

CARE

CALIFICADORA DE RIESGO

**ACTUALIZACIÓN DE
CALIFICACIÓN DE RIESGO
DE ACCIONES PREFERIDAS
EMITIDAS POR AREAFLIN S.A.
“PARQUE EOLICO VALENTINES”**

Montevideo, setiembre de 2025

4	RESUMEN GENERAL
6	I INTRODUCCIÓN
12	II LA SOCIEDAD Y LAS ACCIONES
14	III LA ADMINISTRACION
20	IV EL FLUJO FUTURO DE FONDOS
25	V EL ENTORNO
29	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

**Actualización de la Calificación de Emisión de Oferta Pública.
22 - setiembre - 2025**

Emisor:	Areaflin SA
Títulos emitidos:	Acciones Preferidas de Oferta Pública. Representan el 80% del capital integrado y fueron ofrecidos en oferta pública en la Bolsa de Valores de Montevideo (BVM) y en la Bolsa Electrónica del Uruguay (BEVSA).
Importe:	USD 41.905.240 fue el capital inicial integrado correspondiente a acciones preferidas (clase B), las cuales fueron colocadas mediante oferta pública entre el 14 y el 21 de diciembre de 2016.
Principal activo de la empresa:	Contrato PPA (Power Purchase Agreement) a 20 años para explotar el Parque Eólico Valentines de 35 aerogeneradores de 2,0 MW de potencia unitaria.
Comité de Calificación:	Adrián Tamber, Julio Preve y Martín Durán.
Calificación de Riesgo:	Acciones preferidas: A. uy
Vigencia de la calificación:	Hasta el 30 de abril de 2026.
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienra
Manual Utilizado:	Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresas

Resumen General

CARE ha actualizado la calificación de las acciones emitidas por Areafin S.A., que se constituyó para la proyección, construcción, administración, operación, mantenimiento y gestión comercial del "Parque Eólico Valentines", manteniendo la calificación A.uy.

A modo de resumen, los aspectos más destacados de la calificación son:

- Una opción de inversión en acciones preferidas que desde el punto de vista jurídico ofrece las garantías necesarias tal como surge del informe jurídico que se adjuntara como anexo en la calificación original¹.
- La construcción del parque eólico se realizó a través de un contrato llave en mano con una empresa de primer nivel (Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay S.R.L., actualmente Siemens Gamesa Renewable Energy - SGRE) acordado y controlado por UTE. La ejecución del contrato se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando mínimas desviaciones que fueron cubiertas por la contingencia prevista en el proyecto.
- La totalidad de los aerogeneradores (35) se encuentra generando energía desde el año 2017, facturándose al precio acordado, que se actualiza anualmente según la paramétrica establecida en el contrato.
- El parque eólico demandó una inversión del orden de los 171 millones de dólares y fue financiado en un 70% a través de un endeudamiento de largo plazo con la Corporación Interamericana de Inversiones (IIC), y el 30 % con el capital integrado por los tenedores de las acciones. El 80% del capital integrado corresponde a las Acciones Preferidas (inversores privados) y el 20% a las Acciones Ordinarias (UTE). Se trata de un negocio de renta variable gestionado por UTE y apalancado a través de un crédito de largo plazo, para cofinanciar con los tenedores de acciones.
- En el año 2020 se ajustaron las proyecciones de producción previstas en el Prospecto y se presentó un nuevo flujo financiero. La estimación de producción es desde entonces de 283.263 MWh en P50 (en el 50% de los casos se situaría en ese nivel o mayor). En los últimos 8 años (2017-2024) el parque produjo en total 280.052 MWh en promedio por año, lo que implica que durante ese período operó con un factor de capacidad del 45,67%.
- La producción del parque en el período enero-julio 2025 se ubicó un 16,8% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por la consultora G-Advisory en el informe de julio de 2020. Si se considera un período de 12 meses (agosto 2024-julio 2025), la producción real habría estado un 8,0% por debajo de la teórica. La producción promedio desde la puesta en funcionamiento plena del parque (enero 2017), estaría un 2% por debajo de la teórica, luego del ajuste de 2020.
- Considerando la ejecución real hasta diciembre de 2024 y proyectando los flujos hasta la finalización del proyecto -incluyendo los rescates de capital realizados-, la rentabilidad total para los inversores se ubicaría según el operador², en el entorno de 11,7%³, cifra superior a la proyectada antes de la instalación del parque (9,7%). De un modo más conservador, CARE sensibilizó la TIR con la utilización del modelo original obteniendo resultados algo menores, pero igualmente razonables (Sección 4).

¹ . www.care.com.uy

² Informe semestral a inversores a junio de 2025

³ Esta rentabilidad aplicaría para un accionista que mantiene su participación accionaria durante toda la vida del parque eólico y adquirió las acciones a valor par.

- El 29 de abril de 2025 se realizó la Asamblea General Ordinaria de Accionistas y se aprobaron entre otros, los Estados Financieros, la Memoria Anual y la gestión del directorio y de los órganos de control de la sociedad. Se resolvió la distribución de utilidades según los resultados contables obtenidos al 31 de diciembre de 2023, ratificándose la distribución anticipada de resultados aprobada y realizada a fines de 2024 por USD 2.187.554,23. Asimismo, se aprobó la distribución de utilidades por un monto de 6 millones de dólares, que se efectivizó en junio de 2025 y que sumado a las distribuciones anteriores alcanza a la suma de USD 52,16 millones, monto que considera rescate de capital y utilidades. El monto total acumulado de pagos realizados a los accionistas se encuentra alineado con lo proyectado, representando ello una importante rentabilidad a poco más de 8 años de iniciado el proyecto.
- La figura de UTE como gestor, así como su compromiso tanto económico como de gestión con el proyecto, constituye una de las fortalezas principales para la calificación de las Acciones.
- El proyecto forma parte de una política de aceptación general, así como de un plan estratégico de UTE que se viene desarrollando desde hace años.
- En cuanto a las políticas públicas, independientemente de cualquier orientación partidaria no hay evidencia de que las mismas vayan en el sentido de afectar los parques ya existentes. Por otra parte, existen indicios para el crecimiento del consumo de energía que aseguran la pertinencia de este tipo de emprendimientos.

I. INTRODUCCIÓN

1. Alcance y marco conceptual de la calificación

CARE Calificadora de Riesgo ha sido contratada para actualizar la calificación de las Acciones Preferidas emitidas por Areafin S.A. la cual se encuentra operando comercialmente el Parque Eólico Valentines.

La calificación de riesgo supone la expresión de un punto de vista especializado por parte de una empresa autorizada a ese propósito por el Banco Central del Uruguay (BCU), que realiza la supervisión y control del sistema financiero, del mercado de valores, así como de las calificadoras de riesgo. La nota obtenida no representa no obstante una recomendación o una garantía de CARE para los inversores, y por tanto la calificación debe considerarse a los efectos de cualquier decisión como un punto de vista a considerar, entre otros. CARE no audita ni verifica la exactitud de la información presentada, la que sin embargo procede de fuentes confiables a su juicio.

El marco conceptual de esta calificación supone un ejercicio prospectivo por el cual se confiere una nota que califica el desempeño esperado de la empresa que emite las acciones, en su capacidad de satisfacer en el tiempo, conforme al plan de negocios que la administración está mandatada a realizar, una expectativa de rentabilidad aceptable y la recuperación del capital invertido. Admitido el rango de Tasas Internas de Retorno (TIR) derivado de múltiples simulaciones realizadas por CARE consideradas razonables para el proyecto en ocasión de su primera calificación, las futuras no se vinculan estrictamente con la obtención de esas cifras. En efecto, no se trata en este caso de una emisión con compromiso de rentabilidad fijo. Por tanto la nota no dependerá estrictamente del alcance de las Tasas Internas de Retorno calculadas en el proyecto, o de sus respectivas sensibilizaciones o de los costos de oportunidad del capital de los inversores. En definitiva la nota seguirá, entre otros criterios, el cumplimiento del proyecto y otros elementos que se juzguen aceptables en cada oportunidad.

