

**ACTUALIZACIÓN DE
CALIFICACIÓN DE RIESGO
DE CERTIFICADOS DE
PARTICIPACIÓN EN EL DOMINIO
FIDUCIARIO DEL
“FIDEICOMISO FINANCIERO
ARIAS”**

Montevideo, marzo de 2022

4	RESUMEN GENERAL
6	I INTRODUCCIÓN
10	II EL FIDEICOMISO Y LOS CERTIFICADOS DE PARTICIPACION
12	III LA ADMINISTRACION
18	IV EL ACTIVO SUBYACENTE Y EL FLUJO FUTURO DE FONDOS
24	V EL ENTORNO
28	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

Actualización de Calificación de Riesgo de los Certificados de Participación de Oferta Pública del FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS
15 - marzo - 2022

Fiduciario:	República Afisa
Fideicomitente, gestor, beneficiario:	UTE (Usinas y Trasmisiones Eléctricas)
Monto de la emisión:	USD 53,6 millones
Fecha de suscripción:	21 de diciembre de 2015
Plazo:	hasta la extinción del fideicomiso, prevista en 20 años y no más de 30 años.
Entidad Registrante y Representante:	Bolsa de Valores de Montevideo SA.
Bienes fideicomitados:	(entre otros) Aportes de suscriptores incluso UTE, aerogeneradores, contratos, activos financieros.
Manual Utilizado:	Manual de Calificación de Finanzas Estructuradas Administradas por Terceros
Calificación de Riesgo:	Certificados de Participación A.uy
Vigencia de la calificación:	30 de noviembre de 2022
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienra (Anexo 1 informe original de calificación)
Comité de Calificación:	Julio Preve, Martín Durán Martínez y Adrián Tamber.

Resumen General

CARE ha actualizado la calificación de riesgo de los certificados de participación en el dominio fiduciario del "Fideicomiso Financiero ARIAS" manteniendo la calificación de A.uy.

Los elementos más destacados de la calificación son:

- Una construcción financiera que desde el punto de vista jurídico ofrece las garantías necesarias tal como surge del informe jurídico que se adjuntara como anexo en la calificación original.
- Debe destacarse que la construcción del parque eólico se realizó mediante un contrato llave en mano con una empresa de primer nivel (Gamesa Eólica SL) acordado y controlado por UTE. Esta empresa pública es la gestora del proyecto velando por su ejecución, por la obtención de todos los contratos y autorizaciones necesarias para su ejecución, y blindando con su participación varios riesgos característicos de este tipo de proyectos.
- La totalidad de los aerogeneradores (35) se encuentra generando energía desde 2017, y facturando al precio acordado, el que es fijo y se actualiza según la paramétrica utilizada en otros contratos similares.
- La nueva estimación de producción de largo plazo en P50 (en el 50% de los casos se situaría en ese nivel o más) realizada en 2021, es de 286.269,7 MWh/año, un 5,6% inferior a la proyección inicial de DNV -Garrad Hassan utilizada en los modelos financieros en etapa de proyecto. Desde la puesta en operación del parque, éste produjo 279.203 MWh en promedio por año, lo que implica que durante ese período (cuatro años) operó con un factor de capacidad del 45,53% y estaría un 2,5% por debajo de la nueva estimación.
- Con la nueva proyección de producción de energía, y con la utilización del modelo financiero original CARE ajustó las proyecciones financieras, estimando una TIR del 8,4%, un valor menor a la del prospecto pero igualmente razonable.
- La producción del parque durante el 2021 se ubicó 5% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en el informe de agosto de 2021. En el primer semestre la producción real venía por encima de la proyección (11,8%), mientras que el segundo se mostró fuertemente por debajo (-17,4%).
- Es un negocio que a juicio de CARE sigue ofreciendo una rentabilidad razonable para los inversores beneficiarios de los Certificados de Participación, tal como fuera analizado por CARE para varios escenarios adversos, sensibilizando el plan de negocios original. 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 beneficiarios de los CPs. En esta oportunidad se vuelve a estimar la tasa de retorno esperada del capital del WACC (Weighted Average Cost of Capital), recogiendo las variaciones recientes, manteniéndose las conclusiones.

