

CARE

CALIFICADORA DE RIESGO

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

Montevideo, octubre de 2022

4	RESUMEN GENERAL
6	I INTRODUCCIÓN
11	II LA SOCIEDAD Y LAS ACCIONES
13	III LA ADMINISTRACION
19	IV EL ACTIVO SUBYACENTE Y EL FLUJO DE FONDOS
25	V EL ENTORNO
29	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

Actualización de la Calificación de Emisión de Oferta Pública. 17 - octubre - 2022

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 2023 ¹ .
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienna
Manual Utilizado:	Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresa

¹ . La calificación otorgada puede estar sujeta a modificación en cualquier momento según se deriva de la metodología de trabajo de CARE

Resumen General

CARE ha actualizado la calificación de las acciones emitidas por Areafin S.A., Sociedad Anónima 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, 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 5 años (desde setiembre 2017 a agosto 2022) el parque produjo en total 277.725 MWh en promedio por año, lo que implica que durante ese período operó con un factor de capacidad del 45,29% y estaría apenas un 2% por debajo del ajuste de la producción.
- La producción del parque en el periodo enero-agosto de 2022 se ubicó un 11,8% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por la consultora G-Advisory en el informe de agosto de 2021.
- CARE recalculó la TIR con el factor de utilización que surge de la producción real de energía promedio de los últimos años (a agosto de 2022) (véase Sección IV), suponiendo que el resto de las variables se mantienen de acuerdo a lo descrito en el Prospecto. A pesar de una menor producción esperada para el período que resta, la tasa interna de retorno más probable se ubicaría en el entorno de 8,2%, lo que a juicio de CARE

sigue siendo razonable. A la luz de los cambios en el panorama financiero internacional, se recalculó la Tasa de retorno esperada del capital del WACC (Weighted Average Cost of Capital), manteniéndose las conclusiones.

- El el 9 de junio de 2022, se realizó la quinta distribución de utilidades de la sociedad por un monto total de USD 3.318.041,86, y se ha acordado para los próximos meses un nuevo rescate de capital de la sociedad. El 30 de setiembre de 2022 se realizó una Asamblea General Extraordinaria de accionista que pasó a cuarto intermedio hasta el 25 de octubre cuando se definirá este nuevo rescate de acciones.
- 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.

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.

² En este caso se trata del Manual de Calificación de Títulos Emitidos por Empresas.

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

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 rentabilidad 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.

Contractualmente a los dos años de emitido el certificado de Recepción Provisional del parque se otorgaría a la contratista que construyó el parque, 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 aún dentro del periodo de garantía otorgado por Gamesa.

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.

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.

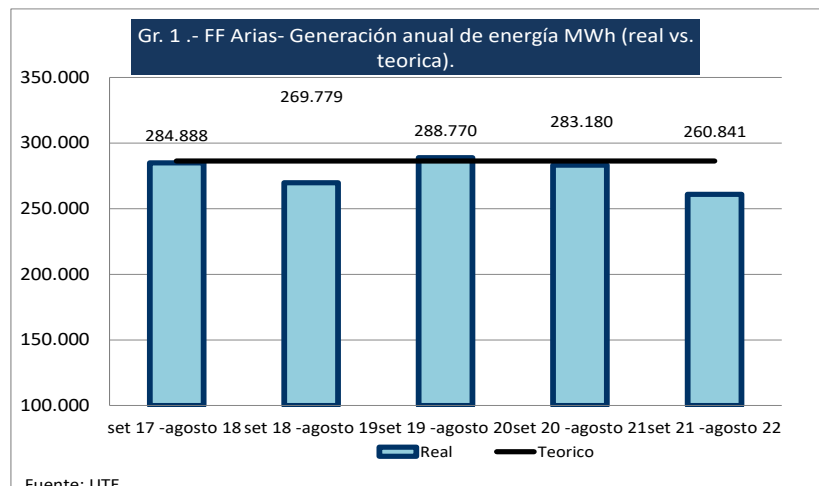
El financiamiento de largo plazo es a través de un crédito con Inter-American Investment Corporation (IIC) y China Co-financing Fund for Latin America and the Caribbean (China Fund). Estas instituciones aportaron la suma de USD 119.817.466 a través de un crédito a 18 años.

