silicio de las células, cuyos electrones se excitan y se liberan de su posición en la estructura atómica. Esto es un fenómeno físico conocido como el efecto fotovoltaico, y produce un flujo de electrones que genera corriente eléctrica en forma de corriente continua [SFE_24b]. Sin embargo, debido a que

la red eléctrica convencional esta en corriente alterna, la energía obtenida ha de ser transformada mediante dispositivos electrónicos denominados inversores antes de ser inyectada.

La curva corriente-tensión (I-V) representa la relación entre la corriente y la tensión producidas por un panel solar en condiciones concretas de irradiancia y temperatura. Ayuda a visibilizar como cambia la generación del panel en función de las condiciones ambientales. En ella se pueden apreciar tres puntos de referencia claves [SFE_24c]:

- Corriente de cortocircuito (I_{cc}): es la corriente que circula cuando los bornes están unidos por un conductor de resistencia despreciable y aparece en el punto donde la tensión es nula, por lo que es la corriente máxima que se puede alcanzar.
- Tensión de circuito abierto (V_{oc}): es la tensión máxima, que se mide en los bornes del modulo cuando no hay carga conectada y por tanto la intensidad es nula.
- Punto de máxima potencia (Maximum Power Point, MPP): es un punto específico en la curva de corriente-tensión (I-V) de un panel solar en el que se produce la máxima potencia posible bajo determinadas condiciones ambientales de irradiancia y temperatura. Este punto cambia según la irradiancia incidente, por lo que los nuevos inversores incorporan un algoritmo de seguimiento del MPP, que ajusta el punto de operación para optimizar la potencia extraída en cada instante.

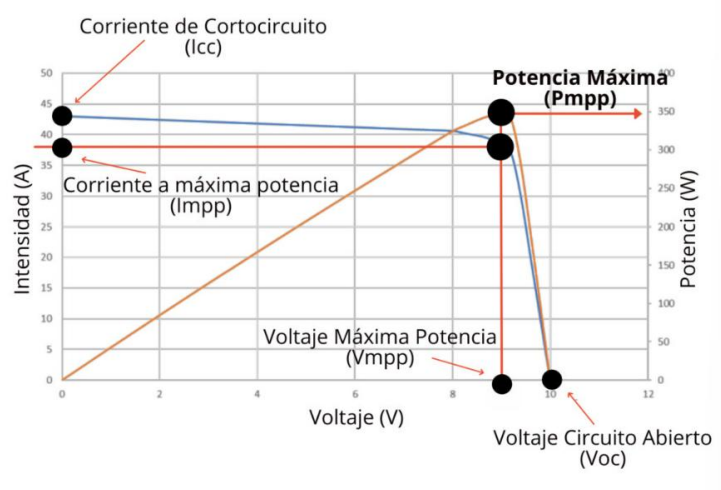


Figura 2: Curvas características I-V (azul) y P-V (naranja) de un módulo fotovoltaico bajo condiciones estándar STC. Fuente: SFE Solar [SFE_24c].

Los fabricantes caracterizan los módulos bajo dos conjuntos de condiciones normalizados que permiten comparar productos de distintos fabricantes y estimar el comportamiento real en operación [SFE_24c]:

- Condiciones estándar de medida (STC): son un conjunto de condiciones base que permiten conocer la potencia nominal pico del modulo. Los valores son una irradiancia de 1000 W/m^2 , temperatura de célula de 25°C y 1.5 AM (atmósferas), y permiten comparar los parámetros de diferentes paneles solares, como la potencia de salida (W), la eficiencia y el voltaje.
- Temperatura nominal de operación de las células (NOCT) es la temperatura a la que funcionan las células de un panel solar bajo condiciones exteriores específicas, en concreto una irradiancia de 800 W/m^2 , una temperatura ambiente de 20°C , una velocidad del viento de 1 m/s y funciona en condiciones de circuito abierto.

Las celdas fotovoltaicas pueden estar compuestas de distintos materiales semiconductores, entre los que destacan dos categorías:

- Silicio cristalino: domina el mercado utility scale con cerca del 95% de la producción global [FRAU25].
 - Monocristalino (m-Si): compuesto por células de un solo cristal de silicio, lo que le otorga mayor eficiencia y rendimiento. Tienden a ser mas duraderos y tener mayor resistencia a la sombra y al viento [AUTO__].
 - Policristalino (p-Si): formado por células con múltiples partículas de silicio cristalizadas. Suelen tener un precio menor [AUTO__].
- Partículas finas: tecnologías que depositan capas finas de semiconductor sobre vidrio o sustrato flexible. Usan entre 50 y 100 veces menos material activo que el silicio pero suelen tener menor eficiencia [EDOF12].
 - Teluro de Cadmio (CdTe): el mas usado en utility scale gracias a su comportamiento térmico superior al silicio y su menor degradación inicial [DOE_25].
 - Cobre-Indio-Galio-Selenio (CIGS): destaca por su flexibilidad y su eficiencia a bajas irradiancias, por lo que se utiliza mas en fotovoltaica para edificios que para utility scale [PAGL19].
 - Silicio amorfo (a-Si): usado en productos de muy baja potencia [PAGL19].
- Tecnologías emergentes: la celda de perovskita pura ha experimentado un avance excepcionalmente rápido en la historia de la fotovoltaica, pasando del 14,1% en 2013 al 27,3% en 2025 [NREL26]. Su limitación es la estabilidad ante humedad y temperatura, todavía no comercial. La frontera próxima son las celdas tándem perovskita-silicio: combinan ambas capas aprovechando rangos espectrales complementarios y han alcanzado el 34,6% en laboratorio, superando el límite de Shockley-Queisser del silicio puro [LONG24].

Material	Eficiencia comercial 2024	Récord laboratorio	Cuota mercado utility
Silicio monocristalino	18,9-24,8%	27,8%	~98%
Silicio policristalino	16-18%	24,4%	0% (extinguido en 2024)
CdTe	18-20%	21% célula / 19.9% módulo	~3%
CIGS	13-17%	23,4% célula / 19.2% módulo	<1%
Silicio amorfo	6-9%	14%	residual
Perovskita pura	no comercial	26,9% célula / 19,2% módulo	no comercial
Tándem perovskita-Si	no comercial	34,9%	no comercial

Tabla 1: Comparativa eficiencias y cuotas de mercado por material semiconductor. Fuente: elaboración propia a partir de [FRAU25].

Antes de detallar las arquitecturas comerciales conviene introducir los tipos de dopaje de la oblea de silicio. Una oblea tipo p se obtiene dopando el silicio con boro, que tiene un electrón menos que el silicio por lo que hace que la célula este cargada positivamente y provoca degradación inducida por luz (LID) durante las primeras horas de operación. Una oblea tipo n se obtiene dopando con fósforo, que cuenta con un electrón adicional sobre el silicio y hace que la celda se cargue negativamente. Este tipo tiene mayor eficiencia, ya que elimina el efecto LID, tolera mejor impurezas y permite mayor voltaje en circuito abierto, a costa de un sobre coste [HONS19]. La industria fotovoltaica completó en 2024 la transición histórica del tipo p al tipo n, que alcanzó el 70% de la producción mundial de obleas [ITRP25].

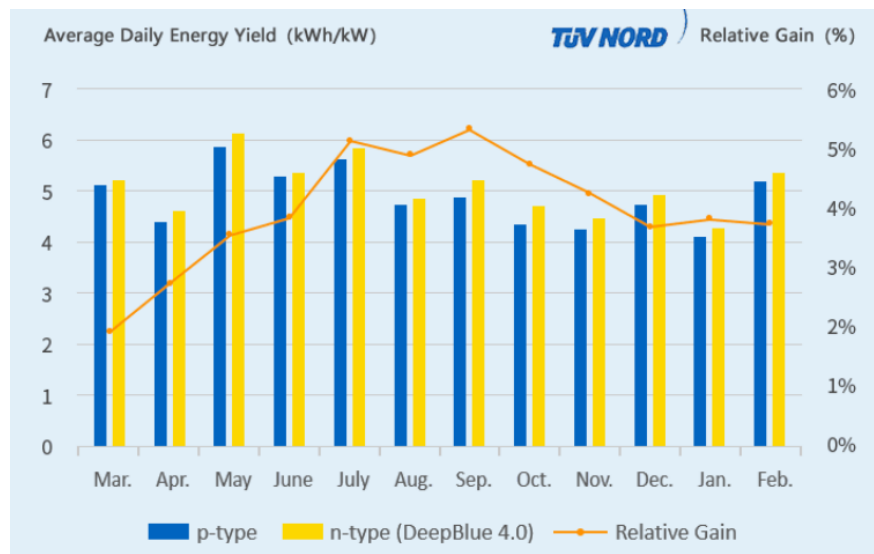


Figura 3: Comparación de generación de electricidad entre los dos tipos de dopajes de obleas de silicio. Fuente: [JASO24a].

Dentro del silicio cristalino existen cuatro tipos de arquitecturas de célula en función del tipo de dopaje de la oblea, de las capas de pasivación añadidas y la geometría de los contactos eléctricos. Por tanto, cada una tendrá propiedades diferentes en cuanto a eficiencia, comportamiento técnico y coste [SUNF25].

- PERC: contiene una capa dielectrica en la cara posterior de obleas tipo p, que le permite reflejar la luz no absorbida y reducir la recombinación de electrones, consiguiendo así menores pérdidas.
- Células TOPCon: formado por obleas tipo n y una capa delgada de oxido de silicio que actúa como barrera túnel, junto con una capa pasivante en el contacto posterior. Es de mayor utilidad en utility-scale debido a su mayor coeficiente de temperatura, menor degradación inducida por la luz y mayor factor de bifacialidad.
- Células de HJT: combina silicio cristalino tipo n con capas delgadas de silicio amorfo hidrogenado en ambas caras de la oblea, lo que le otorga una mayor eficiencia comercial y un coeficiente de temperatura favorable.
- Células de IBC: todos los contactos eléctricos se hallan en la cara posterior, eliminando el sombreado frontal y optimizando la absorción de luz. Al estar hechas de silicio de alta pureza, tienen un alto coste y una elevada complejidad de fabricación lo que las convierte en una alternativa premium de mayor rendimiento y vida útil.

Parámetro	PERC	TOPCon	HJT	IBC/HBC
Oblea	p-type	n-type	n-type	n-type
Eficiencia comercial 2024	19,9-21,5%	22,0-24,8%	22,5-24,0%	23,0-24,5%
Récord laboratorio	24,4%	27,8%	27,3%	27,8% (HBC)
Coef. temperatura	-0,35%/°C	-0,29%/°C	-0,24%/°C	-0,29%/°C
Factor bifacialidad	70-75%	80-85%	90-95%	70-80%
Cuota mercado 2024	<40%	>50%	8%	<2%

Tabla 2: Comparativa arquitecturas c-Si comerciales. Fuente: elaboración propia a partir de [FRAU25] e [ITRP25].

Otro factor que se ha de conocer a la hora de valorar un módulo es su bifacialidad. Esto es un factor de gran importancia, ya que su incorporación permite al módulo capturar radiación solar por ambas caras gracias a la sustitución del polímero opaco de la cara posterior por un vidrio transparente. Esto permite el aprovechamiento del albedo, que es la radiación reflejada por el terreno y la radiación difusa que incide desde el cielo en la cara posterior de los módulos, para la extracción de una producción adicional respecto a los módulos monofaciales. Su efectividad se mide mediante el factor de bifacialidad, que es el cociente entre la eficiencia de la cara posterior y la eficiencia de la cara frontal, y depende de la arquitectura de célula. Con ello y con el grado de albedo del terreno y la configuración del montaje se extrae la ganancia efectiva del módulo, que se define como el incremento porcentual de energía generada respecto al equivalente monofacial [GUER16].

El tamaño del módulo ha sufrido un proceso de evolución desde el formato M2 (156,75 mm de lado) dominante hasta 2018, pasando por M6 (166 mm), hasta consolidar M10 (182 mm) como estándar utility-scale en 2024, con el formato G12 (210 mm) en expansión. A medida que el tamaño de la oblea aumenta, también lo hace la potencia por módulo, lo que a su vez reduce la cantidad de módulos por megavatio instalado y, con ello, los costes de balance of system asociados al cableado, estructura y mano de obra [ITRP25].

Otra tendencia en la producción de los módulos es la media célula, que consiste en cortar cada célula por la mitad con un laser para obtener un mayor número de células, y de esa forma reducir las pérdidas resistivas al partir la corriente por la mitad. Los paneles monocristalinos tradicionales suelen tener entre 60 y 72 células solares, así que cuando se aplica el corte, este número se duplica y los módulos pasan a tener entre 120 y 144 células. Mas adelante, el panel en su completo se parte por la mitad también, y se ponen las dos partes a operar como paneles independientes, de forma que generan energía aunque uno de ellos este sombreado [SOLA23].

En las células solares se puede observar un patrón rectangular fino impreso en las caras frontal y trasera. Esto se conoce como busbar, y sirve para separar las células y conducir la corriente directa desde los fotones al inversor. Generalmente están hechos de cobre y plata para mejorar la conductividad en la cara frontal y evitar la oxidación en la cara trasera. La tendencia actual son los busbars múltiples para ahorrar costes ya que permiten ahorrar cobertura de plata. El número mínimo de busbars ha aumentado de 2 a 9, con expectativas de llegar a 10 o incluso 12 en los próximos años. Esta evolución reduce la distancia que recorre la corriente dentro de la célula, disminuyendo las pérdidas resistivas al igual que la media célula [SUNE23].

Estas tendencias han configurado el módulo utility-scale típico actual.

b. Inversores y seguidores solares

Más aún, las plantas fotovoltaicas presentan desafíos de estabilidad en la red debido a la carencia de máquinas síncronas, sin las cuales se produce una pérdida de inercia física ya que no existe una masa rotatoria que limite los cambios bruscos de frecuencia y provea de inercia al sistema. La solar hace uso de la electrónica de potencia mediante los Inverter-Based Resources (IBR), unos convertidores de potencia que carecen de masa mecánica y reaccionan de forma casi instantánea. Su rapidez es tal que puede llegar a complicar la sincronización y el control electrodinámico ya que solapan en el tiempo sus dinámicas con las de la red [TOMA25]. En caso de fallo en la red, los IBR tienen peor comportamiento que las máquinas síncronas ya que sus semiconductores son muy delicados y se queman si pasa demasiada corriente, al contrario que sus alternativas tradicionales en las cuales la masa física del generador puede inyectar una corriente de cortocircuito de hasta 6 a 8 veces su nominal, lo que ayuda a que las protecciones detecten el fallo. Su naturaleza distribuida y la baja potencia de cortocircuito de los semiconductores resultan en redes más débiles y sensibles ante perturbaciones, exigiendo una evolución en los algoritmos de control y en las herramientas de análisis tradicionales para garantizar la seguridad del suministro [OMAL21].

Para hacer frente a estas limitaciones, la industria ha propuesto tanto soluciones mecánicas como eléctricas. El diseño de seguidores de un solo eje, inspirado conceptualmente en el heliotropismo presente en los girasoles, representa una evolución frente a las estructuras fijas de los paneles ya que permite su movimiento para seguir la trayectoria solar de forma que siempre se reciban la mayor cantidad de rayos perpendiculares posibles [MOUS09]. Esto ya es el estándar técnico en proyectos de gran envergadura como Aldoga Solar Farm. Mediante algoritmos astronómicos se orientan los paneles de este a oeste buscando el ángulo óptimo de radiación, lo cual permite un incremento del rendimiento anual en un 26% respecto a sistemas fijos. Si se añade un segundo eje de seguimiento, esta cifra aumenta al 31% [RODR20]. Durante la noche, los seguidores se posicionan en una zona de defensa para esperar al amanecer. Como se genera más energía por la mañana y por la tarde, se reduce la dependencia de las horas centrales del día y provoca un ensanchamiento de la curva de potencia. Sin embargo, a diferencia de los girasoles, los paneles incorporan backtracking, un algoritmo que pretende evitar que la sombra de una fila de paneles tape a la siguiente. Esto se consigue haciendo que los seguidores se desvíen ligeramente de la posición perfecta del sol durante el amanecer o atardecer, cuando el sol está muy bajo [ANDE20]. Más aún, su eficiencia se incrementa por 35% cuando se combinan con el uso de módulos bifaciales, los cuales hacen uso de células solares especiales y una tapa transparente para recoger luz no solo por la parte frontal sino también por la trasera, lo que además produce la electricidad más barata con un LCOE 16% menor a los sistemas tradicionales [RODR20].

A nivel eléctrico, los inversores modernos han pasado de ser meros convertidores pasivos a actuar como inversores formadores de red (Grid-Forming Inverters). Estos equipos son capaces de proporcionar inercia sintética o virtual mediante sofisticados sistemas de control que emulan el comportamiento de las grandes máquinas síncronas [ROSS21]. Al detectar variaciones en la frecuencia, el inversor ajusta su salida de forma casi instantánea para estabilizar el sistema [MILA18]. Esta capacidad de respuesta rápida (Fast Frequency

Response o FFR) permite que plantas de cientos de megavatios se integren en redes eléctricas complejas y dinámicas, como el NEM australiano, garantizando la seguridad del suministro sin comprometer la descarbonización del mix energético [AEMO21].

c. BESS

La incorporación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías, que en este trabajo se referirá como BESS por sus siglas en inglés, cambia totalmente las reglas del juego ya que permite que la electricidad generada durante periodos de excesiva generación se guarde para ser distribuida durante otros periodos donde la capacidad de generación es menor, la demanda es mas alta o los precios incrementan, evitando así el desperdicio de energía. Los BESS están compuestos por un conjunto de celdas de baterías de litio que convierten energía química en energía eléctrica. Las celdas están dispuestas en módulos que forman paquetes de baterías conectadas en serie y en paralelo. También cuentan con un inversor bidireccional que convierte la corriente de directa a alterna y viceversa y de esta forma permite el flujo de energía en ambas direcciones, tanto para cargar la batería como para suministrar la energía almacenada. Se conectan a la red eléctrica y contribuyen a mejorar la estabilidad del sistema eléctrico mediante servicios como la regulación de frecuencia, reducción de picos de demanda, la gestión de variaciones de potencia [ENLI23]. En las plantas fotovoltaicas los sistemas BESS tienen un papel muy importante debido a la naturaleza intermitente de la generación solar, que depende de la disponibilidad de radiación y presenta variaciones entre las horas del día y entre estaciones. Sus ventajas son tales que la capacidad mundial creció de menos de 10GW en 2019 a mas de 250GW en 2025, año en el que se añadió la cifra récord de 100GW de almacenamiento [PVMA26]. Su crecimiento está impulsado por una fuerte caída en los costes de las baterías de litio que se aproxima en un 82% en los últimos 10 años [BNEF23]. La capacidad global de almacenamiento podría alcanzar hasta 970GW para el 2030, lo que implica una multiplicación de 7-8 veces en menos de una década [IEA_24b].

DESCRIPCION DEL PROYECTO ALDOGA

a. Datos técnicos

La planta de Aldoga es una instalación fotovoltaica utility-scale de 480 MWp de potencia DC y 380 MW de potencia nominal AC entregada al NEM. Esto produce un ratio DC/AC de 1.26. El sistema completo opera a una tensión DC de 1500 V, valor industrial estándar que reduce las pérdidas resistivas en el cableado DC frente a las plantas que operan a 1000 V [POWE25].

La planta agrupa 818,144 módulos bifaciales de doble vidrio en las 1,137 hectáreas del emplazamiento. Como se conoce que la empresa fabricante de los módulos fotovoltaicos es JA Solar pero no se ha publicado el modelo exacto del panel utilizado, se analizan posibles candidatos cuyas especificaciones coincidan. Como la planta en total suministra 480MWp de potencia nominal DC y hay 818,144 unidades, se divide

$$P_{\text{módulo}} = \frac{480\text{MWp}}{818,144} = 587\text{Wp/módulo}$$

De entre todos los productos de JA Solar, se han seleccionado los únicos que cumplen con la condición de potencia de módulo. Los candidatos son:

- JAM66DB42 MB (580-605W)
 - 66 células
 - 182/197mm
 - TOPCon tipo N
 - Doble vidrio
 - Bifacial
- JAM72D40 GB (570-595W)
 - 72 células
 - 182mm
 - TOPCon tipo N
 - Doble vidrio
 - GFI (sin ranuras)
 - Bifacial
- JAM72D40 LB (580-605W)
 - 72 células
 - 182mm
 - TOPCon tipo N
 - Doble vidrio
 - Bifacial
- JAM72D40 MB (580-605W)
 - 72 células
 - 182mm
 - TOPCon tipo N
 - Doble vidrio
 - Bifacial

Entre los cuales se considera que el modelo JAM72D40 MB es el más coherente. Cada módulo incorpora 144 medias células de tecnología TOPCon con obleas de tipo n y

tamaño M10 de 182mm, potencia nominal de 590 W en condiciones STC y un coeficiente de temperatura de $-0,30 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$. La hoja técnica del fabricante especifica un factor de bifacialidad del $80\% \pm 5\%$ y una tasa de degradación de un 1% en el primer año de operación, seguida de un 0,4% a partir de entonces [JASO24b].

1. Tasa de degradación en el primer año del 1 %
2. Tasa de degradación anual del 0,4 % durante 30 años

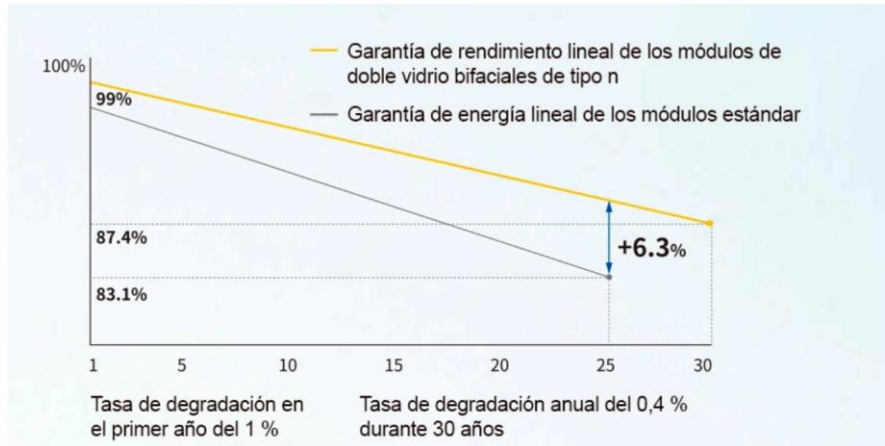


Figura 4: Degradación módulos doble vidrio bifaciales de tipo n comparada con la de módulos estándar. Fuente: web del fabricante [JASO24b].

La incorporación de seguidores de un solo eje (horizontal) Nextracker XTR en las estructuras permite que los paneles puedan seguir la trayectoria solar para optimizar la captura de irradiación. La configuración alcanza una altura de aproximadamente 4 metros sobre el suelo en posición vertical, y el algoritmo de control incorpora backtracking para ajustar automáticamente el ángulo de inclinación entre las filas paralelas en la parte del terreno que tiene ligera pendiente y así evitar el sombreado mutuo en condiciones de baja altura solar [ANDE20]. Para los componentes críticos de los seguidores, la empresa fabricante Nextracker colaboró con el especialista australiano en tubos y tuberías Orrcon Steel, aprovechando la cadena de suministro local para reducir el tiempo de entrega y la huella logística del proyecto. Para la instalación de los seguidores y la cimentación mediante el hincado de pilotes se contrató a una empresa local llamada Pilecom, especializada en sistemas de soporte para plantas fotovoltaicas a gran escala [POWE25].

Para convertir la corriente directa generada por los paneles en corriente alterna, un sistema de cables DC sobre la tierra de 425.000 metros conecta los módulos en string y los strings en cajas de combinación. A su vez, una red subterránea de media tensión de 268.500 metros, instalada en 106.500 metros de zanja, los conecta con 81 subestaciones de transformación compuestas por 157 inversores INGECON SUN 3Power C Series Central PV [AEC_25]. Este modelo incorpora funcionalidades de soporte a la red con los modos grid-following y grid-forming. La subestación de 275kV fue diseñada y desarrollada por GenusPlus Group, y se conecta al NEM mediante la estación Larcom Creek de Powerlink Queensland, el gestor de la red de transmisión de alta tensión del estado. Para la mano de obra y su supervisión y gestión, se contrató a All Energy Contracting, mientras que Enertis Applus+ lleva a cabo el control de calidad solar sobre los módulos bifaciales. El plano completo de la planta se recoge en el Anexo III, donde se especifica la localización de cada elemento.

b. Localización y entorno

Aldoga Solar Farm se sitúa en el sureste del estado de Queensland, aproximadamente 20km al noroeste de la ciudad de Gladstone y unos 80km al sur de Rockhampton con unas coordenadas aproximadas de 23,81°S, 151,04°E. La planta se sitúa dentro del Gladstone State Development Area (GSDA), una zona de desarrollo industrial estratégico de 9700 hectáreas perteneciente al Aldoga Industrial Estate y gestionado por Economic Development Queensland (EDQ). Esta zona está restringida para el desarrollo de proyectos de gran escala de manufacturación, procesamiento de recursos, energía e infraestructura logística [EDQ_25]. La localización del terreno presenta un recurso solar excepcional, y también proximidad a el puerto de Gladstone, dónde destacan las refinerías de aluminio y donde se proyecta una futura instalación de hidrógeno verde, precisamente la que se pretende suministrar con la energía generada por Aldoga Solar Farm. A nivel eléctrico, la planta se haya muy cerca de la subestación de Larcom Creek de Powerlink Queensland, la cual se utiliza como punto de conexión al NEM [QLDG23]. Dentro del Aldoga Industrial Estate, la planta en cuestión ocupa una superficie de 1.137 hectáreas. Topológicamente cabe resaltar la presencia del monte Larcom en los alrededores, pero el suelo es principalmente llano, lo que es óptimo para instalaciones fotovoltaicas con seguidores solares de un eje ya que minimiza la modificación del terreno en la fase de construcción y permite mantener las filas de paneles paralelas. La ligera pendiente del terreno se gestiona con el sistema de backtracking incorporado en los seguidores para evitar el sombreado mutuo en condiciones de baja altura solar.

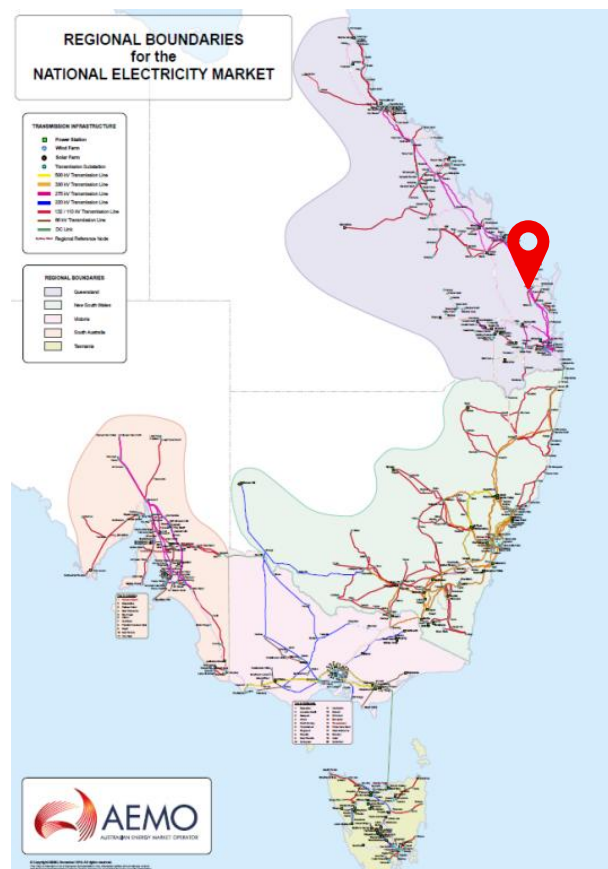


Figura 5: Localización de Aldoga Solar Farm (marcada con un punto rojo) dentro del National Electricity Market (NEM) de Australia. Fuente: [AEMO25a].

El emplazamiento tiene un clima subtropical húmedo con tan solo dos estaciones; una cálida y húmeda entre noviembre y abril, y la otra templada y seca que va de mayo a octubre. Los datos de la estación meteorológica mas cercana, la del aeropuerto de Gladstone, registran una temperatura media anual de 22°C, con máximas medias de 30°C y mínimas de 10°C. Existen eventos térmicos extremos que provocan temperaturas de hasta 40°C, lo que condiciona la eficiencia y el dimensionamiento técnico del sistema. La precipitación anual media se sitúa en torno a los 850mm y la humedad relativa oscila entre un 60% y un 75% a lo largo del año [BOM_25].

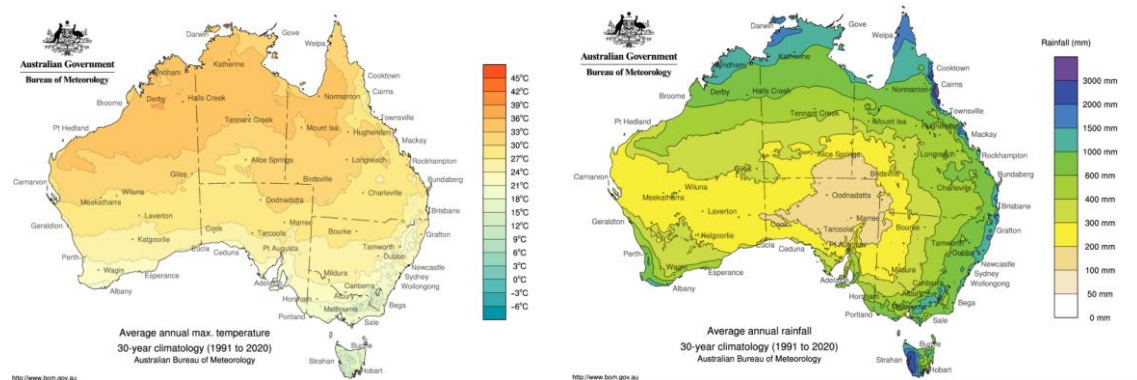


Figura 6: Mapas de temperatura (°C) y precipitación anual media en Australia (mm). Fuente: [BOM_20].

Cabe destacar que la región forma parte del área de riesgo de ciclones tropicales de la costa este australiana, que aunque suponen outliers sobre la velocidad media anual del viento de entre 4-5m/s, se han de tener en cuenta a la hora del diseño de las estructuras [BOM_20]. Más aún, se debe tener en cuenta la presencia del polvo que procede de las actividades industriales de Gladstone ya que se acumula sobre los paneles y afecta a su eficiencia en gran medida, además de influir sobre los gastos de mantenimiento y operación debido a la necesidad de limpieza constante.

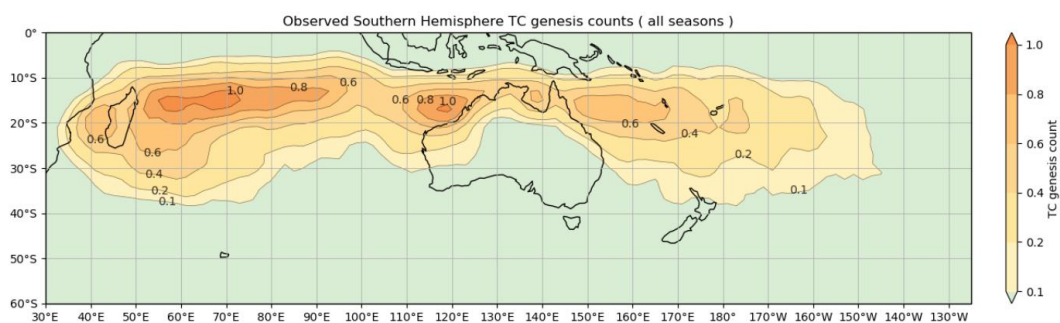


Figura 7: Distribución espacial del número observado de génesis de ciclones tropicales en el Hemisferio Sur por celda de cuadrícula. Fuente: [BOM_20].

c. Análisis del recurso solar

La irradiancia solar es la cantidad de luz emitida por el sol que se mide en un área específico, por lo que su unidad de medida es W/m². Conocer la cantidad que se recibe en el emplazamiento de Aldoga Solar Farm es crucial para modelar la generación, y por

tanto, conocer los ingresos que recibe la planta y poder modelarla financieramente. Cuando la luz solar atraviesa la atmosfera, interactúa con las moléculas del aire, las nubes y el polvo, lo cual da lugar a diferentes tipos de irradiancia [ARKA__]:

- Irradiación normal directa (DNI): la parte del haz solar que se recibe en una superficie orientada directamente hacia el sol. Este tipo es de particular interés para este estudio, ya que es el que los seguidores tratan de maximizar.
- Irradiación horizontal difusa (DHI): la parte del haz solar que se dispersa al entrar en contacto con las moléculas atmosféricas, por lo que incide en la superficie desde múltiples ángulos. Este tipo de irradiancia es la que se intenta optimizar con la bifacialidad.
- Irradiación horizontal global (GHI): es la suma de toda la energía solar recibida en una superficie, obtenida mediante la expresión:

$$GHI = DNI * \cos\theta + DHI$$

Dónde θ es el ángulo de inclinación entre el sol y la superficie del panel. En el hemisferio norte, una superficie inclinada hacia el sur recibe mas irradiación que una superficie horizontal. En el caso de Aldoga Solar Farm, al estar en el hemisferio sur, la superficie de sus módulos recibirá mas irradiación si se inclina hacia el norte.