CARE Calificadora de Riesgo es una calificadora con registros y manuales aprobados por el Banco Central del Uruguay a partir del 3 de abril de 1998. Califica conforme a su metodología oportunamente aprobada por dicha autoridad, seleccionando los profesionales necesarios para integrar en cada caso el comité de calificación, el que juzga en función de sus manuales⁴. Estos, su código de ética, registros y antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web: www.care.com.uy así como en el del regulador: www.bcu.gub.uy. El comité de calificación estuvo integrado en este caso por Martín Durán Martínez, Adrián Tamber y Julio Preve. Asimismo CARE contó para la calificación original con los servicios jurídicos del Dr. Leandro Rama Sienna, cuyo informe se adjuntó en la calificación original.

Esta calificación se actualiza periódicamente, no obstante la misma puede variar ante la aparición de hechos relevantes.

⁴. En este caso se trata del Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresas.

2. Antecedentes generales y hechos salientes del período

a) Antecedentes generales

Este proyecto es una de varias iniciativas que está llevando adelante la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas ("UTE") para ampliar la capacidad de generación basada en energías renovables y complementarias de la amplia oferta hidroeléctrica ya existente en el país.

El Proyecto consistió en la construcción y operación de una central de generación eólica de 70 MWh, a través de 35 aerogeneradores de 2.0 MWh, conectada al Sistema Interconectado Nacional. El Parque está ubicado en la zona de Valentines, departamento de Florida.

UTE en su rol de promotor del Proyecto, aprovechando su amplia experiencia en iniciativas similares, seleccionó la localización geográfica, procedió a la selección del contratista y negoció el financiamiento de corto y largo plazo del Proyecto. Si bien en este caso el 80% de las acciones de la sociedad está en mano de inversores, la gestión operativa del emprendimiento está a cargo de UTE durante los 20 años que durará la inversión, plazo similar al de contrato PPA.

Para la ejecución integral de esta iniciativa se procedió a la selección de un contratista bajo la modalidad "llave en mano", siendo la firma seleccionada Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL. (actualmente Siemens Gamesa Renewable Energy - SGRE).

Todos los contratos relacionados al emprendimiento eólico Valentines están realizados a 20 años, siendo una posibilidad el desmonte de los molinos, lo cual está previsto en el flujo de fondos del proyecto y en varios de los contratos. Si se desmonta o no el parque al final de la vida útil de los molinos dependerá de decisiones que se tomen en su momento; si les restara vida útil o existiera un valor residual la TIR podría incluso mejorar. Lo que importa tener en cuenta es que durante ese período el Parque muy probablemente habrá cancelado con su flujo (energía vendida durante los 20 años del PPA), el financiamiento a largo plazo y todos los gastos asociados, pagando asimismo los dividendos correspondientes a los accionistas y devolviendo simultáneamente la inversión a los mismos.

El 27 de enero de 2017 se emitió el certificado de Recepción Provisional del Suministro. Considerando que dicho certificado se emitió con posterioridad a la fecha comprometida contractualmente por la contratista, de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, se aplicaron a Gamesa penalidades por atraso por un total de USD 7.317.725 (USD 10.500.000 menos la energía generada) que permitieron a la sociedad compensar el desfase inicial de los flujos financieros respecto a los fondos previstos para el proyecto.

El factor de capacidad aportado por el proveedor para ese modelo de aerogenerador y con el layout ofertado, fue de 50,79% lo que habría dado una producción anual esperada de 311.447 MWh/año. El factor de planta indicado fue calculado por DNV Garrad Hassan en P50. Como se verá, la producción real fue un poco menor y las proyecciones se corrigieron a la baja (283.263 MWh/año)⁵.

⁵. Resultado de la consultoría "Análisis de la Operación del Parque Eólico Valentines, propiedad de Areafin SA.- G-Advisory, 23 de julio de 2020.

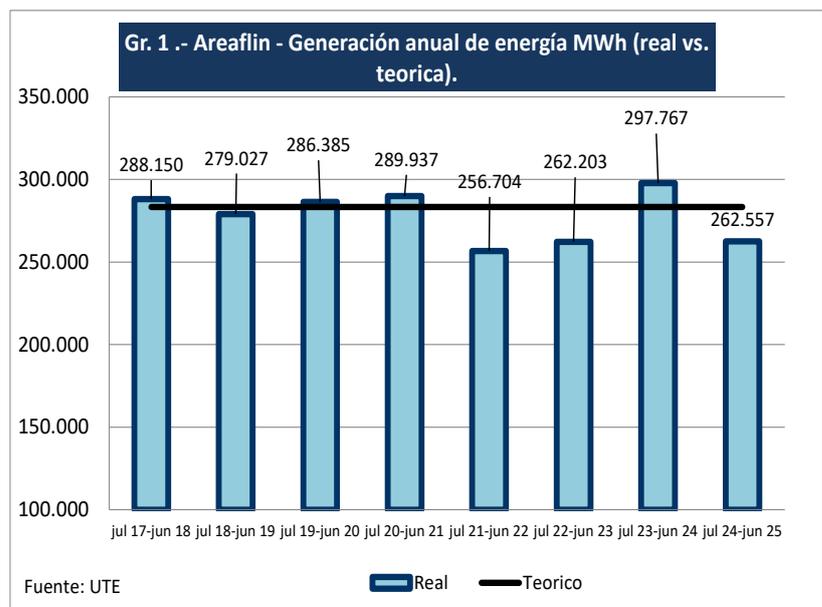
El costo total del Proyecto fue del orden de USD 171 millones, que se financió aproximadamente en un 70% con cargo a un crédito internacional de largo plazo y el restante 30% fueron aportes de capital, de donde el 20% corresponde a capital aportado por UTE (acciones ordinarias) y el 80% restante fue a través de la emisión de acciones de oferta pública en el mercado de valores (acciones preferidas), que cotizan en el mercado de capitales desde el 22 de diciembre de 2016.

El financiamiento de largo plazo es a través de un crédito con Inter-American Investment Corporation (IIC) y China Co-financing Fund for Latin America and the Caribbean (China Fund). Estas instituciones aportaron la suma de USD 119.817.466 a través de un crédito a 18 años.

Respecto a la ejecución financiera del contrato de construcción llave en mano, se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando desviaciones mínimas que fueron cubiertas por la contingencia prevista en los flujos del proyecto.

Desde la puesta en operación del parque, la producción estuvo sistemáticamente por debajo de lo previsto en el proyecto original, aproximadamente entre un 8 y un 11% dependiendo del año. Por ese motivo, el directorio de Areafin SA contrató a la consultora internacional G-Advisory a los efectos de analizar esos desvíos de la producción respecto del prospecto. La consultora presentó en su informe una nueva estimación de producción de largo plazo de 283.263 MWh/año en P50, resultando un 9,05% inferior a la proyección inicial de DNV utilizada en los modelos financieros en etapa de proyecto.

Con relación a la generación real de energía, se presenta a continuación un gráfico de la facturación de energía del parque Valentines por año desde el inicio de la operativa, y se comparan con los valores teóricos corregidos a lo que sería la producción esperada (283.263 MWh/año.)



La grafica considera la generación de energía efectivamente volcada a la red, así como también la que por "restricciones operativas" no se pudo despachar. Esta última se origina en momentos que el parque está disponible para generar energía pero ya sea por exceso de oferta o por inconvenientes en las redes de transmisión, el Despacho Nacional de Cargas, unidad encargada de determinar el despacho de energía de todo el sistema nacional, indica al parque que restrinja su producción limitando la inyección de energía al sistema nacional integrado. Esta energía que el parque tiene disponible para inyectar pero que no es despachada por causas ajenas al generador, igualmente se factura, ya que así lo establece el decreto 59/015 y el contrato de compraventa de energía firmado con UTE.