- El financiamiento del proyecto eólico Arias se estructuró 70% con préstamo a largo plazo y 30% a través de la emisión de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias. Los certificados de participación del fideicomiso se adjudicaron 20% a UTE y 80% a través de subasta pública en el Mercado de Valores.
- En el mes de mayo 2021, realizó la distribución semestral de fondos a los titulares de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias por un monto total de USD 2.200.000, y en noviembre de 2021 se realizó la segunda distribución semestral de fondos en esta oportunidad por USD 2.800.000. Luego de estas distribuciones se lleva un acumulado de USD 32.100.000. Hasta el momento las distribuciones están en línea con lo estimado en el modelo original.
- 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 los certificados de participación en el dominio fiduciario del fideicomiso financiero denominado “Fideicomiso Financiero ARIAS”.

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 del fideicomiso, 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. Admitido el rango de Tasas Internas de Retorno (T.I.R) derivado de múltiples simulaciones realizadas por CARE como razonables para el proyecto en su primera calificación, las siguientes no se vinculan estrictamente con la obtención de estas 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 el alcance de objetivos constructivos y de generación de energía que se juzguen aceptables en ocasión de cada actualización.

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 manuales. 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 oportunamente con los servicios jurídicos del Dr. Leandro Rama Sienra, cuyo informe se adjuntó en ocasión de la calificación original.

Esta calificación, se actualizará 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 (35 aerogeneradores de 2 MWh), conectada al Sistema Interconectado Nacional. El parque le vende el 100% de su energía a UTE, a través de un contrato de compraventa de energía (el "PPA") de 20 años de plazo.

El parque se construyó en la Colonia Arias del Instituto Nacional de Colonización ubicada en el departamento de Flores localizada a 20 km de la ruta No. 3 a la altura del km 132.

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, una empresa líder mundial en construcción y operación de parques eólicos, y con presencia en el mercado nacional. La empresa presentó una oferta de financiamiento de largo plazo a través del Banco Interamericano de Desarrollo.

Con fecha 23 de setiembre de 2017 se otorgó el certificado de Recepción Provisional del Suministro. Considerando que de acuerdo al contrato de construcción llave en mano, cronograma presentado por la contratista y adendas contractuales, la fecha comprometida de Recepción Provisional era 28 de julio de 2017, se aplicaron las penalidades correspondientes por un total de USD 4.221.803.

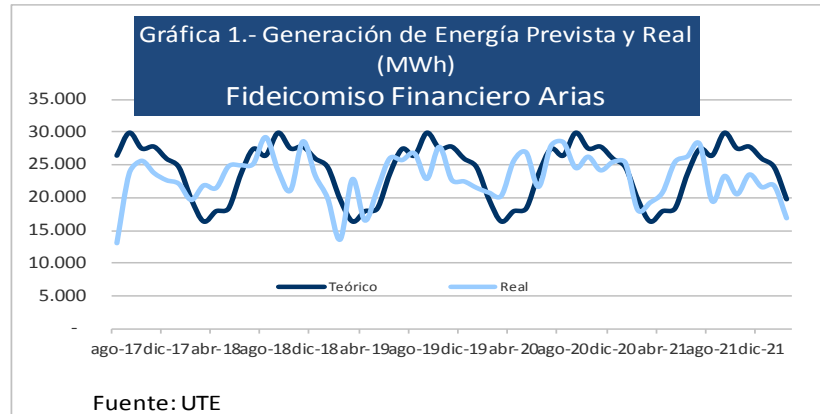
El factor de capacidad aportado por el proveedor para ese modelo de aerogenerador y con el layout ofertado, fue de 54.2%. Dicho factor fue revisado por los especialistas de UTE y considerando la evaluación energética realizada por la consultora independiente DNV-Garrad Hassan contratada se le asignó un factor de capacidad de 49,44%, factor con el cual se llevó a cabo la evaluación económica del proyecto. La generación estimada originalmente en el prospecto fue de 303.150 KWh/año. La producción real fue menor y luego de 3 años de operación plena del Parque, la UTE contrató una consultoría para evaluar la producción esperada¹.

En agosto de 2021, la consultora española Barlovento Recursos Naturales presentó a la UTE una nueva estimación de producción para el Parque. Esta consultora estimó que para P50, la producción del parque debería ser 286.269,7 MWh con lo que el factor de planta sería de 46,7%. Esto implicó una reducción de un 5,6% respecto de las estimaciones anteriores. Del análisis realizado la consultora concluye que dentro de los principales factores que explican el desvío de la producción respecto del P50 estimado en la etapa de proyecto se identifican "el efecto bloqueo y de modelado de estelas y las condiciones específicas del sitio".

¹. "Evaluación de producción de largo plazo para P.E. Arias", Barlovento Recursos Naturales, 16 de agosto de 2021.