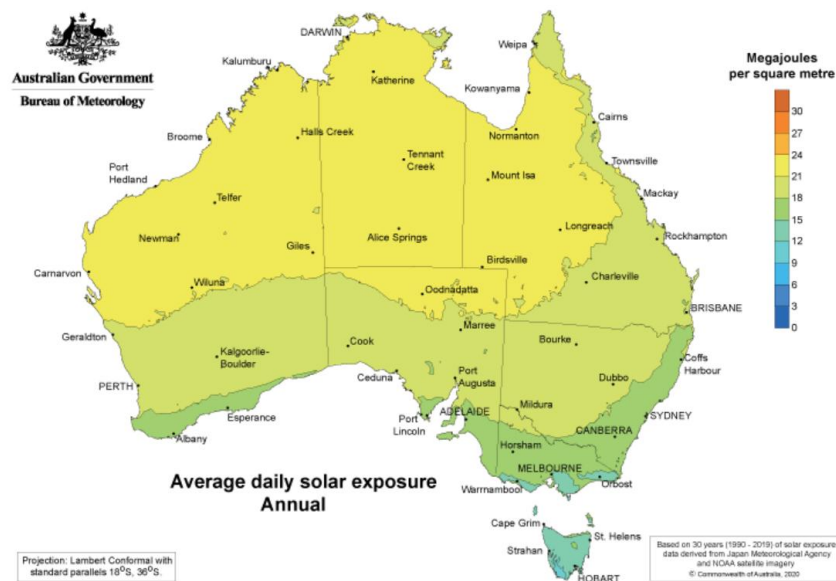


Figura 8: Irradiación solar global horizontal media diaria anual en Australia (MJ/m²). Fuente: [BOM_20].

Los datos de irradiación utilizados para este análisis se han extraído de PVGIS-ERA5, la base de datos del Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea [PVGI25]. Para la simulación, se ha seleccionado la configuración de Inclined axis tracking en las coordenadas exactas de la planta. Esta configuración de seguidores no es exactamente la misma que la que se usa en Aldoga Solar Farm, que es puramente horizontal, pero al ser ambas de un solo eje, se asume que es la opción mas cercana disponible.

Los datos obtenidos incluyen la Potencia, DNI, DHI, GHI, altura solar, temperatura ambiente y velocidad del viento por hora para el periodo 2005-2023. Los datos horarios se han agregado a totales mensuales anuales de irradiación $G(i)$ sobre el plano del seguidor mediante hoja de cálculo en Excel y se ha producido una serie temporal con el

ánimo de visualizar la variación interanual. La tabla completa con los 19 valores anuales se incluye en el Anexo II.

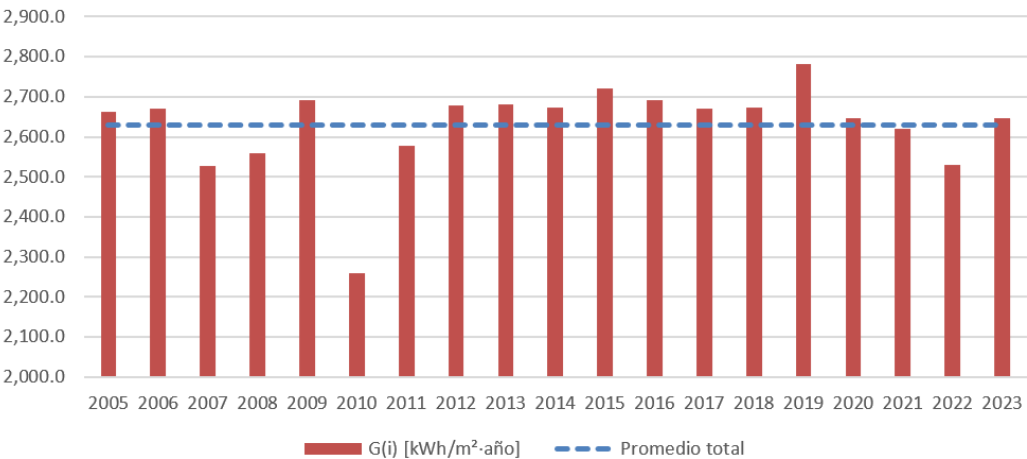


Figura 9: Irradiación anual $G(i)$ sobre el plano del seguidor en Aldoga (2005-2023). Fuente: elaboración propia a partir de PVGIS-ERA5 [PVG125].

El análisis de la serie revela una variabilidad interanual moderada pero se puede ver el efecto algún suceso climatológico destacable. El año 2010 fue el peor de la serie con 2.260 kWh/m²/año, una desviación del −14% respecto a la media. Este descenso se explica por el fenómeno La Niña que afectó intensamente a la costa este australiana entre 2010 y 2011, con precipitaciones extraordinarias y elevada nubosidad sostenida [BOM_23]. En el extremo opuesto, 2019 fue el año con mayor recurso (2.783 kWh/m²/año, +5,8% sobre la media), coincidiendo con un periodo de fuerte sequía y cielos despejados en gran parte del estado.

Descontado el outlier de 2010, la variabilidad de los años restantes se mantiene en el rango del 4% en torno a la media. Los métricas clave para describir el comportamiento del recurso solar se resumen en la siguiente tabla:

Métrica	Valor
Media aritmética	2629.3 kWh/m²/año
Mediana (P50)	2670.8 kWh/m²/año
Desviación típica	110.0 kWh/m²/año
Coeficiente de variación	4.18%
Mínimo	2260.3 kWh/m²/año
Año del mínimo	2010
Máximo	2782.6 kWh/m²/año
Año del máximo	2019
Rango	522.3 kWh/m²/año
Percentil 90	2528.5 kWh/m²/año
Percentil 99	2308.3 kWh/m²/año

Tabla 3: Métricas clave sobre los datos de irradiación anuales en las coordenadas de Aldoga Solar Farm. Fuente: Elaboración propia a partir de PVGIS-ERA5 [PVG125].

Adicionalmente al recurso solar incidente sobre la cara frontal, se ha de considerar el incidente sobre la cara posterior debido a la capacidad bifacial de los módulos. Esto depende del albedo del terreno, que depende del carácter del terreno, principalmente pasto tropical seco en el emplazamiento de Aldoga e históricamente utilizado para ganadería bovina [SIA_24]. El valor típico de albedo para este tipo de terreno oscila entre 0,15 y 0,26 [MARI18]. Cuando la hierba es corta, el albedo se reduce, y según va creciendo, el albedo va incrementando ya que las hojas reflejan mas rayos. Para Aldoga, se escoge un valor en este rango; 0,23.

d. Predicción del rendimiento energético

El rendimiento energético de la planta mide la producción real que la planta es capaz de generar una vez se tienen en cuenta el performance ratio de las tecnologías que la componen, su disponibilidad y su degradación anual.

El performance ratio es el componente que mas influencia tiene sobre el rendimiento y mide la eficiencia del sistema en un año concreto, comparando lo que produce versus lo que debería producir considerando la irradiación a la que se somete. Tiene en cuenta una gran variedad de tipos de pérdidas que van disminuyendo la capacidad de la planta de llegar a su generación nominal. Se formula mediante la siguiente expresión, que consiste en multiplicar todos los factores de pérdida (L_i):

$$PR = \prod (1 - L_i)$$

- **Temperatura de los paneles:** es la pérdida mas influyente, y surge cuando los paneles se calientan por encima de su temperatura STC (25°C). Su expresión es la siguiente:

$$L_{temp} = \gamma * (T_{celula} - 25^{\circ}\text{C})$$

Donde γ es el coeficiente de temperatura de potencia del panel JAM72D40-590/MB (-0,30 %/°C). Para la temperatura de operación de la célula, se necesita otra expresión que se detalla a continuación:

$$T_{célula} = T_{ambiente} + \frac{NOCT - 20^{\circ}\text{C}}{800 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \times G$$

Donde $T_{ambiente}$ es la temperatura ambiente del aire en el emplazamiento (°C). La temperatura media en las coordenadas de la planta es de 21.54°C, con un máximo mensual en enero de 25.56°C y un mínimo en julio de 16.43°C. Sin embargo, esta temperatura incluye las noches, cuando las placas no generan, así que es mas apropiado utilizar la temperatura media ponderada por irradiancia, que es de 24.38°C. NOCT se ha definido con anterioridad y para el panel utilizado es de $45 \pm 2^{\circ}\text{C}$. La irradiancia G corresponde a la incidente sobre el plano del seguidor en cada instante (en W/m²). Promediada sobre las horas con sol, su valor medio es de 600 W/m², pero ponderada por sí misma el valor asciende a 732 W/m², lo cual al igual que pasa con la temperatura, es el valor mas apropiado para caracterizar las pérdidas de la forma mas semejante a la realidad. Aplicando todo

esto a las formulas definidas previamente, la temperatura de la célula es de 47.26°C y las pérdidas resultan 6.68%.

- **Inversores:** durante la conversión de corriente, parte de la energía se disipa en los IGBT, en las fases de potencia y en el sistema de refrigeración, todo ello siendo afectado por el nivel de carga al que trabaja el inversor. El dato de pérdidas se extrae a partir de la eficiencia CEC reportada por el fabricante a partir de la siguiente expresión:

$$L_{inversores} = 1 - CEC$$

La eficiencia CEC, definida por la California Energy Commission, es una media ponderada a distintos niveles de carga (10%, 20%, 30%, 50%, 75% y 100%) y recoge la operación real anual del equipo [SAND25]. Los datos oficiales del inversor INGECON SUN 3Power C Series revelan una eficiencia CEC de 98.5% [INGE25]. Por todo ello, estas pérdidas resultan en 1.5%.

- **Cableado en corriente alterna:** son pérdidas óhmicas que se producen en el recorrido por la red subterránea de media tensión de 268.500 m y se establece en el benchmark de 1% [PVMA23]. Se puede reducir si se optimiza el cableado de la planta, usando cables del tamaño correcto y con las longitudes mas cortas posibles.
- **Cableado en corriente continua:** pérdidas debido al calentamiento de los cables cuando el voltaje cae por el flujo de corriente por la resistencias eléctricas a lo largo de los 425.000 m. Los diseñadores de sistemas fotovoltaicos han establecido un benchmark de limite de estas pérdidas a menos del 1% de la producción máxima [SUNR24], siendo menores cuanto mejor sea el diseño y mas consistente sea el mantenimiento de los cables.
- **Sombreado:** se descompone en near shading externo y self shading residual.

$$L_{sombreado} = L_{near} + L_{self}$$

El near shading externo es la obstrucción de la trayectoria de los rayos solares causada por objetos del entorno que no pertenecen a la planta como tal, como arboles, montes o edificios. Causa unas pérdidas estimadas en 3,0% [NREL24a], teniendo en cuenta que el emplazamiento de Aldoga se sitúa en el pie del Mount Larcom de 632 m de altura sobre el nivel del mar. Por otro lado, el self shading residual es provocado por las propias estructuras del emplazamiento, principalmente las filas adyacentes de módulos durante las horas de sol bajo. El valor se estima en un rango de 2-3% [PVS24a], y para este proyecto se ha cogido el extremo inferior de 2% ya que se considera que el emplazamiento tiene una geometría favorable al tener terreno de pendiente reducida, y por la configuración de 1P de los seguidores, lo que optimiza el funcionamiento del algoritmo de backtracking [ANDE20]. La suma de estos dos componentes otorga el 5% de pérdidas aplicadas al modelo.

- **Suciedad y polvo:** su magnitud depende de 5 factores identificados.
 - Precipitación anual: La lluvia es el principal mecanismo de limpieza natural de los módulos. Gladstone recibe 769 mm anuales, pero esta mucho mas concentrada en la estación húmeda (diciembre-marzo) que en la estación seca (mayo-septiembre) [CLDA24].

- Entorno: Aldoga esta a 20km de Gladstone, que contiene el mayor puerto industrial del estado donde se trabaja con alúmina, GNL y carbón, lo que aumenta la concentración de partículas PM10 que son arrastradas por el viento y acumuladas sobre los módulos.
- Tipología del seguidor: al incorporar seguidores que se mueven en un solo eje, los módulos sufren pérdidas según un patrón asimétrico a lo largo del día de forma que hay menos pérdidas al mediodía y mas en las horas de baja elevación [ZORR13]. Esto reduce ligeramente la acumulación con respecto a paneles fijos.
- Régimen de limpieza: El contrato de O&M de Aldoga incluye limpieza periódica de sus módulos. Cuantas mas limpiezas anuales haya programadas, menores pérdidas de este tipo. Un sistema con 1,9% de pérdidas anuales sin limpieza puede reducir esa cifra a 1,5% con una limpieza anual, a 1,3% con dos limpiezas anuales y a 1,2% con tres limpiezas anuales [AURO23].

Para este proyecto, se han usado los benchmarks de la industria según el clima, que para ubicaciones con lluvia anual se establece en 2% [RATE24]. Teniendo en cuenta los cinco factores estudiados, se considera pertinente esta cifra.

- **Ángulo de incidencia (IAM):** El Incidence Angle Modifier (IAM) representa la disminución de irradiancia que alcanza la superficie de las células fotovoltaicas respecto a la irradiancia en incidencia normal [PVSY24b]. Esto se debe a las reflexiones que se producen en el vidrio frontal, que aumentan con el ángulo de incidencia. Cuando la luz no llega perpendicular al panel, como en el amanecer, atardecer y bajo radiación difusa, una parte de esa luz se refleja y no se convierte en electricidad. Los datos PVGIS-ERA5 horarios sobre las coordenadas exactas de la planta durante 19 años (2005-2023) arrojan una irradiancia directa de 75,8%, una fracción difusa del 22,66% y una fracción reflejada de 1,54% sobre el total de irradiancia recibida. La literatura técnica del sector otorga un rango de 2-4% para este tipo de pérdidas en plantas fotovoltaicas [AURO24], y para Aldoga se ha seleccionado el extremo inferior por tres motivos:
 - Los seguidores mantienen el ángulo de incidencia bajo durante la mayor parte de las horas útiles.
 - Los módulos instalados son de doble vidrio antirreflejante, lo que reduce las reflexiones de la luz solar con respecto a módulos convencionales.
 - La altura solar media a partir de los datos es de 18,52° y el 72,79% de la irradiancia útil anual llega cuando el sol esta por encima de los 30°.
- **Transformadores:** tras pasar por los inversores, la corriente llega a los transformadores antes de ser inyectada en la red. Como los inversores utilizados no cuentan con transformadores incorporados, se trata de un equipo externo correspondiente con las 81 estaciones que tiene la planta. Dentro del transformador, se producen dos tipos de pérdidas:
 - Pérdidas en el hierro: producidas por la histéresis y las corrientes de Foucault en el nucleo. Como son proporcionales al cuadrado de la tensión, un valor constante, son una pérdida fija incluso cuando la planta no genera. Su valor típico es de 0,1%-0,15% sobre la potencia nominal AC [IMD_26].
 - Pérdidas en el cobre: producidas por la resistencia ohmica en los devanados primario y secundario. Son variables ya que dependen de el

cuadrado de la corriente que circula por el trafo. Su valor típico nominal a STC se situa en torno 1,2%-1,6% a potencia nominal [IMD_26].

Por ello, la pérdida para un transformador BT/MT suma 1,5% aproximadamente, aunque se debe destacar que la pérdida resistiva anual siempre será menor que la nominal a STC. De hecho, a 50% de carga las pérdidas totales caen sustancialmente a 0,47% [IMD_26]. Como la planta de Aldoga incorpora dos niveles de transformacion en serie, el BT/MT seguido de un HV de 275 kV, y considerando el principio de aditividad de las pérdidas ohmicas y que el perfil de operación anual mantiene los trafos a carga parcial la mayoría del tiempo, se considera que una pérdida razonable se situa en torno al 1%.

- **Clipping AC:** el clipping consiste en la limitación de la potencia AC cuando su capacidad nominal es superada por la potencia DC generada por los módulos. Cuando eso sucede, el inversor limita la potencia entregada a su máximo y descarta la energía excedente. Como Aldoga tiene una potencia DC de 480 MWp y una AC de 380 MW, su ratio DC/AC (también conocido como Inverter Loading ratio, ILR) es de 1,263. Este sobredimensionamiento se hace a propósito ya que en el caso de obtener inversores que capturen un 100% de la potencia pico de los módulos, habría que comprar inversores más grandes y por tanto más caros, mientras que la energía marginal que permiten capturar solo se produce durante unas pocas horas al año. De esa forma, se sacrifica una poca energía para optimizar el LCOE, y se puede observar en la forma de campana de la curva de distribución horaria. El umbral a partir del cual se produce el clipping se calcula como:

$$G_{clipping} = \frac{P_{AC,nom}}{P_{DC,nom}} \times 1000 \text{ W/m}^2 = \frac{380}{480} \times 1000 = 791,67 \text{ W/m}^2$$

La pérdida producida por este fenómeno aplicada al modelo de PR multiplicativo usado en este proyecto requiere la aplicación del clipping sobre la potencia DC efectiva tras considerar todas las demás pérdidas. Más aún, requiere datos de irradiancia por minuto de los que no se disponen en PVGIS, lo que supone una limitación para el estudio. Por ello, se adopta una cifra de la literatura sectorial con ILR de 1,25 y configuración de seguimiento de un solo eje, aproximadamente las mismas características con las que se trabaja en Aldoga, que resulta en un 1% [GOOD16].

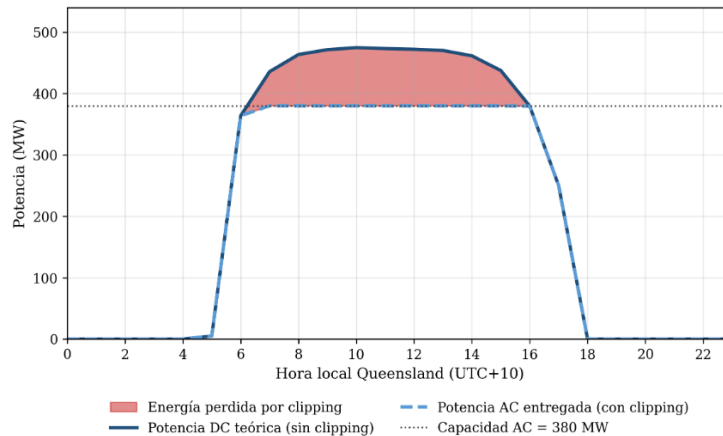


Figura 10: Curva horaria de potencia DC teórica frente a potencia AC para un día representativo de alta irradiancia del verano austral (2 de noviembre de 2022). La meseta a 380 MW desde las 6:30 hasta las 16:00 hora local ilustra

el mecanismo físico de la saturación del inversor cuando la potencia DC supera la capacidad AC nominal. La curva DC teórica aplica únicamente la pérdida térmica para mantener visible el fenómeno. Fuente: elaboración propia a partir de datos horarios PVGIS-ERA5 y parámetros técnicos del proyecto [PVG125].

Pérdidas	
Temperatura	6.68%
Inversores	1.50%
Cables de CA	1.00%
Cables de CC	1.00%
Sombreado	5.00%
Suciedad y Polvo	2.00%
IAM	2.00%
Transformadores	1.00%
Clipping	1.00%
Performance Ratio	80.56%

Tabla 4: Resumen diferentes pérdidas y cálculo PR total

El performance ratio obtenido de 80,56% se sitúa dentro del rango benchmark de 77-86% establecido por la International Finance Corporation para proyectos utility-scale solares [IFC_15].

El factor de disponibilidad (AF) es el porcentaje de tiempo que la planta está en operación, mientras existan condiciones de irradiancia suficientes. Normalmente, la planta esta en operación permanentemente, a no ser que ocurran sucesos imprevistos como fallos en componentes, mantenimientos correctivos diurnos, fallos en la subestación o cortes de la red eléctrica externa que impidan la inyección. No incluye las paradas nocturnas, ni el mantenimiento preventivo nocturno ya que no se cumple la condición de irradiancia suficiente. Las plantas fotovoltaicas utility-scale suelen tener factores muy elevados debido a tres factores:

- Tasas de fallo bajas de la electrónica de potencia y de los componentes pasivos frente a tecnologías rotativas.
- Mantenimiento preventivo fuera de horas solares.
- Incentivos contractuales como esquemas de bonus y de liquidación de daños.

Aldoga cuenta con un equipo permanente trabajando en la planta de 15 personas y tiene un edificio O&M dedicado para reducir los tiempos medios de reparación. Más aún, el hecho de ser una instalación nueva y de tener una conexión a red estabilizada gracias a la subestación de 275 kV provocan optimismo con respecto a los rangos típicos del factor. La mediana para sistemas medianos (1-30 MW) es de 98,4%, pero como la disponibilidad disminuye con el tamaño del sistema y Aldoga supera el rango con creces, el benchmark debe ajustarse a la baja [NREL24b], pero manteniendo el optimismo que otorgaban los otros factores, por lo que se estima un factor de disponibilidad de 98%. Este se reporta independientemente del PR, siguiendo la practica estándar de la norma IEC 61724-3 [DOE_22].

Se ha de tener en cuenta también la bifacialidad de los módulos, que genera una ganancia adicional efectiva:

$$BG_{ef} = BG * \rho * f_u$$

Donde BG es el factor de bifacialidad del modulo, estipulado en 80% en la hoja técnica. El ρ es el albedo del terreno, estimado en 0,23, y f_u es el factor de utilización efectiva del

lado posterior, de 0,5, otorgando un resultado de 8,8%. Esto es coherente con el rango establecido por la literatura técnica de 4-15% [AYAL19].

Por tanto, la energía anual generable se calcula de la siguiente manera:

$$E_{anual} = G_{global} * P_{DC,nom} * PR_{técnico} * AF * (1 + BG_{ef})$$

Entregando una energía anual generable neta estimada en 1.084.086,3 MWh/año para el primer año de operación comercial, sin aplicar la degradación del activo. Esta cifra coincide con la generación oficial, que resulta 1.073 GWh/año a partir de los datos públicos al multiplicar los 185 mil hogares a los que suministra por los aproximadamente 5.800 kWh consumidos por un hogar en Brisbane al año [ECOF25]. El modelo bottom-up se valida al obtener una diferencia inferior al 1%.

ANÁLISIS DE COSTES DE LA PLANTA

a. CAPEX Y OPEX

Los gastos de capital, o CAPEX por sus siglas en inglés, son la inversión inicial necesaria para adquirir, construir o mejorar los activos físicos que permiten al proyecto operar. Para el proyecto estudiado, esto es un dato público que alcanza los 670 millones de dólares australianos. Sin embargo, no se conoce el desglose de esta cifra por componente, así que a continuación se procede a estimar cuanto aporta cada uno por separado con un enfoque mixto, es decir, se toma el CAPEX total como un dato confirmado y se distribuye entre componentes utilizando precios unitarios de mercado en el periodo de adquisición (Q1 2024) y el benchmark publicado por el Department of Energy estadounidense en su informe Solar Photovoltaic System Cost Benchmarks Q1 2024 [SETO24].

- Módulos fotovoltaicos: El benchmark elegido sitúa el coste de un modulo en una planta utility scale en 0,336 USD/Wdc bajo el indicador Modeled Market Price (MMP), correspondiente al precio real de mercado en el primer trimestre de 2024. Aplicando el tipo de cambio medio del periodo (AUD/USD = 1,52) [RBA_24] y la potencia instalada del proyecto, el coste teórico de los módulos es equivalente a:

$$480 \text{ MWp} \times 0,336 \text{ USD/Wdc} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 245 \text{ M AUD}$$

Esta cifra se encuentra bajo condiciones del mercado estadounidense, donde los módulos importados de China están sujetos a aranceles que aumentan artificialmente el indicador MMP. En el caso australiano, los módulos chinos no soportan aranceles equivalentes [DFAT24], por lo que el coste real en Aldoga es previsiblemente inferior.

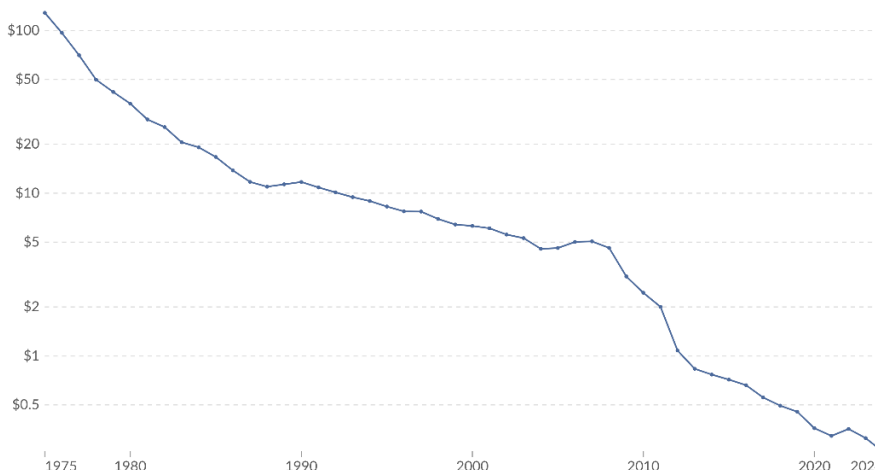


Figura 11: Evolución del precio del módulo fotovoltaico, 1975-2024. Valores expresados en dólares estadounidenses constantes de 2024. Fuente: Our World in Data [OWID24]

- Inversores: El benchmark sitúa el coste de este componente para una planta utility scale en 0,033 USD/Wdc bajo el indicador Modeled Market Price (MMP). Aplicando el tipo de cambio medio del periodo (AUD/USD = 1,52) [RBA_24] y

la potencia instalada del proyecto, el coste teórico de los inversores en condiciones americanas equivale a:

$$480 \text{ MWp} \times 0,033 \text{ USD/Wdc} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 24 \text{ M AUD}$$

El segmento de inversores centrales tiene poco diferencial entre mercados internacionales: lo dominan cinco fabricantes globales (Ingeteam, Sungrow, Power Electronics, Huawei, SMA) con precios bastante alineados. Por eso el coste del componente en Aldoga se considera próximo al benchmark de referencia.

- BoS Eléctrico: agrupa el cableado de corriente continua y alterna, los transformadores de baja a media tensión, la subestación elevadora, las protecciones eléctricas y el sistema de control y telemetría. Es la infraestructura que mueve la electricidad desde los strings hasta el punto de conexión con la red. El benchmark sitúa este componente en 0,186 USD/Wdc bajo el indicador MMP [SETO24]. Aplicando el tipo de cambio AUD/USD = 1,52 [RBA_24]:

$$480 \text{ MWp} \times 0,186 \text{ USD/Wdc} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 136 \text{ M AUD}$$

Aldoga conecta a la red de transmisión de Queensland (Powerlink) a través de una subestación elevadora de 275 kV. ACCIONA Energía adjudicó el diseño y construcción a GenusPlus Group en febrero de 2024 por 40 M AUD [GENU24]. La subestación 275 kV suele suponer entre el 25% y el 35% del EBOS total en plantas utility scale, lo que sitúa el componente eléctrico de Aldoga entre 115 y 160 M AUD. El benchmark DOE da 136 M AUD, dentro de ese rango.

- BoS Estructuras: agrupa los componentes mecánicos que sostienen los módulos, incluyendo pilotes, torque tubes, raíles, motores y electrónica de control de los seguidores. Aldoga utiliza el sistema Nextracker XTR, un seguidor de un eje horizontal con motor independiente por fila. Los componentes de acero los fabricó Orrcon Steel en Australia, en colaboración con Nextracker [POWE25]. El benchmark sitúa este componente en 0,149 USD/Wdc bajo el indicador MMP [SETO24]. Aplicando el tipo de cambio AUD/USD = 1,52 [RBA_24]:

$$480 \text{ MWp} \times 0,149 \text{ USD/Wdc} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 109 \text{ M AUD}$$

- Mano de obra: necesaria para el hincado de pilotes, ensamblaje de los seguidores, tendido de cableado en campo, montaje de subestación e inspecciones técnicas. En Aldoga, la instalación de los seguidores Nextracker XTR la realizó Pilecom. Los trabajos civiles y mecánicos los ejecutó All Energy Contracting [POWE25]. El benchmark sitúa este componente en 0,097 USD/Wdc bajo el indicador MMP [SETO24]. Aplicando el tipo de cambio AUD/USD = 1,52 [RBA_24]:

$$480 \text{ MWp} \times 0,097 \text{ USD/Wdc} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 71 \text{ M AUD}$$

A diferencia del hardware, la mano de obra australiana en construcción es más cara que la estadounidense por nivel salarial sectorial. Esto compensa

parcialmente el descuento que Aldoga obtiene en módulos e inversores chinos respecto al benchmark americano.

- Gestión y supervisión de obra: recoge la gestión administrativa y técnica del contratista EPC fuera de la obra, incluyendo la ingeniería de detalle, tramitación de permisos e inspecciones, control de calidad, coordinación con subcontratas y supervisión de proyecto. En Aldoga, los servicios de aseguramiento y control de calidad de los módulos bifaciales los realizó Enertis Applus+, consultora especializada en quality assurance fotovoltaico [POWE25]. El benchmark sitúa este componente en 0,062 USD/Wdc bajo el indicador MMP [SETO24]. Aplicando el tipo de cambio AUD/USD = 1,52 [RBA_24]:

$$480 \text{ MWp} \times 0,062 \text{ USD/Wdc} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 45 \text{ M AUD}$$

Este apartado presenta poca variación entre mercados desarrollados, dado que se trata fundamentalmente de mano de obra cualificada de oficina con productividad similar en ambos países. La diferencia con el caso real de Aldoga se considera marginal para este componente.

- BESS: Con el crecimiento del mercado de vehículos eléctricos, los costes de las baterías han caído debido a las economías de escala y las mejoras en la tecnología. ACCIONA Energía tiene planificada para Aldoga una batería de iones de litio con 400 MW de potencia y 800 MWh de energía, equivalente a 2 horas de descarga. El BESS no forma parte del caso base del análisis de viabilidad, únicamente se activará en el análisis de sensibilidad. El coste del BESS se ha construido a partir de tres componentes; el precio global, el premium australiano y el premium por ser sistema de corta duración. El precio global es una media ponderada de los mercados principales, siendo éstos China, EE.UU y Europa que suman el 83% de los datos, mientras que Australia se queda como un mercado residual en el 17% restante. Por su nivel salarial y los costes logísticos, su precio unitario se sitúa entre la media global (165 USD/kWh) y el de EE.UU (236 USD/kWh), resultando en 200 USD/kWh. Como el sistema es de 2h, tiene un coste de entre 10% y 15% superior a los sistemas de 4h, debido a que componentes como el sistema de conversión de potencia y los transformadores se dimensionan por potencia (MW) en lugar de por energía (MWh) [ESTN24]. Para Aldoga, se aplica el valor central del rango (12.5%), sumando un coste por kWh de 222 USD:

$$800 \text{ MWh} \times 222 \text{ USD/kWh} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 270 \text{ M AUD}$$

Esta inversión adicional supone un 40% sobre el CAPEX base del proyecto solar. El BESS aporta capacidad de arbitraje horario y servicios auxiliares al NEM australiano, lo que afecta tanto a los ingresos como a la estructura de costes del proyecto.

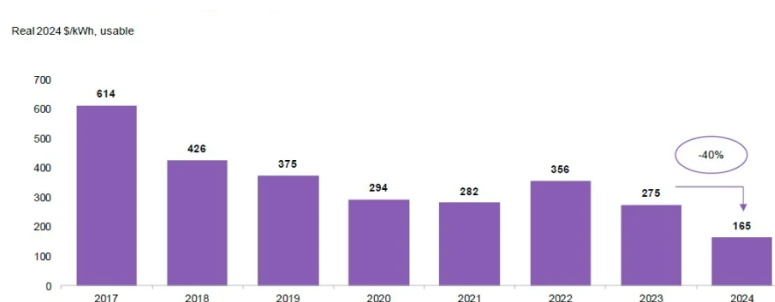


Figura 12: Evolución histórica del coste de sistemas BESS turnkey utility scale, 2017-2024. Valores en USD/kWh constantes 2024, capacidad usable. Los precios de 2017-2022 corresponden a sistemas de 4 horas; los de 2023-2024 son media ponderada global de todas las duraciones (1h, 2h y 4h). Fuente: BloombergNEF; citado en [COLT25].