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. En tal sentido, la consultora presentó su informe con fecha 23 de julio de 2020 el cual fue puesto a disposición del mercado a través de la Bolsa de Valores de Montevideo. El informe concluye que un 9% de la diferencia de producción respecto a la estimación inicial se explica porque la velocidad de viento estimada por la consultora DNV Garrad Hassan fue significativamente superior a la real y un 0,35% por las indisponibilidades registradas en el parque. De esta forma se presentó una nueva estimación de producción de largo plazo de 283.263 MWh/año (9,05% inferior a la proyección inicial de DNV utilizada en los modelos financieros en etapa de proyecto).

A continuación se presenta un gráfico de la facturación de energía del Parque por períodos de 12 meses (setiembre-agosto) y se comparan con los valores teóricos, corregidos a la producción esperada (283.263 MWh/año).

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



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 de energía para atender la demanda del mercado 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 UTE⁴.

Una vez ajustada la producción esperada, la performance de facturación del parque eólico ajusta casi perfectamente con la teórica. Durante todo el período analizado (5 años), la producción real estuvo apenas un 2,0% por debajo del valor teórico esperado.

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.

b) Hechos salientes del período

- El 30 de abril de 2022 se completó el quinto año de operación del parque y en ese período la disponibilidad no alcanzó el mínimo garantizado contractualmente, lo que determinó la aplicación de una penalidad por indisponibilidad por el monto de USD 201.179,29.
- Sobre la base de lo aprobado en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 27 de abril de 2022, el 9 de junio de 2022, se realizó la quinta distribución de utilidades de la sociedad por un monto total de USD 3.318.041,86.

⁴. A modo de ejemplo, desde el inicio de las operaciones el porcentaje de restricciones operativas fue del 7,8% del total facturado. La mayor parte de esas restricciones ocurrieron en 2017.

- En la Asamblea del 27 de abril de 2022, también se resolvió la designación de nuevas autoridades para la sociedad y el directorio quedó integrado por las siguientes personas: José Alem (presidente), Liliana Rodríguez (vicepresidente), Gonzalo Pérez (Director de accionistas de acciones preferidas), Javier San Cristóbal (director suplente) y Luis García (Director Suplente). La Comisión Fiscal y el Comité de Auditoría y Vigilancia permanece sin modificaciones.
- El 30 de setiembre de 2022 se realizó una Asamblea General Extraordinaria de Accionistas a los efectos de aprobar un nuevo rescate de capital; la Asamblea entró en cuarto intermedio hasta el 25 de octubre a la espera de los estados financieros del tercer trimestre, información necesaria para avanzar en ese nuevo rescate, que ya estaría acordado.
- La producción del parque en los primeros 8 meses del 2022 (enero-agosto) estuvo un 11,8% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por G-Advisory, en el informe de julio de 2020.

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.
- c) Informe del operador (UTE), el último al 20 de junio de 2022
- d) EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/21.
- e) Estados contables intermedios de Areafin S.A. al 30/06/2022.

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 ha realizado rescates de acciones en 2019, 2020 y 2021, al 31/12/21 el monto total del capital integrado se encuentra en el orden de USD 38,16 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 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 5/1/17.

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, interesa obviamente 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 consolidados de la misma al cierre del primer semestre de 2022 y su comparativo con periodos anteriores.

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

Concepto	30/6/2022	31/12/2021	31/12/2020
Activo	133.552	135.086	153.816
Activo Corriente	19.991	21.067	33.085
Activo no Corriente	113.560	114.019	120.731
Pasivo	89.978	92.947	109.404
Pasivo Corriente	8.294	8.995	10.367
Pasivo no Corriente	81.684	83.952	99.037
Patrimonio	43.574	42.139	44.413
Pasivo y Patrimonio	133.552	135.086	153.816
Razón Corriente	2,41	2,34	3,19

Fuente: EE.CC Areafin 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 sigue siendo de \$ 1.092.2 millones, equivalente a unos USD 38.16 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 a la fecha de cierre del semestre, su valor neto estimado era de USD 105.2 millones.