En el año 2024 las restricciones operativas alcanzaron al 8,5% del total facturado, mientras que en el año anterior habían sido 6,3%.

En julio de 2018 luego de cumplir las condiciones estipuladas en el contrato de financiamiento firmado entre Areaflin SA y la entidad financiadora del parque y con la aprobación de la Asamblea de Accionistas, se procedió a realizar la primera distribución de utilidades de la sociedad por un total de USD 5.403.300 que representaron aproximadamente 10,3% sobre el capital aportado.

Contractualmente a los dos años de emitido el certificado de Recepción Provisional del parque se otorgaría la Recepción Definitiva, siempre y cuando no existieran pendientes de obra a resolver. Este periodo se cumplió el 30 de abril de 2019, pero al existir pendientes, no se concedió la Recepción Definitiva por lo cual se extendió el periodo de garantía otorgado por Gamesa. Luego de diversas negociaciones con la Contratista, con fecha 20 de diciembre de 2024, se acordó para poner fin a las reclamaciones pendientes, a efectos de otorgar la Recepción Definitiva del Suministro, y, en consecuencia, proceder a la liberación gradual de las garantías correspondientes.

En octubre 2022, el parque eólico Valentines logró un importante premio ⁶ otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo. Se valoró positivamente la contribución del proyecto al cambio de la matriz energética, el cuidado del medioambiente, la reducción de emisiones de CO2, y la particular estructura financiera con la participación de pequeños ahorristas.

De acuerdo a lo establecido en la normativa vigente, el Ministerio de Ambiente requiere la constitución de una garantía para la recomposición ambiental luego de finalizada la vida útil del parque eólico. Implica la presentación de un plan con sus costos, y de aprobarse debe constituirse la garantía. En marzo de 2023, se presentó la propuesta de garantía, que comprende la recomposición de todos los espacios utilizados por el parque eólico incluyendo los predios donde se construyeron caminos. En enero de 2024 la DINACEA aprobó el Plan de recomposición ambiental y el 29 de febrero se constituyó la garantía por un monto de USD 2.961.295.

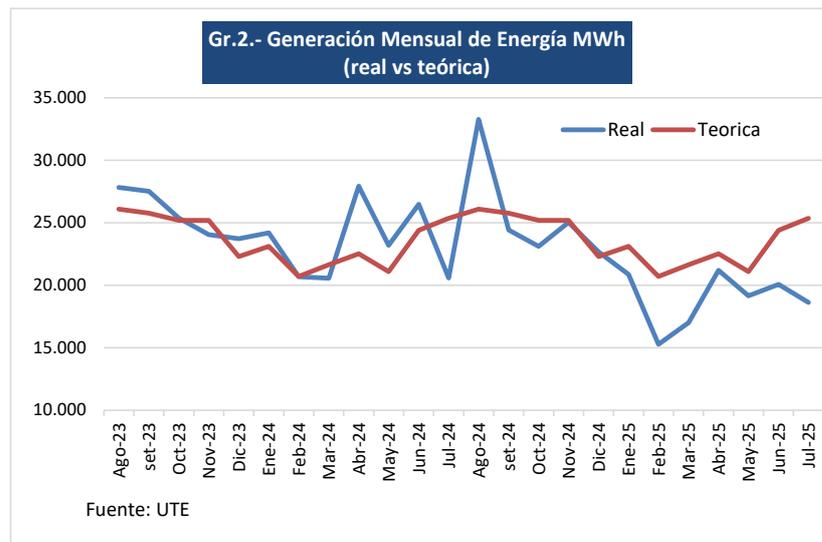
b) Hechos salientes del período

- El 4 de febrero de 2025 se registró un incendio en un aerogenerador del parque eólico. El plazo estimado por la contratista para volver a poner el equipo en funcionamiento es del entorno de 12 a 14 meses.

⁶. Premio "Superhéroes del desarrollo".

- El 29 de abril de 2025 se realizó la Asamblea General Ordinaria de Accionistas y se aprobaron entre otros, los Estados Financieros, la Memoria Anual y la gestión del directorio y de los órganos de control de la sociedad. Se ratificó la distribución anticipada de resultados aprobada y realizada a fines de 2024 por USD 2.187.554,23., y también se aprobó la distribución de utilidades por un monto de 6 millones de dólares, que se efectivizó en junio de 2025.
- El monto distribuido en el primer semestre del 2025, sumado a las anteriores distribuciones alcanza un acumulado de 52,16 millones de dólares, de los cuales 18,50 millones corresponden a rescate de capital y 33,66 millones a utilidades y adelanto de utilidades.
- Se destaca que a pesar de la menor producción de energía obtenida respecto del proyecto original, las distribuciones realizadas hasta el momento han estado alineadas con el modelo financiero inicial.
- La producción del parque durante el período enero-julio de 2025 estuvo un 16,8% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por G-Advisory, en el informe de julio de 2020.

En el siguiente cuadro se grafica la producción mensual teórica y real entre agosto 2024 y julio de 2025.



- Como se puede observar en el gráfico, los mayores desvíos se verifican en los primeros meses de 2025, ya que si se considera un período más largo las diferencias son menores. Considerando 12 meses (agosto 2024-julio 2025), la producción de energía estuvo un 8,0% por debajo de la teórica.
- En los primeros 7 meses de 2025 las restricciones operativas alcanzaron al 3,3%.

3. Información analizada:

- a) Calificaciones realizadas por CARE a operaciones similares (Parque Eólico Pampa y Parque Eólico Arias).
- b) Información de generación y facturación, suministrado por UTE al 31 de agosto 2025
- c) EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/24.
- d) Estados Contables intermedios de Areaflin S.A. al 30/06/2025.
- e) Informe semestral para inversores, al 30 de junio de 2025.

II. LA SOCIEDAD Y LAS ACCIONES

Por resolución de Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad de fecha 12 de mayo de 2016 se aprobó por unanimidad el aumento de capital integrado de la sociedad por nuevos aportes por suscripción pública mediante la emisión de acciones escriturales preferidas de la sociedad por valor nominal de hasta pesos uruguayos equivalentes en su momento a USD 44.000.000 sin derecho a voto. Las acciones se emitieron en una única serie (Serie B) de oferta pública en la Bolsa de Valores de Montevideo (BVM) y en la Bolsa Electrónica de Valores de Uruguay (BEVSA).

En diciembre de 2016 la asamblea general extraordinaria de accionistas aceptó un aporte de capital por la suma de USD 45.209.640 por concepto de la colocación de oferta pública de Acciones Preferidas Clase B. Dicho aporte se imputó de la siguiente forma:

- a) La suma de USD 41.905.240, como capital integrado correspondiente a las Acciones Preferidas Clase B.
- b) El excedente recibido sobre la par en la etapa mayorista por la suma de USD 3.304.400, como Prima de Emisión.

La preferencia de las Acciones Preferidas Clase B consiste en: a) prioridad en el reembolso del capital en caso de liquidación; b) derecho a elección de un director titular miembro del Directorio de la Sociedad. Asimismo, podrán percibir un dividendo ordinario anual en función de la disponibilidad libre de fondos *paripassu* con las Acciones Ordinarias.

El restante 20% del capital integrado de la Sociedad corresponde a las Acciones Ordinarias escriturales con derecho a un voto por acción, las cuales son propiedad de UTE.

Dado que ya se han realizado rescates de acciones, al 30/06/25 el monto total del capital integrado se encuentra en el orden de USD 35,1 millones de dólares.