- Otros Costes: recoge todo lo que el promotor paga por su cuenta sin formar parte del contrato EPC: desarrollo del proyecto (permisos, licencias ambientales, estudios geotécnicos), arrendamiento del terreno, costes financieros durante construcción (IDC), seguros, gastos legales y contingencias. Aldoga ocupa unas 1.137 hectáreas en Gladstone, en lo que antes era Aldoga State Land. ACCIONA Energía firmó un contrato de arrendamiento a largo plazo con el Gladstone Regional Council; las condiciones económicas no son públicas [POWE25]. El benchmark sitúa el componente Otros Costes en 0,234 USD/Wdc bajo el indicador MMP. Este valor se ajusta al alza hasta 0,257 USD/Wdc para absorber el redondeo del agregado oficial (1,12 USD/Wdc). Aplicando el tipo de cambio AUD/USD = 1,52 [RBA_24]:

$$480 \text{ MWp} \times 0,257 \text{ USD/Wdc} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 188 \text{ M AUD}$$

Otros Costes es el componente con mayor varianza entre proyectos: engloba costes que dependen del marco regulatorio, fiscal y financiero de cada mercado. En Aldoga, la cobertura Cesce del préstamo sindicado, el régimen fiscal australiano y la escala de ACCIONA como promotor global apuntan a un coste real menor que el benchmark estadounidense.

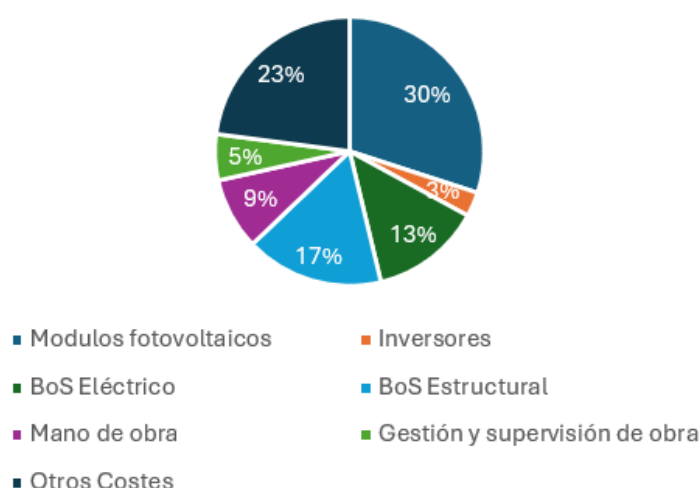


Figura 13: Distribución del CAPEX de Aldoga Solar Farm por categoría DOE SETO. Valores derivados del benchmark Modeled Market Price Q1 2024 aplicado a 480 MWp. Fuente: elaboración propia a partir de [SETO24].

La suma total del benchmark equivale a 817 millones de dólares australianos, lo que supone un 22% adicional sobre la cifra conocida de 670 millones. Esto se debe a la diferencia entre el mercado estadounidense y el australiano, principalmente en asuntos arancelarios, pero también a la capacidad de la constructora ACCIONA Energía de acceder a economías de escala debido a el tamaño de su cartera renovable, de mas de 14GW en operación, que le dota de poder de compra sobre los fabricantes para obtener precios por unidad inferiores. Más aún, el hecho de contar con un préstamo sindicado con cobertura de la agencia española de crédito a la exportación, lo que reduce el coste financiero durante la construcción.

Los gastos operativos, mejor conocidos como OPEX, recoge los costes recurrentes anuales necesarios para mantener la planta en operación durante su vida útil. A diferencia del CAPEX, no se capitaliza en el balance sino que se imputa directamente al ejercicio en el que se devenga y crece año a año con la inflación. En este trabajo se utilizan los valores del benchmark NREL ATB 2024 para plantas utility-scale, desglosados en cinco categorías:

- Terreno: se trata como OPEX por simplicidad metodológica en vez de como activo capitalizado. El impacto en el VAN y el TIR es idéntico tanto si se capitaliza y amortiza durante 30 años como si se paga la renta anual como OPEX. El terreno es de 1137 hectáreas y el tipo de arrendamiento es un arrendamiento a 30 años con Economic Development Queensland [NETZ24]. El Clean Energy Council Australia sitúa la renta de mercado para arrendamientos de proyectos solares utility scale en hasta 1.500 AUD/hectárea-año [CECA24], cifra confirmada por Energy Matters [ENMA24]. Sin embargo, en este caso se aplica un descuento ya que el mercado de AUD 1,500/ha es para arrendamiento de suelo privado agrícola, donde el propietario negocia en posición de fuerza. Aldoga es diferente, ya que el suelo es estatal, cedido como proyecto de política pública dentro de una SDA, adjudicado por concurso competitivo. En ese contexto, EDQ esta incentivado a ofrecer condiciones favorables para atraer inversión, provocando una renta por debajo del mercado privado. Sin embargo, debido a falta de información publica, se escoge el baremo alto de 1500 AUD/ha para el modelo.

$$Renta\ terreno\ (año\ 1) = 1.500\ AUD/ha \times 1.137\ ha = 1,71\ M\ AUD/año$$

- O&M Solar: agrupa todas las actividades de operación y mantenimiento requeridas para mantener la generación de la planta en su estado optimo. Por un lado, el mantenimiento preventivo incluyendo inspecciones, escaneo termográfico de módulos y conexiones eléctricas y servicio de los seguidores. Por otro lado, también incluye mantenimiento correctivo como reparaciones de daños que puedan surgir inesperadamente en módulos, inversores y seguidores. Es destacable también la limpieza del panel y el mantenimiento de la vegetación que crece debajo de los seguidores ya que suponen un gasto significativo. Por ultimo, esta categoría incluye la monitorización de la producción y la operación del sistema SCADA para detectar malfuncionamientos y mandar equipos de mantenimiento de manera eficiente. NREL ATB 2024 [NREL24a] sitúa el coste medio en 14.4 USD/kWac al año para proyectos de esta escala, y aplicando el tipo de cambio AUD/USD = 1,52 [RBA_24] sobre la potencia AC del proyecto:

$$380\ MWac \times 14,4\ USD/kWac \times 1,52\ AUD/USD = 8,3\ M\ AUD/año$$

- O&M BESS: El BESS no forma parte del caso base. En el escenario de sensibilidad se activa este gasto ya que corresponde a la operación y mantenimiento de las baterías. El benchmark se sitúa en torno al 2,5% anual del CAPEX [NREL24a]. Aplicado sobre el CAPEX BESS calculado de 270M AUD:

$$270 \text{ M AUD} \times 2,5\% = 6,75 \text{ M AUD/año}$$

- Gastos de propiedad: cubre los gastos asociados a el activo físico y a el seguro que cubre el valor de reemplazo de todos el equipamiento ante posibles incendios, tormentas o fallos inesperados. Tambien se incluye aquí mantenimiento de la carretera interna, inspección del vallado del perimetro y cualquier obligación de cumplimiento ambiental relacionada con el permiso del uso del terreno como los análisis de biodiversidad que requiere el gobierno estatal. NREL ATB 2024 [NREL24a] sitúa esto en 5,4 USD/kWac-año:

$$380 \text{ MWac} \times 5,4 \text{ USD/kWac} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 3,1 \text{ M AUD/año}$$

- Gastos administrativos: cubre los gastos corporativos de mantener el proyecto como un special purpose vehicle (SPV) como tarifas de gestión de activos pagadas al project manager, cumplimiento regulatorio y obligaciones de reporte a el AEMO debido a estar registrada como un generador del NEM. También cubre gastos contractuales del PPA, gastos de auditorias, gastos legales, gastos de permisos como el Large scale generation certificate (LGC). NREL ATB 2024 [NREL24a] sitúa esta partida en 2,4 USD/kWac-año:

$$380 \text{ MWac} \times 2,4 \text{ USD/kWac} \times 1,52 \text{ AUD/USD} = 1,4 \text{ M AUD/año}$$

- Cargos de red AEMO: El operador del mercado eléctrico australiano (AEMO) imputa cargos a los participantes por servicios de operación del NEM. En el ejercicio FY26 estos cargos ascienden a 118,77 M AUD, distribuidos entre NEM Core (86,56 M AUD), 5MS/GS (5,28 M AUD), DER Integration Program (1,99 M AUD), NEM2025 Reform Program (20,04 M AUD) y Cyber Security Roles & Responsibilities (4,90 M AUD) [AEMO24a]. Sobre la energía total despachada en el NEM (174.301 GWh), la tarifa media efectiva resulta:

$$\frac{118,77 \text{ M AUD}}{174.301 \text{ GWh}} = 0,6814 \text{ AUD/MWh}$$

Aplicada a la producción anual neta de Aldoga (1.083.943 MWh), el coste asciende a 0,738 M AUD/año.

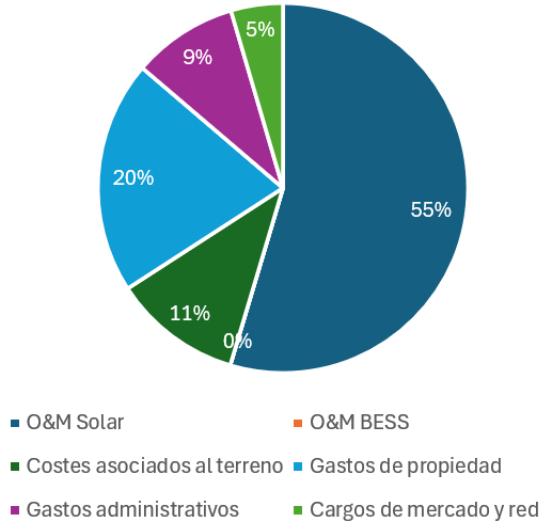


Figura 14: Distribución del OPEX caso base de Aldoga Solar Farm por categoría (% sobre el total año 1 de 15,0 M AUD). Fuente: elaboración propia a partir de [NREL24a], [CECA24] y [AEMO24a]

Sobre esta sección, cabe destacar que tanto los costes iniciales como los operacionales se calculan en las unidades publicadas por cada fuente: el CAPEX en USD/Wdc según DOE SETO Q1 2024 [SETO24] y el OPEX en USD/kWac al año según NREL ATB 2024 [NREL24a], aplicadas respectivamente a la potencia DC nominal (480 MWdc) y AC nominal (380 MWac) del proyecto. Esta convención mixta es la práctica habitual en project finance solar y refleja que el CAPEX está dominado por componentes con rating DC (módulos representan 30% del CAPEX) mientras que el OPEX está dominado por gastos de operación dimensionados por la capacidad de exportación AC (que es lo que se vende a la red).

b. LCOE

Levelised Cost of Energy (LCOE) es una medida que permite comparar distintos metodos de generación de energía. Se trata del coste promedio de construir y operar el activo por unidad de energía generada durante un periodo de tiempo determinado. Es una métrica fundamental, ya que establece el precio al que se debe vender la energía para recuperar los costes de generarla y de esa forma permite evaluar la rentabilidad de proyectos de manera similar al valor actual neto [CFI_24].

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Donde $CAPEX$ es la inversión inicial concentrada en $t = 0$, $OPEX_t$ son los gastos operativos del año t escalados por inflación, E_t es la producción anual neta del año t , r es la tasa de descuento aplicada y n la vida útil del proyecto.

En el caso de Aldoga, se conocen los siguientes inputs para aplicar a la formula:

- $CAPEX = 670$ M AUD
- $OPEX$ año 1 = 15.2 M AUD

- Inflación = 2.5% anual
- Producción año 1 = 1,002,590 MWh
- Degradación anual de la planta = 0.4% (1% el primer año)
- Tasa de descuento (WACC) = 5.64%
- Vida útil = 30 años

Otorgando un valor presente de los costes totales descontados al WACC de 957,70 M AUD y un valor presente de la producción descontada de 13.761,16 GWh, lo que genera un LCOE de 69,59 AUD/MWh. Es decir, cualquier precio de venta superior a 69,59 AUD/MWh, mantenido durante toda la vida útil del activo, genera un valor actual neto positivo al WACC del proyecto.

Actualmente, las plantas solares y eólicas ya tienen costes de producción menores que las plantas tradicionales de gas y carbón. El benchmark global de LCOE emitido por BloombergNEF en 2024 para plantas solares de eje fijo es de 55 AUD/MWh, lo que representa una bajada del 21% respecto al año anterior y mas aun respecto al principio de la década, cuando la cifra rondaba los 85 AUD/MWh [BNEF25]. A pesar de que en 2025 el LCOE aumentase debido a complicaciones logísticas, escasez de recursos y reformas de mercado en china, se prevé que la innovación y el aumento en la competencia en el mercado solar provoquen una tendencia bajista en los próximos años, llegando a descender un 31% para 2035. No solo aumentó el LCOE solar, sino que lo hizo el de todas las tecnologías renovables, a excepción de los sistemas de baterías, que alcanzaron un mínimo histórico en 110 AUD/MWh, cuando a principios de década se encontraba en 255 AUD/MWh. Esto se debe a un incremento de la competencia y a mejoras en diseño, y se predice que el precio baje un 25% mas en la próxima década. Tan solo en 2025 se añadieron mas de 87 GW de solar y baterías, causando un LCOE promedio de 80 AUD/MWh [JOW_26]. Sin embargo, la sobreoferta de tecnologías limpias que provoca China ha provocado políticas proteccionistas en muchos países que intentan evitar que las importaciones baratas deterioren su soberanía nacional. Los chinos son capaces de producir un megavatio hora un 11-64% mas barato en promedio que los otros mercados, y se reporta que los módulos se venden a precio de coste o incluso inferiores. Las barreras comerciales que están incorporando muchos países en forma de tarifas podrían tener un efecto de ralentización sobre la tendencia bajista de los costes [BNEF25].

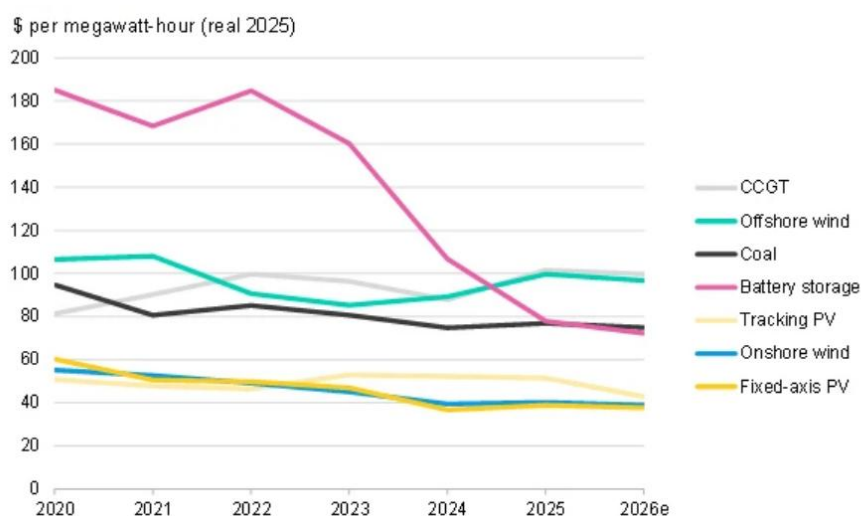


Figura 15: Benchmark global del LCOE por tecnología (USD/MWh reales de 2025), 2020-2026. Fuente: BloombergNEF [BNEF26].

Aldoga supera con sus 69,59 AUD/MWh por unos 15 AUD/MWh al benchmark de BloombergNEF, lo que quiere decir que Aldoga no es el proyecto mas barato del mundo pero que su LCOE es viable en el mercado considerando su contexto. Esto se debe probablemente a factores como el coste de capital australiano, mayores costes laborales y logísticos y la inclusión de los gastos de propiedad en el modelo.

MARCO REGULATORIO Y MERCADO ELECTRICO AUSTRALIANO

a. Marco federal y estatal

El sector eléctrico australiano se regula bajo un sistema federal que establece los objetivos nacionales de transición energética y de soporte a renovables, pero también bajo un sistema estatal que adopta los objetivos a su contexto regulatorio y económico. Ambos niveles se coordinan mediante el Energy and Climate Change Ministerial Council, un foro intergubernamental que reúne a los ministros de energía y clima de la Commonwealth, los estados y los territorios.

El marco federal se divide en cuatro instituciones que desempeñan funciones diferentes [AEMO25d]:

- Australian Energy Market Commission (AEMC): redacta y modifica las National Electricity Rules (NER) bajo las National Electricity Laws (NEL).
- Australian Energy Regulator (AER): supervisa el cumplimiento de esas reglas.
- Australian Energy Market Operator (AEMO): opera el mercado y gestiona el despacho.
- Clean Energy Regulator (CER): administra las subvenciones a las renovables y promueve el cumplimiento de la Renewable Energy Target.

El Climate Change Act de 2022 es la primera ley federal australiana que fija objetivos de reducción de emisiones. En concreto, el objetivo principal es reducir las emisiones un 43% sobre los niveles de 2005 para 2030 y alcanzar el cero neto para 2050 [CCA_22]. Esto significa que el sector eléctrico debe llegar al 82% de energía renovable en la red australiana para 2030.

Para llegar a este objetivo, el gobierno crea incentivos para la inversión privada como el Capacity Investment Scheme, un programa que respalda hasta 40GW de nueva capacidad renovable y almacenamiento con hasta 65 mil millones de dólares australianos que tiene el propósito de garantizar ingresos mínimos a los proyectos, reduciendo así el riesgo financiero. El CIS es la nueva medida que sustituye al RET, la cual estaba basada en certificados verdes (Large scale Generation Certificates, LGC) y esta vigente hasta 2030. Cada vez que un generador renovable produce un megavatio por hora, genera un LGC, los cuales deben ser comprados en un volumen preestablecido por los grandes consumidores, generando así una fuente de ingresos estable y adicional al precio spot [CER_25]. Australia también utiliza tarifas de inyección a red (Feed-in Tariffs) con las que se paga a los propietarios de instalaciones solares por la electricidad que exportan a la red. Aunque no sean aplicables al segmento utility-scale, han ayudado a impulsar la penetración mundial de fotovoltaica residencial, hasta el punto de que uno de cada tres hogares australianos cuenta con paneles solares [DCCE25a]. Para reducir la dependencia de las importaciones asiáticas y fortalecer la cadena de suministro nacional, el Solar Sunshot Program cuenta con una inversión de 1000 millones de dólares para desarrollar fabricación de tecnología solar localmente [ARENA24].

Además de regularse bajo el marco federal, cada estado también se rige por su propia regulación estatal, siendo Aldoga Solar Farm afectada por la regulación local de

Queensland. Además, cuentan con sus propios objetivos, ya que según el Queensland Energy and Jobs Plan de 2022, se intentara que la generación renovable suponga un 50% del total en 2030, escalando por año hasta llegar a el 80% en 2035. A la vez que se impulsan las renovables, el gobierno estatal planea cerrar las centrales térmicas de carbón publicas antes de 2035 [QGOV22].

La normativa vigente a día de hoy en Australia para la implantación de una planta solar fotovoltaica es la siguiente:

- Planning Act 2016 [QGOV16a]: para garantizar procesos de aprobación de desarrollos justos y un uso del terreno sostenible, protegiendo los procesos ecológicos y los sistemas naturales sin dejar de lado el desarrollo económico de la región.
- State Development and Public Works Organisation Act 1971 [QGOV71]: otorga el poder al coordinador general para declarar áreas de Desarrollo estratégico cómo en la que se encuentra la planta estudiada.
- Environmental Protection Act 1994 [QGOV94]: para proteger el ecosistema de Queensland a la vez que se permite el desarrollo que mejore las condiciones de vida actuales y futuras, de forma que se preserven las condiciones ecológicas de las que depende la vida.
- Environment Protection and Biodiversity Conservation Act 1999 [EPBC99]: obliga a obtener aprobación del ministro federal de medio ambiente cuando el proyecto pueda tener efectos ambientales a nivel nacional, como especies amenazadas, comunidades ecológicas, humedales o patrimonios mundiales. Es una condición necesaria para iniciar obras.
- Native Title Act 1993 [NTA_93]: establece el procedimiento de reconocimiento, negociación y compensación de los derechos tradicionales de los pueblos aborígenes e isleños del Estrecho de Torres sobre tierras y aguas. En el sector eléctrico, el cumplimiento del marco indígena es condición habilitante para el desarrollo de proyectos utility-scale.
- Aboriginal and Torres Strait Islander Heritage Protection Act 1984 [ATSI84]: protege el patrimonio cultural material e inmaterial asociado a los territorios tradicionales y permite al ministro federal a emitir órdenes de protección sobre áreas o sitios concretos.
- Aboriginal Culture Heritage Act 2003 [QGOV03]: obliga al promotor a cumplir con una obligación de protección cultural mediante la elaboración de un Cultural Heritage Management Plan (CHMP) acordado con los grupos aborígenes registrados como propietarios del territorio. El CHMP es prerequisite para cualquier movimiento de tierras.
- Work Health and Safety Act 2011 [QGOV11]: regula las condiciones de seguridad y salud laboral durante la fase de construcción y operación.
- Electrical Safety Act 2002 [QGOV02]: establece los requisitos técnicos de instalaciones eléctricas y la cualificación profesional exigida para su ejecución y mantenimiento.

b. Estructura del NEM

En este capítulo se pone el foco en el mercado australiano, que cuenta con uno de los mayores mercados eléctricos liberalizados del mundo, el National Electricity Market (NEM), y donde se encuentra Aldoga Solar Farm, una de las plantas solares mas importantes del país y la que se estudiará en este proyecto. En el puesto número 6 en superficie total, Australia tiene potencial para ser uno de los mayores productores de energía solar del mundo. Con un promedio anual nacional de irradiación de 1,900 kWh/m², supera a los valores promedio en Europa, Rusia y la mayor parte de America del Norte, y es comparable con Africa, México y Sudamérica. En 2024 la energía solar supuso un 19.6% del total de la energía producida en Australia [DCCE25b], llevando al país a tener la capacidad solar per cápita mas alta del mundo con mas de 1.52 kW por habitante [IEAP25].

En este contexto, el país ha experimentado un rápido crecimiento en la construcción de proyectos fotovoltaicos a gran escala conectados al NEM, el mercado mayorista que opera en la mayor parte del sistema eléctrico australiano. El NEM es operado por AEMO (Australian Energy Market Operator), que despacha la generación, calcula los precios spot y publica el Integrated System Plan (ISP). Conectando los estados de Queensland, Nueva Gales del Sur, Victoria, South Australia, Tasmania y el territorio ACT, el NEM es uno de los sistemas de potencia interconectada mas largo del mundo con una extensión de 5000km [AEMO25a]. Suministra a alrededor de el 80% de los hogares australianos ya que es capaz de generar hasta 200TWh de electricidad anual [AEMO25a]. El estado de Western Australia y el Northern Territory mantienen sistemas eléctricos aislados, lo que delimita el alcance geográfico del NEM al este y sureste del país. Estructuralmente, el NEM se subdivide en cinco regiones de precios que coinciden con los estados mencionados anteriormente, siendo QLD1 para Queensland, NSW1 para Nueva Gales del Sur y ACT, VIC1 para Victoria, SA1 para Australia Meridional y TAS1 para Tasmania [AEMO25a]. Estas divisiones disponen de sus propios precios spot calculados por AEMO y están interconectadas. Aldoga Solar Farm se ubica en la región QLD1, que es el mercado relevante para el análisis financiero del proyecto.

Este mercado proporciona una plataforma para que los generadores y los distribuidores comercien con la energía. Mas de 40,000km de líneas de alta tensión transportan la electricidad de los generadores a los distribuidores, quienes la entregan a los clientes mediante líneas y postes de baja tensión. El libre comercio de electricidad se regula con las leyes de oferta y demanda, que se reflejan en el precio spot. Sin embargo, este mecanismo genera una gran volatilidad en los ingresos de los productores de energía ya que los precios del mercado spot del NEM se actualizan cada cinco minutos y pueden variar significativamente dependiendo de factores como la demanda eléctrica, la disponibilidad de generación renovable o las condiciones meteorológicas. Hasta octubre de 2021, el NEM operaba con un esquema de liquidación cada treinta minutos basado en el promedio de seis intervalos consecutivos de cinco minutos. La transición a la liquidación cada cinco minutos alineó el horizonte de liquidación con el horizonte de despacho, modificó la estructura de incentivos para los generadores rápidos y supuso un cambio metodológico que afecta al análisis histórico de precios anteriores y posteriores a esa fecha [AEMO25b].

c. Dinámica de precios spot y canibalización solar

Históricamente, el precio spot para la región QLD1 presenta una gran volatilidad, la cual se acentúa especialmente en los últimos 5 años. Esto se debe al gran impacto de la pandemia, seguida por la crisis energética global desencadenada por la guerra de Ucrania. Sin embargo, a nivel interno también se han producido cambios en el mercado energético que han influenciado a el precio spot, como el inicio del cierre progresivo de centrales de carbón a partir de 2015, la indexación del precio del gas domestico australiano al mercado internacional tras la inauguración de los trenes de licuefacción de Gladstone en 2014-2015, y evidentemente la integración de tecnologías renovables sin almacenamiento.

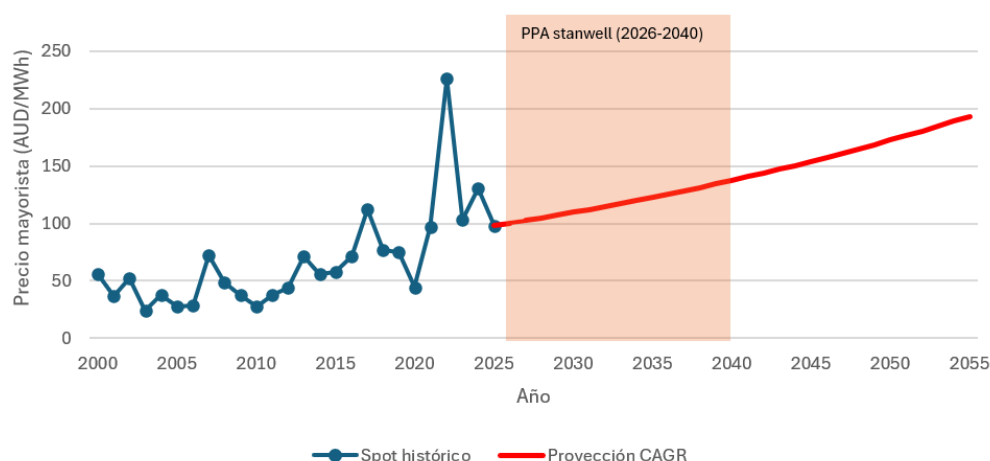


Figura 16: Evolución histórica del precio spot mayorista de la región QLD1 del National Electricity Market (2000-2025) y proyección aplicada al modelo financiero de Aldoga (2025-2055). Fuente: elaboración propia a partir de datos AEMO Aggregated Data [AEMO25b].

El despliegue masivo de capacidad fotovoltaica presiona los precios a la baja durante las horas centrales del día, erosionando los ingresos de los generadores de fotovoltaica. Esto se conoce como canibalización solar y es inherente al mercado por su propia naturaleza, ya que cuando la generación total en una región excede la demanda neta en ese instante, el precio cae automáticamente a coste marginal, frecuentemente próximo a cero o incluso negativo. En Queensland este fenómeno está presente, ya que según el informe de Quarterly Energy Dynamics Q3 2025 [AEMO25c], el 25,9% de los intervalos de despacho se liquidaron a precio igual o inferior a cero, lo cual supuso un récord histórico para la región. La canibalización provoca que el precio promediado por el tiempo (TWA) y el precio de captura solar, que está ponderado por el volumen de generación inyectada, dejen de ser casi idénticos como lo eran antes de las renovables. El precio de captura solar sufre al coincidir la máxima generación solar con las horas de menor precio del día y se desploma un 15-40% por debajo del TWA [AER_24]. Es decir, el TWA revela el comportamiento del mercado pero solo el precio de captura solar describe los ingresos reales que obtiene un generador fotovoltaico.

A partir de 2026 se necesita un criterio de proyección de precios para modelar los ingresos en el modelo financiero durante la vida útil del proyecto. Aunque durante los primeros 15 años se tenga un precio fijo mediante el PPA, al acabar éste se requiere de una tasa de crecimiento para los siguientes 15 años. En el presente trabajo se adopta la tasa compuesta anual de crecimiento (CAGR) punto a punto del periodo 2000-2025 como escenario base de referencia. De esta forma, se incluye tanto el periodo de bajo coste previo a las

renovables como el régimen actual, sin atribuir mas peso a uno sobre el otro. Más aún, así se diluye el efecto de los outliers como 2022.

$$CAGR = \left(\frac{P_{2025}}{P_{2000}} \right)^{\frac{1}{25}} - 1 = \left(\frac{97,92}{55,59} \right)^{\frac{1}{25}} - 1 = 2,29\%$$

Sin embargo, se reconoce que el CAGR presenta una serie de limitaciones al asumir un crecimiento constante que no refleja efectos como la canibalización y la velocidad de retirada del carbón. Por ello, se complementará en el análisis de sensibilidad con tres escenarios alternativos según el Integrated System Plan 2024 [AEMO24b].

d. Modelos de prospectivas del sector

A nivel global, la energía solar fotovoltaica es la renovable que mayor crecimiento experimentará en los próximos años, pasando del 9,5% de la generación mundial en 2025 a un 28,5% en 2050. Con un crecimiento anual compuesto del 6,7% en generación absoluta, la energía solar superaría al carbón, gas y nuclear y se convertiría en la fuente de electricidad líder a nivel mundial para 2032 [BNEF26].

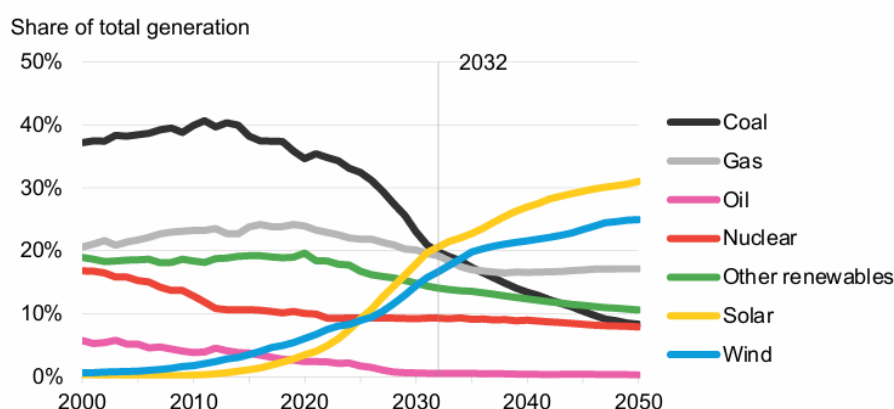


Figura 17: Cuota de la generación eléctrica global por tecnología. Fuente: BLOOMBERG NEF [BNEF26].

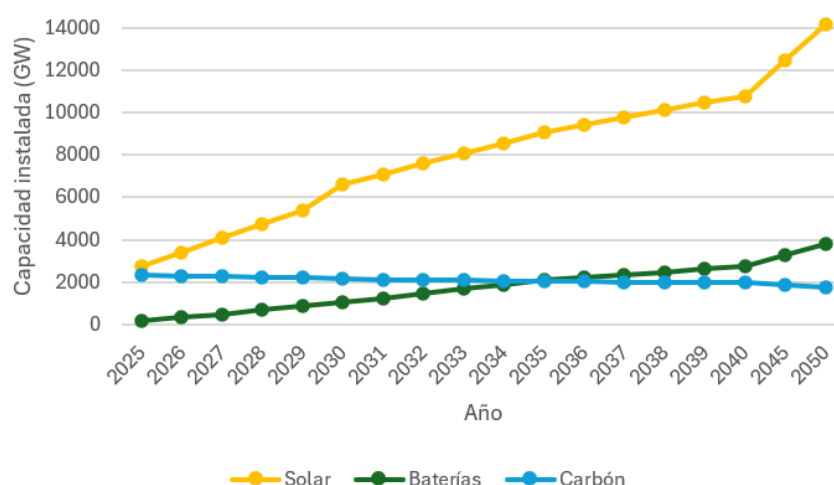


Figura 18: Evolución prevista de la capacidad instalada global de las tres tecnologías más relevantes. Fuente: elaboración propia a partir del Public Benchmark Dataset del NEO 2026 [BNEF26].

A esto se suma el declive de las tecnologías fósiles, de tal forma que se espera que el carbón descienda de un 31,3% del mix global en 2025 a apenas un 8,3% en 2050. La única energía tradicional que se espera que mantenga su posición es el gas, que variará de un 22,7% actualmente a un 16,7% en 2050, debido a su aplicación en los centros de datos aplicados a la inteligencia artificial y su rol estratégico como soporte en la integración de renovables [BNEF26].

