

CARE

CALIFICADORA DE RIESGO

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

Montevideo, octubre de 2023

4	RESUMEN GENERAL
6	I INTRODUCCIÓN
11	II LA SOCIEDAD Y LAS ACCIONES
13	III LA ADMINISTRACION
19	IV EL FLUJO FUTURO DE FONDOS
24	V EL ENTORNO
28	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

**Actualización de la Calificación de Emisión de Oferta Pública.
09 - octubre - 2023**

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 integrado correspondiente a acciones preferidas (clase B), las cuales fueron colocadas mediante oferta pública entre el 14 y el 21 de diciembre de 2016.
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 2024.
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienna
Manual Utilizado:	Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresa

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 se consignara en el informe elaborado por el asesor de CARE, el Dr. Leandro Rama Sienna que se adjuntara como anexo al informe de calificación original.
- 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, el que es fijo y se actualiza según la paramétrica utilizada en otros contratos similares.
- 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 ahora de 283.263 MWh en P50 (en el 50% de los casos se situaría en ese nivel o mayor), un 9% inferior a la proyectada inicialmente. En los últimos 6 años móviles (agosto-julio) el parque produjo en total 275.888 MWh en promedio por año, lo que implica que durante ese período operó con un factor de capacidad del 44,99% y estaría apenas un 2,6% por debajo del ajuste de la producción.
- La producción del parque en el período enero-julio de 2023 se ubicó un 10,7% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por la consultora G-Advisory en el informe de julio de 2020. Esta menor producción parece deberse a un efecto año (menores vientos), ya que un comportamiento similar se pudo verificar en otros parques.

- Considerando la ejecución real hasta diciembre de 2023 y proyectando los flujos hasta la finalización del proyecto -incluyendo los rescates de capital realizados-, la rentabilidad total del proyecto estaría por encima de la proyectada antes de la instalación del parque (10,5%). Asimismo, de un modo más conservador, se recalculó la TIR con la utilización del modelo original y la producción real de energía promedio de los últimos 6 años (véase Sección IV), suponiendo que el resto de las variables se mantienen de acuerdo a lo descrito en el Prospecto estimando una tasa interna de retorno en el entorno de 8,4%, lo que a juicio de CARE sigue siendo razonable y podría ser mayor¹.
- El 14 de julio de 2023, se realizó la sexta distribución de utilidades de la sociedad por un monto total de USD 6.800.000. Este año no habrá rescate de capital por lo que el 100% responde a utilidades. A la fecha, se lleva distribuido entre rescate de capital y utilidades, un total de 37,47 millones de USD, monto que se encuentra por encima de lo proyectado, representando ello una importante rentabilidad a poco más de 6 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 formó 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.

¹ El modelo utilizado no considera los rescates de capital realizados y los adelantos en la amortización del crédito, lo que generará efectos positivos en la rentabilidad.

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 ni 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 manuales². 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.

² 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 menor y las proyecciones se corrigieron a la baja (283.263 MWh/año)³.

³. Resultado de la consultoría "Análisis de la Operación del Parque Eólico Valentines, propiedad de Areafin SA.- G-Advisory, 23 de julio de 2020.

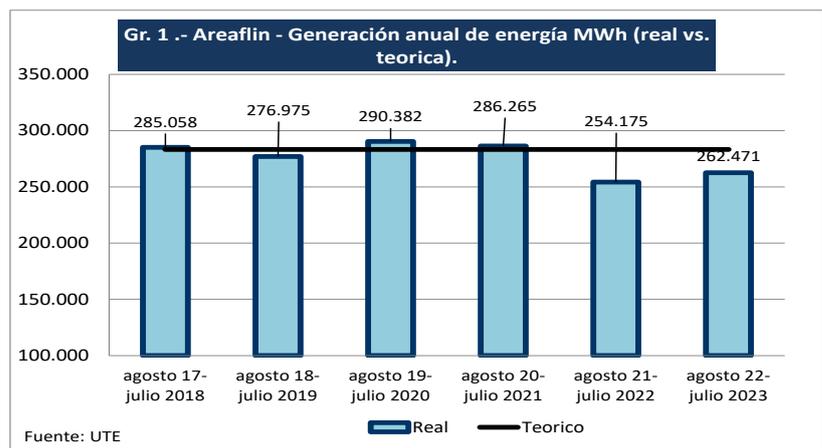
El costo total del Proyecto fue del orden de USD 171 millones, que se financió aproximadamente en un 70% con cargo a un crédito internacional de largo plazo y el restante 30% fueron aportes de capital, de donde el 20% corresponde a capital aportado por UTE (acciones ordinarias) y el 80% restante fue 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 Areaflin 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 años móviles (agosto-julio, 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 2022 las restricciones operativas alcanzaron al 3,78% del total facturado y en los primeros 7 meses de 2023 fueron de 2,43%