El análisis jurídico

El análisis jurídico fue incluido como anexo en la calificación original (Informe de Contingencias Jurídicas, véase www.care.com.uy). El mismo procuraba descartar cualquier eventualidad de conflictos derivados por ejemplo de la construcción jurídica, los contratos respectivos, el cumplimiento con normas vigentes, etc. Nada de esto ha variado por lo que se considera innecesario reiterar acá in totum y sólo se recuerda su conclusión final:

“A modo de síntesis y contemplando todos los aspectos involucrados, la estructura jurídica adoptada se adecua al marco normativo vigente y no se advierten riesgos en el proceso de emisión de oferta pública proyectado”.

Por las características de esta calificación, el informe jurídico cobra singular relevancia, dado por ejemplo la cantidad de contratos que han debido analizarse, temas de derecho público tanto como privado, etc.

Riesgos considerados

Riesgo jurídico de estructura. Comprende el análisis de la eventualidad de incumplimientos en el pago a los accionistas, derivado de defectos en la estructura jurídica por no cumplir con alguna norma vigente, así como eventualmente por la aplicación de sentencias judiciales derivadas de demandas de posibles perjudicados por la creación oportunamente descrita. *Visto el informe antes mencionado y dado el tiempo transcurrido sin la ocurrencia de conflictos, se concluye que el riesgo jurídico de estructura se considera casi nulo.*

Riesgo por iliquidez. Las acciones se han diseñado para ser líquidas. Por este motivo, la liquidez puede considerarse adecuada dadas las características del mercado uruguayo. No obstante este proceso no es instantáneo y puede llevar un tiempo imposible de determinar. *El riesgo es bajo.*

III. LA ADMINISTRACIÓN

Tan importante resulta en este tipo de operaciones el análisis crítico de los flujos proyectados (ampliamente desarrollado en la sección pertinente) como la idoneidad de quienes tienen a su cargo la ejecución y administración del proyecto presentado.

En tal sentido, se visualizan los siguientes actores a considerar

- **Areaflin SA**, el emisor
- **UTE, el gestor**
- **Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL**, los contratistas

a. El Emisor

El emisor de las Acciones Preferidas es Areaflin SA, una sociedad anónima abierta constituida bajo las leyes uruguayas el 29 de noviembre de 2012. Desde diciembre de 2016, su capital accionario se encuentra representado por:

- Acciones Ordinarias escriturales Clase A (20 % del capital integrado) que no cotizan en bolsa y cuya titularidad es exclusiva de la UTE.
- Acciones Preferidas escriturales Clase B (80 % del capital integrado) que cotizan en la Bolsa de Valores de Montevideo y cuya titularidad es detenida por inversores privados. Estos accionistas tienen derecho a designar un representante en el Directorio.

El cierre del ejercicio económico de la sociedad es el 31 de diciembre de cada año y cualquiera sea la integración del Directorio, la UTE mantiene el poder de decisión. El auditor externo a partir del año 2021, es KPMG.

Atendiendo lo dispuesto por la Ley No. 18.627 y su decreto reglamentario No. 322/011 en lo que refiere a disposiciones de Gobierno Corporativo, el Directorio creó el Comité de Auditoría y Vigilancia como órgano dependiente del mismo. Está integrado por los mismos miembros que integran la Comisión Fiscal.

El parque eólico que administra, ubicado en la localidad de Valentines, se encuentra operativo y facturando el 100 % de la energía producida desde el 5/1/2017.

De lo expresado se desprende que, más allá de la situación financiera del emisor y de su capacidad técnica, lo relevante es la presencia de la UTE como gestor y garante del funcionamiento del parque y fundamentalmente como comprador de toda la energía producida independientemente de sus necesidades reales; esto es lo que sustenta el valor de las acciones emitidas.

No obstante, es necesario seguir la marcha de la sociedad como reflejo de la marcha del proyecto y de su potencial de generar resultados positivos a los inversores.

A continuación se informan, en forma resumida, los estados de situación y resultados condensados de la misma, al cierre intermedio del 30/06/2025 y su comparativo con periodos anteriores.

Cuadro 1: Estado de Situación Areaflin SA (miles USD)

Concepto	30/6/2025	31/12/2024	31/12/2023
Activo	109.958	113.796	122.602
Activo Corriente	15.236	18.141	16.296
Activo no Corriente	94.723	95.655	106.306
Pasivo	66.618	68.252	75.041
Pasivo Corriente	9.030	7.253	6.991
Pasivo no Corriente	57.588	60.999	68.050
Patrimonio	43.340	45.544	47.561
Pasivo y Patrimonio	109.958	113.796	122.602
Razón Corriente	1,69	2,50	2,33

Fuente: EE.CC Areaflin SA

El capital social de la sociedad a la fecha de cierre del semestre es de \$ 1.500 millones (luego de la reducción dispuesta en Asamblea de setiembre 2021) y el capital efectivamente integrado y actualmente en circulación a la misma fecha es de \$ 1.006 millones, equivalente a unos USD 35.1 millones⁷ de los cuales un 20 % (USD 7 millones) corresponden a Acciones Ordinarias Clase A (en poder de la UTE) y el resto son Acciones Preferidas Clase B, en manos de quienes las adquirieron al momento de realizarse la oferta pública.

Esta operación encuadra dentro de lo que se conoce como “Acuerdo de Concesión de Servicios” según la interpretación que hace la dirección de la sociedad de la CINIIF 12. Esto significa que el operador no debe reconocer en su activo la infraestructura que da lugar al contrato de servicios sino que debe reconocer un activo financiero por el derecho que el contrato le da. Esto se refleja como un activo intangible no corriente y al 30/06/2025, su valor neto contable era de USD 82:7 millones (USD 86:3 a diciembre 2024).

Como se detallara en informes anteriores, con fecha 15/3/2017 la sociedad firmó contrato de financiamiento de largo plazo con dos organismos multilaterales de crédito por un monto de USD 119.8 millones. De esta operación financiera derivan los costos por intereses que se reflejan en el estado de resultados y el pasivo de largo plazo. Como se ha dicho, este pasivo (el principal que tiene Areaflin SA) está completamente garantido.

Los resultados del periodo informado se exponen resumidamente en el cuadro siguiente.

Cuadro 2: Estado de Resultados Areaflin SA (miles USD)

Concepto	30/6/2025	30/6/2024	31/12/2024
Venta de energía eléctrica	8.979	11.194	23.025
Costo de explotación	(5.589)	(5.531)	(11.165)
Resultado Bruto	3.390	5.663	11.860
Gastos de administración y ventas	(109)	(146)	(322)
Resultado Operativo	3.281	5.517	11.538
Resultados diversos	-	-	271
Resultados financieros	(1.487)	(2.332)	(4.737)
Resultados antes IRAE	1.794	3.185	7.072
IRAE	2.002	590	(401)
Resultado del periodo	3.796	3.775	6.671
Reserva por conversión			
Resultado Integral del periodo	3.796	3.775	6.671
Resultado por acción	0,0038	0,0038	0,0066

Fuente: EE.CC Areaflin SA

⁷ Es el saldo de acciones a esa fecha luego de sucesivos rescates.

En cuanto al riesgo por cambios en la tasa de interés, según se desprende del contrato de financiamiento, ya se ha informado que la sociedad contrató y mantiene vigente, un instrumento financiero derivado con el BBVA-España (swap) con el objeto precisamente de mitigar dicho riesgo. Actualmente la empresa paga una tasa fija de 2,93% anual.

Este crédito se ha desembolsado en su totalidad y se está amortizando normalmente (al 30/06/2025 se llevaban canceladas 17 cuotas regulares de amortización); adicionalmente, como se informara en anteriores actualizaciones se realizaron tres amortizaciones anticipadas por un monto total de USD 17.2 millones.

El saldo contable por concepto de préstamos y demás obligaciones vinculadas, al final del periodo informado era de unos USD 61 millones. Los pagos son semestrales y está previsto que el último sea el 15/11/2034.

En asamblea ordinaria de accionistas del 29/04/2025 se aprobó una distribución de dividendos por USD 6 millones, ya abonada.