En el informe de BloombergNEF se identifican diferentes factores que podrían afectar a la configuración de los precios spot en mercados de alta penetración solar como el australiano. En primer lugar, el efecto duck curve, cuyo nombre describe la forma que adopta la demanda neta, podría provocar precios diurnos muy bajos o incluso negativos durante el día, seguidos por rampas extremas al atardecer, causando que las centrales no recuperen costes fijos. Sin embargo, el rol creciente de las baterías junto con la explosión de demanda eléctrica por la inteligencia artificial podrían tener el efecto contrario [BNEF26].

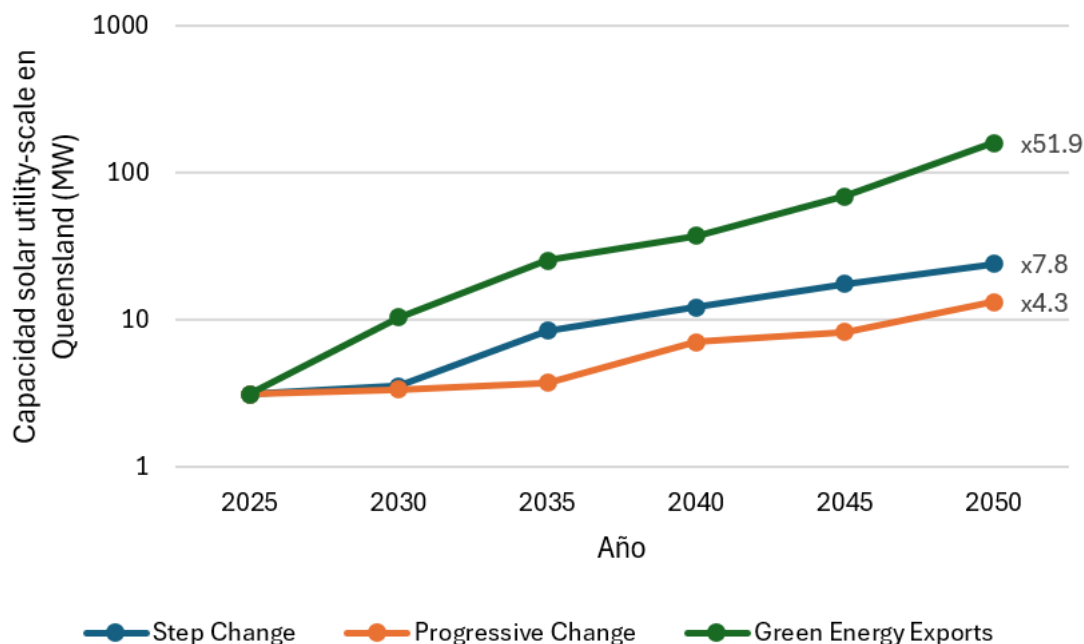
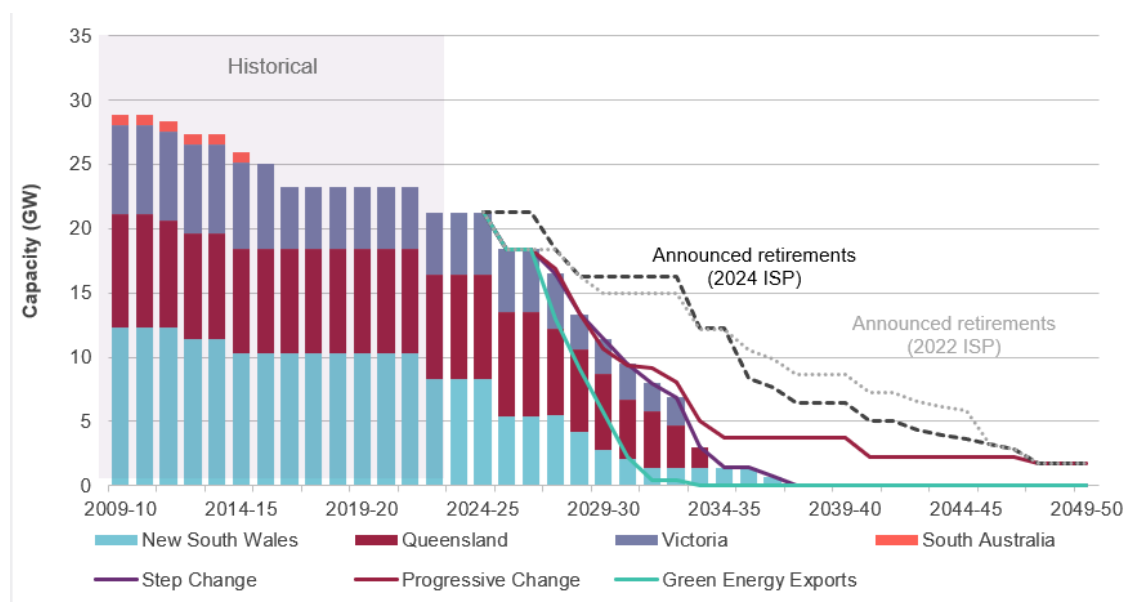
Australia, a pesar de ser uno de los países con mayor recurso solar y eólico per cápita del mundo, sigue dependiendo económicamente de las exportaciones de carbón térmico y GNL. El informe destaca a Australia junto con Vietnam, Japón e Indonesia por tener los mayores ratios de importaciones energéticas sobre PIB en Asia-Pacífico, indicando una posible aceleración de la transición energética en esta región. Respecto a la penetración de renovable prevista en 2050, Australia se sitúa entre los líderes mundiales con una cuota del 96% semejante a Iberia y países escandinavos [BNEF26].

e. Escenarios previstos de precio de cierre del pool

Como se ha visto, existen muchos factores que podrían alterar el precio spot de cara a los próximos 25 años, por lo que el modelo de crecimiento mediante el CAGR se queda corto. El ISP 2024 de AEMO propone tres posibles escenarios de demanda con sus respectivos porcentajes de probabilidad, mix de generación y precios spot, dependiendo de la velocidad de la penetración de renovables en Australia [AEMO24b]:

- Step Change (43% probabilidad): transición consistente con un calentamiento global por debajo de los 2°C según el Acuerdo de París. Supera el objetivo nacional australiano de 43% de reducción de emisiones para 2030 y alcanza el cero neto en 2050. En este escenario, la capacidad solar utility-scale en Queensland se multiplica por 7,8 entre 2025 y 2050 y la descarbonización se completa para 2035.
- Progressive Change (42% probabilidad): transición mas lenta en el caso de que la economía australiana se debilite ligeramente. La capacidad solar en Queensland crece tan solo de 3.101 MW en 2025 a 13.252 MW en 2050 y los cierres de carbón se retrasarían, causando precios spot mas altos en horas sin sol.
- Green Energy Exports (15% probabilidad): transición acelerada donde Australia emerge como exportador global de hidrogeno verde y otras energías limpias. Alta penetración de renovables, tal que la capacidad solar se multiplica por 51,9, sumado a la descarbonización acelerada causarían saturación en horas solares, agravando la canibalización.

La Figura 18 visualiza la dinámica de cierre del parque de carbón en el NEM bajo los tres escenarios, mostrando cómo Progressive Change mantiene una base fósil residual hasta 2050 mientras que Step Change y Green Energy Exports completan la salida antes de 2038.



Cabe resaltar que el ISP 2024 predecía la eliminación completa del parque de carbón del NEM para 2038 bajo el escenario Step Change. Sin embargo, un año mas tarde han actualizado esta predicción, retrasándola 10 años hasta 2048 [AEMO26]. Esto se debe a

que el gobierno de Queensland decidió retrasar la desactivación de las centrales hasta el fin de sus vidas útiles para poder garantizar oferta barata y consistente. El impacto de esta decisión sobre el modelo es que atenúa la presión alcista que provocaría una descarbonización mas inmediata.

Para modelar los escenarios alternativos de penetración renovable, se construye un escenario moderado correspondiente al Step Change aplicando el CAGR observado entre 2000 y 2025 al precio spot en 2025. Sobre ella, se reproduce el escenario optimista, correspondiente con Green Energy Exports, aplicando un 15% adicional al sendero moderado. El escenario pesimista es el Progressive Change, donde se aplica una reducción del 20% sobre el moderado. El resultado neto es una tendencia alcista moderada, mostrando la interacción entre las distintas fuerzas alcistas como la expansión del almacenamiento en baterías y la permanencia del carbón, y las bajistas como la canibalización.

Año	Progressive Change	Step Change	Green Energy Exports
2025	112.61	97.92	78.34
2026	115.19	100.16	80.13
2027	117.82	102.46	81.96
2028	120.52	104.8	83.84
2029	123.28	107.2	85.76
2030	126.11	109.66	87.73
2031	128.99	112.17	89.73
2032	131.95	114.74	91.79
2033	134.97	117.36	93.89
2034	138.06	120.05	96.04
2035	141.22	122.8	98.24
2036	144.46	125.61	100.49
2037	147.76	128.49	102.79
2038	151.15	131.43	105.15
2039	154.61	134.44	107.55
2040	158.15	137.52	110.02
2041	161.77	140.67	112.54
2042	165.48	143.89	115.11
2043	169.26	147.19	117.75
2044	173.14	150.56	120.45
2045	177.11	154.01	123.2
2046	181.16	157.53	126.03
2047	185.31	161.14	128.91
2048	189.55	164.83	131.86
2049	193.89	168.6	134.88
2050	198.33	172.46	137.97
2051	202.88	176.41	141.13
2052	207.52	180.45	144.36
2053	212.27	184.59	147.67
2054	217.14	188.81	151.05
2055	222.11	193.14	154.51

Tabla 5: Sendas de precio spot proyectado para la región QLD1 del NEM bajo los tres escenarios del AEMO ISP 2024, periodo 2025-2055. Valores nominales en AUD/MWh. Fuente: elaboración propia a partir de [AEMO24b].

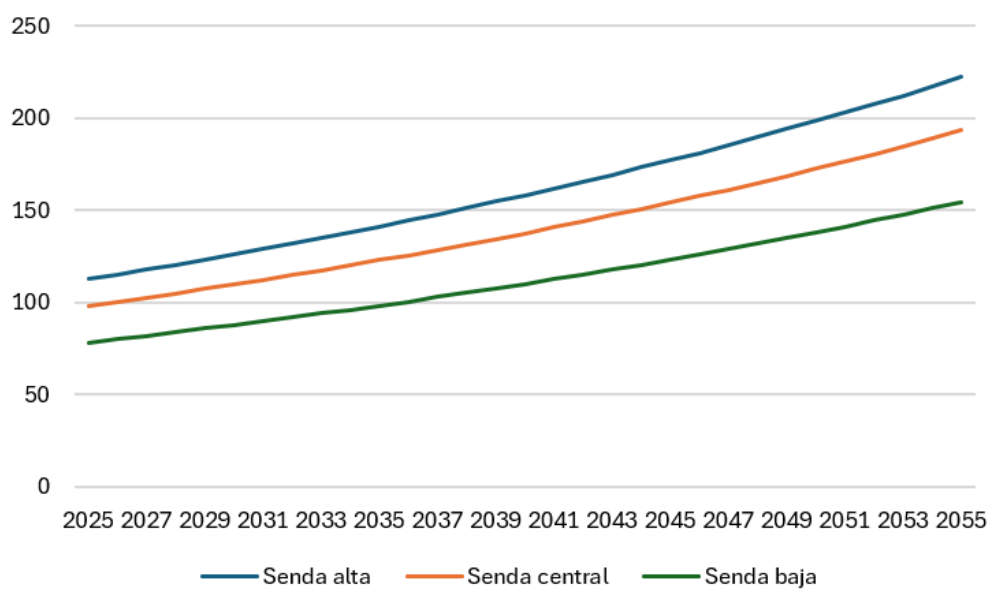


Figura 21: Sendas de precio spot proyectado para la región QLD1 del NEM bajo los tres escenarios estratégicos del AEMO Integrated System Plan 2024. Fuente: elaboración propia a partir de los escenarios del AEMO ISP 2024 [AEMO24b].

FINANCIACIÓN DE PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

a. Métodos de financiación

i. Financiación corporativa

Se trata de un tipo de financiación en el que la empresa promotora aporta sus propios recursos para llevar a cabo el proyecto. Esto puede ser su propia caja disponible, líneas de crédito corporativas o mediante endeudamiento respaldado por toda la corporación. La planta solar se añade al balance de activos y sus flujos de caja son tan solo uno mas entre el total de las operaciones. Suele ser utilizado por grandes desarrolladores ya que tienen un alta calificación crediticia que usan para obtener prestamos a menor coste [IFC_15].

Su principal atractivo es la rapidez de ejecución, ya que no requiere de la creación de ninguna sociedad adicional ni la contratación de un sindicato bancario. Sin embargo, al reducir la capacidad de endeudamiento, deteriora los ratios de apalancamiento de la compañía y no permite aislar el riesgo del proyecto del resto de actividades, lo que provoca que su uso sea poco frecuente en el sector solar utility-scale [IFC_15].



Figura 22: Estructura de financiación corporativa de un proyecto, aplicado hipotéticamente a Aldoga. Fuente: elaboración propia.

ii. Financiación 100% Equity

Generalmente la deuda es mas barata que el equity, aunque puede haber casos donde la deuda sea muy cara si la promotora ya tiene mucho endeudamiento o una mala calificación crediticia. En algunos países emergentes donde el mercado de deuda a largo plazo no esta del todo establecido, los desarrolladores se pueden ver obligados a financiar una gran parte del proyecto con su propio capital o en asociación a un fondo de inversión especializado en infraestructuras [IFC_15].

La financiación mediante equity es aun mas rápida que la financiación corporativa mediante deuda, con lo que puede llegar a ser la opción mas ventajosa para poder aprovechar incentivos gubernamentales u otras oportunidades de alto rendimiento y plazos estrictos [IFC_15].

Una vez el proyecto este operacional y por tanto el riesgo se haya reducido, los promotores pueden refinanciar el proyecto usando deuda aprovechando que ésta se había abaratado [IFC_15].



Figura 23: Estructura de financiación compuesta totalmente por equity para un proyecto, aplicado hipotéticamente a Aldoga. Fuente: elaboración propia.

iii. Project finance

Es la estructura de financiación de proyectos mas común y es la elegida por ACCIONA Energía para el proyecto de Aldoga Solar Farm, ya que permite reducir el riesgo de la operación, especialmente cuando existe un PPA bilateral como en este caso. Esto es porque la deuda no se garantiza con el balance del promotor, sino con los flujos del caja futuros que generará el propio proyecto. Esto se consigue mediante la creación de una sociedad vehículo de propósito especial (SPV), la cual es jurídicamente independiente y se apropia de todos los activos y pasivos del proyecto. La responsabilidad es limitada, por lo que si el proyecto fracasa, los prestamistas no pueden solicitar compensación a la empresa matriz, y lo mismo ocurre si la empresa matriz entra en dificultades ya que los prestamistas de la SPV mantienen su soberanía sobre los flujos del proyecto. Otras ventajas incluyen la posibilidad de aumentar las tasas de apalancamiento para multiplicar la rentabilidad del equity invertido, transferir los pasivos a la SPV y liberar capital para desarrollar otros proyectos [IFC_15].

La estructura de esta financiación para un proyecto solar utility-scale esta formada por una serie de agentes [IFC_15]:

1. Sociedad vehículo (SPV): sociedad mercantil constituida especialmente para el proyecto e independiente jurídica y patrimonialmente al promotor. En Australia se constituye habitualmente como Pty Ltd (Proprietary Limited).
2. Patrocinador de Equity: aporta su propio capital al inicio, típicamente entre un 20% y 35% del CAPEX. Puede ser uno único o en conjunto con otros inversores, y reciben dividendos solo cuando los ingresos del proyecto ya han cubierto todas las obligaciones mas senior.
3. Sindicato bancario / prestamistas: aportan la deuda senior, típicamente entre el 65% y 80% del CAPEX. Emiten prestamos a largo plazo con tenor igual o inferior al PPA, con la capacidad de recurrir al SPV pero no a la empresa promotora.
4. Off-taker del PPA: la empresa que entra en el contrato PPA como compradora de la energía a precio fijo durante un periodo de tiempo preestablecido. Cuanto mayor es su calificación crediticia, menor es el coste de la deuda.
5. Contratista EPC y operador de O&M: contrapartes de los contratos de construcción y mantenimiento.

6. Agencias de crédito exportador o instituciones financiadoras del desarrollo: aportan cobertura política y comercial en proyectos internacionales para reducir el coste de la deuda y ampliar el sindicato de prestamistas dispuestos a participar.

El Project finance incorpora una serie de mecanismos que protegen el repago de la deuda [IFC_15]:

1. Cuenta de reserva del servicio de la deuda (DSRA): cuenta de emergencia que mantiene en todo momento una cantidad correspondiente a 6 meses de repago de deuda. En el caso de que el flujo de caja en un periodo no pueda cubrir el repago, se recurre a esta cuenta antes de declarar un impago.
2. Cascada de pagos: jerarquía en la distribución de los ingresos del proyecto, empezando por los OPEX y siguiendo por los impuestos, el servicio de la deuda senior, la recarga de la DSRA y en ultimo lugar dividendos.
3. Índice de Cobertura del Servicio de la Deuda (DSCR): mide cuantas veces el flujo de caja disponible puede cubrir el servicio de la deuda.
4. Derechos de intervención: otorgan el derecho a los prestamistas de sustituir al promotor si éste incumple sus obligaciones sin necesidad de iniciar un proceso concursal.
5. Due diligence multidisciplinar previa al cierre del ejercicio: los prestamistas exigen due diligence legal, técnica, ambiental, social y financiera antes de comprometer fondos. Para Aldoga, la due diligence legal fue conducida por Herbert Smith Freehills [HERB25].

En cuanto a Aldoga Solar Farm, el cierre financiero se produjo en marzo de 2025. Para la construcción y operación de la planta, ACCIONA Energía consiguió un crédito sindicado verde de 453 millones de AUD, respaldado por la agencia española de crédito a la exportación CESCE bajo su política de inversión verde [ACCI25]. Esto reduce el riesgo crediticio y permite obtener condiciones financieras competitivas en un país extranjero. El sindicato bancario esta compuesto por Banco Santander, BNP Paribas, ING y J.P. Morgan, donde el Banco Santander actúa como agente CESCE e ING como coordinador de ESG. La duración del préstamo es de 15,5 años, ligeramente superior a la del PPA. La estructura del capital se divide en un 67,6% de deuda y un 32,4% de equity [PVMA25].

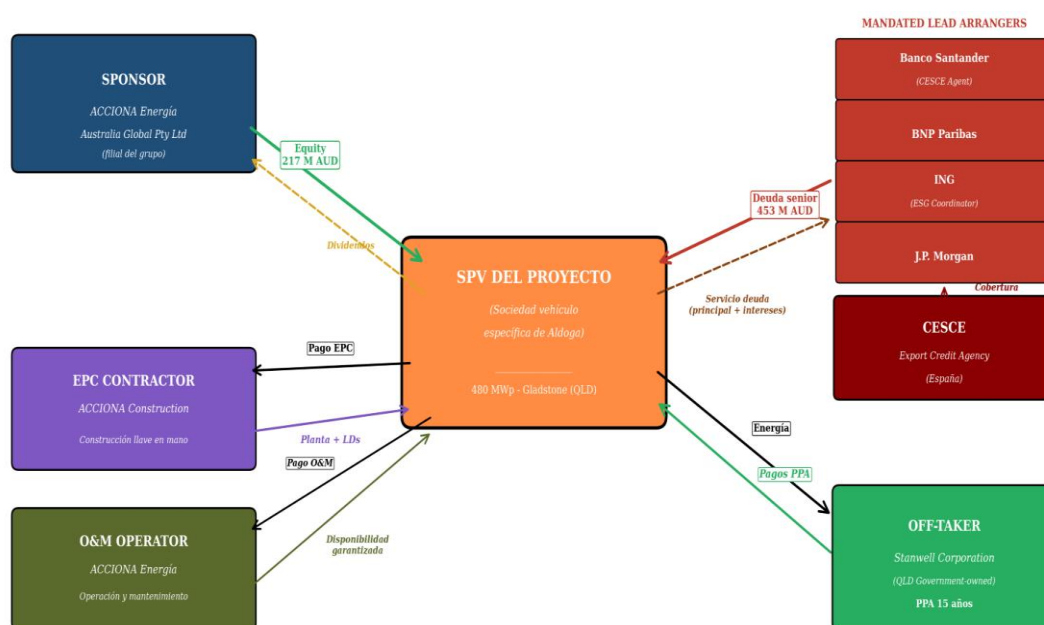


Figura 24: Estructura Project finance aplicada a Aldoga. Fuente: elaboración propia.

b. Análisis y mitigación de riesgos

La identificación y mitigación de posibles riesgos es fundamental antes del cierre financiero ya que determina las condiciones y el coste del préstamo que puede obtener el proyecto. El siguiente análisis adapta el framework de Shouny et al. al caso específico de Aldoga [SHOU24]:

i. Riesgos tecnológicos

- **Degradación de módulos:** Los módulos instalados en Aldoga tienen una degradación teórica de 1% en el primer año y 0,4% anual a partir de entonces hasta el final de su vida útil [JASO24b]. El riesgo es que esta tasa se supere, ya que reduciría la producción anual y por tanto los ingresos por venta de energía. La mitigación de este riesgo se puede dar en forma de una garantía lineal de potencia por parte del fabricante, de tal forma que si la degradación supera el valor establecido, JA Solar debe compensar al cliente. También se puede mitigar mediante inspecciones periódicas para identificar módulos defectuosos antes de que se deterioren mas de la cuenta.
- **Fallos de inversores:** Sin ellos, la energía no se puede convertir y por tanto no se puede comercializar, impactando de nuevo en los ingresos generados. Su mitigación comienza entendiendo que su vida útil suele ser mas limitada (12-15 años) [NREL24a] por lo que se recomienda dejar reservas en la tesorería para sustituirlos y garantizar su mantenimiento.
- **Sistemas de seguimiento:** Requieren mantenimiento mecánico periódico abracado en el contrato de O&M con disponibilidad garantizada [NREL24a].
- **Estabilidad de la red eléctrica:** Se trata del riesgo individual mas significativo [SHOU24]. Este riesgo proviene de la posibilidad de sucesos de congestión de la red o exceso de oferta renovable en el NEM, ante los que AEMO pueda restringir la red [AEMO25e]. Se mitiga a través del PPA con Stanwell, ya que el contrato distribuye el riesgo entre las dos partes.

ii. Riesgos financieros y económicos

- **Riesgo del precio del pool:** Tratado en profundidad en el apartado e. Se mitiga principalmente mediante el PPA, que garantiza un precio fijo en vez de ser vulnerable a posibles sendas de precios.
- **Riesgo de tipo de cambio:** Aplica a empresas internacionales que generan ingresos en una jurisdicción y los necesitan trasladar a otra. Aldoga genera ingresos en AUD y paga sus deudas en AUD, pero en la fase de construcción este riesgo se maximiza al importar componentes de países con divisas diferentes, como los paneles en Yuanes o los inversores en Euros. Este riesgo se mitiga mediante el uso de derivados financieros como forwards, un contrato entre dos partes para fijar hoy un tipo de cambio futuro [IFC_15].
- **Riesgo del tipo de interés:** El préstamo sindicado de 453 M AUD se contrata a tipo de interés variable con lo que el coste de la deuda varía con el tipo de

referencia del mercado australiano (Bank Bill Swap Rate) [PVMA25]. Si el tipo de interés sube, la deuda se encarece y reduce el cash Flow disponible. Para minimizar esta variabilidad se puede contratar un swap, un instrumento financiero que permite cambiar el tipo variable de interés por uno fijo predefinido con una contraparte [IFC_15].

- **Riesgo de inflación:** El OPEX del proyecto esta expuesto a la inflación. Sin embargo, los contratos de O&M habitualmente incluyen clausulas de indexación parcial a CPI australiano [NREL24a]. El riesgo es que la inflación efectiva supere a la asumida en el modelo financiero ya que erosionaría el margen de beneficios, pero esto se puede mitigar estableciendo topes sobre la indexación de los contratos de O&M.

iii. Riesgos de cadena de suministro

- **Concentración geográfica en módulos:** Los módulos se fabrican en China, lo que expone a Aldoga a aranceles comerciales, restricciones de exportación impuestas por China o disrupciones logísticas. La mitigación principal usada en Project finance es el cierre anticipado del contrato EPC para pre-comprar los paneles y anular el efecto de variaciones de precio posteriores [BNEF25].
- **Disponibilidad de inversores:** Los inversores utilizados en proyectos utility-scale solo son fabricados por un numero reducido de empresas, todas concentradas en China o Europa. En los últimos años la demanda de semiconductores y transformadores ha provocado tensiones de suministro y por tanto plazos de entrega extendidos [IEAP25]. Esto se minimiza con contratos de suministro anticipados y penalizaciones por retrasos.
- **Recambios y mantenimiento:** Debido a la lejanía geográfica de Australia, los plazos de entrega de recambios pueden ser largos. Por ello, Aldoga debe mantener inventarios estratégicos de recambios en el almacén local [NREL24a]. Otra manera de mitigarlo es mediante contratos de garantía de disponibilidad de recambios durante un periodo mínimo.

iv. Riesgos medioambientales y climáticos

- **Acumulación de polvo:** El polvo agrícola o el polvo proveniente de la actividad industrial de Gladstone puede depositarse sobre los módulos, reduciendo su generación [BOM_25]. La mitigación se produce con un programa de limpieza periódica incluido en el contrato de O&M.
- **Vegetación y fauna:** El emplazamiento de Aldoga se encuentra en una antigua zona de uso agrícola, con lo que se debe gestionar la vegetación bajo los módulos para evitar sombreado y riesgo de incendio. Para ello, Aldoga debe contar con un programa de pastoreo y de control de la vegetación.
- **Calidad del suelo:** El emplazamiento se encuentra sobre un suelo arcilloso con potencial de movimiento estacional, que afectaría a la integridad estructural de los pilotes [EDQ_25]. Para ello se debe realizar un estudio geológico previo a la construcción como parte del due diligence técnico y un diseño de pilotes con tolerancia a movimientos del terreno.

- **Ciclones tropicales:** El emplazamiento se encuentra dentro de la zona ciclónica, lo que provoca un diseño preventivo de estructuras con resistencia a vientos fuertes y la contratación de seguros para desastres naturales [BOM_20].
- **Olas de calor y temperaturas extremas:** El rendimiento de los módulos baja cuando la temperatura sube por encima de STC. Queensland esta expuesto a olas de calor, lo que impacta directamente sobre la generación del proyecto. Este riesgo no se puede mitigar como tal sino que se reconoce en el modelo de generación a través de PVGIS ya que cuenta con datos horarios reales que ya tienen en cuenta la variabilidad térmica histórica.
- **Variabilidad del recurso solar:** La generación depende de factores incontrolables como la nubosidad y la variabilidad estacional. En este proyecto se trabaja con el escenario P50, que es la mediana de la probabilidad, pero los prestamistas generalmente piden que el DSCR cumpla unos requisitos también bajo el escenario P90, que corresponde a el 10% peor de cada 100 años [IFC_15].

v. Riesgos de mercado

- **Canibalización solar:** La llegada masiva de capacidad utility-scale en Queensland bajo los tres escenarios tratados en el apartado anterior genera presión bajista sobre los precios spot durante las horas diurnas. Sin embargo, el PPA anula la variabilidad de los precios, y al terminar, se puede mitigar parcialmente mediante el almacenamiento en baterías.
- **Retraso del cierre de carbón en Queensland:** La extensión de la operación de las centrales de carbón de Queensland hasta el final de sus vidas útiles mantiene oferta barata durante una década adicional, amortiguando el efecto sobre los precios spot a lo largo de este periodo [QGOV22]. Esto tiene un impacto positivo sobre Aldoga durante la duración del PPA, ya que hay oferta confiable alternativa que estabiliza el sistema, pero podrá tener un efecto negativo durante el periodo merchant tras la finalización del PPA provocando un decremento en los precios spot debido a la mayor competencia.
- **Demanda emergente de hidrógeno verde:** El desarrollo del hub de hidrogeno verde Central Queensland Hydrogen (CQ-H2) que Stanwell plantea alimentar con la energía generada por Aldoga Solar Farm provocará un aumento en la demanda eléctrica y una presión alcista sobre los precios spot [ARENA24]. Este sería un factor mitigante de el riesgo de canibalización, pero su ejecución depende de decisiones políticas y comerciales que no son fijas todavía.

vi. Riesgos organizacionales y de contrapartida

- **Solvencia del off-taker del PPA:** Stanwell es una empresa estatal, por lo que tiene una calificación crediticia muy alta y una probabilidad de impago muy baja [SPGR25]. Sin embargo, existe el riesgo de que se privatice, lo que impactaría en estos factores.
- **Solvencia del contratista EPC:** El contrato EPC con ACCIONA Construction concentra el riesgo de construcción en una entidad propiedad del promotor. Esto se puede mitigar mediante fianzas de cumplimiento, garantías corporativas

adicionales de la empresa matriz o daños liquidados predefinidos para penalizar retrasos en la entrega [IFC_15].

- **Solvencia del contratista O&M:** Al ser ACCIONA Energía el contratista O&M, es la misma situación de antes donde el riesgo se concentra en un solo grupo. La mitigación de este riesgo se puede producir a partir de cláusulas de intervención a favor del patrocinador que permiten sustituir al operador si incumple los KPI's.

vii. Riesgos regulatorios

- **Cambio del régimen del NEM:** Posibles futuros cambios son plausibles como una reforma en el mercado de los servicios complementarios, la introducción de mecanismos de capacidad firme, ajuste del tope de precio de mercado o incluso la ampliación del esquema de inversión en capacidad renovable (CIS) [AEMO25d]. Cualquier cambio en el mercado afectaría a los ingresos esperados de Aldoga. La mitigación se articula a través del seguimiento continuo del proceso regulatorio AEMC y mediante cláusulas de cambio de leyes en el PPA que permitan renegociación de términos si una reforma afecta al equilibrio económico del contrato.
- **Política de Queensland sobre carbón y transición energética:** Existe un riesgo de que el gobierno estatal cambie los plazos de cierre del carbón, las inversiones en transmisión y los mecanismos de subasta de renovables. Cualquier cambio de este estilo podría afectar a los precios spot a los que Aldoga vende su energía al terminar el PPA y la mitigación se reduce al seguimiento del marco regulatorio.
- **Cambios en la política del CESCE:** La cobertura CESCE del préstamo está ligada a el framework de política de inversión verde, la cual está siempre sujeta a cambios y afectaría a las posibles renegociaciones o ampliaciones de cobertura futuras.

viii. Riesgos de seguridad

- **Seguridad operacional:** Riesgo de incendio debido a fallos eléctricos o eventos externos. Por ello, Aldoga debe tener un esquema de mantenimiento preventivo y sistemas de detección temprana de fallos, además de cortafuegos perimetrales y seguros de daños materiales y responsabilidad civil [IFC_15].
- **Ciberseguridad SCADA:** Los sistemas SCADA controlan la planta y actualizan su estado a AEMO constantemente. Al estar todo digitalizado, existe el riesgo de ciberataques que puedan comprometer la integridad de las operaciones. Sin embargo, esto se puede mitigar mediante la segmentación de las redes, autenticación multifactorial, monitorización continua y cumplimiento de los Australian Energy Sector Cyber Security Framework (AESCSF) [AESCSF25].

ix. Matriz de riesgos

A partir del framework de Shouny et al. se puede construir una matriz que ordena los riesgos identificados anteriormente por su probabilidad de ocurrencia, impacto financiero esperado y nivel de mitigación contractual o financiera incorporado [SHOU24].

Factor de riesgo	Categoría	Probabilidad	Impacto	Mitigación contractual	Riesgo residual
Precio spot merchant 2041-2055	Financiero / Mercado	Alta	Alto	Parcial	Alto
Canibalización solar diurna	Mercado	Alta	Medio-Alto	Parcial	Medio-Alto
Ciclones tropicales	Cambio climático	Media	Alto	Alta	Medio
Sustitución de inversores	Tecnológico	Cierta (años 12-15)	Medio	Alta	Medio-Bajo
Estabilidad red eléctrica	Tecnológico	Media	Medio	Parcial	Medio
Cambio régimen NEM	Regulatorio	Media	Medio	Parcial	Medio
Tipo de cambio EUR/AUD	Financiero	Baja-Media	Medio	Alta	Bajo
Inflación supera proyección	Financiero	Media	Bajo-Medio	Parcial	Bajo
Solvencia Stanwell	Organizacional	Muy baja	Alto	Alta	Muy bajo
Ciberseguridad SCADA	Seguridad	Baja	Medio-Alto	Alta	Bajo

Tabla 6: Matriz de riesgos del proyecto Aldoga Solar Farm ordenados por nivel de riesgo residual tras mitigación contractual y financiera. Fuente: elaboración propia a partir del framework de Shouny et al. [SHOU24] adaptado al caso australiano.

c. Coste de capital del proyecto

i. Coste del equity

Se calcula mediante el CAPM (Capital Asset Pricing Model), un modelo financiero que determina el rendimiento exigible a una inversión en función del riesgo sistemático que conlleva [BBVA24].

$$Ke = Rf + \beta L \cdot (Rm - Rf)$$

Donde:

- K_e = coste del capital propio del proyecto [%].
- R_f = tasa libre de riesgo del mercado de referencia [%].
- β_L = beta apalancada del equity del proyecto.
- $(R_m - R_f)$ = prima de riesgo de mercado o Equity Risk Premium (ERP) [%].