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 hasta la fecha el parque se encuentra aun dentro del periodo de garantía otorgado por Gamesa.

En octubre 2022, el parque eólico Valentines logró un importante premio⁴ 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.

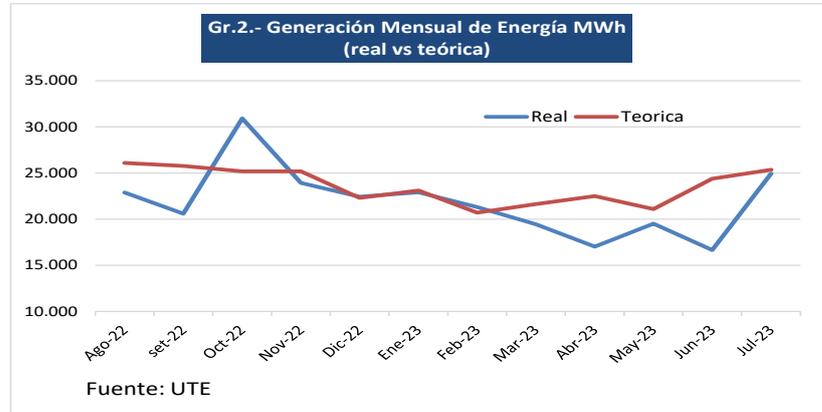
El 30 de abril de 2023 se completó el sexto año de operación del parque, y en ese período la disponibilidad ascendió a 96,61%, por lo cual la Contratista no alcanzó el mínimo garantizado contractualmente de 97%, lo que determinó la aplicación de una penalidad por indisponibilidad por el monto de USD 89.540.

b) Hechos salientes del período

- El 21 de abril de 2023 se realizó la Asamblea General Ordinaria de Accionistas mediante la cual se aprobaron los Estados Financieros y se resolvió la distribución de utilidades según los resultados contables obtenidos al 31 de diciembre de 2022. El 14 de julio de 2023 se efectivizó la distribución de utilidades por un total de USD 6.800.000, que representó 13% sobre el capital integrado promedio de la Sociedad.
- En la Asamblea también se resolvió la designación de nuevas autoridades para la sociedad.
- A la fecha, las distribuciones totalizan unos 37,42 millones de dólares, de los cuales 18,5 millones son de rescate de capital y 18,97 millones corresponden a utilidades.
- La producción del parque durante el período enero a julio 2023 estuvo un 10,7% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por G-Advisory, en el informe de julio de 2020.

4. Premio "Superhéroes del desarrollo".

- Si se consideran 12 meses (agosto 2022 a julio 2023), la producción acumulada del parque habría estado un 7,3% por debajo de la estimación de G-Advisory.



- Como se puede observar los mayores desvíos en menos se verificaron en los meses de agosto y setiembre de 2022 y entre marzo y junio de 2023.
- El equipo gestor del proyecto realizó un análisis comparativo de la performance del parque eólico Pampa durante los últimos 12 meses respecto al resto de los parques eólicos operativos en Uruguay, concluyendo que el desempeño de este parque se ha mantenido alineado con la producción promedio del resto de parques eólicos de Uruguay, presentando un factor de planta por encima de dicho promedio, en el período analizado.
- 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 y se aguarda por su expedición al respecto para la constitución.

3. Información analizada:

- a) Calificaciones realizadas por CARE a operaciones similares (Parque Eólico Pampa y Parque Eólico Arias).
- b) Informes semestrales del operador, el último al 30 de junio de 2023.
- c) Información de generación y facturación, suministrado por UTE.
- d) EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/22.
- e) Estados contables intermedios de Areafin S.A. al 30/06/2023.