El costo total del Proyecto fue de USD 178 millones, que se financió en un 70% con cargo a un crédito internacional de largo plazo, y el resto aportado por la emisión de los certificados de participación (CPs) del Fideicomiso.

Con relación a la generación de energía, se presenta a continuación un gráfico de la facturación de energía del Fideicomiso Financiero Arias desde la entrega definitiva del parque por parte del contratista (setiembre de 2017), hasta febrero de 2022 inclusive, y se comparan con los valores teóricos corregidos a lo que será la producción esperada.



La gráfica 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 UTE.

Una vez ajustada la producción esperada, la performance de facturación del parque eólico ajusta casi perfectamente con la teórica. Durante todo el período (4 años), la producción real estuvo apenas un 2,5% por debajo del valor teórico esperado.

Con fecha 10 de diciembre de 2018, el Gestor y el Fiduciario recibieron la conformidad de la entidad financiadora del parque, BID Invest, para efectuar la primera distribución de fondos a los tenedores de certificados de participación del fideicomiso, por un monto total de USD 9.500.000 (Dólares estadounidenses nueve millones quinientos mil con 00/100). Con posterioridad se realizaron nuevas distribuciones y a la fecha ya se han distribuido 32,1 millones de dólares

b) Hechos salientes del período

Luego de cumplidas las condiciones previas establecidas en los documentos del financiamiento, en el mes de noviembre de 2021, se procedió a realizar la segunda distribución semestral de fondos a los titulares de certificados

de participación del Fideicomiso Financiero Arias por un monto total de USD 2.800.000.

La producción real del año 2021 estuvo un 5,0% por debajo de la producción teórica a P50, operando el parque con un factor de capacidad del 44,33%. La producción del parque en el período enero – junio 2021 se ubicó un 11,8% por encima de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en el informe de febrero de 2021, mientras que el periodo julio-diciembre de 2021 estuvo un 17,4% por debajo de la esperada.

3. Información analizada

- Calificaciones realizadas por CARE a operaciones similares (Parque Eólico Pampa y Parque Eólico Valentines)
- Información de generación y facturación, suministrado por UTE.
- Informes del operador.
- Estados Contables del Fiduciario al 30/06/2021².
- Estados Contables del Fideicomiso al 31/12/2021.
- EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/20.

². Si bien se dispone de los EE.CC intermedios a setiembre de 2021 se prefiere, por considerarlos más representativos, los EE. CC al cierre del primer semestre.

II. EL FIDEICOMISO Y LOS CERTIFICADOS DE PARTICIPACIÓN

Se ofrecieron en oferta pública y privada certificados de participación, en el dominio fiduciario del "FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS".

1. Descripción general

Denominación: "FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS".

Fiduciario: República Administradora de Fondos de Inversión S.A.

Gestor: UTE

Entidad

Representante: Bolsa de Valores de Montevideo.

Cotización: Bolsa de Valores de Montevideo y BEVSA

Títulos

emitidos: Certificados de participación de oferta pública.

Bienes

fideicomitados: Todos los activos del Fideicomiso, por ejemplo los importes integrados por los suscriptores de los valores, fondos aportados por UTE, los aerogeneradores, los créditos emergentes del contrato de compraventa de energía, colocaciones transitorias, etc.

Importe de

la emisión: USD 53,6 millones

Calificación de Riesgo de

los certificados de

participación: A.uy

2. 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:

"Podemos adelantar como concepto general que se cumplen las disposiciones legales y reglamentarias disciplinadas para el fideicomiso financiero en cuanto a su constitución formal y aspectos subjetivos relacionados con la capacidad de los contrayentes. En cuanto al Fondo, no se advierten problemas jurídicos estructurales que comprometan en forma insalvable la satisfacción del derecho de participación que otorgan los Valores a emitirse."

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.

3. Riesgos considerados

Riesgo jurídico de estructura. Comprende el análisis de la eventualidad de incumplimientos en el pago a los beneficiarios, 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. Los certificados se han diseñado para ser líquidos. Por este motivo, la liquidez puede considerarse adecuada dadas las características del mercado uruguayo. *Riesgo 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, el FF ARIAS presenta la siguiente organización:

- **Fiduciaria:** República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (RAFISA)
- **Operador y constructor llave en mano:** Gamesa Eólica SL
- **Gestor:** UTE

a. Fiduciaria

La empresa administradora o fiduciaria es República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (República AFISA)

Se trata de evaluar la capacidad de gestionar, de administrar un patrimonio, para lograr el cumplimiento de las obligaciones de administración que se establecen en el contrato de fideicomiso. Integra este análisis el ajuste de República AFISA a las disposiciones jurídicas vigentes.