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

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

Concepto	30/6/2022	30/6/2021	31/12/2021
Venta de energía eléctrica	8.309	8.855	18.365
Costo de explotación	(5.393)	(5.060)	(10.212)
Resultado Bruto	2.916	3.794	8.152
Gastos de administración y ventas	(120)	(127)	(275)
Resultado Operativo	2.796	3.667	7.877
Resultados diversos	201	-	(31)
Resultados financieros	(1.079)	(2.358)	(4.710)
Resultados antes IRAE	1.918	1.309	3.137
IRAE	2.834	612	722
Resultado del periodo	4.753	1.921	3.858
Resultado por acción	0,0044	0,0016	0,003

Fuente: EE.CC Areafin SA

Como se detallara en informes anteriores, con fecha 15/3/17 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 Areafin SA) está completamente garantizado. 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 30/06/2022 se llevaban canceladas 11 cuotas regulares de amortización); adicionalmente el 15/11/2021 se resolvió realizar una amortización anticipada por USD 10 millones. El saldo contable por concepto de vales bancarios al final del semestre era de unos USD 83.2 millones. Los pagos son semestrales y está previsto que el último sea el 15/11/2034.

Con fecha 27/04/2022 se realizó la Asamblea General Ordinaria de Accionistas mediante la cual se dispuso una distribución de dividendos de USD 3.318.042.

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 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 Areaflin 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-21	31-Dic-20	31-Dic-19
Activo Corriente	36.454	25.672	26.089
Activo no Corriente	242.062	239.197	236.785
Total Activo	278.516	264.869	262.874
Pasivo Corriente	28.731	24.514	20.156
Pasivo no corriente	113.204	113.593	114.330
Total Pasivo	141.934	138.107	134.486
Patrimonio	136.581	126.761	128.388
Total Pasivo y Patrimonio	278.516	264.869	262.874
Razón Corriente	1,27	1,05	1,29

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-21	31-Dic-20	31-Dic-19
Ingresos de actividades operativas	82.228	58.410	51.590
Costo de ventas	(47.375)	(39.511)	(30.332)
Resultado Bruto	34.853	18.899	21.258
Gastos Adm. y Ventas	(12.872)	(12.034)	(11.229)
Resultados diversos	508	(1.483)	(1.975)
Resultado Operativo	22.490	5.381	8.053
Resultados financieros	(4.699)	(6.855)	(4.089)
Resultados antes de impuestos	17.791	(1.474)	3.964
Impuesto a la renta	(99)	4.844	2.393
Resultado del Ejercicio	17.692	3.370	6.357
Reserva por conversión	489	1.566	1.568
Resultado Integral del Ejercicio	18.180	4.937	7.926

Fuente: Portal UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado superavitario, 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 no debería tener problemas de afrontar los compromisos asumidos en este fideicomiso.

.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 22/5/15, 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 Areaflin SA			
Período de producción	Teórico	Dólares	
		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 agosto 2022	13.337.738	11.758.611	(1.579.127)
Total (desde enero de 2017)	106.722.581	107.103.951	381.370

Fuente: UTE

Como puede observarse, una vez ajustada la producción teórica, los desvíos respecto de la producción real son muy bajos. 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 (+0,4%), si se consideran solamente los últimos 5 años (setiembre 2017 a agosto 2022), la producción acumulada es levemente menor (-2%) a la proyectada.

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 y de los riesgos asociados.

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 este respecto y del análisis de los supuestos introducidos en el mismo vale la pena indicar que en su momento resultaron razonables en opinión de CARE y de los técnicos consultados. 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.

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. A los efectos de realizar los análisis de sensibilidad se entendió conveniente evaluar el impacto que podría generar una posible menor producción de energía que la esperada (lo que ocurrió) y un eventual aumento en el costo del financiamiento de largo plazo.

- **Producción de energía:** 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. Este factor indica el porcentaje de energía generada efectivamente por el parque sobre el potencial máximo del mismo.
- **Costo del financiamiento:** la tasa de interés de los préstamos de largo plazo establecen un componente fijo y uno variable, este segundo tomaba como base la Libor, y si bien se proyecta un crecimiento de la tasa en el largo plazo⁵ –que por otra parte resulta razonable- este componente podría incrementarse por encima de lo estimado y afectar la rentabilidad esperada de las acciones⁶.

Estas son las únicas dos variables que se tuvieron en cuenta a los efectos de realizar los análisis de sensibilidad de la tasa interna de retorno.

Los otros factores que podrían generar incertidumbre en el resultado del proyecto han sido mitigados por la estructura contractual del negocio. La inversión ya se realizó y fue sobre la base de lo proyectado, por lo tanto ese potencial riesgo ya no existirá.

Con base al modelo financiero se repiten en esta oportunidad las sensibilizaciones realizadas en las calificaciones anteriores. Importa destacar, 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 aún así los resultados eran satisfactorios.