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 en 2019, 2020, 2021 y 2022, al 31/12/22 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 del primer semestre de 2023 y su comparativo con periodos anteriores.

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

Concepto	30/6/2023	31/12/2022	31/12/2021
Activo	124.949	124.012	135.086
Activo Corriente	17.181	14.989	21.067
Activo no Corriente	107.768	109.023	114.019
Pasivo	84.519	80.500	92.947
Pasivo Corriente	14.065	6.948	8.995
Pasivo no Corriente	70.454	73.552	83.952
Patrimonio	40.429	43.512	42.139
Pasivo y Patrimonio	124.949	124.012	135.086
Razón Corriente	1,22	2,16	2,34

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 saldo de capital efectivamente integrado a la misma fecha es de \$ 1.006 millones, equivalente a unos USD 35.1 millones.

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 30/06/2023, su valor neto contable era de USD 97 millones.

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

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

Concepto	30/6/2023	30/6/2022	31/12/2022
Venta de energía eléctrica	9.095	8.309	18.793
Costo de explotación	(5.470)	(5.393)	(10.387)
Resultado Bruto	3.625	2.916	8.406
Gastos de administración y ventas	(141)	(120)	(274)
Resultado Operativo	3.484	2.796	8.132
Resultados diversos	90	201	201
Resultados financieros	(1.805)	(1.079)	(3.075)
Resultados antes IRAE	1.768	1.918	5.258
IRAE	1.949	2.834	2.933
Resultado del periodo	3.717	4.753	8.191
Reserva por conversión			
Resultado Integral del periodo	3.717	4.753	8.192
Resultado por acción	0,0037	0,0044	0,0075

Fuente: EE.CC Areaflin SA

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 descrito en anteriores informes, este pasivo (el principal que tiene Areaflin SA) está completamente garantido.

En cuanto al riesgo de 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.

Este crédito se ha desembolsado en su totalidad y se está amortizando normalmente (al 30/06/2023 se llevaban canceladas 13 cuotas regulares de amortización); adicionalmente, como se informara en anteriores actualizaciones se realizaron dos amortizaciones anticipadas por un monto de USD 15 millones en total. El saldo contable por concepto de préstamos y demás obligaciones vinculadas, al final del periodo informado era de unos USD 74 millones. Los pagos son semestrales y está previsto que el último sea el 15/11/2034.

Con fecha 21/04/2023 se realizó una Asamblea General de Accionistas mediante la cual se dispuso una nueva distribución de dividendos, en este caso por USD 6.8 millones, los que fueron abonados durante el mes de julio de los corrientes.

En definitiva, se considera que la marcha del proyecto se viene desarrollando razonablemente dentro de lo previsto.

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 USD 8 millones (esto no ocurrió)
- Se compromete a mantener la titularidad de al menos el 20 % de las acciones de Areafin 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-22	31-Dic-21	31-Dic-20
Activo Corriente	31.160	36.454	25.672
Activo no Corriente	243.676	242.062	239.197
Total Activo	274.837	278.516	264.869
Pasivo Corriente	23.813	28.731	24.514
Pasivo no corriente	108.402	113.204	113.593
Total Pasivo	132.215	141.934	138.107
Patrimonio	142.623	136.581	126.761
Total Pasivo y Patrimonio	274.837	278.516	264.869
Razón Corriente	1,31	1,27	1,05

Fuente: Portal 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-22	31-Dic-21	31-Dic-20
Ingresos de actividades operativas	70.082	82.228	58.410
Costo de ventas	(44.400)	(47.375)	(39.511)
Resultado Bruto	25.682	34.853	18.899
Gastos Adm. y Ventas	(15.021)	(12.872)	(12.034)
Resultados diversos	(1.867)	508	(1.483)
Resultado Operativo	8.794	22.490	5.381
Resultados financieros	(4.377)	(4.699)	(6.855)
Resultados antes de impuestos	4.417	17.791	(1.474)
Impuesto a la renta	3.071	(99)	4.844
Resultado del Ejercicio	7.487	17.692	3.370
Reserva por conversión y otros	(852)	489	1.566
Resultado Integral del Ejercicio	6.636	18.180	4.937

Fuente: Portal UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado superavitario, aunque menor 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 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			
Período 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 julio 2023	12.384.013	11.058.065	(1.325.948)
Total (desde enero de 2017)	126.208.392	125.205.768	(1.002.624)

Fuente: UTE

Como puede observarse, una vez ajustada la producción teórica, los desvíos respecto de la producción real son mínimos. En el acumulado desde el inicio de la puesta en plena operación del parque (enero 2017), la producción acumulada es prácticamente idéntica a la esperada (-0,79%).