Para la tasa libre de riesgo (R_f) se utiliza el bono soberano australiano a 10 años, que cuya media anual de 2025 se sitúa en 4,37%.

La beta apalancada (β_L) se calcula añadiendo el efecto del apalancamiento financiero mediante la ecuación de Hamada a una beta unlevered (β_u) que representa el riesgo operativo del sector. Sin embargo, la bolsa australiana (ASX) carece de empresas puramente dedicadas a la energía solar utility-scale a partir de las cuales se pueda determinar una beta fiable. Por ello, se recurre a métricas internacionales [AER_18], específicamente la beta del segmento ‘Green & Renewable Energy’ publicada por Damodaran [DAMO25] que recoge una muestra de 15 empresas cotizadas en el mercado estadounidense y otorga una $\beta_u = 0,46$. Esto se integra en la ecuación de Hamada para obtener la beta apalancada:

$$\beta_L = \beta_u \cdot \left[1 + (1 - t) \cdot \left(\frac{D}{E} \right) \right]$$

Donde:

- β_L = beta apalancada del equity del proyecto.
- β_u = beta unlevered del sector (0,46).
- t = tipo impositivo corporativo de Australia (30%) [ATO_25].
- D / E = ratio deuda sobre equity del proyecto (2,086).

Otorgando un valor $\beta_L = 1,132$ que indica que el equity de Aldoga presenta una volatilidad un 13,2% superior a la del mercado australiano, como consecuencia de su alto nivel de apalancamiento.

La prima de riesgo del mercado es el rendimiento adicional exigido por los inversores sobre la tasa libre de riesgo, y se adopta el valor $ERP = 4,75\%$ [LEAD25], el cual se encuentra dentro del rango histórico del mercado australiano que oscila entre un 4% y un 7% [AER_18].

No se aplica prima de riesgo adicional por país porque Australia tiene una calificación soberana Aaa por Moody’s y AAA por S&P, por lo que se considera un mercado maduro al mismo nivel que Alemania, Canada y los países escandinavos [DAMO25].

El coste de equity del proyecto Aldoga Solar Farm se establece por tanto en $K_e=9,74\%$, valor que se utilizara durante el transcurso del modelado financiero como tasa de descuento del Free Cash Flow to Equity (FCFE), para el calculo del VAN del accionista y como retorno mínimo aceptable del promotor en el calculo del precio fijo del PPA bajo el escenario de equilibrio.

ii. Coste de la deuda

Es el coste de la financiación prestada, conocido comúnmente como tipo de interés efectivo, es decir, el coste que la empresa debe pagar por utilizar dinero ajeno durante un plazo determinado. En proyectos semejantes en Australia, este coste es de tipo variable basado en el Bank Bill Swap Rate (BBSW), que es el equivalente australiano al EURIBOR, al que se suma un spread fijo [IFC_15]. A esto, se le debe aplicar el efecto del escudo fiscal, que es la reducción de los impuestos pagables mediante la declaración de gastos deducibles.

$$Kd = (BBSW + spread\ crediticio) * (1 - t)$$

Donde $t = 30\%$ corresponde a la tasa impositiva aplicable a entidades australianas no acogidas al régimen reducido de PYMEs, categoría a la que pertenece el SPV Aldoga Solar Farm Pty Ltd [ATO_25].

El BBSW coincide con el rendimiento del bono soberano australiano a 10 años, siendo $BBSW = 4,37\%$ [ASX_25].

El spread crediticio no se puede saber con exactitud ya que las condiciones específicas del acuerdo con el CESCE no son públicas, como el porcentaje del préstamo cubierto por la garantía ECA y el spread oficial. Por ello, se adopta el spread de mercado australiano para bonos corporativos BBB a 10 años que resulta ser $0,88\%$ [LEAD25]. Sin embargo, se reconoce que esta cifra puede subestimar ligeramente la mejora crediticia provocada por la garantía de respaldo por parte del CESCE.

Aplicando todas las cifras a la ecuación del coste de la deuda otorga un resultado de $Kd=3,68\%$.

iii. WACC

El WACC, o coste medio ponderado de capital, es la tasa de rendimiento que permite satisfacer las exigencias de los accionistas y el sindicato bancario. Su formulación es la siguiente, ponderando el coste de equity y de deuda por su peso relativo [PWC_25]:

$$WACC = (E / V) \cdot Ke + (D / V) \cdot Kd$$

Y aplicando la estructura de capital conocida, formada por un $67,6\%$ de deuda y un $32,4\%$ de equity, se obtiene un $WACC=5,642\%$. Este valor es de gran importancia a lo largo del modelado financiero, ya que será utilizado como tasa de descuento del Free Cash Flow to Firm (FCFF), como tasa de referencia para el cálculo del Levelised Cost of Energy (LCOE) y como umbral mínimo de rentabilidad del proyecto sobre el que se evalúa la viabilidad financiera general.

Coste Medio Ponderado de Capital(WACC)		
Estructura de Capital	AUD M	%
Deuda	453	67.60%
Equity	217	32.40%
Total de financiación	670	100%
Coste de equity		
Tasa de interés sin riesgo	4.37%	
Beta (sin apalancamiento)	0.46	
Beta (con apalancamiento)	1.132	
Prima por riesgo de equity	4.75%	
Prima por riesgo de mercado	0	
Coste de Equity	9.747%	
Coste de Deuda		
Tasa de interés sin riesgo	4.37%	
Premium por riesgo de la deuda	0.88%	
Coste de la deuda antes de impuestos	5.25%	
Tasa impositiva	30%	
Coste de la deuda después de impuestos	3.675%	
WACC		5.642%

Tabla 7: Resumen calculo coste medio ponderado de capital. Fuente: elaboración propia.

d. Power purchase agreements (PPAs)

La volatilidad que conlleva el marco geopolítico actual ha provocado que los agentes desarrollen contratos bilaterales donde el precio se pacta a un precio fijo durante un periodo determinado conocidos como Power Purchase Agreement o PPA por sus siglas con la intención de mitigar el riesgo. Suelen especificar también el volumen de energía comprometido y las condiciones de liquidación, de forma que proporcionan una estabilidad de ingresos al generador y de costes al comprador (off-taker) [IFC_15].

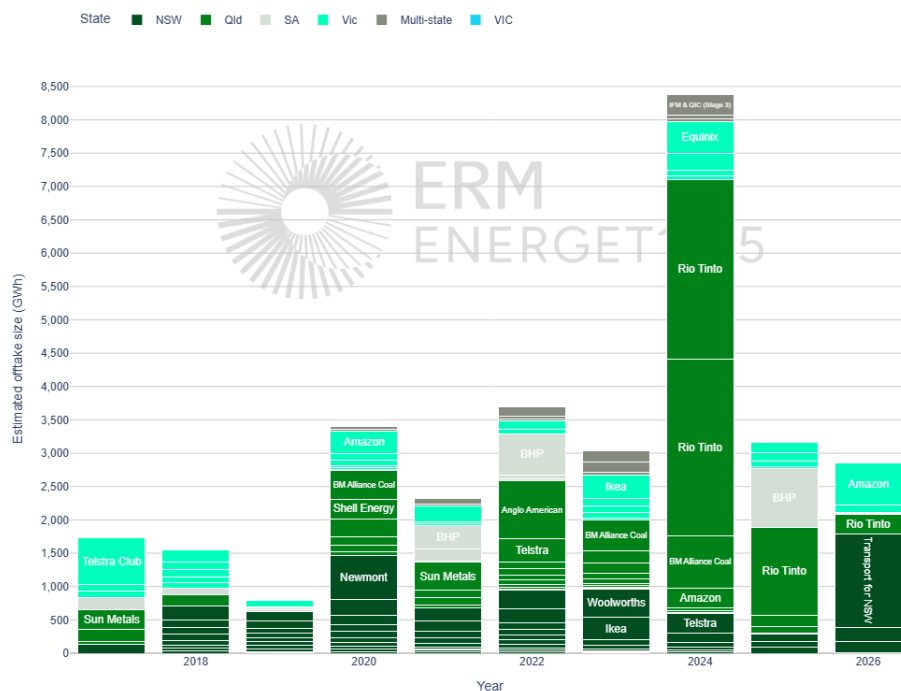


Figura 25: Tamaño estimado de los Corporate PPAs firmados en Australia entre 2017 y 2026 por off-taker y estado (GWh contratados). Fuente: ERM Energetics [ERM_25].

En el caso de Aldoga, el contrato firmado con Stanwell Corporation en octubre de 2023 tiene una estructura take-or-pay a precio fijo durante 15 años, entrando en vigor en 2026 y expirando en 2040. Aunque las condiciones exactas del contrato no son públicos, se estima que sería parecido a otros de empresas regionales similares. Más aún, el hecho de que se cerrara una deuda sindicada de tal magnitud apunta fuertemente a que el PPA sea de precio fijo, ya que sería difícil de conseguir con un contrato variable que no garantizase un suelo.

Proyecto	Capacidad	Off-taker	Duración	Firma	Estructura
Aldoga Solar Farm	480 MWp	Stanwell Corporation	15 años	Oct. 2023	Take-or-pay fijo
Bulli Creek Solar	550 MW	Stanwell Corporation	15 años	Sept. 2024	Fijo
Upper Calliope Solar	1.100 MW	Rio Tinto	25 años	Ene. 2024	Corporativo
MacIntyre Wind Farm	923 MW	CleanCo Queensland	10 años	2023	Fijo

Tabla 8: Comparativa de PPAs de referencia firmados en Queensland en el periodo 2023-2024. Fuente: elaboración propia a partir de [ACCI25], [POWE25] y comunicados públicos de los promotores.

El caso mas similar a Aldoga sería el de Bulli Creek Solar, al ser firmado un año después con el mismo comprador, en el mismo estado y de la misma duración. Esto puede indicar que Stanwell use una estructura estandarizada de provisión renovable. El caso de Upper Calliope Solar también es destacable, al estar situado tan solo a 50km al suroeste de Gladstone y ser el mayor PPA solar corporativo de la historia de Australia.

Dado que el precio del contrato PPA no es público, para modelar financieramente Aldoga Solar Farm se requiere acotar el rango de precios mediante tres tipos de filosofías de tasación:

1. Precio techo (spot Price): Es el precio máximo que el comprador está dispuesto a pagar. Se construye a partir del precio promediado por el tiempo (TWA) proyectado para QLD1 durante el periodo del PPA.
2. Precio suelo: Es el precio mínimo al que el proyecto es viable.
3. Precio fijo de equilibrio: Es el precio que iguala el beneficio generado por el PPA equitativamente entre el promotor y el cliente.

e. Escenarios para el análisis de sensibilidad

Tras resolver el caso base y el caso con integración de BESS, se aplica la sensibilidad de forma paralela para comparar la reacción de ambas configuraciones ante escenarios diversos. La métrica principal para medir el impacto es la TIR del equity, el VAN del proyecto y el DSCR mínimo del periodo PPA.

i. Sensibilidad a la senda de precios spot del NEM

Como se ha visto con anterioridad, hay tres sendas de precios establecidas por AEMO ISP que dependen de cómo evolucionen diferentes factores en los próximos años. Por ello, este análisis de sensibilidad tiene el objetivo de capturar el efecto de canibalización y de la retirada del carbón sobre la rentabilidad del proyecto, ya que directamente influye sobre los ingresos del proyecto una vez expira el PPA. Para construir los escenarios se parte de la senda central denominada Step Change y se realiza una perturbación al alza y una a la baja:

- Progressive Change: se aplica un +15%
- Step Change: escenario base
- Green Energy Exports: se aplica un -20%

Este análisis de sensibilidad es particularmente interesante aplicarlo al caso BESS ya que permitirá cuantificar la ganancia obtenida de la capacidad de arbitraje horario del almacenamiento que captura valor incluso bajo precios deprimidos diurnos.

ii. Sensibilidad al DSCR objetivo del banco

El DSCR objetivo afecta directamente al calendario de amortización esculpido de la deuda y por tanto al precio fijo del PPA. Se analizan tres escenarios para capturar el apetito de riesgo del prestamista:

- DSCR 1,25x: caso agresivo aplicable a operaciones con cobertura fuerte como la que otorga el respaldo del CESCE, al reducir el riesgo percibido.
- DSCR 1,30x: caso base correspondiente a el benchmark de la industria.

- DSCR 1,35x: caso conservador que refleja el escenario de crisis energética como en 2022, ya que los bancos aumentan las exigencias ante la volatilidad.

Un DSCR mas exigente eleva el precio fijo necesario para conseguir la financiación, lo que puede sobrepasar el precio de techo y volver al proyecto no bancable.

iii. Sensibilidad al WACC

El tipo de interés sin riesgo y la prima de riesgo de mercado están siempre fluctuando e impactan directamente sobre el VAN del proyecto al ser esta la tasa de descuento de los flujos del periodo merchant, donde se concentra la creación de valor del proyecto al haberse amortizado la deuda y disfrutar de mayor margen de beneficios.

- WACC bajo: se aplican -100 puntos base para reflejar una relajación de la política monetaria del RBA y la reducción de la prima de riesgo a medida que el activo madura.
- WACC central: caso base
- WACC alto: se aplican +100 puntos base para reflejar un endurecimiento monetario y un incremento de la prima de riesgo por inestabilidad geopolítica.

MODELO EMPLEADO

a. Modelo de la deuda

La deuda se modela a partir de un cuadro de amortización, agregado en el anexo VII. El método de amortización usado es el de deuda esculpida, seleccionado frente a el método francés, alemán o americano debido a que permite ajustar el servicio de deuda a la capacidad real de generación de ingresos del proyecto. De esta forma, se construye el calendario de amortización año a año en función del CFADS disponible, así que se optimiza la deuda sin violar los requisitos contractuales de DSCR mínimo [IFC_15].

El plazo de la deuda es de 15,5 años door-to-door incluyendo el periodo de construcción [PVMA25], o en otras palabras el plazo desde el momento del cierre financiero hasta el ultimo pago de la deuda. A efectos de la modelización, se toman 16 tramos anuales a partir de la fecha de comercialización a pesar de que esto introduce un error de redondeo al no incluir los intereses en el periodo de construcción.

Para construir el calendario de amortización mediante el método de deuda esculpida, se realizan cuatro ecuaciones iterativas para cada año del PPA:

- Intereses devengados: Los intereses de cada año se devengan sobre el saldo del inicio del periodo, aplicando el tipo de interés antes de impuestos que es lo mismo que el coste de deuda antes de impuestos (5,25%).

$$I_t = S_t^{ini} \cdot i$$

- Servicio de deuda objetivo: Se divide el flujo de caja disponible para el servicio de la deuda entre el ratio de cobertura fijo.

$$Servicio_t^{target} = \frac{CFADS_t}{DSCR_{objetivo}}$$

- Amortización del principal: Es la diferencia entre el servicio objetivo y los intereses devengados.

$$A_t = \max(0, \min(Servicio_t^{target} - I_t, S_t^{ini}))$$

- Saldo final: Se traspa al saldo inicial del año siguiente y se obtiene restando la amortización pagada en ese al saldo inicial de ese año.

$$S_{t+1}^{ini} = S_t^{ini} - A_t$$

- DSCR real: Para comprobar que se mantiene el DSCR objetivo se hace el coeficiente entre el flujo de caja disponible y el servicio real efectuado.

$$DSCR_t^{real} = \frac{CFADS_t}{I_t + A_t}$$

Donde:

- I_t representa los intereses devengados en el año t [M AUD]
- S_t^{ini} es el saldo vivo al inicio del año t [M AUD]

- i es el tipo de interés pre-tax del préstamo [%]
- $CFADS_t$ es el flujo de caja disponible para el servicio de la deuda en el año t [M AUD]
- $DSCR_{objetivo}$ es el ratio de cobertura objetivo fijado contractualmente
- A_t es la amortización del principal en el año t [M AUD]

b. Modelo para la estimación del PPA

El modelo utilizado se detalla en el anexo VI. En él, se proyectan las tres sendas de precios durante la duración del PPA, las cuales sirven para acotar el espacio bancable de negociación.

El precio suelo representa el valor mínimo al que el sindicato bancario aceptaría firmar la financiación del proyecto, por lo que se calcula mediante iteración sobre un precio aleatorio hasta que haga que la deuda se amortice exactamente en el último año del PPA mediante la función Goal Seek de Excel, manteniendo el DSCR objetivo constante. Por debajo de este precio, el flujo de caja resulta insuficiente para cubrir el servicio de la deuda durante el PPA, por lo que los prestamistas no estarían interesados en financiar un proyecto del que no van a recuperar su inversión.

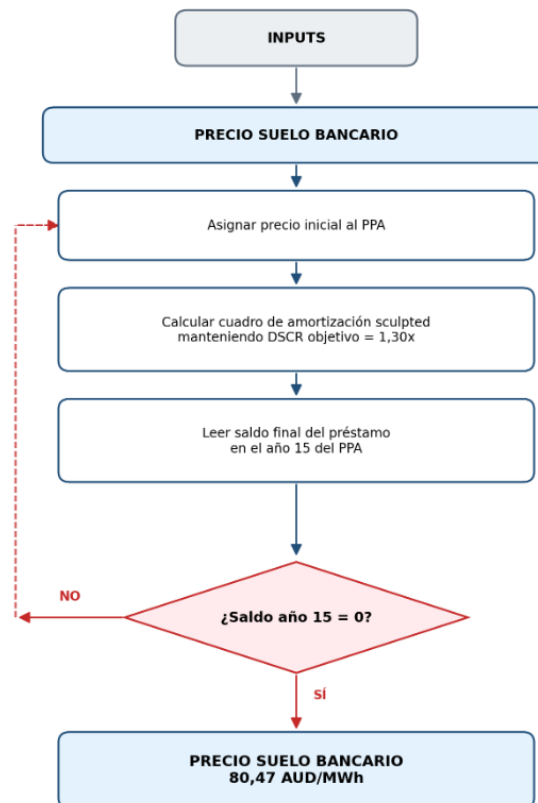


Figura 26: Cálculo iterativo del precio suelo bancario. Fuente: elaboración propia.

El precio fijo es el que realmente se usa como posible precio acordado en el PPA, y se ha estimado equilibrando el beneficio del cliente y el del promotor. En proyectos

fotovoltaicos en mercados liberalizados se calcula el ahorro total que genera el PPA frente al precio spot proyectado y se reparte simétricamente. Sin embargo, se debe tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es decir, al posponerse el beneficio de la empresa una serie de años en el tiempo durante los cuales el OPEX y el coste de los intereses aumenta ligeramente, se debe devaluar el valor de los beneficios proporcionalmente a estas pérdidas, ajustando con la tasa de inflación esperada del periodo de 2,5%. La formulación matemática es la siguiente:

$$P' \cdot \Sigma \left(\frac{Q_t}{(1 + r_c)^t} \right) = \Sigma \left(P_{spot,t} \cdot \frac{Q_t}{(1 + r_c)^t} \right)$$

Donde:

- P' = precio fijo del PPA [AUD/MWh]
- Q_t = producción neta del proyecto en el año t [MWh]
- $P_{spot,t}$ = precio spot proyectado del nodo Queensland 1 en el año t [AUD/MWh]
- r_c = tasa de descuento del cliente (Stanwell Corporation) [%]
- t = año del periodo contractual (1 a 15, cubriendo 2026-2040)

La tasa de descuento del cliente se estima como el rendimiento del bono soberano australiano a 10 años $r_c = 4,37\%$, debido la alta calificación crediticia de Stanwell y la mitigación del riesgo por parte del CESCE.

El modelo calcula esta igualdad aplicando goal seek sobre un precio aleatorio preestablecido del PPA, que se itera hasta que la diferencia entre ambos sumatorios se anula.

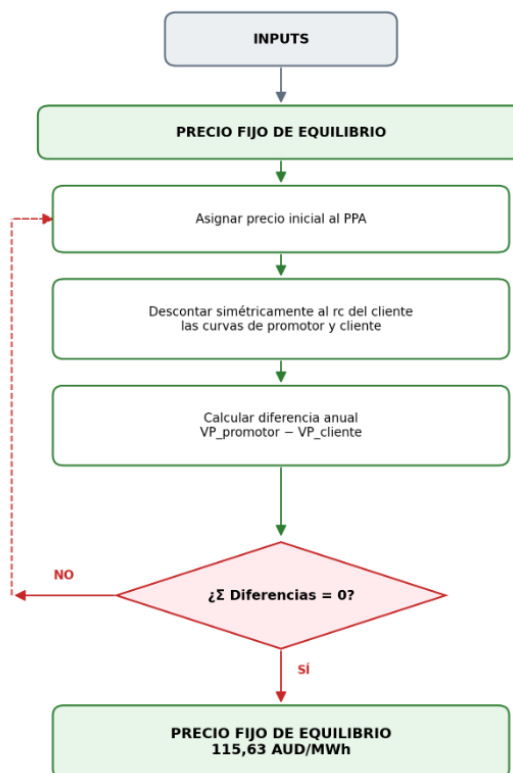


Figura 27: Calculo iterativo del precio fijo de equilibrio. Fuente: elaboración propia.

Se utiliza el TWA del precio spot en lugar del precio de captura debido a el perfil del off-taker. Como Stanwell Corporation es una suministradora eléctrica estatal con cartera de clientes finales mixta (residencial, comercial e industrial), su suministro debe distribuirse a lo largo de las 24h del día, por lo que su exposición al precio spot se corresponde mas con el TWA que con el precio de captura solar, que es mas utilizado para clientes con consumo solar coincidente. De esta forma, el PPA traslada el riesgo de canibalización del promotor al comprador, a cambio de un precio fijo que se sitúa entre ambos. El promotor renuncia la posible subida del precio spot a cambio de inmunidad frente a la bajada debido a la canibalización, y el comprador asume el riesgo del precio de captura a cambio de un coste fijo predecible durante 15 años.

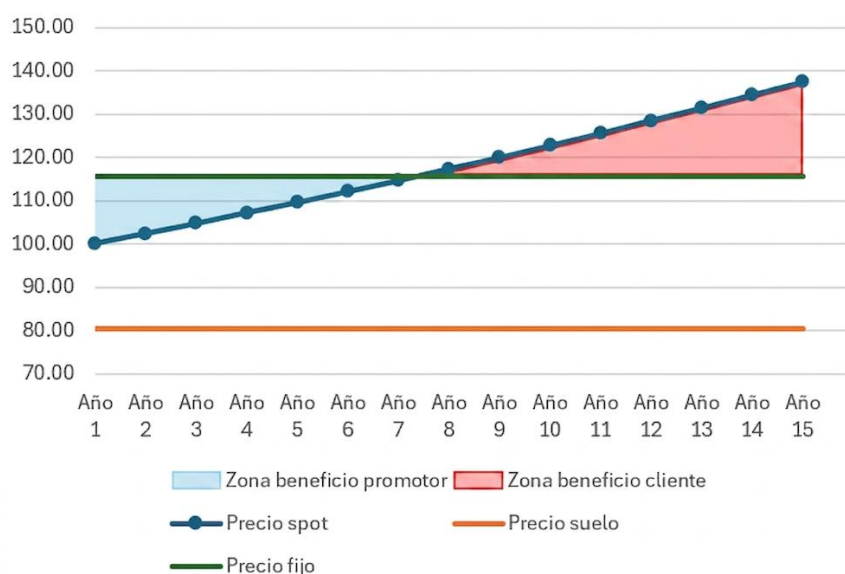


Figura 28: Visualización del equilibrio del PPA durante el periodo contractual 2026-2040. El cruce de ambas curvas en torno al año 7 (2032) divide el horizonte del PPA en dos regímenes simétricos en valor presente, materializando el reparto del excedente. Fuente: elaboración propia a partir del modelo financiero del proyecto y de la senda spot proyectada según [AEMO24b].

c. Modelo para el calculo de viabilidad

Para analizar la rentabilidad del proyecto Aldoga Solar Farm se ha utilizado un modelo hecho en Excel (Anexo VIII). Este modelo utiliza una serie de inputs proyectados a diferentes tasas durante la vida útil estimada de la planta para obtener unos outputs que se observan como identificadores de la viabilidad.

Técnicos	CAPEX	OPEX	Estructura capital	Coste de equity (CAPM)	Coste de deuda	Mercado y PPA
Potencia instalada	CAPEX caso base	O&M Solar	Deuda senior	Tasa libre de riesgo (R_f)	BBSW 5 años	Precio fijo PPA
Irradiación solar anual	CAPEX adicional BESS	O&M BESS	Equity sponsor	Beta unlevered (β_u)	Spread crediticio BBB	Precio suelo bancario
Producción anual bruta	CAPEX caso con BESS	Costes de terreno	Total financiación	Beta levered (β_L)	Coste deuda pre-tax (K_d)	TWA spot 2026-2040
Performance Ratio	Depreciación lineal	Gastos de propiedad	Peso deuda (D/V)	Prima de riesgo (ERP)	Tipo impositivo (t)	Duración PPA
Disponibilidad		Gastos administrativos	Peso equity (E/V)	Prima riesgo país (CRP)	K_d post-tax	Tasa descuento cliente (r_c)
Producción anual neta		Cargos de red	Tenor deuda	Coste del equity (K_e)		CAGR spot QLD1
Degradación año 1		Total OPEX base	DSCR objetivo			
Degradación años 2-30		Indexación OPEX	WACC			

Tabla 9: Inputs del modelo según su categoría. Fuente: elaboración propia.

En primer lugar, la producción anual neta se proyecta usando la degradación de la planta, que por simplicidad se asume que es solo la de los módulos fotovoltaicos, es decir, de 1% en el primer año de operación y 0,4% a partir de entonces. El precio es el escenario fijo del PPA entre 2026 y 2040, mientras que a partir de 2040 comienza el periodo merchant donde Aldoga vuelve a vender su energía a precio TWA spot. La multiplicación de estos dos valores otorga los ingresos de la planta.

A esto se le restan los OPEX, que es la suma de cada uno de los gastos de mantenimiento y operación recurrentes y aumentados por la tasa de inflación anual, llegando así al EBITDA. Al restar la depreciación anual, que es el CAPEX dividido entre los años de vida útil según el método lineal, se obtiene el EBIT. Posteriormente se restan los intereses, que provienen del cuadro de amortización, resultando en los beneficios antes de impuestos. Tras restar la tasa impositiva corporativa australiana del 30%, se llega al beneficio neto. Con todo esto, se aplica la formula del Free Cash Flow to Firm del proyecto, donde $\Delta Capex$ y ΔWC son ambos nulos ya que después del año 0 se asume que no hay mas inversiones de capital ni cambios en el capital de trabajo.

$$FCFF = EBIT \cdot (1 - t) + Depreciación - \Delta Capex - \Delta WC$$

A partir del modelo de deuda se conoce la amortización del capital, la cual sumada a los intereses da el total anual de servicio de la deuda. Con esto, se obtiene el Free Cash Flow to Equity, que es el remanente que se puede otorgar con dividendos a los shareholders. Al igual que antes, $\Delta Capex$ y ΔWC son ambos nulos y no hay nueva deuda emitida.

$$FCFE = Beneficio Neto + Depreciación - Amortización del principal - \Delta Capex - \Delta WC + Nueva deuda emitida$$

ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En este trabajo se desea llegar a obtener una conclusión sobre la rentabilidad de Aldoga Solar Farm, lo que se deduce de las métricas financieras claves. Para que el proyecto sea rentable, se deben cumplir las siguientes condiciones:

$$LCOE < \text{Precio electricidad}$$

$$WACC < TIR$$

$$VAN > 0$$

a. Resolución del caso base

A partir de los modelos vistos con anterioridad, se obtienen una serie de outputs en forma de métricas financieras típicas y sirven como referencia para el análisis comparativo de el caso base con el posterior caso con integración de BESS y los análisis de sensibilidades.

Métricas de rentabilidad		
VAN proyecto	553,96	M AUD
TIR proyecto	11,9%	
VAN Equity	235,07	M AUD
TIR Equity	16,4%	
LCOE	65.15	AUD/MWh

Tabla 10: Métricas de rentabilidad del caso base. Fuente: elaboración propia.

De la tabla 10 se extrae que la TIR del proyecto es de 11,9%, por lo que cumple con creces la condición de superioridad al WACC, de 5,64%. Esto quiere decir que el proyecto esta generando valor económico por encima de el coste de su financiación. La TIR del equity refuerza esta conclusión ya que su valor de 16,4% esta muy por encima del 9,747% del coste del capital propio, y además se sitúa en el rango de los retornos esperados por inversores de utility-scale en mercados desarrollados (10-18%) [BNEF25].

El LCOE de 65,15 AUD/MWh sitúa a Aldoga dentro del benchmark para utility-scale en Australia, un rango de 60-75 AUD/MWh [BNEF25] y además cumple la condición de rentabilidad al ser inferior al precio de la electricidad tanto del PPA (115 AUD/MWh) como del mercado TWA spot (117,93 AUD/MWh). El margen de 50,48 AUD/MWh sobre el LCOE durante el periodo PPA representa el valor económico añadido por cada MWh vendido.

El VAN del proyecto es de 553,96 M AUD, por lo que es positivo, indicando que el proyecto recupera la inversión inicial, supera la rentabilidad mínima exigida y además genera un beneficio extra.

La aplicación del método de deuda esculpida sobre el préstamo de 453 M AUD genera dos calendarios de amortización distintos en función del precio del PPA. La comparación entre ambos permite cuantificar el margen sobre el mínimo bancable.

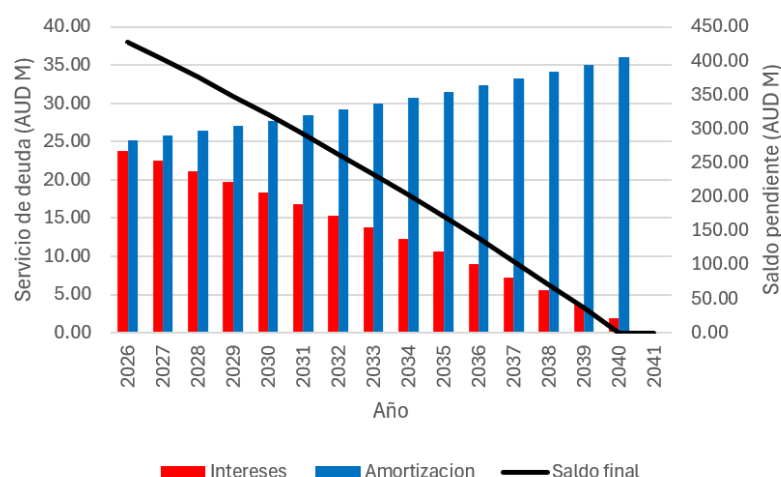


Figura 29: Calendario de repago del préstamo sindicado con precio suelo. Fuente: elaboración propia.

Bajo el precio suelo bancario, el flujo de caja es suficiente exactamente para repagar la deuda durante la duración del PPA, cumpliendo la condición de DSCR objetivo constante en todos los años. Esto demuestra el escenario mínimo de bancabilidad para que los prestamistas acepten la operación.

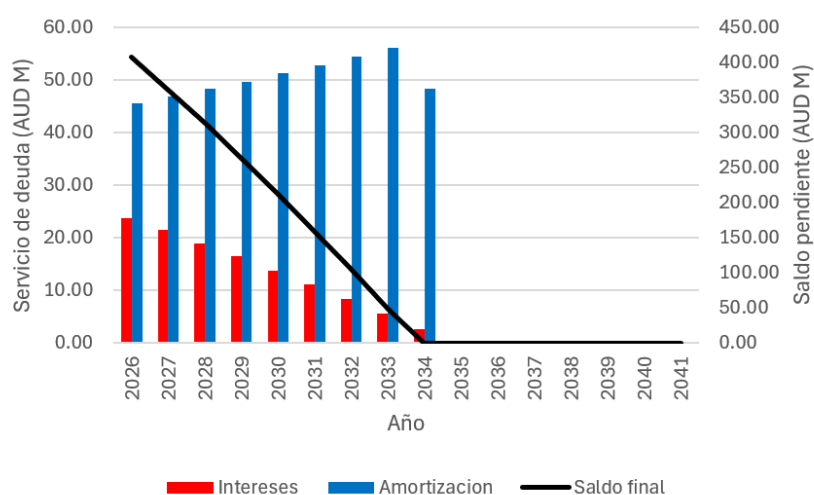


Figura 30: Calendario de repago del préstamo sindicado con precio fijo. Fuente: elaboración propia.