En definitiva, se considera que la marcha del proyecto se viene desarrollando razonablemente dentro de lo previsto y el patrimonio contable de cierre del último ejercicio supera holgadamente el capital integrado.

b. UTE, gestor.

La UTE tiene un rol clave en esta operación. No solamente en el diseño de la misma, que fue concebida como un paso más en la política que el ente viene llevando adelante desde hace años, sino por el papel directo que desempeña en su ejecución y como garante.

A continuación se mencionan, a título informativo, las responsabilidades asumidas por la UTE en el lanzamiento del proyecto con la salvedad que algunas de ellas, por haberse culminado la obra, ya no son de aplicación.

- Es el gestor, lo que implica que, por contrato, asiste a la sociedad en todos los aspectos operativos del parque eólico. En particular se encarga de: monitoreo de la construcción del parque; gestión de los permisos regulatorios; gestión de las pólizas de seguros; gestión del financiamiento a largo plazo; gestión de la operativa del parque por los 20 años que dura el contrato PPA.
- Es el adquirente de la energía que produzca el parque mediante contrato PPA a 20 años en condiciones similares a los contratos privados que ya tiene con otros operadores. Incluso, se compromete a empezar a pagar anticipadamente energía a partir del mes 25 de iniciadas las obras como si estuviera produciendo, en caso que haya demoras imprevistas.
- Se comprometió a aportar los eventuales sobrecostos que pudiera haber en la construcción del parque, no previstos en el presupuesto original por hasta un monto de u\$s 8 millones (esto no ocurrió)
- Se compromete a mantener la titularidad de al menos el 20 % de las acciones de Areaflin SA

- Fue el fiador, a favor de Gamesa, que garantizó los pagos asumidos por la sociedad en el marco del Contrato Llave en Mano. En tal sentido, el 12/5/15 firmó el contrato de fianza (esto tampoco fue necesario)
- En caso de incumplimiento de Areafin SA con el financiador de largo plazo, UTE se compromete a subrogarla en sus obligaciones.

La capacidad jurídica y técnica de la UTE para asumir las obligaciones contraídas en esta operación fue analizada en ocasión de la calificación original y la misma no mereció objeción alguna. Nada ha cambiado por lo que se mantiene la misma opinión y no se considera necesario reiterar dicho análisis.

En esta sección nos limitaremos entonces a realizar un seguimiento de su condición económico financiera.

Capacidad económica financiera

La UTE tiene participación en otras empresas (de dimensiones económicas marginales, al menos por ahora) lo que lleva que sus EE.CC se presenten individualmente y en forma consolidada.

En los cuadros subsiguientes se exponen los estados de situación patrimonial y el de resultados por los tres últimos ejercicios publicados, en ambos casos, consolidados.

Cuadro 3: UTE Estado de Situación Patrimonial consolidado (millones de \$)			
Conceptos	31-Dic-24	31-Dic-23	31-Dic-22
Activo Corriente	30.652	29.496	31.160
Activo no Corriente	259.896	251.901	243.676
Total Activo	290.548	281.397	274.837
Pasivo Corriente	27.983	27.151	23.813
Pasivo no corriente	113.863	110.884	108.402
Total Pasivo	141.846	138.035	132.215
Patrimonio	148.702	143.362	142.622
Total Pasivo y Patrimonio	290.548	281.397	274.837
Razón Corriente	1,10	1,09	1,31

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

Como se ve, la situación patrimonial del grupo es muy sólida. La liquidez, medida como el cociente entre el activo y el pasivo corrientes (razón corriente) sigue estando por encima de la unidad.

Cuadro 4: UTE Estado de Resultados consolidado (millones de \$)

Conceptos	31-Dic-24	31-Dic-23	31-Dic-22
Ingresos de actividades operativas	77.175	69.042	70.082
Costo de ventas	(42.010)	(47.914)	(44.400)
Resultado Bruto	35.165	21.128	25.682
Gastos Adm. y Ventas	(15.612)	(14.468)	(15.021)
Resultados diversos	(533)	571	(1.867)
Resultado Operativo	19.020	7.231	8.794
Resultados financieros	(6.264)	(4.997)	(4.377)
Resultados antes de impuestos	12.756	2.234	4.417
Impuesto a la renta	(90)	2.814	3.071
Resultado del Ejercicio	12.666	5.048	7.487
Reserva por conversión y otras	931	(166)	(852)
Resultado Integral del Ejercicio	13.597	4.881	6.636

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado positivo, mayor al del año precedente.

Por otra parte, como ya se ha señalado en anteriores actualizaciones, la magnitud de los compromisos asumidos en esta operación y otras operaciones análogas mencionadas, en relación a su patrimonio y facturación es muy menor.

Se concluye entonces que desde el punto de vista económico financiero, la UTE, más allá de su condición de empresa estatal, no debería tener problemas de afrontar los compromisos asumidos en este proyecto.

c. GAMESA, contratista

Para la ejecución integral de esta iniciativa se procedió a la selección de una empresa contratista de probada experiencia en el sector, con antecedentes en diversas partes del mundo e incluso en Uruguay ya que fue adjudicataria de un contrato similar a éste en el marco del denominado "Fideicomiso Financiero Arias". Su selección se hizo a través de un proceso licitatorio cuya legitimidad fue analizada y verificada en el informe de contingencias jurídicas que acompañó el informe de calificación original.

Se trata de Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL, filiales de Gamesa Energía SA quién otorgó a aquellas una garantía corporativa por eventuales incumplimientos del "Contrato de Construcción Llave en Mano"; adicionalmente, la "empresa madre" otorgó, el 22/5/2015, garantía adicional por USD 15.314.715 hasta que se entregue la obra, hecho que ya ocurrió.

En ocasión de la calificación original se dio cuenta de la solvencia técnica y los antecedentes de la firma para llevar adelante este tipo de emprendimiento. Esto no ha cambiado por lo que se considera innecesario reiterarlo. Por otra parte, la obra ha concluido y ya está operativa, restando únicamente la supervisión de funcionamiento según contrato respectivo. En este sentido, no se advierte riesgo alguno en el cumplimiento de la función de supervisión de parte de una empresa de reputación internacional sujeta a contrato que involucra a una empresa del estado uruguayo.

Por otra parte, opera la garantía de fiel cumplimiento constituida en ocasión del Contrato Llave en Mano y, una vez liberada esta, el contratante está facultado a retener hasta el 100 % de los haberes del contratista en la eventualidad de constatarse algún incumplimiento.

Cabe recordar, además, que la misma empresa ha sido adjudicataria de un contrato similar en otro emprendimiento análogo a este, con resultados satisfactorios, hasta ahora.

Riesgos considerados:

Riesgo jurídico, por incumplimiento de alguna disposición por parte de la sociedad o de la empresa gestora. Ambas contingencias, fueron analizadas en el informe jurídico. En consecuencia, se considera que desde este punto de vista el *riesgo es casi nulo*.

Riesgo administración, determinado por la actuación de los tres agentes principales involucrados con el proyecto a saber: el constructor, proveedor y encargado de mantenimiento (Gamesa); el gestor de todo el proyecto – UTE- incluyendo todos los permisos necesarios así como el contralor de la ejecución; y la sociedad titular del proyecto. Considerando la particular idoneidad demostrada por los tres agentes, su nivel de compromiso y profesionalidad para cumplir con la función prevista en el prospecto y los contratos respectivos; considerando además, que se ha creado una estructura administrativa, de controles y garantías para coordinar la actuación de los tres agentes, *se considera que el riesgo de incumplimiento de la administración con las responsabilidades del proyecto es muy bajo*.

Riesgo constructivo, al estar la obra concluida, la consideración de este riesgo no corresponde.