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 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 Retorno para el inversor de 12,50% 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 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.

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 útil 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 se repiten en esta oportunidad las sensibilizaciones realizadas en las calificaciones anteriores.

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. Esto supone un criterio conservador en tanto no se consideran las anticipaciones de intereses realizadas por la empresa.

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.

Cuadro 6: TIR de las acciones preferidas bajo diferentes situaciones

Factor de Capacidad	Producción en MWh	TIR
Prospecto: 50,79%	311.447	12,5%
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 6 años. 45,58%	277.725	8,4%
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 6 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.

Si se considerara la producción de energía a P90 (259.516 MWh), según la consultora G-Advisory, la TIR sería de 5,7%. Cabe destacar que desde la puesta en operación del parque nunca hubo un nivel de producción tan bajo.

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 alcanzar 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 muy prácticamente nula⁵.

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 (WACC⁶) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC⁷) 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. A continuación, se presenta la fórmula de cálculo del costo de los recursos financieros del proyecto.

⁵. Pérez Benech, Daniel y Cataldo José: “Analysis of the uruguayan large scale wind energy generation an its energetic.....”

⁶ Weighted Average Cost of Capital

⁷. Weighted Average Cost of Capital

$$WACC = E(r_i) * \frac{E}{E + D} + r_d * (1 - t) * \frac{D}{E + D}$$

Donde:

E(ri): Tasa de retorno esperada del capital (propio)

E: Capital propio (CPs)

D: Deuda (crédito de largo plazo)

Rd: tasa de interés de la deuda (se supone un 5,574%)

t: tasa de impuesto corporativo

El punto fundamental para el cálculo del WACC es la estimación de la retribución de los fondos propios (E(ri)); para ello, se utilizó el modelo de valoración CAPM⁸ (Capital Asset Pricing Model), el cual tiene en cuenta la sensibilidad del activo al riesgo no-diversificable (conocido también como riesgo del mercado o riesgo sistémico, representado por el símbolo de beta (β), así como también la rentabilidad esperada del mercado y la rentabilidad esperada de un activo teóricamente libre de riesgo. A los efectos de considerar los riesgos sistémicos se utilizaron los "betas" de Damodaran⁹. En consecuencia para el cálculo del costo de los fondos propios se aplica la siguiente fórmula:

$$E(r_i) = r_f + \beta_{im}(E(r_m) - r_f) + Er_p$$

Donde:

β_{im} : Riesgo sistemático propio respecto del riesgo de mercado. El valor beta es el proporcionado por Damodaran para la industria de producción de energías renovables.

r_f : tasa libre de riesgo. Se considera el rendimiento de los Treasury Bonds a 10 años de la reserva general de Estados Unidos de América.

$E(R_m) - R_f$: Prima de Riesgo del mercado. Es el premio por el riesgo específico al mercado con el que se compara el proyecto (La diferencia del rendimiento de los activos de renta variable y la tasa libre de riesgo). Para estimar el rendimiento de los activos de renta variable se considera la prima de riesgo del mercado accionario, suministrado por Damodaran (Equity Risk Premium de S&P 500)

Er_p : Prima por riesgo específico a la compañía o proyecto evaluado. Se considera en este caso el riesgo país de Uruguay. Se consideran los rendimientos de los bonos soberanos uruguayos medidos a través del índice UBI de República AFAP.

A los efectos de estimar el costo de oportunidad del capital, se opta por considerar el promedio de los últimos 5 años para todas las variables, evitando minimizar las variaciones coyunturales, tanto al alza como a la baja, y tener una visión de mediano plazo.

⁸ El CAPM es un modelo para calcular el precio de un activo y pasivo o una cartera de inversiones.