Como el precio fijo es superior al precio suelo bancario, el proyecto genera mas flujos de caja de los necesarios para amortizar la deuda en el plazo del PPA, por lo que se amortiza mas rápidamente. Los intereses caen año tras año al reducir el saldo final (de 23,78 M AUD en 2026 a 2,53 M AUD en 2034), mientras que la amortización del principal crece anualmente (de 45,44 M AUD en 2026 hasta 56,13 M AUD en 2033). En 2034 la amortización es menor que en los demás ya que queda menos saldo pendiente, lo que provoca un DSCR superior al objetivo (1,55x).

La rentabilidad del capital es asimétrica a lo largo del tiempo, siendo baja al principio y acumulándose al final.

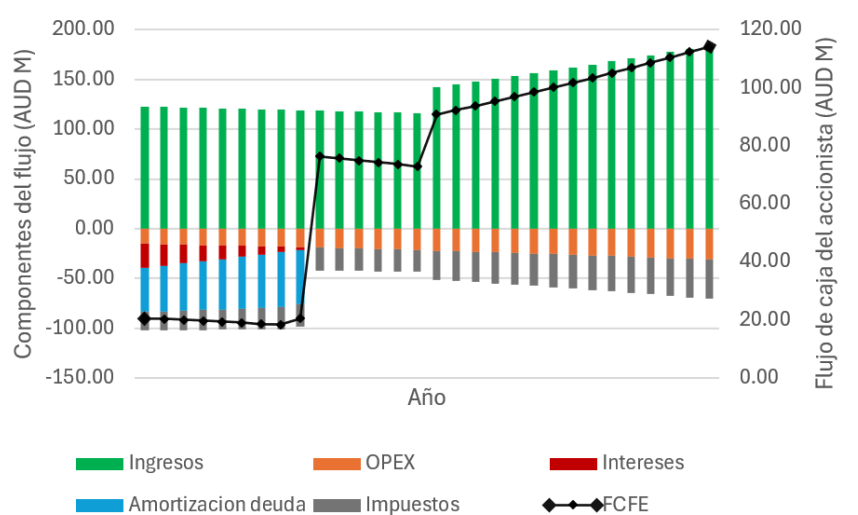


Figura 31: Composición anual de los flujos del proyecto y evolución del FCFE durante 2026-2055. Fuente: elaboración propia.

La figura 31 permite identificar tres periodos claramente. El primer periodo es de FCFE bajo y se ve entre 2026 y 2034, provocado por el flujo de caja siendo destinado al pago de intereses y de la amortización del principal del préstamo. El accionista recibe rendimientos modestos a cambio de reducir la deuda con rapidez y así reducir el riesgo del proyecto. El segundo periodo se produce entre el 2035 y el 2040 y coinciden los últimos años del PPA con la deuda ya cancelada, provocando elevados retornos al accionista. El ultimo régimen se ve entre los años 2041 y 2055 y corresponde al periodo merchant donde se comercia a precio spot. En este periodo se concentra la mayoría del VAN del equity ya que son 15 años de flujos de caja descontados donde el accionista ya ha recuperado su inversión íntegramente.

b. Caso con integración de BESS

Australia es actualmente el tercer país en integración de sistemas de baterías utility-scale del mundo, sumando una inversión total de 31.4 mil millones de AUD, del cual Queensland supone un 22,6%. ACCIONA Energía tiene planificada la incorporación de BESS en Aldoga Solar Farm para 2026 mediante baterías de 400 MW / 800 MW de 2h. Esto añade una fuente de ingresos adicional pero también modifica la estructura de costes y de capital, influyendo finalmente sobre los flujos de caja del proyecto.

Respecto al caso base, el CAPEX total aumenta de 670 a 940 M AUD, lo que provoca que la estructura de financiación se eleve a 635 M UAD de equity y 305 M AUD de deuda. El OPEX total aumenta en 6,75 M AUD al año. La depreciación anual también se ve afectada ya que los BESS tienen una vida útil estimada de 15 años [NREL24a], con lo que los primeros 15 años del proyecto se suma la depreciación a 30 años de la planta mas la depreciación a 15 años del BESS, pero a partir de 2041 se asume que el BESS deja de operar y ACCIONA no lo renueva por lo que la depreciación vuelve a ser solo la de la planta.

El BESS se modela como un activo independiente del PPA aunque coincidan en el espacio temporal. Por ese motivo, el precio fijo del PPA no cambia. El aumento de ingresos del proyecto se ha estimado en 47,19 M AUD al año producidos únicamente por el arbitraje

energético. Esta cifra resulta de multiplicar la energía anual despachada por el spread, que es la diferencia entre el mínimo y el máximo precio spot observado cada día. Sin embargo, es una cifra conservadora ya que se ignora la sinergia de cargar la batería con la energía excedente propia.

- Energía despachada: 248.200 MWh resulta de multiplicar la capacidad nominal (800 MWh) con la eficiencia del 85% observada en un sistema de 365 ciclos completos anuales [NREL24a].
- Spread efectivo: Se escoge la media de las medianas de las diferencias observadas en los precios spot en QLD1 entre 2022 y 2025, calculada en 237,67 AUD/MWh. El factor de captura se estima en 80% como el valor mas conservador del benchmark [KRIS21] y se aplica al spread teórico para reflejar la imposibilidad de aprovecharlo perfectamente, otorgando un spread efectivo de 190,14 AUD/MWh.

La comparación de ambos casos arroja los resultados recogidos en la tabla 11.

Métrica	Caso Base	Caso BESS	Variación
CAPEX total (M AUD)	670	940	+40,3%
Estructura deuda/equity	453 / 217	635 / 305	67,6% / 32,4% (cte)
VAN proyecto (M AUD)	553,86	630,86	+13,9%
TIR proyecto	11,9%	11,6%	-0,3 pp
VAN equity (M AUD)	235,07	280,64	+19,4%
TIR equity	16,4%	16,3%	Sin cambio
Precio suelo (AUD/MWh)	80,47	56,87	-29,4%
LCOE solar (AUD/MWh)	65,15	65,15	Sin cambio
LCOS BESS (AUD/MWh)	—	157,87	—

Tabla 11: Comparativa de métricas de rentabilidad entre el caso base y el caso con integración de BESS. Fuente: elaboración propia.

Para el proyecto en su conjunto, la integración de BESS genera valor económico adicional, ya que el VAN general aumenta en 76,9 M AUD. La TIR del proyecto se reduce ligeramente ya que contiene los rendimientos de ambos subproyectos, y el BESS se sitúa por debajo de la TIR del activo solar con lo que baja la media a pesar de seguir creando valor. La reducción del precio suelo refuerza la conclusión, ya que indica que los flujos de caja cubren el mayor servicio de la deuda de sobra y mantienen el DSCR objetivo constante.

Desde la perspectiva del accionista ocurre lo mismo ya que el VAN del equity aumenta por 45,6 M AUD y la TIR del equity se mantiene casi igual ya que se financia el BESS en la misma proporción deuda/equity. Sin embargo, cabe destacar que el valor generado por unidad de capital aportado desciende ligeramente, lo que quiere decir que no es que el capital este rindiendo mejor, sino que simplemente se esta inyectando mas capital.

Para este caso no se puede usar el LCOE sino que es mas apropiado el LCOS, una métrica que informa sobre el coste total por unidad de energía descargada a lo largo de la vida del activo.

$$LCOS = \frac{C_{inv} + \sum_{t=1}^n \frac{C_{O\&M,t} + P_{carga,t} \cdot E_{carga,t}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_{desc,t}}{(1+r)^t}}$$

Para el BESS de Aldoga se ha obtenido un LCOS de 157,87 AUD/MWh. La condición de rendimiento del LCOS es similar a la del LCOE, de forma que debe quedar por debajo del precio medio al que el sistema descarga la energía en el mercado. Este precio se obtiene a través de las medianas del precio spot de QLD1 entre 2022 y 2025 y aplicando de nuevo el factor de captura de 80%, lo que produce un precio de descarga efectivo de 209,71 AUD/MWh. En conclusión, se cumple la condición con un margen del 33%.

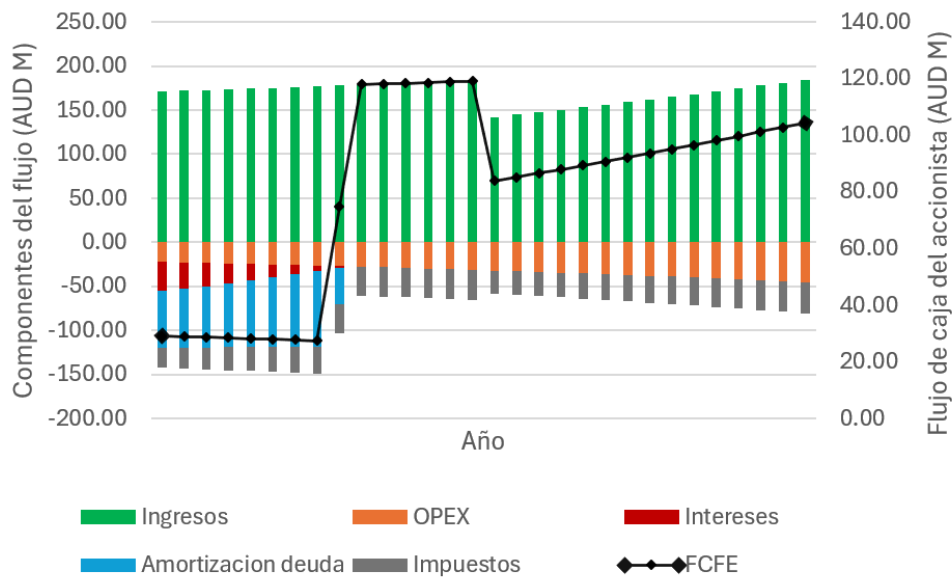


Figura 32: Composición anual de los flujos del proyecto y evolución del FCFE durante 2026-2055 al añadir BESS.
Fuente: elaboración propia.

La figura 32 sigue mostrando los tres regímenes diferenciados, y además demuestra que el FCFE es prácticamente igual al caso base entre 2026-2034, debido a los ingresos adicionales siendo consumidos por el servicio de la deuda.

c. Análisis de sensibilidad

Los siguientes análisis de sensibilidad se han aplicado sobre el caso BESS, con el motivo de replicar la realidad en la mayor medida ya que en la realidad, Aldoga ya ha implementado el BESS y le interesaría saber como de viable va a ser el proyecto en general ante diversas fuerzas de mercado.

i. Sensibilidad a la senda de precios spot del NEM

Con este análisis de sensibilidad se trata de evaluar la viabilidad del proyecto ante la incertidumbre del mercado spot durante el periodo merchant, ya que se asume que el precio fijo del PPA esta pre-acordado y no cambia. El ingreso del BESS por arbitraje también se mantendría en 47,19 M AUD anuales ante todos los escenarios ya que el diferencial valle-pico es independiente del nivel absoluto del precio spot.

Escenario	Senda spot	VAN proyecto	TIR proyecto	VAN equity	TIR equity	Precio suelo
Optimista	Progressive Change	703,90	11,9%	312,24	16,6%	56,87
Base	Step Change	630,86	11,6%	280,64	16,3%	56,87
Pesimista	Green Energy Export	533,39	11,1%	238,48	15,8%	56,87
Rango	—	170,51	0,8 pp	73,76	0,8 pp	—

Tabla 12: Comparativa distintos escenarios de sendas de precios spot sobre las métricas financieras. Fuente: elaboración propia.

Los resultados muestran que el proyecto mantiene su viabilidad ante todos los escenarios posibles, con la TIR del equity superando el coste del capital propio incluso en el caso mas pesimista. El precio suelo bancario también se mantiene constante en 56,87 AUD/MWh en los tres escenarios, debido a que la deuda se repaga en su totalidad durante el periodo del PPA, de manera que no depende de los flujos durante el periodo merchant. Esto significa que el proyecto transfiere el riesgo de mercado a largo plazo al accionista, mientras que el banco queda cubierto por los flujos del periodo PPA.

ii. Sensibilidad al DSCR objetivo

La sensibilidad al DSCR objetivo impuesto por el banco trata de predecir como las exigencias del syndicado bancario condicionan la viabilidad financiera del proyecto. Esto se ha hecho manteniendo el CAPEX y la estructura financiera del caso BESS, modificando únicamente el valor de DSCR, por lo que no cambiará ni la magnitud total ni el plazo de pago de la deuda ante ningún escenario.

Escenario	DSCR	Precio suelo	VAN proyecto	TIR proyecto	VAN equity	TIR equity
Agresivo	1,25	52,63	630,82	11,6%	275,63	16,0%
Base	1,30	56,87	630,86	11,6%	280,64	16,3%
Conservador	1,35	61,11	630,82	11,6%	285,27	16,6%
Rango	—	8,48	0,04	0	9,64	0,6 pp

Tabla 13: Comparativa distintos escenarios de DSCR objetivo impuesta por el banco sobre las métricas financieras. Fuente: elaboración propia.

La métrica de mayor interés en este análisis es el precio suelo, ya que muestra como de confiado esta el banco en recuperar su inversión. En todos los casos el proyecto tiene un

margen considerable frente al precio fijo, con lo que el repago de la deuda es factible siempre. Las métricas de rentabilidad del proyecto son insensibles al DSCR objetivo dado que el flujo de caja es independiente de la financiación, mientras que las métricas de equity concentran todo el efecto. Esto es porque un DSCR objetivo mas bajo permite al banco capturar un servicio anual mayor durante los primeros años del proyecto en los que el FCFE se descuenta a mayores tasas, cuando con un DSCR mas elevado deja un mayor FCFE libre para el accionista en esos años, pero el banco necesitaría asegurarse de que el CFADS es lo suficientemente alto por lo que exige un mayor precio suelo. Como la deuda inicial es la misma y se amortiza en el mismo plazo en todos los casos, lo único que cambia es la distribución de los pagos, es decir, con DSCR objetivo mas alto se amortiza mas lentamente y por tanto queda mas deuda viva al final, mientras que con un DSCR mas bajo, se amortiza mas rápido y al final queda mucho menos.

iii. Sensibilidad al WACC

En este análisis se trata de analizar la sensibilidad pura al descuento, modificando el WACC como tal sin diseccionar el efecto sobre sus componentes individuales. Tan solo captura el efecto del coste de capital sobre la viabilidad del proyecto pero no los efectos sobre la rentabilidad del equity ni sobre el precio suelo bancario.

Escenario	WACC	VAN proyecto	TIR proyecto
Bajo (-100 pb)	4,642%	807,97	11,6%
Base	5,642%	630,86	11,6%
Alto (+100 pb)	6,642%	481,06	11,6%
Rango	—	326,91	0

Tabla 14: Comparativa distintos escenarios de WACC sobre las métricas financieras. Fuente: elaboración propia.

Los resultados muestran que el VAN del proyecto es altamente sensible al WACC, con un rango de 326,91 MAUD entre los dos escenarios extremos propuestos. Cabe destacar que el escenario bajo produce un aumento en el VAN superior al descenso que provoca el escenario alto, con lo que el efecto es asimétrico. Esto es provocado por que los flujos descontados a tasas mas bajas pesan mas que los descontados a tasas altas. La TIR no varía, como es de esperar ya que ésta depende de los flujos de caja, los cuales no son alterados.

CONCLUSIONES

a. Limitaciones del modelo

1. El modelo financiero utilizado aquí se basa en parámetros derivados de datos históricos y benchmarks, asumiendo que la estabilidad geopolítica y económica seguirá igual durante los 30 años de operación del proyecto, cuando en realidad las energías renovables son uno de los sectores mas expuestos a las tensiones geopolíticas globales, que impactan tanto los ingresos como los costes en maneras que ningún modelo puede anticipar. Como se ha visto en los últimos años, las predicciones no tienen ninguna utilidad ante estos sucesos inesperados como la crisis energética de 2022, que disparó el spread mediano a 281,6 AUD/MWh, casi el doble que el promedio de los años anteriores.
2. Algunas partes del CAPEX total se han construido a partir de benchmarks norteamericanos ajustados al tipo de cambio, lo que asume que los mercados son iguales cuando en realidad tienen costes diferentes afectados por toda clase de factores, desde transporte, mano de obra o normativas hasta costes ambientales y negociaciones con comunidades aborígenes.
3. Beta unlevered también se ha cogido de una muestra de empresas americanas sin ajustar para el sector australiano ya que no había suficientes empresas dedicadas únicamente a las energías renovables en la bolsa australiana. Es decir, se ha asumido que el riesgo operativo del sector utility-scale australiano es comparable al americano, cuando éste es mas maduro.
4. La falta de información publica acerca del diseño detallado del emplazamiento ha hecho imposible el calculo del Ground Coverage Ratio (CGR), de la separación entre filas y de la orientación exacta de los seguidores. Por tanto, la perdida por self-shading y near shading no se pueden conocer con exactitud, lo que ha provocado recurrir al extremo inferior de un benchmark. Mas aun, imposibilitaba el calculo del factor de capacidad exacto, con lo que no se podía comprobar si el rendimiento real de Aldoga coincide con el estimado a partir de benchmarks.
5. Al no haber información pública acerca de las características del PPA, el precio fijo del PPA se ha modelado siguiendo una simplificación. En ella, se supone simetría de información y de poder negociador entre promotor y comprador, cuando en realidad el off-taker tendría mayor capacidad negociadora y mas acceso a información al ser una empresa publica respaldada por el gobierno. El precio realmente firmado podría ser menor, lo que reduciría tanto el VAN del proyecto como el del equity.
6. La ausencia de datos de proyecciones públicos de precios spot del NEM para los próximos 30 años por escenario de penetración renovable ha provocado que se tenga que modelar esta proyección según tasas de crecimiento constantes. En este caso, se ha usado el CAGR derivada del precio histórico entre el 2000 y el 2025, la cual no captura la volatilidad interanual, ni los sucesos locales externos como cierre de plantas de carbón. Mas aun, es inconsistente con la tasa escogida para el OPEX, el CPI, con lo que se pierde una parte de los beneficios progresivamente que no captura el modelo.
7. La estimación de ingresos del BESS es bastante conservadora ya que se ha simplificado a únicamente el arbitraje energético debido a la complejidad de tener en cuenta las demás fuentes de ingresos. Sin embargo, cabe mencionarlas ya que en la realidad, aumentan la viabilidad del proyecto. Las principales son:

- a. Servicios de control de frecuencia (FCAS): Remuneran a el promotor BESS por instalar un sistema que ayuda a sostener la frecuencia de la red.
 - b. Remuneración durante periodos spot negativos: Los sistemas BESS se alimentan con energía de la red, por lo que durante periodos de precios negativos pueden ser una fuerza alcista. Debido a eso, pueden recibir una remuneración por parte de agentes interesados en que no haya precios negativos.
 - c. Subsidios gubernamentales: Los proyectos de esta índole suelen recibir subsidios gubernamentales por parte del Capacity Investment Scheme (CIS) pero Aldoga no ha comunicado solicitud ni adjudicación a la fecha del cierre de este trabajo.
8. El modelo asume un spread intradiario constante durante toda la vida útil del BESS, cuando en realidad los datos de AEMO muestran que la canibalización solar provoca una caída de los spreads, lo que reduciría los ingresos estimados.
 9. Para modelar la incorporación del BESS se ha considerado arbitraje puro, cuando en realidad una de las funciones principales de los sistemas BESS es cargarse con el excedente solar propio durante las horas de mayor generación y venderla durante las horas de menor generación. La diferencia es que de ser así, el coste sería casi nulo y por tanto el spread efectivo sería mayor y consigo los ingresos también. Por tanto, se ha hecho una estimación conservadora al asumir que el PPA no se ha renegociado en la vida real tras la incorporación de BESS por parte de ACCIONA.

b. Evaluación de los resultados

La *Raison d'être* de este proyecto es la verificación de viabilidad de Aldoga Solar Farm bajo condiciones reales de mercado. Esto comienza por un diseño técnico de la planta y un entendimiento de la ingeniería detrás de las tecnologías que componen una planta solar moderna, y luego se transporta a las hojas de calculo para extraer las métricas financieras mayormente utilizadas para el análisis de inversión. Esto ha dependido de una combinación de factores que hacen a Aldoga un proyecto único, como el recurso solar excepcional del que dispone, el off-taker soberano del PPA que firma, un marco regulatorio moderno y estable y una garantía domestica a sus prestamistas. Gracias a todo ello, Aldoga es plenamente viable, superando todas las condiciones financieras e incluso superando escenarios de sensibilidad pesimistas.

La integración de BESS enriquece el proyecto en gran medida, ya que no solo aporta una fuente de ingresos adicional al promotor, sino que modifica el perfil de riesgo del proyecto entero. El hecho de que se ponga en operación el BESS a la vez que inicia el PPA no es casualidad, es una estrategia medida por parte de ACCIONA para reducir el riesgo durante la duración del PPA, en la cual sus flujos de caja están mas expuestos al servicio de la deuda. Mas aun, en el proyecto se ha visto como las métricas tradicionales se quedan cortas para evaluar plantas modernas donde se integren diferentes tipos de tecnologías. En este caso, al incorporar BESS, el activo deja de ser puramente generador por lo que no se pueden integrar sus costes dentro de LCOE. Por eso, la industria ha de utilizar nuevas métricas como LCOS para adaptarse a la nueva normalidad hibrida del sector.

El calendario de repago de la deuda revela que el riesgo económico del proyecto se concentra en el accionista, no en el banco. Aunque esto parezca una obviedad, tiene mayor profundidad. La deuda se amortiza íntegramente durante el periodo PPA, exactamente en 2034, poniendo fin a un periodo donde se aplicaba el principio de cascada y los accionistas recibían retornos marginales al priorizar el servicio de la deuda. A partir de

este momento, se sigue teniendo contrato hasta 2040 pero ya no hay servicio de deuda así que los accionistas reciben mayores flujos, lo que continúa durante el periodo merchant. Esto provoca que el precio suelo permanezca constante en los tres escenarios de precios spot analizados, ya que no está expuesto a ellos. De esta forma, es como si el banco le estuviese prestando directamente a Stanwell durante 9 años, una empresa soberana con lo que eso conlleva. Mientras tanto, el accionista recibe toda la volatilidad del mercado. Esto significa que bajo este modelo, el banco está cobrando una prima por riesgo que en realidad no asume, con lo que ACCIONA podría renegociar el coste de deuda a la baja y así aumentar más el VAN del equity.

Por otro lado, el análisis de sensibilidad muestra que el factor que afecta más a la rentabilidad del proyecto no es el comportamiento del mercado ni la postura del banco, sino el coste del capital. A pesar de que la intuición apunte a la volatilidad del precio spot o las políticas de descarbonización, es la macroeconomía global la que realmente supone un riesgo para los promotores de renovables, y se materializa a través de la curva de tipos de interés, la prima de riesgo de mercado y las condiciones de los mercados financieros, los cuales dan forma al WACC. Esto tiene sentido ya que el WACC actúa sobre toda la vida del activo mientras que las otras dos variables solo impactan un subconjunto de flujos.

Sensibilidad	Rango VAN proyecto	% sobre VAN base
Senda spot	170,51	27%
DSCR objetivo	0,04	0%
WACC	326,91	52%

Tabla 15: Comparativa efecto de diferentes sensibilidades sobre el VAN del proyecto. Fuente: elaboración propia.

c. Recomendaciones para futuros estudios

Basándose en las limitaciones observadas, se proponen las siguientes soluciones para que futuros estudios de viabilidad de plantas fotovoltaicas utility-scale puedan asemejarse más a la realidad con el objetivo de predecir de mayor forma el éxito del proyecto.

1. Como se ha mencionado, los bancos suelen pedir un modelo pesimista basado en los percentiles P75 y P90, pero este modelo solo ha aportado el percentil P50 al ser el único que estaba disponible en PVGIS. Por tanto, se sugiere realizar un modelo bajo estos escenarios, calculando el DSCR mínimo bajo cada uno y determinando si la deuda se puede cumplir con todas las condiciones que impone el sindicato bancario.
2. Sería de gran interés implementar un modelo de BESS de dos inversores, de tal forma que pueda tomar energía de la red y de los paneles solares a la vez. Esto permite a la batería cargarse en un momento de alta radiación y menor demanda con la energía producida por la planta, y si no se llena al 100% puede usar ese excedente para arbitrar con energía del mercado. De esta forma se extrae todo el potencial de los sistemas BESS, ya que se pueden recargar las baterías a precio de coste con los paneles, y si el precio de mercado es inferior en algún punto se puede cargar energía de la red y venderla en el pico de demanda cuando el precio es más alto.

3. Se propone también añadir diferentes tipos de análisis de sensibilidad como al performance ratio, a la tasa de inflación o al CAPEX. Mas aun, se recomienda una sensibilidad cruzada para poder ver las correlaciones entre las variables, lo cual se puede hacer de manera sencilla modificando todas las variables a la vez, o de manera mas elaborada realizando algún tipo de análisis computacional como una simulación Monte Carlo.

Otros estudios adicionales que, aunque sean de complejidad elevada, podrían ser de interés para los estudiantes con interés en las finanzas:

1. Ver el efecto de una securitización del PPA mediante un bono verde estructurado sobre los ingresos del proyecto. Los flujos garantizados mediante el PPA son ideales para empaquetar como un bono en el mercado secundario, y le daría la ventaja a ACCIONA de liberar capital retenido para poder financiar nuevos proyectos pero sin perder la posesión de Aldoga.
2. Efecto de trading con certificados regulados como los Large-Scale Generation Certificate (LGC) que puede obtener un proyecto como Aldoga por cada MWh renovable que genera sobre los ingresos del proyecto.
3. Aplicación de la tokenizacion al capital del proyecto sobre la capacidad de atraer inversión. En el Project finance se limita el acceso al capital a un grupo cerrado de instituciones o bancos, pero la emergencia de activos digitales puede permitir dividir el equity del SPV en tokens, lo que atraería participación comercial y tendría un efecto directo sobre el coste del capital.

BIBLIOGRAFIA

- [ACCI25] Acciona Energía, "ACCIONA Energía Secures Financing for Aldoga Solar Plant, Backed by CESCE's Green Investment Policy", nota de prensa, marzo 2025. Disponible en: <https://www.acciona.com/updates/news/acciona-energia-secures-financing-aldoga-solar-plant-backed-cesce-green-investment-policy>
- [ACCI__] ACCIONA Energía, "Aldoga Solar Farm", sin fecha. Disponible en: <https://www.acciona.com.au/projects/aldoga-solar-farm>
- [AEC_25] All Energy Contracting, "Aldoga Solar Farm Project Profile — Civil Works, Mechanical Installations and Electrical Reticulation", 2025. Disponible en: <https://allenergyco.com.au/aldoga-solar-farm/>
- [AEMO21] Australian Energy Market Operator (AEMO), "Application of Advanced Grid-scale Inverters in the National Electricity Market", White Paper, AEMO, Melbourne, 2021. Disponible en: <https://aemo.com.au/en/initiatives/primary-frequency-response/advanced-inverter-white-paper>
- [AEMO24a] Australian Energy Market Operator, "Budget and Fees FY26 — Final Determination", AEMO, Melbourne, junio 2025. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/about/corporate-governance/energy-market-fees-and-charges>
- [AEMO24b] Australian Energy Market Operator, "2024 Integrated System Plan (ISP) — A Roadmap for the Energy Transition of the National Electricity Market", AEMO, Melbourne, junio 2024. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2024/2024-integrated-system-plan-isp.pdf>
- [AEMO25a] Australian Energy Market Operator (AEMO), "National Electricity Market (NEM) — Fact Sheet and Data Dashboard", AEMO, Melbourne, 2025. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem>
- [AEMO25b] Australian Energy Market Operator, "Aggregated Price and Demand Data — National Electricity Market", base de datos histórica de precios spot y demanda agregada por región del NEM, actualización continua, 2025. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/data-nem/aggregated-data>
- [AEMO25c] Australian Energy Market Operator, "Quarterly Energy Dynamics Q3 2025", AEMO, Melbourne, octubre 2025. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/major-publications/qed/2025/qed-q3-2025.pdf>
- [AEMO25d] Australian Energy Market Operator (AEMO), "Legislation and Regulation", AEMO, Sydney, 2025. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/learn/legislation-and-regulation>
- [AEMO25e] Australian Energy Market Operator, "2025 Enhanced Locational Information (ELI) Report", AEMO, Melbourne, julio 2025. Disponible en:

https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/planning_and_forecasting/enhanced-locational-information/2025/2025-enhanced-locational-information-report.pdf

- [AEMO26] Australian Energy Market Operator, "Draft 2026 Integrated System Plan", AEMO, Melbourne, octubre 2025. Disponible en: <https://www.aemo.com.au/energy-systems/major-publications/integrated-system-plan-isp>
- [AER_18] Australian Energy Regulator. "Rate of Return Instrument — Staff Study on Asset Beta Estimation". Commonwealth of Australia, Melbourne, diciembre 2018. <https://www.aer.gov.au>
- [AER_24] Australian Energy Regulator, "State of the Energy Market 2024 — Chapter 2: National Electricity Market", julio 2024. Disponible en: <https://www.aer.gov.au/system/files/2025-07/State%20of%20the%20energy%20market%202024%20-%20Chapter%202.pdf>
- [AESC25] Australian Energy Market Operator, "Australian Energy Sector Cyber Security Framework (AESCSF) — Framework and Resources", AEMO, Melbourne, programa vigente 2025–2026 (Versión 2 y Versión 2 Lite). Disponible en: <https://www.aemo.com.au/initiatives/major-programs/cyber-security/aescsf-framework-and-resources>
- [ANDE20] Anderson, K., M. Mikofski, "Slope-Aware Backtracking for Single-Axis Trackers", Technical Report NREL/TP-5D00-76626, National Renewable Energy Laboratory, Golden CO, 2020. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76626.pdf>
- [ARENA24] Australian Renewable Energy Agency (ARENA), "Solar Sunshot Program — Supporting Australian Solar Manufacturing", Australian Government, Canberra, marzo 2024. Disponible en: <https://arena.gov.au/funding/solar-sunshot/>
- [ARKA_] Arka Energy, "Solar Irradiance Concepts: GHI, DNI, DHI and POA Explained", Arka 360 Knowledge Base, San José (California, EE.UU.), sin fecha. Disponible en: <https://www.arka360.com/ros/solar-irradiance-concepts>
- [ASX_25] Australian Securities Exchange (ASX). "Bank Bill Swap Rate (BBSW) — Historical reference rates: 1-month, 3-month, 5-month tenors". ASX Limited, Sydney, 2025. <https://www2.asx.com.au/markets/trade-our-cash-market/announcements/bbsw>
- [ATO_25] Australian Taxation Office. "Company Tax Rates — Corporate Tax Rate for Base and Non-base Rate Entities". Commonwealth of Australia, Canberra, 2025. <https://www.ato.gov.au>
- [ATSI84] Parliament of Australia, "Aboriginal and Torres Strait Islander Heritage Protection Act 1984 (Cth) (No. 79, 1984)", Canberra, 25 de junio de 1984. Disponible en: <https://www.legislation.gov.au/Series/C2004A02943>
- [AURO23] Aurora Solar, "Understanding PV System Losses, Part 3: Soiling, Snow, System Degradation", Aurora Solar Blog, 2023. Disponible en:

- <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-3-soiling-snow-system-degradation/>
- [AURO24] Aurora Solar, "Understanding PV System Losses, Part 4: Solar Panel Tilt, Solar Incidence Angle, and More", Aurora Solar Blog, 2024. Disponible en: <https://aurorasolar.com/blog/understanding-pv-system-losses-part-4-tilt-orientation-incident-angle-modifier-environmental-conditions-and-inverter-losses-clipping/>
- [AUTO_] AutoSolar Energy SLU, "Diferencias entre silicio monocristalino y multicristalino o policristalino", sin fecha. Disponible en: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/diferencias-entre-silicio-monocristalino-y-multicristalino-o-policristalino>
- [AYAL19] Ayala Pelaez, S., C. Deline, P. Greenberg, J.S. Stein, R.K. Kostuk, "Model and Validation of Single-Axis Tracking With Bifacial PV", IEEE Journal of Photovoltaics, vol. 9, No. 3, pp. 715-721, mayo 2019. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy19osti/72039.pdf>
- [BBVA24] Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA), "Análisis financiero: ¿Qué es el coste del capital y cómo se calcula?", sección Economía financiera, BBVA, Madrid, 9 de enero de 2024. Disponible en: <https://www.bbva.com/es/analisis-financiero-que-es-el-coste-del-capital-y-como-se-calcula/>
- [BNEF23] BloombergNEF, "Lithium-ion Battery Pack Prices Hit Record Low of \$139/kWh", Bloomberg Finance L.P., noviembre 2023. Disponible en: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/lithium-ion-battery-pack-prices-hit-record-low-of-139-kwh>
- [BNEF25] BloombergNEF, "Global Cost of Renewables to Continue Falling in 2025 as China Extends Manufacturing Lead", Press Release, 6 febrero 2025. Disponible en: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/global-cost-of-renewables-to-continue-falling-in-2025-as-china-extends-manufacturing-lead-bloombergnef/>
- [BNEF26] BloombergNEF, "New Energy Outlook 2026: Energy and Climate Scenarios that Connect the Dots", 19 mayo 2026. Public Benchmark Dataset disponible en: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/new-energy-outlook/>
- [BOM_20] Bureau of Meteorology, "Climate Atlas of Australia — Temperature, Rainfall and Tropical Cyclones", Australian Government, Canberra, 2020. Disponible en: <http://www.bom.gov.au/climate/maps/averages/>
- [BOM_23] Bureau of Meteorology, "Australian Rainfall during El Niño and La Niña Events", Australian Government, Melbourne, página actualizada y consultada en 2023. Disponible en: <https://www.bom.gov.au/climate/history/enso/>
- [BOM_25] Bureau of Meteorology, "Climate Statistics for Gladstone Airport — Annual Means", Australian Government, Canberra, actualización 2025. Disponible en: <http://www.bom.gov.au/climate/averages/>
- [CCA_22] Parliament of Australia, "Climate Change Act 2022 — An Act to Set Out Australia's Greenhouse Gas Emissions Reduction Targets and Related

- Matters", Federal Register of Legislation, Canberra, 13 septiembre 2022, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.gov.au/C2022A00037/asmade/text>
- [CECA24] California Energy Commission, "CEC Inverter Performance Test Protocol", CEC, Sacramento, 2024. Disponible en: <https://www.energy.ca.gov/programs-and-topics/programs/solar-equipment-lists>
- [CER_25] Clean Energy Regulator, "Renewable Energy Target — Large-scale Generation Certificates and Scheme Overview", Australian Government, Canberra, 2025. Disponible en: <https://cer.gov.au/schemes/renewable-energy-target>
- [CFI_24] Corporate Finance Institute, "Levelized Cost of Energy (LCOE)", CFI, 2024. Disponible en: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- [CLDA24] Climate-Data.org, "Clima Gladstone (Queensland, Australia): Temperatura, Climograma y Tabla Climática para Gladstone", base de datos Köppen-Geiger, periodo de referencia 1991-2021, consultado en 2024. Disponible en: <https://en.climate-data.org/oceania/australia/queensland/gladstone-2907/>
- [COLT25] Colthorpe, A., "Behind the Numbers: BNEF Finds 40% Year-on-Year Drop in BESS Costs", Energy-Storage.News, Solar Media Ltd., 5 febrero 2025. Disponible en: <https://www.energy-storage.news/behind-the-numbers-bnef-finds-40-year-on-year-drop-in-bess-costs/>
- [DAMO25] Damodaran, A., "Total Betas by Sector — United States", Stern School of Business, New York University, Nueva York, dataset actualizado en enero 2025 (consulta: [fecha que recuerdes]). Disponible en: https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html
- [DCCE25a] Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (DCCEEW), "Electricity Feed-in Tariff", Australian Government, Canberra, 2025. Disponible en: <https://www.energy.gov.au/rebates/electricity-feed-tariff>
- [DCCE25b] Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (DCCEEW), "Australian Energy Statistics, Table O — Electricity Generation by Fuel Type 2023-24 and 2024", Australian Government, Canberra, 2025. Disponible en: <https://www.energy.gov.au/publications/australian-energy-statistics-table-o-electricity-generation-fuel-type-2023-24-and-2024>
- [DFAT24] Department of Foreign Affairs and Trade, "China-Australia Free Trade Agreement: Tariff Schedule", Australian Government, actualización 2024. Disponible en: <https://www.dfat.gov.au/trade/agreements/in-force/chafta>
- [DOE_22] Walker, A. et al., "Understanding Solar Photovoltaic System Performance", U.S. Department of Energy, febrero 2022. Disponible en: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2022-02/understanding-solar-photo-voltaic-system-performance.pdf>

- [DOE_25] U.S. Department of Energy, Solar Energy Technologies Office (SETO), "Cadmium Telluride Photovoltaics Perspective Paper", DOE, enero 2025. Disponible en: <https://www.energy.gov/sites/default/files/2025-01/DOE%20SETO%20CdTe%20Photovoltaics%20Perspective%20Paper.pdf>
- [ECOF25] EcoFlow Australia, "Average Electricity Bill Brisbane: What to Expect in 2025", basado en datos AEMC y Canstar Blue, 2025. Disponible en: <https://www.ecoflow.com/au/blog/average-electricity-bill-brisbane>
- [EDOF12] Edoff, M., "Thin Film Solar Cells: Research in an Industrial Perspective", AMBIO, vol. 41, Suppl. 2, pp. 112-118, 2012. <https://doi.org/10.1007/s13280-012-0265-6>
- [EDQ_25] Economic Development Queensland (EDQ), "Gladstone State Development Area — Aldoga Industrial Estate", Department of State Development, Infrastructure and Planning, Queensland Government, Brisbane, 2025. Disponible en: <http://industrial.edq.com.au/Aldoga>
- [ENLI23] Enlight, "BESS: ¿Qué Son y Cómo Funcionan?", Enlight Blog, agosto 2023. Disponible en: <https://www.enlight.mx/blog/bess-que-son-y-como-funcionan>
- [ENMA24] Energy Matters, "The Profitability of Solar Farms in Australia", Energy Matters, Melbourne, abril 2024. Disponible en: <https://www.energymatters.com.au/renewable-news/the-profitability-of-solar-farms-in-australia/>
- [EPBC99] Parliament of Australia, "Environment Protection and Biodiversity Conservation Act 1999", Federal Register of Legislation, Canberra, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.gov.au/C2004A00485/>
- [ERM_25] ERM Energetics. "Australian Corporate PPA Market Update — Estimated offtake size by buyer and state". ERM Group, Melbourne, 2025. <https://www.erm.com/insights/>
- [ESTN24] Energy-Storage.News, "BNEF: Battery Cell Prices Fall to Record Low of \$115/kWh", Solar Media Ltd., diciembre 2024. Disponible en: <https://www.energy-storage.news/battery-storage-system-prices-continue-to-fall-sharply-bnef-and-ember-reports-find>
- [FRAU25] Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, "Photovoltaics Report", Fraunhofer ISE, Freiburg, actualización 2025. Disponible en: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/photovoltaics-report.html>
- [GENU24] GenusPlus Group Limited, "Genus Awarded Substation Works for QLD Aldoga Solar Farm", Comunicado a la Australian Securities Exchange (ASX:GNP), febrero 2024. Disponible en: <https://www.genus.com.au/projects/aldoga-solar-farm-275kv-substation>
- [GOOD16] Good, J., J.X. Johnson, "Impact of Inverter Loading Ratio on Solar Photovoltaic System Performance", Applied Energy, vol. 177, pp. 475-486, septiembre 2016. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.134>

- [GUER16] Guerrero-Lemus, R., R. Vega, T. Kim, A. Kimm, L.E. Shephard, "Bifacial Solar Photovoltaics — A Technology Review", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 60, pp. 1533-1549, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.041>
- [HERB25] Herbert Smith Freehills, "Herbert Smith Freehills Advises ACCIONA on CESCE-backed Sustainable Financing for Aldoga Solar Farm", nota de prensa, marzo 2025. Disponible en: <https://www.hsfkramer.com/news/2025-03/herbert-smith-freehills-advises-acciona-on-cesce-backed-sustainable-financing-for-aldoga-solar-farm>
- [HONS19] Honsberg, C., S. Bowden, "PVEducation — Doping", PVCDROM, Solar Power Labs, Arizona State University, 2019. Disponible en: <https://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junctions/doping>
- [IEAP25] International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme (IEA-PVPS), "National Survey Report of PV Power Applications in Australia 2024", Lead author: R. Egan, UNSW Australian Centre for Advanced Photovoltaics, París, noviembre 2025. Disponible en: <https://iea-pvps.org/national-survey-reports/>
- [IEA_22] International Energy Agency, "Special Report on Solar PV Global Supply Chains", IEA, París, 2022. Disponible en: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/d2ee601d-6b1a-4cd2-ae8d-db02dc64332c/SpecialReportonSolarPVGlobalSupplyChains.pdf>
- [IEA_24a] International Energy Agency, "Major Growth of Clean Energy Limited the Rise in Global Emissions in 2023", IEA, París, marzo 2024. Disponible en: <https://www.iea.org/news/major-growth-of-clean-energy-limited-the-rise-in-global-emissions-in-2023>
- [IEA_24b] International Energy Agency (IEA), "Grid-scale Storage", IEA, París, julio 2024. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/electricity/grid-scale-storage>
- [IFC_15] International Finance Corporation (World Bank Group), "Utility-Scale Solar Photovoltaic Power Plants: A Project Developer's Guide", 2ª edición, Washington DC, junio 2015. Disponible en: <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/22797>
- [IMD_26] Industrial Monitor Direct, "Transformer Loss Measurement: Methods, Accuracy, and Practical Guide", Engineering Knowledge Base, 2026. Disponible en: <https://industrialmonitordirect.com/blogs/knowledgebase/transformer-loss-measurement-methods-accuracy-and-practical-guide>
- [INGE25] Ingeteam Power Technology S.A., "INGECON SUN 3Power C Series — Technical Datasheet", Sarriguren (Navarra), 2025. Disponible en: https://www.ingeteam.com/us/en-us/sectors/photovoltaic-energy/p15_24_256/ingecon-sun-3power.aspx
- [IPCC23] Intergovernmental Panel on Climate Change, "AR6 Synthesis Report: Headline Statements", IPCC, 2023. Disponible en: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/resources/spm-headline-statements>

- [ITRP25] VDMA Photovoltaic Equipment, "International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) — 16th Edition: Results 2024", Frankfurt, 15 abril 2025. Disponible en: <https://itrpv.vdma.org>
- [JASO24a] JA Solar, "Module Products — DeepBlue 4.0 Pro Series (JAM72D40 Bifacial Double Glass Module)", 2024. Disponible en: <https://www.jasolar.com/index.php?m=content&c=index&a=lists&catid=453>
- [JASO24b] JA Solar, "JAM72D40 565-590/MB Bifacial Mono-Facial Module Datasheet", 2024. Disponible en: <https://www.jasolar.com/uploadfile/fujian/2024/1120/e55e142c0ae9638.pdf>
- [JOW_26] Jowett, P., "Solar LCOE to Fall 30% by 2035, Says BloombergNEF", PV Magazine Australia, 24 febrero 2026. Disponible en: <https://www.pv-magazine-australia.com/2026/02/24/solar-lcoe-to-fall-30-by-2035-says-bloombergnef/>
- [KRIS21] Krishnamurthy, D., Uckun, C., Zhou, Z., Thimmapuram, P. R., y Botterud, A., "Energy Storage Arbitrage Under Day-Ahead and Real-Time Price Uncertainty", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, n.º 1, pp. 84-93, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2685347>
- [LBP_24] Lightsource bp, "SolarPower Europe publica las perspectivas del mercado global para la energía solar 2025-2029", junio 2024. Disponible en: <https://lightsourcebp.com/es/news/solarpower-europe-publica-las-perspectivas-del-mercado-global-para-la-energia-solar-2025-2029/>
- [LEAD25] Leadenhall Corporate Advisory. "Market Discount Rates as at 31 December 2025 — Australian Equity Risk Premium and WACC inputs". Leadenhall Group, Sydney, 2025. <https://www.leadenhall.com.au/market-discount-rates-31-december-2025/>
- [LONG24] LONGi Green Energy Technology Co. Ltd., "Bilayer-intertwined Passivation Strategy for Perovskite-Silicon Tandem Solar Cells", Nature, septiembre 2024. Disponible en: <https://www.longi.com/en/news/nature-and-science-research-of-tandem-solar-cell>
- [MARI18] Marion, B., "Ground Albedo Measurements and Modeling", NREL 2018 Bifacial PV Workshop, Lakewood (CO), 11 septiembre 2018. Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/72589.pdf>
- [MILA18] Milano, F., F. Dörfler, G. Hug, D.J. Hill, G. Verbič, "Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems", 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC), pp. 1-25, junio 2018. <https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8450880>
- [MOUS09] Mousazadeh, H., A. Keyhani, A. Javadi, H. Mobli, K. Abrinia, A. Sharifi, "A Review of Principle and Sun-Tracking Methods for Maximizing Solar Systems Efficiency", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 13, No. 8, pp. 1800-1818, 2009. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2009.01.022>
- [NETZ24] Net Zero Economy Authority, "Aldoga Solar Farm", Australian Government, Canberra, 2024. Disponible en: <https://www.netzero.gov.au/aldoga-solar-farm>

- [NREL24a] National Renewable Energy Laboratory, "2024 Annual Technology Baseline (ATB) — Utility-Scale PV", NREL, Golden CO, 2024. Disponible en: https://atb.nrel.gov/electricity/2024b/utility-scale_pv
- [NREL24b] Deline, C., M. Muller, R. White, K. Perry, M. Springer, M. Deceglie, D. Jordan, "Availability and Performance Loss Factors for U.S. PV Fleet Systems", Technical Report NREL/TP-5K00-88769, National Renewable Energy Laboratory, febrero 2024. Disponible en: <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/88769.pdf>
- [NREL26] National Renewable Energy Laboratory, "Best Research-Cell Efficiency Chart", versión 2025. Disponible en: <https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency>
- [NTA_93] Parliament of Australia, "Native Title Act 1993 — An Act About Native Title in Relation to Land or Waters, and for Related Purposes", Federal Register of Legislation, Canberra, 24 diciembre 1993, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.gov.au/C2004A04665>
- [OMAL21] O'Malley, M. et al., "Enabling Power System Transformation Globally: A System Operator Research Agenda for Bulk Power System Issues", IEEE Power and Energy Magazine, vol. 19, No. 6, pp. 45-55, noviembre 2021. <https://doi.org/10.1109/MPE.2021.3104078>
- [OWID24] Our World in Data, "Solar Photovoltaic Module Prices", basado en datos de IRENA (2024) y Nemet (2009), actualización 2024. Licencia CC BY 4.0. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/solar-pv-prices>
- [PAGL19] Pagliaro, M., R. Ciriminna, G. Palmisano, "Flexible CIGS, CdTe and a-Si:H Based Thin Film Solar Cells: A Review", Solar Energy, vol. 188, pp. 1019-1035, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.04.052>
- [PARL84a] Parliament of Australia, "Aboriginal and Torres Strait Islander Heritage Protection Act 1984", Federal Register of Legislation, Canberra, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.gov.au/C2004A02868>
- [POWE25] Power Technology, "Aldoga Solar Farm, Queensland, Australia", actualización diciembre 2025. Disponible en: <https://www.power-technology.com/projects/aldoga-solar-farm-queensland-australia/>
- [PVG125] Comisión Europea, Joint Research Centre (JRC), "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) — Versión 5.3, base de datos PVGIS-ERA5", Ispra (Italia), 2025. Disponible en: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [PVMA23] Kennedy, R., "Guía para Entender las Pérdidas en la Producción Solar", pv magazine España, marzo 2023. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2023/03/02/guia-para-entender-las-perdidas-en-la-produccion-solar>
- [PVMA25] pv magazine Australia, "ACCIONA Closes \$453 Million Green Finance Deal for Aldoga Solar Farm", abril 2025. Disponible en: <https://www.pv-magazine-australia.com/2025/04/02/acciona-closes-453-million-green-finance-deal-for-aldoga-solar-farm/>

- [PVMA26] pv magazine España, "La Capacidad Global de BESS Supera los 250 GW y se Prevé un Nuevo Récord de Instalaciones en 2026", pv magazine, febrero 2026. Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2026/02/03/la-capacidad-global-de-bess-supera-los-250-gw-y-se-preve-un-nuevo-record-de-instalaciones-en-2026/>
- [PVSYS24a] PVsyst SA, "PVsyst Help — Backtracking Strategy", Satigny (Suiza), 2024. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/shadings/backtracking-strategy/index.html>
- [PVSYS24b] PVsyst SA, "PVsyst Help — Array Incidence Loss (IAM)", Satigny (Suiza), 2024. Disponible en: <https://www.pvsyst.com/help/project-design/array-and-system-losses/array-incidence-loss-iam.html>
- [PWC_25] Casellas, J. "Finanzas corporativas, valoraciones WACC e inversiones: un enfoque integral". Perspectivas PwC, PwC Interaméricas, marzo 2025. <https://www.pwc.com/ia/es/publicaciones/perspectivas-pwc/finanzas-corporativas-valoraciones-WACC-e-inversiones.html>
- [QGOV02] Queensland Government, "Electrical Safety Act 2002", Queensland Legislation, Brisbane, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.qld.gov.au/view/html/inforce/current/act-2002-042>
- [QGOV03] Queensland Government, "Aboriginal Cultural Heritage Act 2003", Queensland Legislation, Brisbane, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.qld.gov.au/view/html/inforce/current/act-2003-079>
- [QGOV11] Queensland Government, "Work Health and Safety Act 2011", Queensland Legislation, Brisbane, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.qld.gov.au/view/html/inforce/current/act-2011-018>
- [QGOV16a] Queensland Government, "Planning Act 2016 — An Act to Establish an Efficient, Effective, Transparent, Integrated, Coordinated, and Accountable System of Land Use Planning, Development Assessment and Related Matters", Queensland Legislation, Brisbane, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.qld.gov.au/view/html/inforce/current/act-2016-025>
- [QGOV22] Queensland Government, "Queensland Energy and Jobs Plan 2022-2032 — A Plan for Queensland's Clean Energy Future", Department of Energy and Public Works, Brisbane, septiembre 2022. Disponible en: https://www.energy.qld.gov.au/_data/assets/pdf_file/0020/1253081/EOL-Strategic-Plan-2032.pdf
- [QGOV71] Queensland Government, "State Development and Public Works Organisation Act 1971", Queensland Legislation, Brisbane, compilación vigente 2024. Disponible en: <https://www.legislation.qld.gov.au/view/html/inforce/current/act-1971-055>
- [QGOV94] Queensland Government, "Environmental Protection Act 1994", Queensland Legislation, Brisbane, compilación vigente 2024. Disponible

- en: <https://www.legislation.qld.gov.au/view/html/inforce/current/act-1994-062>
- [QLDG23] Queensland Government, "Construction Starts on Gladstone Solar Farm to Power Up Queensland's Sustainable Future", Ministerial Media Statement, 9 abril 2024. Disponible en: <https://statements.qld.gov.au/statements/100079>
- [RATE24] RatedPower (Zelestra Group), "Ultimate Guide to Utility-Scale PV System Losses", Madrid, actualización 2024. Disponible en: <https://ratedpower.com/blog/utility-scale-pv-losses/>
- [RBA_24] Reserve Bank of Australia, "Historical Foreign Exchange Rates — USD/AUD", RBA Statistical Tables, Q1 2024. Disponible en: <https://www.rba.gov.au/statistics/historical-data.html>
- [RODR20] Rodríguez-Gallegos, C.D., S.K. Leonardo, O. Gandhi, J.P. Singh, W. Wang, T. Reindl, S.K. Panda, "Global Techno-economic Performance of Double-sided and Tracking Solar Photovoltaic Systems", Joule, vol. 4, No. 6, pp. 1214-1241, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.005>
- [ROSS21] Rosso, R., X. Wang, M. Liserre, X. Lu, S. Engelken, "Grid-Forming Converters: Control Approaches, Engineering Challenges, and Future Avenues", IEEE Open Journal of Industry Applications, vol. 2, pp. 42-59, 2021. <https://doi.org/10.1109/OJIA.2021.3057051>
- [SAND25] Sandia National Laboratories, "CEC Inverter Test Protocol", PV Performance Modeling Collaborative (PVPMC), Albuquerque (NM), actualización 2025, número de aprobación SAND2023-00205W. Disponible en: <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-guide/dc-to-ac-conversion/cec-inverter-test-protocol/>
- [SCUB__] Scube Engineering, "Utility Scale Solar Power Plant", Scube Bangladesh, sin fecha. Disponible en: <https://www.scube.com.bd/utility-scale-solar-power-plant/>
- [SETO24] U.S. Department of Energy Solar Energy Technologies Office, "Solar Photovoltaic System Cost Benchmarks Q1 2024", NREL, LBNL & SNL, octubre 2024. Disponible en: <https://www.energy.gov/eere/solar/solar-photovoltaic-system-cost-benchmarks>
- [SFE_24a] SFE Solar, "Ventajas y Desventajas de la Energía Solar", SFE Solar, sin fecha. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/energia-solar/ventajas-desventajas/>
- [SFE_24b] SFE Solar, "Componentes y Funcionamiento de una Planta Solar Fotovoltaica", SFE Solar, sin fecha. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/>
- [SFE_24c] SFE Solar, "Efecto Fotovoltaico: ¿Qué Es y Cómo Funciona?", SFE Solar, sin fecha. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/electricidad/efecto-fotovoltaico/>
- [SFE_24d] SFE Solar, "Parámetros Eléctricos de los Paneles Solares Fotovoltaicos", SFE Solar, sin fecha. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/parametros-electricos-paneles-solares/>

- [SHOU24] Shouny, A.A., U.H. Issa, E.T. Sayed, H. Rezk, M.A. Abdelkareem, Y. Miky, A.G. Olabi, "Modeling and Analysis of Risk Factors Affecting Operation of Photovoltaic Power Plants", *Ain Shams Engineering Journal*, vol. 15, No. 8, artículo 102812, agosto 2024. <https://doi.org/10.1016/j.asej.2024.102812>
- [SIA_24] ACCIONA Energía Australia, "Aldoga Solar Farm — Social Impact Assessment", Final V1.0 (Ref. 23-022), Brisbane, 2024. Disponible en: https://hdp-au-prod-app-acciona-community-files.s3.ap-southeast-2.amazonaws.com/1517/1313/9356/23-022_Aldoga_Solar_Farm_SIA_Final_V1.0.pdf
- [SOLA23] Solar Reviews, "Half-Cut Solar Cell Technology Explained", *Solar Reviews Blog*, 2023. Disponible en: <https://www.solarreviews.com/blog/half-cut-solar-cell-technology-explained>
- [SPGR25] S&P Global Ratings, "Outlook on State of Queensland Revised to Negative on Heightened Fiscal Risks; 'AA+/A-1+' Ratings Affirmed", *Research Update*, 19 febrero 2025. Disponible en: <https://www.spglobal.com/ratings/en>
- [SUNE23] Sunevo Solar, "What Is Multi Busbars (MBB) Solar Cells & Panels?", *Sunevo Solar Blog*, 2023. Disponible en: https://www.sunevosolar.com/blog/what-is-multi-busbars-mbb-solar-cells-panels_b8
- [SUNF25] SunFields Europe, "Células Fotovoltaicas: Qué Son, Cómo Funcionan, Tipos, Características", autor: J.A. Alonso Lorenzo, Santiago de Compostela, 29 agosto 2025. Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/celula-fotovoltaica/>
- [SUNR24] Sunrover, "Guía Definitiva para las Pérdidas de Sistemas Fotovoltaicos a Gran Escala", 2024. Disponible en: https://es.sunroverpv.com/blog/ultimate-guide-to-utility-scale-pv-system-losses_b79
- [TOMA25] Tomás-Martín, J. et al., "A Vector-based Flexible-complexity Tool for Simulation and Small Signal Analysis of Hybrid AC/DC Power Systems", *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 43, p. 101817, septiembre 2025. <https://doi.org/10.1016/j.segan.2025.101817>
- [UNDP__] United Nations Development Programme, "Objetivos de Desarrollo Sostenible", sin fecha. Disponible en: <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>
- [WHO_22] World Health Organization, "Ambient (Outdoor) Air Quality and Health", diciembre 2022. Disponible en: [https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-\(outdoor\)-air-quality-and-health](https://www.who.int/news-room/fact-sheets/detail/ambient-(outdoor)-air-quality-and-health)
- [WHO__] World Health Organization, "Air Pollution", sin fecha. Disponible en: <https://www.who.int/health-topics/air-pollution>
- [ZORR13] Zorrilla-Casanova, J., M. Piliouline, J. Carretero, P. Bernaola-Galván, P. Carpena, L. Mora-López, M. Sidrach-de-Cardona, "Losses Produced by Soiling in the Incoming Radiation to Photovoltaic Modules", *Progress in*

Photovoltaics: Research and Applications, vol. 21, n. 4, pp. 790-796, junio 2013. <https://doi.org/10.1002/pip.1258>

ANEXOS DEL PROYECTO

a. ANEXO I: Alineación con los objetivos de desarrollo sostenible (ODS)

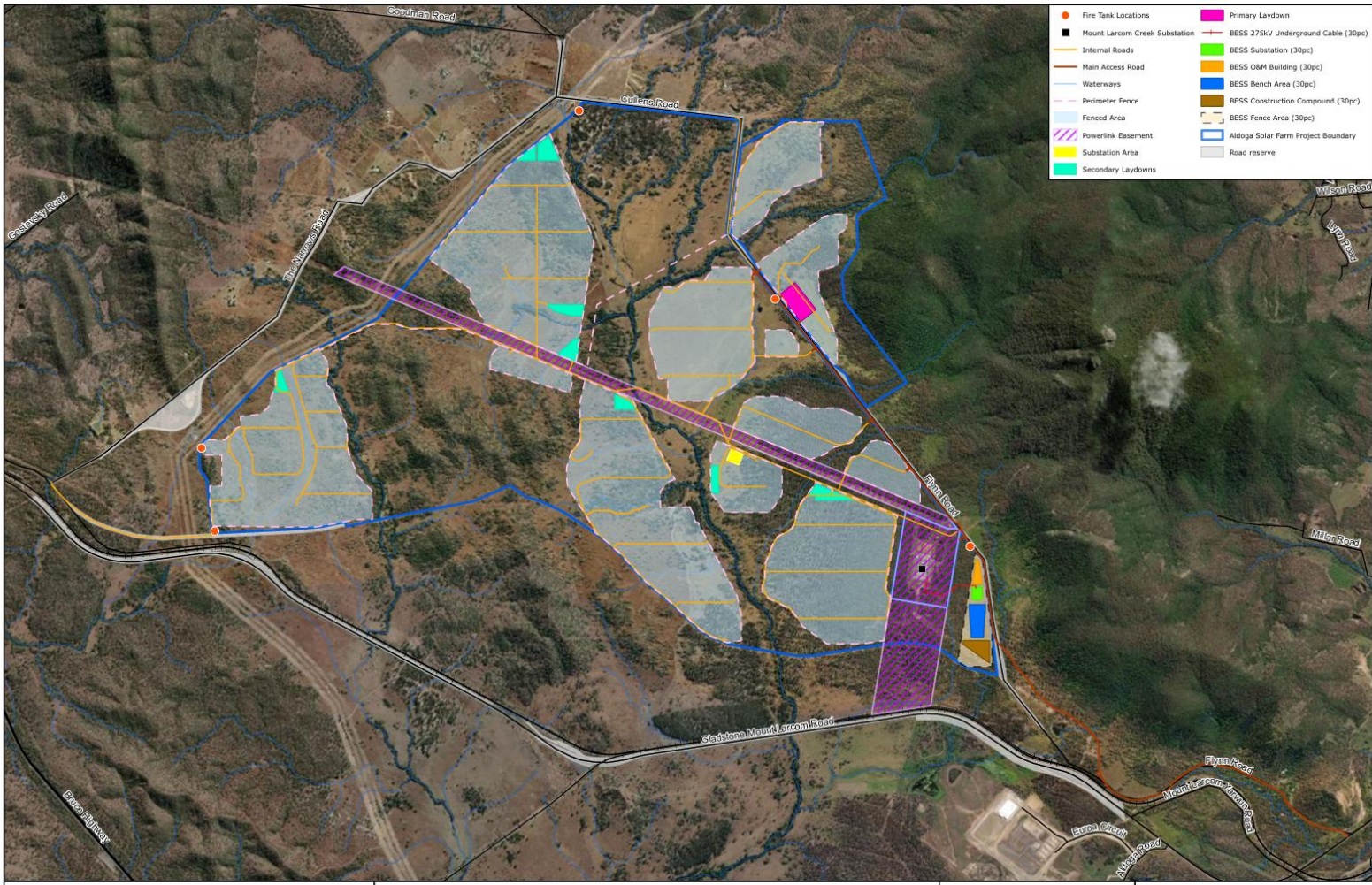
El desarrollo de la planta Aldoga Solar Farm cumple con los siguientes objetivos de desarrollo sostenible de la agenda 2030 de las Naciones Unidas [UNDP__]:

- ODS 7 - Energía limpia y asequible: El proyecto refuerza la apuesta por la generación de energía renovable a través de tecnología fotovoltaica a gran escala. Aumenta la participación de renovables en el mix energético global.
- ODS 8 – Trabajo decente y crecimiento económico: La construcción de la planta generó 350 puestos de trabajo y 15 puestos indefinidos [ACCI25]. La estructura Project finance demostrada en el modelo permite movilizar capital privado e institucional hacia infraestructura productiva. El proyecto contribuye al crecimiento económico de Gladstone, una región históricamente dependiente del carbón, ofreciendo diversificación económica durante la transición.
- ODS 9 - Industria, Innovación e Infraestructura: Plantas como esta contribuyen al desarrollo de infraestructura fiable, sostenible, resiliente y de calidad. También requieren infraestructura energética avanzada como sistemas de integración de red, convertidores de potencia y sistemas de almacenamiento de energía (BESS), lo que promueve la innovación tecnológica y la modernización de la infraestructura eléctrica de la región para que sea sostenible, con uso eficiente de los recursos.
- ODS 12 – Producción y Consumo Responsables: La transición de la generación eléctrica de combustibles fósiles a energías renovables favorece la reducción de desechos contaminantes en forma de CO₂ o residuos nucleares. Además, la generación de energía solar utiliza mucha menos agua que otras alternativas termoeléctricas que usan sistemas de refrigeración por lo que es mucho mas eficiente con los recursos naturales.
- ODS 13 - Acción por el Clima: El abastecimiento energético por esta planta solar sustituye la generación fósil, evitando así la emisión de gases de efecto invernadero y mitigando los impactos del cambio climático. En concreto, este proyecto ahorra la emisión de aproximadamente 934k toneladas de CO₂ que una planta de carbón hubiese emitido en su lugar [ACCI25].