IV. EL FLUJO FUTURO DE FONDOS

El análisis del flujo futuro de fondos depende esencialmente de dos circunstancias; la primera de ellas podría ser una modificación del precio de los bienes comercializados, lo que en este caso no aplica por la forma de venta de la energía producida. El otro cambio es el derivado de la cantidad física de energía provista, que luego de transcurrido un lapso significativo de tiempo y realizadas algunas consultorías especializadas, se procedió a su ajuste a los valores que se han venido obteniendo. En efecto, en julio de 2020 luego de que se recibiera el informe de la Consultora G-Advisory se decide ajustar la producción esperada, lo que implicó una caída del 9,1% respecto de la considerada en el prospecto.

En el siguiente cuadro se presenta la evolución de la facturación esperada luego del ajuste y la real (esta última incluye también las facturas correspondientes a las restricciones operativas).

Cuadro 5.- Facturación prevista y real de energía eléctrica de Areafin SA			
Periodo de producción	Dólares		
	Teórico	Real	Diferencia
Setiembre a Diciembre de 2016	6.513.263	2.048.920	(4.464.343)
Enero a Diciembre de 2017	18.601.224	19.057.583	456.358
Enero a Diciembre de 2018	18.734.353	18.778.350	43.997
Enero a Diciembre de 2019	17.566.513	18.751.612	1.185.099
Enero a diciembre de 2020	19.414.160	20.366.974	952.814
Enero a diciembre 2021	19.068.592	18.390.821	(677.771)
Enero a diciembre 2022	20.439.536	18.802.363	(1.637.173)
Enero a diciembre 2023	22.096.566	21.187.608	(908.959)
Enero a diciembre 2024	22.272.183	22.961.451	689.268
Enero a julio 2025	12.503.075	10.406.909	(2.096.166)
Total (desde enero de 2017)	170.696.203	168.703.671	(1.992.532)

Fuente: UTE

Como puede observarse, una vez ajustada la producción teórica, los desvíos respecto de la producción esperada son bajos. En el acumulado desde el inicio de la puesta en plena operación del parque (enero 2017), los ingresos acumulados son aproximadamente un 1,2% menores a los teóricos.

La menor venta de energía del primer año fue más que compensada por las penalidades cobradas a Gamesa (7,3 millones de dólares), por la entrega tardía del parque.

1. Evaluación de la rentabilidad de la inversión, riesgos asociados y sensibilizaciones.

El principal factor de influencia sobre el retorno de la operación es el llamado factor de aprovechamiento o factor de capacidad de los aerogeneradores del parque, ya que como se comentó el precio es fijo y ya está establecido su forma de ajuste.

El Proyecto original planteó una Tasa Interna de Retorno⁸ para el inversor de 11,8% en el escenario de base para las acciones preferidas, el cual suponía un factor de capacidad de 50,79%. A la luz de los resultados obtenidos en los primeros años de operación del parque y al resultado de la consultoría

⁸. Las referencias a la TIR consideran todo el período, desde el año cero hasta el final. Supone la perspectiva de un inversor que permanece durante toda la vida del proyecto y adquirió su participación a valor par.

realizada por G-Advisory puede concluirse que existió una sobreestimación del factor de capacidad. La estimación actual de producción de largo plazo para una probabilidad P50 (50% de las observaciones en ese valor) es de 283.253 MWh, lo que implica operar con un 46,19% de factor de capacidad.

En base a los flujos de fondos ejecutados hasta diciembre de 2024 y las proyecciones financieras elaboradas considerando la nueva estimación de producción energética anual, el operador estima que la rentabilidad esperada se mantendría en los niveles originales (TIR = 11,74%), a pesar de la menor producción de energía

1.1. Análisis de sensibilidad

CARE realizó en su momento un análisis de sensibilidad del proyecto con el objetivo de estudiar el efecto de las variables más relevantes del modelo de negocio en el desempeño del mismo, contemplando reducciones en los ingresos aún mayores a las verificadas.

La rentabilidad esperada de cualquier proyecto de inversión por lo general está determinada por el comportamiento previsto de múltiples variables que afectan los ingresos o los costos de la actividad: precios de los productos, volúmenes de producción, clima, costos de los insumos, variaciones de tipo de cambio, costo de la mano de obra, del financiamiento, tecnología, etc. En el caso particular de este proyecto, la mayor parte de estas variables se encuentran acotadas y son predecibles para toda la vida del proyecto.

Dada la especificidad de los contratos involucrados en la operación y las salvaguardas introducidas en el mismo, la variable más relevante para el resultado del proyecto es el factor de capacidad de los aerogeneradores del parque, es decir la capacidad de generación de energía. Este factor indica el porcentaje de energía generada efectivamente por el parque sobre el potencial máximo del mismo.

Con base al modelo financiero original⁹, CARE realizó algunas sensibilizaciones suponiendo menor producción de energía.

Importa destacar además, que en la sensibilización de la calificación original ya se habían considerado factores de planta más bajos de los que se están obteniendo y ahora se proyectan, y aun así los resultados eran satisfactorios para la calificadoradora. Esto supone un criterio conservador en tanto no se consideran las anticipaciones de intereses realizadas por la empresa, ni las multas que se han cobrado.

Escenario 1. Se supuso en este caso que el factor de capacidad del proyecto sería inferior al estimado en el prospecto, suponiéndose una reducción de un 5%, 10% o un 15%, menor al esperado.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

⁹ El modelo utilizado no considera los rescates de capital realizados, las multas cobradas ni los adelantos en la amortización del crédito, lo que genera efectos positivos en la rentabilidad. Por otra parte, debido a la alta inflación internacional ocurrida en los últimos años los ajustes en los valores de la energía fueron mayores a los estimados originalmente.

Cuadro 6: TIR de las acciones preferidas bajo diferentes situaciones

Factor de Capacidad	Producción en MWh	TIR
Prospecto: 50,79%	311.447	11,8%
5% menor: 48,25%	295.875	10,5%
10% menor 45,71%	280.302	8,5%
15% menor 43,71%	264.730	6,4%
Promedio de últimos 8 años. 45,67%	280.052	8,5%
Ajustado al 2020.- 46,19%	283.253	8,9%

Fuente: Elaborado por CARE

A las sensibilizaciones originales se le agrega la estimación de la TIR para el caso de que el parque funcione con el factor de capacidad definido por G-Advisory y también se presenta una estimación suponiendo que funcione de acuerdo al promedio de los últimos 8 años, que es levemente menor. Ambos factores de capacidad están comprendidos dentro de la sensibilización que se realizó en la calificación original.

La TIR esperada para las acciones de Areafin SA se mantendría en niveles razonables aún si se diera una reducción en el factor de capacidad mayor a la que ya se verificó.

Como ya fuera comentado, la producción real que se viene logrando se ajusta muy bien a la que se proyecta luego de la corrección realizada, por lo que en la medida que pase el tiempo, los riesgos de menor producción se van acotando.

Escenario 2. En este caso se estimó que la generación de ingresos del parque solo permitiera cubrir sus costos operativos, el servicio de la deuda y recuperar el capital invertido pero sin intereses. Esto implica que se determinó el nivel de factor de capacidad que resultara en una TIR del inversor igual a cero. En otras palabras, cuál sería el factor de capacidad “de indiferencia”, es decir, aquél que permitiría que el flujo de fondos esperado apenas alcance para honrar el crédito recuperar la inversión, pero no alcanzara una TIR positiva.

Una TIR igual a cero se obtendría en el caso de que el Parque proyectado opere con un factor de capacidad del 36,77%. Dada la información disponible respecto de otros parques, los antecedentes de operación del parque, el ajuste de la consultoría y consultas realizadas por CARE con informantes calificados, la probabilidad de ocurrencia de este escenario –durante todo el período- sería prácticamente nula¹⁰.

El factor de capacidad logrado en el año 2022, que fue el más bajo de la serie hasta el momento (42,49%), está por encima de los valores críticos, asegurando una TIR del 5,9%, menor a la del prospecto pero igualmente razonable.