⁹ A. Damodaran, "Estimating Equity Risk Premiums" Stern School of Business.

Para el promedio de los últimos 5 años (2019-2023), el parámetro "beta unlevered" de Damodaram, se ubica 0,84, lo que indica que la actividad tiene un menor riesgo y variabilidad que el promedio de todas las actividades en ese mercado. Para el caso del rendimiento de los bonos americanos se consideró 2,18%, para el riesgo país (índice UBI), se consideraron 132 puntos básicos y para la prima de riesgo del mercado accionario se consideró 4,95%.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,82%. Este valor es menor a la TIR esperada del inversor para el escenario que CARE considera como más probable (8,4%), lo que estaría indicando que el proyecto sería atractivo, según esta metodología. 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. Por otra parte suponen una comparación internacional que no está disponible en general para los inversores institucionales.

En la coyuntura actual, los valores de la tasa libre de riesgo y el rendimiento del mercado accionario son mayores al promedio del período considerado, pero en contrapartida el riesgo país es menor al del promedio de los últimos años. Si se aplican los valores actuales, el costo de oportunidad del capital sería levemente mayor (6,41%).

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 4,75%, también inferior a la TIR esperada.

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 Uruguay¹⁰. En la actualidad la curva en UI (CUI) a 10 años se ubica en 3,37% y la curva en dólares (CUD) a 10 años está en 5,02%. Ambos rendimientos también están por debajo la TIR más probable de este Fideicomiso.

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

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 y de un incremento en los costos de financiamiento del proyecto. 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.

¹⁰ Curva Spot de Rendimientos de Títulos Soberanos Uruguayos emitidos en moneda nacional indexada a la inflación o en dólares, según sea el caso.

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"¹¹. 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.

¹¹. 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 comunicó recientemente la realización de una inversión pública de 100 millones de dólares, para instalar un nuevo parque solar fotovoltaico de 100 megavatios para hacer frente a 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 implementarse a través de diferentes vehículos con participación de UTE¹².

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 2021 representó el 35 % del total, apenas por debajo de la hidráulica.

Cuadro 7. Composición energética de Uruguay por fuente en GWh

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Hidráulica	7.145	6.139	7.839	3.950	5.159	5.518
Eólica	3.768	4.719	4.736	5.456	4.976	4.763
Biomasa	902	817	852	1.027	1.032	939
Fotovoltaica	253	390	390	423	436	438
Térmica	225	360	283	805	2.451	1.282
TOTAL	12.293	12.425	14.100	11.661	14.054	12.940

Fuente: UTE Página WEB

¹². Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

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

La generación eléctrica en el país ha crecido en forma significativa en los últimos años, de la mano de la producción eólica y fotovoltaica y en consecuencia no solamente se ha reducido la necesidad de producir energía con combustibles fósiles sino que también se han ido generando saldos exportables. La reducción en la generación de energía del año 2022 se explica por una menor producción de energía térmica para exportar a la región, que había sido muy alta en el año anterior.

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.

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 deberían 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,

Cuadro 8: Consumo en kWh/cápita

País	Ubicación	2021
Islandia	1	50.409
Noruega	2	22.350
Suecia	8	13.085
EEUU	9	11.730
Australia	18	9.008
Japón	31	7.519
Francia	38	6.644
Reino Unido	58	4.702
China	68	3.991
Mundo		3.599
Uruguay	82	3.179
Argentina	95	2.661
Brasil	99	2.405
India	124	857

Fuente: Index Mundi, último año publicado

Como puede observarse en el cuadro, el Uruguay está en la posición 82 del consumo per cápita de energía, muy por debajo de los países de alto consumo. Sin embargo se solamente si 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.

¹⁰. Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

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					
	2018	2019	2020	2021	2022
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.633.071	1.447.306	1.321.750	1.346.453	1.792.032
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.736	8.577	8.600	8.761	9.201
Número de servicios activos	1.483.960	1.511.608	1.542.893	1.577.909	1.614.161

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

Puede observarse una cierta 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 spot¹³. 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.

¹³. 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 U\$S/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 los certificados de participación recogen la calificación A.uy de la escala de nuestra metodología¹⁴.

Comité de Calificación



Ing. Julio Flevo



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrian Tambler

¹⁴. **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.**