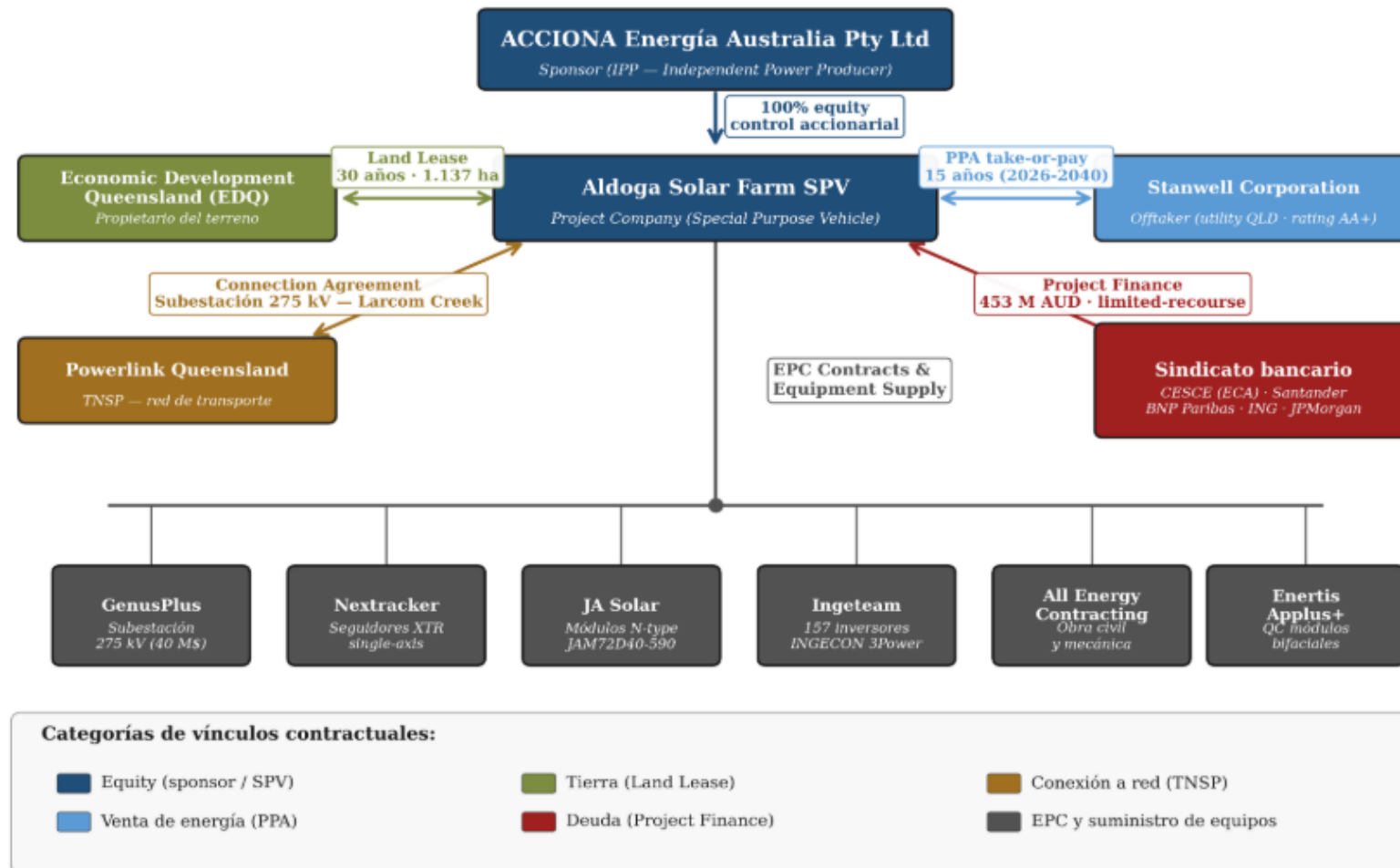
b. ANEXO II: Análisis recurso solar en Gladstone

Año	G(i) [kWh/m ² ·año]	Gb(i) directa [kWh/m ² ·año]	Gd(i) difusa [kWh/m ² ·año]	Gr(i) reflejada [kWh/m ² ·año]	Producción P [kWh/kWp·año]	T2m media [°C]	Velocidad viento media [m/s]	Altura solar media [°]	Desv. respecto media [%]
2005	2,662.4	2,026.4	595.2	40.8	2,048.6	21.9	2.3	18.5	1.3
2006	2,670.8	2,030.7	599.1	41.0	2,066.4	21.4	2.4	18.5	1.6
2007	2,527.1	1,876.2	611.6	39.2	1,960.9	21.1	2.4	18.5	-3.9
2008	2,558.6	1,923.9	595.1	39.6	1,979.1	20.9	2.3	18.5	-2.7
2009	2,691.9	2,059.1	591.5	41.4	2,076.4	21.6	2.3	18.5	2.4
2010	2,260.3	1,616.6	608.2	35.5	1,754.9	21.2	2.4	18.5	-14.0
2011	2,577.1	1,930.2	607.1	39.8	2,003.8	20.7	2.3	18.5	-2.0
2012	2,677.5	2,053.6	583.0	40.9	2,065.1	20.9	2.2	18.5	1.8
2013	2,679.6	2,054.8	583.8	41.0	2,062.1	21.5	2.3	18.5	1.9
2014	2,673.9	2,040.2	592.7	41.1	2,065.9	21.3	2.4	18.5	1.7
2015	2,720.1	2,091.2	587.3	41.6	2,101.4	21.5	2.3	18.5	3.5
2016	2,690.4	2,056.2	592.9	41.3	2,068.3	22.1	2.3	18.5	2.3
2017	2,671.5	2,048.9	581.6	40.9	2,054.7	22.0	2.2	18.5	1.6
2018	2,672.1	2,033.3	597.7	41.1	2,060.4	21.9	2.4	18.5	1.6
2019	2,782.6	2,146.5	593.7	42.4	2,139.3	22.1	2.5	18.5	5.8
2020	2,646.6	1,997.6	608.2	40.7	2,043.1	21.9	2.3	18.5	0.7
2021	2,619.2	1,980.7	598.2	40.2	2,018.4	21.7	2.2	18.5	-0.4
2022	2,528.8	1,888.6	601.2	39.1	1,951.5	21.5	2.3	18.5	-3.8
2023	2,645.5	2,014.0	591.0	40.6	2,039.6	21.9	2.3	18.5	0.6

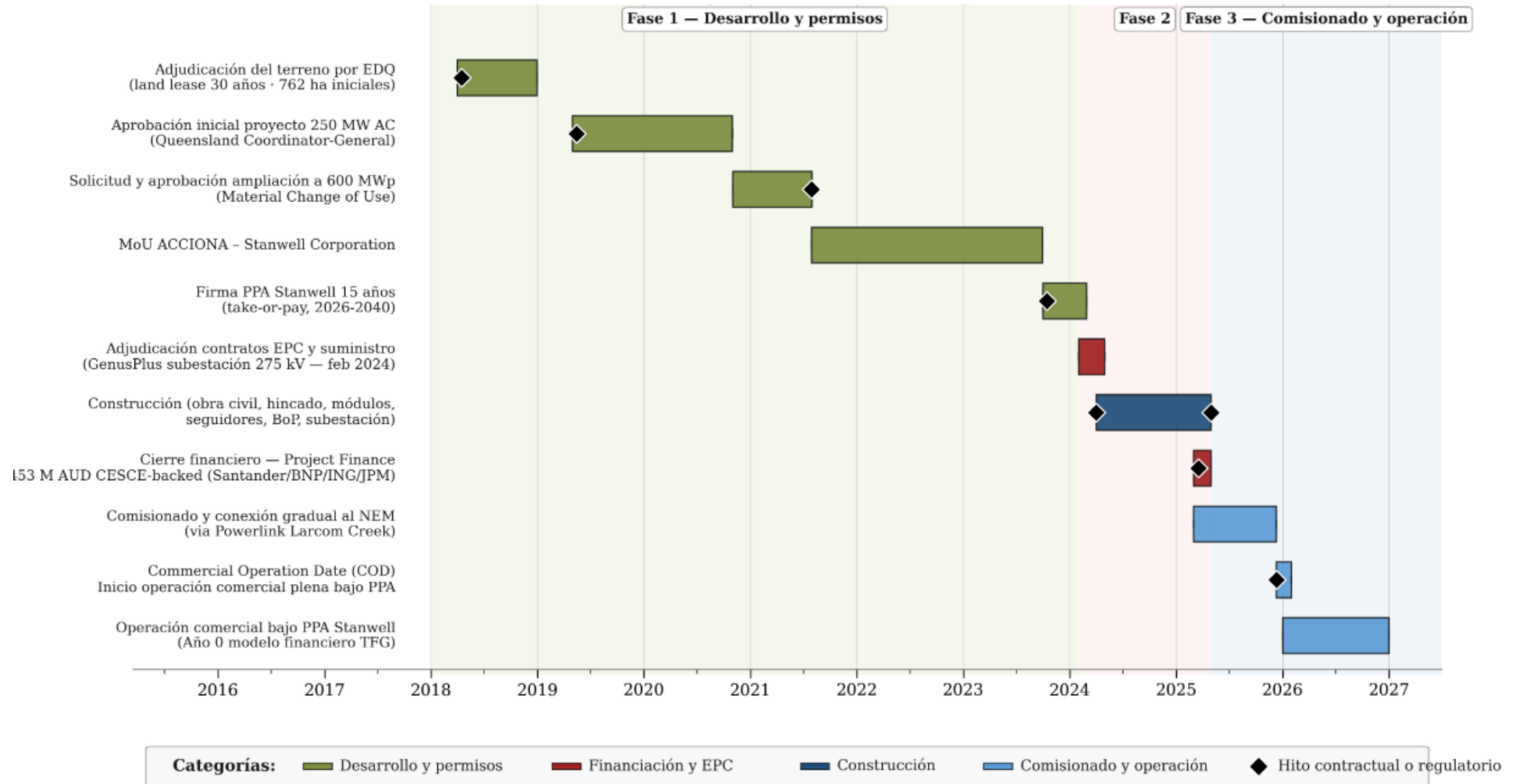
c. ANEXO III: Plano de Aldoga Solar Farm



d. ANEXO IV: Estructura corporativa y contractual



e. ANEXO V: Cronograma de diseño y construcción



f. ANEXO VI: Modelo PPA

PPA (AUD/MWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Precio spot	97.92	100.16	102.46	104.8	107.2	109.66	112.17	114.74	117.36	120.05	122.8	125.61	128.49	131.43	134.44	137.52
Precio suelo	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846	80.47110846
Precio suelo BESS	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529	56.87166529
Precio fijo	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704
Zona beneficio cliente	0	0	0	0	0	0	0	0	1.733029589	4.423029589	7.173029589	9.983029589	12.86302959	15.80302959	18.81302959	21.89302959
Zona beneficio promotor	17.70697041	15.46697041	13.16697041	10.82697041	8.426970411	5.966970411	3.456970411	0.886970411	0	0	0	0	0	0	0	0
Base inferior	97.92	100.16	102.46	104.8	107.2	109.66	112.17	114.74	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704	115.6269704
Tasa descuento del cliente	0.0437															
PPA fijo	115.63															
Produccion		1073245	1068952	1064677	1060418	1056176	1051952	1047744	1043553	1039379	1035221	1031080	1026956	1022848	1018757	1014682
Factor descuento		0.96	0.92	0.88	0.84	0.81	0.77	0.74	0.71	0.68	0.65	0.62	0.60	0.57	0.55	0.53
Curva promotor descontada		118.90	113.47	108.28	103.33	98.61	94.10	89.80	85.70	81.78	78.04	74.48	71.07	67.82	64.72	61.77
Curva cliente nominal		103.00	100.55	98.14	95.80	93.52	91.29	89.11	86.98	84.91	82.88	80.91	78.98	77.09	75.26	73.46
Suma curva promotor descontada		1311.88														
Suma curva cliente nominal		1311.88														
Diferencia		0.00														

g. ANEXO VII: Cuadros de amortización completos por escenario

Cuadro de amortización sculpted por DSCR objetivo									
Año	Año calendario	Saldo inicial	Intereses	CFADS	Servicio target	Amortización	Servicio real	DSCR real	Saldo final
1	2026	453	23.78	63.58	48.91	25.12	48.91	1.3	427.88
2	2027	427.88	22.46	62.68	48.21	25.75	48.21	1.3	402.13
3	2028	402.13	21.11	61.76	47.51	26.39	47.51	1.3	375.73
4	2029	375.73	19.73	60.82	46.79	27.06	46.79	1.3	348.67
5	2030	348.67	18.31	59.87	46.06	27.75	46.06	1.3	320.92
6	2031	320.92	16.85	58.90	45.31	28.46	45.31	1.3	292.46
7	2032	292.46	15.35	57.92	44.55	29.20	44.55	1.3	263.26
8	2033	263.26	13.82	56.92	43.78	29.96	43.78	1.3	233.30
9	2034	233.30	12.25	55.89	43.00	30.75	43.00	1.3	202.55
10	2035	202.55	10.63	54.85	42.19	31.56	42.19	1.3	170.99
11	2036	170.99	8.98	53.79	41.38	32.40	41.38	1.3	138.59
12	2037	138.59	7.28	52.71	40.55	33.27	40.55	1.3	105.32
13	2038	105.32	5.53	51.61	39.70	34.17	39.70	1.3	71.15
14	2039	71.15	3.74	50.48	38.83	35.10	38.83	1.3	36.06
15	2040	36.06	1.89	49.33	37.95	36.06	37.95	1.3	0.00
16	2041	0.00	0.00	90.76	69.81	0.00	0.00		0.00

Caso base: Precio suelo

Cuadro de amortización sculpted por DSCR objetivo									
Año	Año calendario	Saldo inicial	Intereses	CFADS	Servicio target	Amortización	Servicio real	DSCR real	Saldo final
1	2026	453	23.78	89.99	69.22	45.44	69.22	1.3	407.56
2	2027	407.56	21.40	88.66	68.20	46.81	68.20	1.3	360.75
3	2028	360.75	18.94	87.31	67.16	48.22	67.16	1.3	312.53
4	2029	312.53	16.41	85.92	66.10	49.69	66.10	1.3	262.84
5	2030	262.84	13.80	84.51	65.01	51.21	65.01	1.3	211.63
6	2031	211.63	11.11	83.07	63.90	52.79	63.90	1.3	158.84
7	2032	158.84	8.34	81.60	62.77	54.43	62.77	1.3	104.41
8	2033	104.41	5.48	80.10	61.61	56.13	61.61	1.3	48.28
9	2034	48.28	2.53	78.56	60.43	48.28	50.82	1.545922	0.00
10	2035	0.00	0.00	77.14	59.34	0.00	0.00		0.00
11	2036	0.00	0.00	76.47	58.82	0.00	0.00		0.00
12	2037	0.00	0.00	75.80	58.31	0.00	0.00		0.00
13	2038	0.00	0.00	75.12	57.78	0.00	0.00		0.00
14	2039	0.00	0.00	74.43	57.26	0.00	0.00		0.00
15	2040	0.00	0.00	73.74	56.72	0.00	0.00		0.00
16	2041	0.00	0.00	90.76	69.81	0.00	0.00		0.00

Caso base: Precio fijo

Cuadro de amortizacion sculpted por DSCR objetivo									
Año	Año calendario	Saldo inicial	Intereses	CFADS	Servicio target	Amortizacion	Servicio real	DSCR real	Saldo final
1	2026	635	33.34	82.42	63.40	30.07	63.40	1.3	604.93
2	2027	604.93	31.76	82.22	63.25	31.49	63.25	1.3	573.45
3	2028	573.45	30.11	82.01	63.08	32.98	63.08	1.3	540.47
4	2029	540.47	28.37	81.78	62.91	34.54	62.91	1.3	505.93
5	2030	505.93	26.56	81.55	62.73	36.17	62.73	1.3	469.77
6	2031	469.77	24.66	81.30	62.54	37.87	62.54	1.3	431.89
7	2032	431.89	22.67	81.03	62.33	39.66	62.33	1.3	392.23
8	2033	392.23	20.59	80.76	62.12	41.53	62.12	1.3	350.70
9	2034	350.70	18.41	80.46	61.89	43.48	61.89	1.3	307.22
10	2035	307.22	16.13	80.15	61.65	45.53	61.65	1.3	261.70
11	2036	261.70	13.74	79.82	61.40	47.66	61.40	1.3	214.03
12	2037	214.03	11.24	79.47	61.13	49.90	61.13	1.3	164.14
13	2038	164.14	8.62	79.11	60.85	52.23	60.85	1.3	111.90
14	2039	111.90	5.87	78.72	60.55	54.68	60.55	1.3	57.23
15	2040	57.23	3.00	78.30	60.23	57.23	60.23	1.3	0.00
16	2041	0.00	0.00	83.91	64.54	0.00	0.00		0.00

Caso BESS: Precio suelo

Cuadro de amortizacion sculpted por DSCR objetivo									
Año	Año calendario	Saldo inicial	Intereses	CFADS	Servicio target	Amortizacion	Servicio real	DSCR real	Saldo final
1	2026	635	33.34	126.57	97.36	64.02	97.36	1.3	570.98
2	2027	570.98	29.98	125.65	96.66	66.68	96.66	1.3	504.30
3	2028	504.30	26.48	124.71	95.93	69.45	95.93	1.3	434.85
4	2029	434.85	22.83	123.73	95.18	72.35	95.18	1.3	362.50
5	2030	362.50	19.03	122.73	94.41	75.38	94.41	1.3	287.12
6	2031	287.12	15.07	121.69	93.61	78.53	93.61	1.3	208.59
7	2032	208.59	10.95	120.61	92.78	81.83	92.78	1.3	126.76
8	2033	126.76	6.65	119.50	91.92	85.27	91.92	1.3	41.50
9	2034	41.50	2.18	118.34	91.03	41.50	43.67	2.709628	0.00
10	2035	0.00	0.00	117.89	90.68	0.00	0.00		0.00
11	2036	0.00	0.00	118.11	90.85	0.00	0.00		0.00
12	2037	0.00	0.00	118.34	91.03	0.00	0.00		0.00
13	2038	0.00	0.00	118.59	91.22	0.00	0.00		0.00
14	2039	0.00	0.00	118.85	91.43	0.00	0.00		0.00
15	2040	0.00	0.00	119.13	91.64	0.00	0.00		0.00
16	2041	0.00	0.00	83.91	64.54	0.00	0.00		0.00

Caso BESS: Precio fijo

h. ANEXO VIII: Captura del modelo Excel-caso base

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	
Producción anual neta		1073245	1068952	1064677	1060418	1058176	1051952	1047744	1043553	1039379	1035221	1031080	1026956	1022848	1018757	1014682	1010623	1006580	1002554	998544	994550	990571	986609	982663	978732	974817	970918	967034	963166	959313	955476	
Precio		114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	114.4531	140.68	143.90	147.20	150.57	154.02	157.54	161.15	164.84	168.61	172.48	176.43	180.47	184.60	188.83	193.15	
Ingresos		122.84	122.35	121.86	121.37	120.89	120.41	119.92	119.44	118.97	118.49	118.02	117.54	117.07	116.61	116.14	142.17	144.85	147.57	150.35	153.18	156.06	158.99	161.98	165.03	168.13	171.30	174.52	177.80	181.14	184.55	
O&MSolar		8.3	8.51	8.72	8.94	9.16	9.39	9.63	9.87	10.11	10.37	10.62	10.89	11.16	11.44	11.73	12.02	12.32	12.63	12.95	13.27	13.60	13.94	14.29	14.65	15.01	15.39	15.77	16.17	16.57	16.99	
O&MBESS		0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Costes asociados al terreno		1.71	1.75	1.80	1.84	1.89	1.93	1.98	2.03	2.08	2.14	2.19	2.24	2.30	2.36	2.42	2.48	2.54	2.60	2.67	2.73	2.80	2.87	2.94	3.02	3.09	3.17	3.25	3.33	3.41	3.50	
Gastos de propiedad		3.1	3.18	3.26	3.34	3.42	3.51	3.60	3.68	3.78	3.87	3.97	4.07	4.17	4.27	4.38	4.49	4.60	4.72	4.83	4.96	5.08	5.21	5.34	5.47	5.61	5.75	5.89	6.04	6.19	6.34	
Gastos administrativos		1.4	1.44	1.47	1.51	1.55	1.58	1.62	1.66	1.71	1.75	1.79	1.84	1.88	1.93	1.98	2.03	2.08	2.13	2.18	2.24	2.29	2.35	2.41	2.47	2.53	2.60	2.66	2.73	2.80	2.86	
Cargos de mercado y red		0.79	0.81	0.82	0.84	0.86	0.88	0.90	0.91	0.93	0.95	0.97	0.99	1.01	1.04	1.06	1.08	1.10	1.12	1.15	1.17	1.20	1.22	1.25	1.27	1.30	1.33	1.35	1.38	1.41	1.44	
OPEX		15.30	15.68	16.07	16.47	16.88	17.29	17.72	18.16	18.61	19.07	19.55	20.03	20.53	21.04	21.56	22.09	22.64	23.20	23.78	24.37	24.97	25.59	26.23	26.88	27.54	28.23	28.93	29.65	30.38	31.13	
EBITDA		107.54	106.67	105.79	104.91	104.01	103.11	102.20	101.28	100.35	99.42	98.47	97.51	96.55	95.57	94.58	120.08	122.21	124.37	126.57	128.81	131.08	133.40	135.76	138.15	140.59	143.07	145.59	148.15	150.76	153.42	
Depreciación anual		22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	
EBIT		85.21	84.34	83.46	82.57	81.68	80.78	79.87	78.95	78.02	77.08	76.14	75.18	74.21	73.24	72.25	97.75	99.87	102.04	104.24	106.47	108.75	111.07	113.42	115.82	118.26	120.73	123.26	125.82	128.43	131.08	
Intereses		23.78	21.43	19.01	16.52	13.95	11.30	8.57	5.76	2.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Beneficio antes de impuestos		61.43	62.91	64.45	66.06	67.73	69.48	71.30	73.19	75.16	77.08	76.14	75.18	74.21	73.24	72.25	97.75	99.87	102.04	104.24	106.47	108.75	111.07	113.42	115.82	118.26	120.73	123.26	125.82	128.43	131.08	
Impuestos		18.43	18.87	19.33	19.82	20.32	20.84	21.39	21.96	22.55	23.12	22.84	22.55	22.26	21.97	21.67	23.32	23.96	30.61	31.27	31.94	32.63	33.32	34.03	34.75	35.48	36.22	36.98	37.75	38.53	39.32	
CFADS		89.11	87.80	86.46	85.09	83.69	82.27	80.81	79.32	77.80	76.29	75.63	74.96	74.28	73.60	72.91	90.76	92.24	93.76	95.30	96.87	98.46	100.08	101.73	103.41	105.11	106.85	108.61	110.41	112.23	114.09	
Beneficio Neto		43.00	44.03	45.11	46.24	47.41	48.63	49.91	51.23	52.61	53.96	53.30	52.63	51.95	51.26	50.57	68.42	69.91	71.42	72.97	74.53	76.13	77.75	79.40	81.07	82.78	84.51	86.28	88.07	89.90	91.76	
Saldo de deuda inicial		453	408.23	362.13	314.63	265.70	215.27	163.28	109.69	54.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización de capital		44.77	46.11	47.49	48.94	50.43	51.98	53.59	55.26	54.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Servicio de deuda total		68.55	67.54	66.51	65.45	64.38	63.28	62.16	61.02	57.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DSCR (ratio)		1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.358							0															
FCF del Proyecto	*****	81.98	81.37	80.75	80.13	79.51	78.88	78.24	77.60	76.95	76.29	75.63	74.96	74.28	73.60	72.91	90.76	92.24	93.76	95.30	96.87	98.46	100.08	101.73	103.41	105.11	106.85	108.61	110.41	112.23	114.09	
FCF del Equity	*****	20.56	20.26	19.95	19.64	19.31	18.99	18.65	18.31	20.51	76.29	75.63	74.96	74.28	73.60	72.91	90.76	92.24	93.76	95.30	96.87	98.46	100.08	101.73	103.41	105.11	106.85	108.61	110.41	112.23	114.09	
Flujos del proyecto																																
Ingresos		122.84	122.35	121.86	121.37	120.89	120.41	119.92	119.44	118.97	118.49	118.02	117.54	117.07	116.61	116.14	142.17	144.85	147.57	150.35	153.18	156.06	158.99	161.98	165.03	168.13	171.30	174.52	177.80	181.14	184.55	
OPEX		-15.30	-15.68	-16.07	-16.47	-16.88	-17.29	-17.72	-18.16	-18.61	-19.07	-19.55	-20.03	-20.53	-21.04	-21.56	-22.09	-22.64	-23.20	-23.78	-24.37	-24.97	-25.59	-26.23	-26.88	-27.54	-28.23	-28.93	-29.65	-30.38	-31.13	
Intereses		-23.78	-21.43	-19.01	-16.52	-13.95	-11.30	-8.57	-5.76	-2.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Amortización deuda		-44.77	-46.11	-47.49	-48.94	-50.43	-51.98	-53.59	-55.26	-54.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Impuestos		-18.43	-18.87	-19.33	-19.82	-20.32	-20.84	-21.39	-21.96	-22.55	-23.12	-22.84	-22.55	-22.26	-21.97	-21.67	-23.32	-23.96	-30.61	-31.27	-31.94	-32.63	-33.32	-34.03	-34.75	-35.48	-36.22	-36.98	-37.75	-38.53	-39.32	
FCFE		20.56	20.26	19.95	19.64	19.31	18.99	18.65	18.31	20.51	76.29	75.63	74.96	74.28	73.60	72.91	90.76	92.24	93.76	95.30	96.87	98.46	100.08	101.73	103.41	105.11	106.85	108.61	110.41	112.23	114.09	

i. ANEXO IX: Captura del modelo Excel-caso BESS

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	
Producción anual neta		1073245	1068952	1064677	1060418	1056178	1051952	1047744	1043553	1039373	1035221	1031080	1026956	1022848	1018757	1014682	1010623	1006580	1002554	998544	994550	990571	986603	982663	978732	974817	970918	967034	963166	959313	955476	
Precio		56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167	56.87167		
Ingresos		61.04	60.79	60.55	60.31	60.07	59.83	59.59	59.35	59.11	58.87	58.64	58.40	58.17	57.94	57.71	142.16	144.84	147.57	150.34	153.17	156.04	158.98	161.97	165.01	168.12	171.28	174.50	177.79	181.13	184.54	
Ingresos con BESS		47.19	48.37	49.579	50.818	52.089	53.391	54.726	56.094	57.5	58.934	60.407	61.917	63.465	65.052	66.678	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Ingresos totales		108.23	109.16	110.13	111.13	112.16	113.22	114.31	115.44	116.61	117.81	119.05	120.32	121.64	122.93	124.38	142.16	144.84	147.57	150.34	153.17	156.04	158.98	161.97	165.01	168.12	171.28	174.50	177.79	181.13	184.54	
O&M Solar		8.3	8.51	8.72	8.94	9.16	9.39	9.63	9.87	10.11	10.37	10.62	10.89	11.16	11.44	11.73	12.02	12.32	12.63	12.95	13.27	13.60	13.94	14.29	14.65	15.01	15.39	15.77	16.17	16.57	16.99	
O&M BESS		6.75	6.92	7.09	7.27	7.45	7.64	7.83	8.02	8.22	8.43	8.64	8.86	9.08	9.30	9.54	9.78	10.02	10.27	10.53	10.79	11.06	11.34	11.62	11.91	12.21	12.51	12.83	13.15	13.48	13.81	
Costes asociados al terreno		1.71	1.75	1.80	1.84	1.89	1.93	1.98	2.03	2.08	2.14	2.19	2.24	2.30	2.36	2.42	2.48	2.54	2.60	2.67	2.73	2.80	2.87	2.94	3.02	3.09	3.17	3.25	3.33	3.41	3.50	
Gastos de propiedad		3.1	3.18	3.26	3.34	3.42	3.51	3.60	3.68	3.78	3.87	3.97	4.07	4.17	4.27	4.38	4.49	4.60	4.72	4.83	4.96	5.08	5.21	5.34	5.47	5.61	5.75	5.89	6.04	6.19	6.34	
Gastos administrativos		1.4	1.44	1.47	1.51	1.55	1.58	1.62	1.66	1.71	1.75	1.79	1.84	1.88	1.93	1.98	2.03	2.08	2.13	2.18	2.24	2.29	2.35	2.41	2.47	2.53	2.60	2.66	2.73	2.80	2.86	
Cargos de mercado y red		0.79	0.81	0.82	0.84	0.86	0.88	0.90	0.91	0.93	0.95	0.97	0.99	1.01	1.04	1.06	1.08	1.10	1.12	1.15	1.17	1.20	1.22	1.25	1.27	1.30	1.33	1.35	1.38	1.41	1.44	
OPEX		22.05	22.60	23.16	23.74	24.33	24.93	25.55	26.19	26.84	27.50	28.19	28.89	29.61	30.34	31.10	31.87	32.66	33.47	34.31	35.16	36.03	36.93	37.85	38.79	39.75	40.74	41.75	42.79	43.86	44.95	
EBITDA		86.18	86.56	86.97	87.39	87.83	88.29	88.76	89.26	89.77	90.30	90.86	91.43	92.03	92.65	93.29	110.29	112.17	114.09	116.03	118.01	120.01	122.05	124.12	126.23	128.36	130.54	132.75	135.00	137.27	139.59	
Depreciación anual		40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	40.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	22.33	
EBIT		45.85	46.23	46.64	47.06	47.50	47.96	48.43	48.93	49.44	49.97	50.53	51.10	51.70	52.32	52.96	87.96	89.84	91.76	93.70	95.68	97.68	99.72	101.79	103.90	106.03	108.21	110.42	112.67	114.94	117.26	
Intereses		33.34	31.76	30.11	28.37	26.56	24.66	22.67	20.59	18.41	16.13	13.74	11.24	8.62	5.87	3.00	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Beneficio antes de impuestos		12.51	14.47	16.53	18.69	20.94	23.29	25.76	28.33	31.03	33.85	36.79	39.87	43.08	46.44	49.95	87.96	89.84	91.76	93.70	95.68	97.68	99.72	101.79	103.90	106.03	108.21	110.42	112.67	114.94	117.26	
Impuestos		3.75	4.34	4.96	5.61	6.28	6.99	7.73	8.50	9.31	10.15	11.04	11.96	12.92	13.93	14.99	26.39	26.95	27.53	28.11	28.70	29.30	29.92	30.54	31.17	31.81	32.46	33.12	33.80	34.48	35.16	
CFADS		82.42	82.22	82.01	81.78	81.55	81.30	81.03	80.76	80.48	80.15	79.82	79.47	79.11	78.72	78.30	83.91	85.22	86.56	87.92	89.31	90.71	92.14	93.59	95.06	96.55	98.08	99.62	101.20	102.79	104.41	
Beneficio Neto		8.76	10.13	11.57	13.08	14.66	16.31	18.03	19.83	21.72	23.69	25.75	27.91	30.16	32.51	34.97	61.58	62.89	64.23	65.59	66.98	68.38	69.81	71.26	72.73	74.22	75.75	77.29	78.87	80.46	82.08	
Saldo de deuda inicial		453	604.33	573.45	540.47	505.33	469.77	431.89	392.23	350.70	307.22	261.70	214.03	164.14	111.90	57.23	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Amortización de capital		30.07	31.49	32.98	34.54	36.17	37.87	39.66	41.53	43.48	45.53	47.66	49.90	52.23	54.68	57.23	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Servicio de deuda total		63.40	63.25	63.08	62.91	62.73	62.54	62.33	62.12	61.89	61.65	61.40	61.13	60.85	60.55	60.23	0.00	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
DSCR (ratio)		1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.30	1.3	1.3	0															
FCF del Proyecto	(940.000)	72.42	72.69	72.98	73.27	73.58	73.90	74.23	74.58	74.94	75.31	75.70	76.10	76.52	76.95	77.40	83.91	85.22	86.56	87.92	89.31	90.71	92.14	93.59	95.06	96.55	98.08	99.62	101.20	102.79	104.41	
FCF del Equity	(305.000)	15.02	16.97	18.93	18.87	18.82	18.76	18.70	18.64	18.57	18.50	18.42	18.34	18.26	18.17	18.07	83.91	85.22	86.56	87.92	89.31	90.71	92.14	93.59	95.06	96.55	98.08	99.62	101.20	102.79	104.41	
Flujos del proyecto																																
Ingresos		108.23	109.16	110.13	111.13	112.16	113.22	114.31	115.44	116.61	117.81	119.05	120.32	121.64	122.93	124.38	142.16	144.84	147.57	150.34	153.17	156.04	158.98	161.97	165.01	168.12	171.28	174.50	177.79	181.13	184.54	
OPEX		-22.05	-22.60	-23.16	-23.74	-24.33	-24.93	-25.55	-26.19	-26.84	-27.50	-28.19	-28.89	-29.61	-30.34	-31.10	-31.87	-32.66	-33.47	-34.31	-35.16	-36.03	-36.93	-37.85	-38.79	-39.75	-40.74	-41.75	-42.79	-43.86	-44.95	
Intereses		-33.34	-31.76	-30.11	-28.37	-26.56	-24.66	-22.67	-20.59	-18.41	-16.13	-13.74	-11.24	-8.62	-5.87	-3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Amortización deuda		-30.07	-31.49	-32.98	-34.54	-36.17	-37.87	-39.66	-41.53	-43.48	-45.53	-47.66	-49.90	-52.23	-54.68	-57.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Impuestos		-3.75	-4.34	-4.96	-5.61	-6.28	-6.99	-7.73	-8.50	-9.31	-10.15	-11.04	-11.96	-12.92	-13.93	-14.99	-26.39	-26.95	-27.53	-28.11	-28.70	-29.30	-29.92	-30.54	-31.17	-31.81	-32.46	-33.12	-33.80	-34.48	-35.16	
FCFE		19.02	18.37	18.93	18.87	18.82	18.76	18.70	18.64	18.57	18.50	18.42	18.34	18.26	18.17	18.07	83.91	85.22	86.56	87.92	89.31	90.71	92.14	93.59	95.06	96.55	98.08	99.62	101.20	102.79	104.41	

j. ANEXO X: Cronograma

Tarea	Marzo				Abril				Mayo				Junio			
	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4	S1	S2	S3	S4
Investigación																
Construcción del modelo																
Cálculo producción electricidad																
Estimación precio de mercado																
Modelo de PPA																
Cálculo costes de inversión																
Cálculo costes operativos																
Cálculo métodos de financiación																
Análisis de sensibilidad																
Empleo del modelo																
Análisis de resultados																
Redacción del documento																
Revisión del documento																
Preparación de presentación																