Se suponen dos escenarios, estos son:

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. Para el caso del costo del financiamiento se supuso un aumento más acelerado del esperado en la

⁵. El componente variable de la tasa de interés empieza en 0,98% en el año 2016 y termina en 2,75% en el año 2034. La tasa Libor como tal ha dejado de ser una referencia internacional, a partir de 2022 en general la Libor se ha sustituido por la ICE Libor.

⁶. Este riesgo ha sido mitigado, ya que el 16/3/17 la sociedad contrató un instrumento derivado con BBVA con el objeto de cubrirse del riesgo de interés asociado a los tramos del préstamo. Esta cobertura consiste en un swap de tipo de interés variable contra interés fijo..

tasa Libor (o la ICE Libor) partir del año 2021, lo cual dada la coyuntura internacional, esto podría ocurrir en los próximos años.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos.

Cuadro 6: TIR de las acciones preferidas bajo diferentes situaciones

Factor de Capacidad	Producción MWh	Tasa de Interés de los préstamos (antes de impuestos)		
		Original (5,36%)	5,81%	6,04%
Prospecto: 50,79%	311.447	12,5%	11,8%	11,5%
5% menor: 48,25%	295.875	10,5%	9,9%	9,5%
10% menor: 45,71%	280.302	8,5%	7,8%	7,5%
15% menor: 43,71%	264.730	6,4%	5,8%	5,4%
F.Capacidad promedio de últimos 5 años. 45,29%	277.725	8,2%	7,5%	7,2%
F.Capacidad ajustado (2020).- 46,19%	283.253	8,9%	8,3%	7,9%

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 5 años, que es levemente menor. Ambos factores de capacidad están comprendidos dentro de la sensibilización que se realizó en la calificación original.

El factor de capacidad es la variable de mayor incidencia en la rentabilidad. Por su parte, el aumento de la tasa de interés variable a partir del año 2021 tendría efectos menos significativos, ya que ese incremento se produce cuando ya se ha comenzado a abatir el endeudamiento. Además el aumento de las tasas de interés estaría seguramente asociada a un aumento de la inflación internacional, lo que también afectaría el precio al alza de la energía y compensaría ese potencial sobrecosto. La paramétrica que ajusta el precio de la energía (contrato PPA), tiene en cuenta el índice de precios al productor de EEUU.

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 del ajuste realizado, 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 5,67%.

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 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 baja o prácticamente nula⁷.

El factor de capacidad logrado en el año 2021, que fue el más bajo de la sería hasta el momento (44,55%), está muy por encima de los valores críticos, asegurando una TIR del 7,6%, 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 (WACC⁸) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) 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.

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

Donde:

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

E: Capital propio (acciones)

D: Deuda (crédito de largo plazo)

Rd: tasa de interés de la deuda (el prospecto 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 CAPM (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:

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

⁷. Pérez Benech, Daniel y Cataldo José:
“Analysis of the uruguayan large scale
wind energy generation an its energetic.....”

⁸. Weighted Average Cost of Capital

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

Dónde:

$E(r_i)$:Tasa de retorno esperada del capital

r_f : Tasa libre de riesgo (Bono Treasury USA)

β_{im} :Riesgo sistemático propio respecto del riesgo de mercado¹⁰.

$(E(r_m) - r_f)$: Prima de Riesgo del mercado. Es el premio por el riesgo específico al mercado en que opera el proyecto (La diferencia del rendimiento de los títulos de renta variable¹¹ y la tasa libre de riesgo)

Er_p :Prima por riesgo específico a la compañía o proyecto evaluado¹²

Por lo general, se considera como la tasa libre de riesgo a los rendimientos de los Treasury Bonds 10 Years de la Reserva Federal de los Estados Unidos. Se opta normalmente por utilizar los promedios de 5 o 10 años de dichos rendimientos, evitando de esta manera los elevados valores de fines de la década de los noventa y comienzos de la década del 2000, en que el rendimiento se ubicaba entre 5 y 7%. así como también los valores muy bajos de los últimos años (cerca de cero en 2020). En los últimos diez años, ese rendimiento se ubicó en 2,07%, mientras que actualmente está en aproximadamente 3,70%¹³.

Por su parte para medir el riesgo del país se consideran los rendimientos de los bonos soberanos uruguayos medidos a través del índice UBI de República AFAP. En este caso deben evitarse también los valores “anómalos” del período de la crisis de 2002. Si bien es una realidad que la economía uruguaya atraviesa en determinados períodos crisis de esa magnitud, no se considera muy probable que ello pueda ocurrir en el mediano plazo.