1.2. Nueva estimación del Costo de Oportunidad del Capital.

Con el objetivo de testear algunos supuestos introducidos en las proyecciones del plan de negocios presentado, en ocasión de la calificación original CARE profundizó el análisis del costo de oportunidad del capital para descontar los flujos de fondos. Para ello se calculó el costo promedio ponderado del capital (WACC¹¹) del presente proyecto.

¹⁰. Pérez Benech, Daniel y Cataldo José: “Analysis of the uruguayan large scale wind energy generation an its energetic.....”

¹¹. Weighted Average Cost of Capital

El Costo Promedio Ponderado del Capital es una tasa de descuento que mide el costo de capital utilizado para invertir en el proyecto y se define como la media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos (como la deuda); el valor así obtenido es la tasa de descuento que se emplea para descontar el flujo de fondos del proyecto. En este caso el costo de la deuda sería la tasa de interés correspondiente a la operación del crédito de largo plazo, mientras que el de los recursos propios es el costo de oportunidad de los inversionistas.

El punto fundamental para el cálculo del WACC es la estimación de la retribución de los fondos propios ($E(ri)$). Para estimar el costo de oportunidad del capital, CARE utiliza el modelo de valoración CAPM (Capital Asset Pricing Model)¹², que relaciona la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo del mercado y la prima de riesgo asignado al sistema de producción específico, en este caso la producción de energías renovables. Para evitar variaciones bruscas en la tasa, y tener una visión de mediano plazo, se consideraron valores promedios de los últimos 5 años en todas las variables.

Para considerar el riesgo sistémico se utiliza el "beta"¹³ promedio de empresas de producción de energías renovables en mercados emergentes, el cual se ubica en 0,84, lo que indica que la inversión en la actividad tiene un menor riesgo y variabilidad que el promedio de todas las actividades en ese mercado. Para la tasa libre de riesgo se considera el rendimiento de los Treasury Bonds a 10 años de EEUU (3,15%), para el riesgo país (índice UBI) se consideraron 96 puntos básicos y para la prima de riesgo del mercado accionario se consideró 4,71%.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,27%. Este valor es menor a la TIR esperada del inversor para el escenario que CARE considera como piso (8,5%), lo que estaría indicando que el proyecto sería atractivo, según esta metodología. Otros indicadores con los que podría compararse la TIR esperada del Fideicomiso podrían ser las curvas de rendimiento, que serían opciones posibles de inversión ya que están estimadas para el caso del Uruguay¹⁴. En la actualidad¹⁵ la curva en dólares (CUD) a 10 años está en 4,7%.

Si bien estas comparaciones coyunturales no pueden tomarse en sentido estricto, constituyen una referencia que – entre otras- ayuda a conformar un juicio acerca de la inversión original comparada con la coyuntura actual.

En la coyuntura actual, la tasa libre de riesgo es mayor al promedio de los últimos 5 años, pero en contrapartida el riesgo país es menor al período considerado. En consecuencia, si se aplican los valores actuales, el costo de oportunidad del capital sería menor (5,1%).

Finalmente, si consideramos esta tasa junto a la del costo del crédito y las participaciones de ambas fuentes de financiamiento, la tasa de descuento (WACC) aplicable a este proyecto sería de 5,5%, también inferior a la TIR esperada.

Esto indica que según estas metodologías, el proyecto sería atractivo y la proporción de fondos propios sobre fondos totales sería adecuada.

¹² El modelo de valoración de activos financieros, denominado en inglés Capital Asset Pricing Model (CAPM) es un modelo utilizado para calcular la rentabilidad que un inversor debe exigir al realizar un inversión en un activo financiero, en función del riesgo que está asumiendo.

¹³ Valor proporcionado por Damodaran.

¹⁴ Curva Spot de Rendimientos de Títulos Soberanos Uruguayos emitidos en moneda nacional indexada a la inflación o en dólares, según sea el caso.

¹⁵ Setiembre 2025

Riesgos considerados:

Riesgo de generación de flujos. El riesgo de la no generación de flujos para generar una razonable rentabilidad para las acciones es relativamente bajo, aún en condiciones de una menor producción esperada. Por otra parte, la probabilidad de que el factor de capacidad sea menor a 36,77%, que es el que en un escenario como el que se describió, pagaría el crédito, reintegraría el capital pero dejaría la TIR del inversor en 0, es muy baja. *Riesgo muy bajo.*

Riesgo de descalce de monedas. El descalce de monedas es prácticamente inexistente debido a que los ingresos del proyecto y la mayor parte de sus compromisos están expresados en dólares. Los costos en moneda nacional representan una proporción menor del total. *Riesgo casi nulo.*

En definitiva, el emprendimiento está en condiciones de cumplir los objetivos del proyecto.

V. EL ENTORNO

Este análisis refiere a la evaluación de factores futuros propios del entorno, externos al proyecto, que pueden afectar el desempeño del activo subyacente. El mismo comprende por tanto el análisis prospectivo por ejemplo del mercado en el que se inserta o del que proviene ese flujo, así como su dependencia de políticas públicas y de la perspectiva de su mantenimiento. En este caso la generación de flujos no tiene vínculo alguno con el desempeño de algún negocio o mercado concreto a ser evaluado en su capacidad de generar flujos ya que el precio de venta de energía es fijo. Algo análogo ocurre con las cantidades generadas en el tiempo. No hay por tanto una oferta y demanda a analizar ya que el flujo se genera por decisión de la UTE, y no por operaciones empresariales desarrolladas por agentes económicos. En consecuencia no corresponde el análisis del llamado **riesgo mercado**. Incluso una eventual caída en el consumo de energía en los hogares, un incremento en la morosidad o la ampliación de medidas de apoyo a los sectores con problemas, tampoco deberían tener efectos sobre los flujos esperados.

Sí en cambio corresponde evaluar lo que genéricamente llamamos el **riesgo político**, vinculado a la probabilidad de mantenimiento de las políticas públicas que dan lugar a esta construcción financiera.

El riesgo político se va a analizar en tres enfoques: el de la política energética, en particular en lo que refiere a la generación de energía eólica; el de la continuidad de las decisiones de su principal ejecutor, la UTE; y el de su consistencia con consideraciones del riesgo contingente del Uruguay. Al final se harán consideraciones sobre otro aspecto de riesgo sistémico, el asociado al cambio técnico en la generación de energía eólica.

1. El riesgo político en la perspectiva de la política energética general

La política energética es una política de Estado que de hecho fue planteada en sus lineamientos estratégicos desde 2005, y ha sido recogida en un documento titulado "Política energética 2005 - 2030"¹⁶. Aprobada en sus lineamientos estratégicos por el Poder Ejecutivo en 2008, fue avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria en 2010. Su objetivo general señala: "Diversificación de la matriz energética, tanto de fuentes como de proveedores, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y buscando fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables." Describe asimismo una institucionalidad en la que destaca la cooperación público privada, y establece metas cuantificables destacando las referidas a la energía eólica.

En consecuencia, el sistema eléctrico uruguayo ha experimentado recientemente un profundo cambio en su matriz de generación. El elemento de mayor destaque en la nueva realidad, es la incorporación masiva de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el parque generador uruguayo, en particular un significativo incremento en la participación de la energía eólica en la matriz en una primer instancia y luego más recientemente la fotovoltaica.

¹⁶. Puede consultarse en www.dne.gub.uy

En línea con lo anterior, UTE ha promovido otros Parques bajo diferentes modalidades. Además de este emprendimiento, CARE califica dos parques bajo la modalidad de Fideicomisos Financieros (P.E. Arias y P.E. Pampa), los cuales se vienen desarrollando sin inconvenientes.

Queda claro pues que la construcción del Parque fue consistente con una política de largo plazo, de amplia base política de aprobación, siendo asimismo funcional a sus metas para los próximos años.