El parámetro “beta unlevered” de Damodaram, para enero de 2021 se ubica en 0,68 (0,78 para el promedio 2016-2021), lo que indica que la inversión en la producción de “energías renovables verdes” tiene un menor riesgo y variabilidad que el promedio de todas las actividades en ese mercado.

A los efectos de calcular estos indicadores se tuvieron en cuenta los valores promedio de los últimos 5 años, para evitar variaciones coyunturales y tener una visión de mediano plazo. En este sentido, para el caso del rendimiento de los bonos americanos se consideró 1,96% y para el riesgo país (índice UBI), se consideraron 1,42 puntos básicos.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,78%. Este porcentaje es inferior a la TIR esperada del inversor ajustada por CARE a la producción actual (8,2%), y también para los resultados de las sensibilizaciones, lo que nos indicaría que la tasa prevista es superior a la teórica. Si bien estas comparaciones no pueden tomarse en sentido estricto, constituyen una referencia que – entre otras- ayuda a conformar un juicio acerca de la inversión.

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 5,63%, inferior a la TIR del proyecto ajustada.

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

¹⁰. Se consideró la prima por riesgo promedio de compañías del sector energías renovables en mercados emergentes según A. Damodaran

¹¹. Equity Risk Premium del S&P 500. El promedio de los últimos 5 años fue 4,73%.

¹². Se toma en nuestro caso el riesgo país.

¹³. En la actualidad los rendimientos de estos bonos están con tasas elevadas en términos históricos y vienen subiendo. Pero durante gran parte de la pandemia estuvieron muy bajas, por debajo del 1%

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% es muy baja, 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. *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"¹⁴. 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 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.

¹⁴. Puede consultarse en www.dne.gub.uy

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 UTE¹⁵.

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. Cabe acotar que el porcentaje no fue mayor como consecuencia de la histórica producción térmica que tuvo como destino la exportación al Brasil aprovechando los altos precios de la energía en ese país.

Cuadro 7. Composición energética de Uruguay por fuente en GWh

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Hidráulica	7.552	7.145	6.139	7.839	3.950	5.159
Eólica	2.988	3.768	4.719	4.736	5.456	4.976
Biomasa	862	902	817	852	1.027	1.032
Fotovoltaica	142	253	390	390	423	436
Térmica	430	225	360	283	805	2.451
TOTAL	11.974	12.293	12.425	14.100	11.661	14.054

Fuente: UTE Página WEB

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. En el 2021 esa tendencia se revirtió por un tema comercial y de oportunidad. En efecto, una falta de oferta de energía eléctrica en la región justificó una mayor utilización de combustibles fósiles para generar energía eléctrica y exportar. (Se exportaron 2844 GWh en 2021 frente a 1148 del año anterior).

¹⁵ Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

Por otra parte y aunque no tiene que ver con los ingresos por venta de energía ya que éstos están fijados por la modalidad del contrato PPA, constituye un hecho importante considerar que al 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.

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	52.980
Noruega	2	29.075
Suecia	7	16.233
EEUU	10	13.076
Australia	16	10.318
Francia	25	8.480
Japón	30	8.183
Paraguay	36	7.455
China	42	5.985
Reino Unido	64	4.605
Uruguay	67	4.463
Sudáfrica	73	4.114
Mundo		3.599
Brasil	96	3.053
India	135	1.218

Fuente: Our World in data

Como puede observarse en el cuadro, el Uruguay está en la posición 67 del consumo per cápita de energía, muy por debajo de los países de alto consumo. Sin embargo 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.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.513.545	1.649.285	1.633.071	1.447.306	1.321.750	1.347.525
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.740	8.498	8.774	8.596	8.615	8.783
Número de servicios activos	1.437.506	1.460.432	1.484.005	1.497.957	1.525.131	1.560.311

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

Por el momento no se observan variaciones en el consumo total de energía, aunque si parece haber un crecimiento sostenido en número de servicios activos.

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 spot¹⁶. Empero, como el contrato se realiza a un precio fijo, este riesgo es inexistente.

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

¹⁶. 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 las acciones preferidas emitidas por Areaflin SA recogen la calificación A.uy de la escala de nuestra metodología.¹⁷

Comité de Calificación



Ing. Julio Fleve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrian Tambler

¹⁷. **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.**