En línea con la profundización de la diversificación de la matriz energética, la UTE viene promoviendo el desarrollo de emprendimientos públicos y privados para la producción de energía fotovoltaica para atender la mayor demanda de energía por parte de hogares y empresas en el país.

2. El riesgo político en la perspectiva de la política institucional del gestor (UTE)

Más allá de la estabilidad económica del gestor, corresponde analizar la operación del Parque en su consistencia con la política institucional, y la capacidad de ejecutar en un plazo largo las obligaciones derivadas de su función.

Al analizar la información disponible destacan elementos de continuidad institucional, de preocupación por la mejora continua, de atención a aspectos de cultura empresarial internos, de consistencia con políticas energéticas de largo plazo, y de grado de compromiso con ellas. Hay una evidente preocupación por la mejora de todos los procesos lo que se evidencia en las múltiples certificaciones logradas. También es notorio su impulso a la generación eólica, consistente asimismo con la política energética general. En este sentido desde 2010 UTE ha comenzado a desarrollar una estrategia de cambio de la matriz energética apuntando a la incorporación de energía proveniente de fuentes renovables. En particular, la política de generación eólica ha establecido diferentes líneas de acción: licitación para la instalación de parques eólicos por parte de empresas privadas a las cuales UTE les asegura la compra de la energía generada; instalación de parques propios; y otros proyectos a través de diferentes vehículos con participación de UTE¹⁷.

Se puede observar en el siguiente cuadro el resultado de la política de incremento de las fuentes renovables en la matriz energética ya que en 2015, la energía eólica producida en el país representaba el 17% del total de la generación, mientras que en el año 2024 representó el 33 % del total.

Cuadro 7. Composición de la Generación de Energía de Uruguay por fuente en GWh

	2020	2021	2022	2023	2024
Hidráulica	3.950	5.159	5.518	3.431	7.178
Eólica	5.456	4.976	4.763	4.743	4.728
Biomasa	1.027	1.032	939	1.137	1.823
Fotovoltaica	423	436	438	412	428
Térmica	805	2.451	1.282	940	133
TOTAL	11.661	14.054	12.940	10.662	14.290

Fuente: UTE Página WEB

¹⁷. Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

En 2024, apenas el 1% de la energía fue generada por fuentes no renovables, lo que posiciona al país como un ejemplo a nivel mundial.

Lo anterior evidencia la fortaleza del compromiso institucional de UTE, factor clave para la mitigación o anulación de diversos riesgos.

Por otra parte y aunque no tiene que ver con los ingresos por venta de energía ya que éstos están fijos por la modalidad del contrato PPA, constituye un hecho importante considerar que a juzgar por parámetros internacionales de comparación, cabe esperar un aumento de la demanda doméstica de energía, consistente con este aumento de la oferta, ya que el consumo medio per cápita de los uruguayos se encuentra por debajo del de los países con mayor desarrollo, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

Cuadro 8: Consumo en kWh/cápita		
País	Ubicación	2024
Islandia	1	51.059
Noruega	2	22.942
Barhein	3	22.251
Canadá	8	13.863
Finlandia	9	12.120
EEUU	10	12.188
Australia	16	9.937
Japón	21	7.252
Francia	32	6.069
España	45	5.072
Chile	56	4.237
Mundo		3.260
Brasil	75	2.874
Uruguay	76	2.808

Fuente: Datosmacro.com

Como puede observarse en el cuadro, el Uruguay está en la posición 76 del consumo per cápita de energía, sin perjuicio de la ubicación geográfica, muy por debajo de los países de alto consumo y aún del promedio mundial. Sin embargo si solamente se considera el consumo per cápita de energía eólica el Uruguay ocupa el lugar número 7, lo que ratifica el éxito que ha tenido la política tendiente a la promoción de este tipo de energía.

La tasa de crecimiento del consumo de energía en el Uruguay era históricamente del 2%, pero actualmente está ascendiendo a entre 3 y 5%, por lo tanto deberán seguir incorporándose más fuentes renovables. Se estima que en la medida que avance el desarrollo de la movilidad eléctrica, lo que es un objetivo general de la política ambiental del país, se debería incrementar la demanda de energía eléctrica, y ésta deberá ser suministrada por fuentes alternativas a la generación térmica, ya que justamente el objetivo de la política es reducir la utilización de combustibles fósiles.

A modo de ejemplo se presenta en el siguiente cuadro la evolución de las ventas de energía en el mercado interno, así como también la evolución del número de servicios activos.

Cuadro 9 Ventas de energía y servicios activos

	2021	2022	2023	2024
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.371.652	1.541.797	1.733.156	1.774.747
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.950	9.415	9.748	10.201
Número de servicios activos	1.577.969	1.614.220	1.637.885	1.674.400

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

Puede observarse una clara tendencia al aumento en la energía vendida y en el número de servicios activos, que seguramente debería continuar en los próximos años.

3. El riesgo de cambio técnico

Cabe preguntarse qué podría pasar a largo plazo si por temas tecnológicos pudieran introducirse otras fuentes de energía que aconsejaran dejar de lado la eólica. O en su caso que otras técnicas permitieran un aprovechamiento mayor de la energía eólica diferente a la prevista con este Parque. Estos elementos podrían hacer caer el precio spot¹⁸. Sin embargo, como el contrato se realiza a un precio acordado y por un plazo de 20 años, este riesgo es inexistente.

En consecuencia el riesgo entorno, descompuesto como se detalló, se considera casi nulo.

¹⁸. El precio SPOT de la energía, es el costo que resulta para el Sistema Interconectado Nacional por despachar una unidad adicional de demanda, respetando los criterios de economía, seguridad y calidad vigentes. En la medida que este precio resulta de cerrar el balance entre la demanda (incremental) y los recursos de generación disponibles, es un valor que teóricamente puede cambiar hora a hora. Por otra parte, teniendo en cuenta que el parque de generación uruguayo es fuertemente hidráulico, y aún con insuficiente respaldo térmico, el precio SPOT tiene muy importantes variaciones: entre cero, por ejemplo cuando están "llenas" todas las represas y 250 USD/MWh, (en épocas de sequía extrema).

VI. CALIFICACIÓN DE RIESGO

El dictamen se construye a partir de la asignación de ponderadores y puntajes a los factores de riesgo que integran cada área de riesgo (los títulos, la administración en sus tres agentes, los activos subyacentes y el flujo de fondos, y el entorno). Dispuestos en una matriz, los indicadores de cada factor en cada área de riesgo, van generando puntajes a juicio del comité calificador que van conformando el puntaje final. Éste se corresponde con una nota de acuerdo al manual de calificación.

En función del análisis de los principales riesgos identificados en cada sección; teniendo presente los diversos enfoques técnicos -jurídicos, cualitativos y cuantitativos - tanto los presentados por el estructurador como los realizados por CARE; con la información públicamente disponible; el comité de calificación de CARE entiende que las acciones preferidas emitidas por Areaflin SA recogen la calificación A.uy de la escala de nuestra metodología¹⁹.

Comité de Calificación



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrian Tambler

¹⁹. **CATEGORÍA A.uy** Se trata de instrumentos que presentan para el inversor un riesgo bajo ya que evidencian un buen desempeño y una buena capacidad de pago. El propio papel, la condición de la administradora y de las empresas involucradas, la calidad de los activos, su capacidad de generar los recursos y la política de inversiones, y las características del entorno, dan satisfacción a los análisis practicados. A juicio del comité calificador solo en casos extremos, eventuales cambios en los activos o sus flujos, en la sociedad emisora, en los sectores económicos involucrados, o en la marcha de la economía, pueden incrementar levemente el riesgo del instrumento, que se muestra discretamente sensible a variaciones en las condiciones económicas o de mercado. La probabilidad de cambios desfavorables previsible en el entorno es baja y compatible con la capacidad de la entidad de manejarlos, aunque incrementando también levemente el riesgo. **Grado de inversión con observaciones.**