REPÚBLICA AFISA es una Sociedad Administradora de Fondos de Inversión, facultada a actuar como Fiduciario Financiero profesional e inscrita como tal en el Registro de Entidades y Valores del Banco Central del Uruguay con fecha 02/08/2004. Su objeto exclusivo es la administración de fondos de inversión de conformidad con la Ley 16.774, sus modificativas y complementarias, y se encuentra expresamente facultada para actuar como fiduciaria en fideicomisos financieros según lo dispuesto por el art. 26 de la Ley 17.703 de octubre de 2003. Su único accionista es el Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU).

Según EE.CC al cierre intermedio del 30/6/2021 la firma alcanza un patrimonio contable de miles de \$ 776.582. Esto supone un ligero incremento con respecto a diciembre del año anterior. La liquidez, medida como la razón corriente (activo corriente/pasivo corriente) mantiene guarismos muy altos. Un resumen del estado de situación patrimonial y su comparativo con los dos ejercicios anteriores se expone en el cuadro siguiente.

Cuadro 1: Estado de Situación Patrimonial (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-21	31-Dec-20	31-Dec-19
Activo	873.893	869.245	810.023
Activo Corriente	183.462	199.937	224.515
Activo no Corriente	690.431	669.308	585.508
Pasivo	97.311	95.385	107.260
Pasivo Corriente	71.858	73.727	90.321
Pasivo no Corriente	25.453	21.658	16.940
Patrimonio	776.582	773.859	702.762
Pasivo y Patrimonio	873.893	869.245	810.023
Razón Corriente	2,55	2,71	2,49

Fuente: EE.CC RAFISA

En lo que tiene que ver con el estado de resultados al cierre del primer semestre de 2021, la firma sigue mostrando resultados positivos.

En el cuadro siguiente se exponen resumida y comparativamente los resultados a junio de 2021 y su comparativo con el mismo periodo del año anterior.

Cuadro 2: Estado de Resultados (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-21	30-Jun-20	31-Dec-20
Ingresos Operativos	191.786	157.884	291.254
Gastos de Adm y Ventas	(118.542)	(108.249)	(223.491)
Resultado Operativo	73.244	49.635	67.763
Resultados Diversos	-	-	171
Resultados Financieros	7.702	32.812	78.752
IRAE	(17.297)	(15.394)	(30.869)
Resultados del periodo	63.649	67.052	115.817
Otro resultado integral	74	74	279
Resultado integral del periodo	63.723	67.127	116.096

Fuente: EE.CC RAFISA

En definitiva la firma sigue mostrando niveles de solvencia y liquidez muy sólidos³.

Al 30 de junio de 2021, RAFISA mantenía la administración de una importante cantidad de fideicomisos en diversas áreas y de distinto tipo lo que garantiza su idoneidad para la función.

b. Operador, constructor

La empresa seleccionada para cumplir tal función fue Gamesa Eólica SL, una empresa española de reconocida trayectoria mundial en construcción y operación de parques eólicos y con una presencia destacada en el mercado nacional. El proceso de selección formó parte del análisis de contingencias jurídicas practicado por CARE en ocasión de la calificación original y no mereció observaciones; el tiempo transcurrido sin reclamos de ninguna especie así lo avala.

La actuación de Gamesa estuvo regulada mediante dos contratos: a) Contrato de Construcción Llave en Mano y b) Contrato de Operación y Mantenimiento.

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, en lo que refiere a la construcción, la obra ha culminado y ya está en funcionamiento.

En lo que respecta al contrato de Operación y Mantenimiento se entiende que no habrá dificultades. Además del contrato firmado, lo que supone un compromiso muy fuerte para una empresa de reputación internacional, la misma ha constituido las garantías de fiel cumplimiento requeridas a través de avales bancarios.

En consecuencia se considera que la firma proveedora, habiendo culminado la obra principal y habiendo constituido garantías satisfactorias para el cumplimiento del contrato de operación y mantenimiento, dejó de ser un factor de riesgo.

³. En relación a la crisis sanitaria provocada por el COVID 19, la Gerencia estima que dicha situación no tendrá un impacto significativo en sus estados financieros, ya que los principales negocios de la compañía son contratos de largo plazo y no han evidenciado a la fecha dificultades operativas y/o financieras.

c. 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.

Es el **gestor**, lo que implica que, por contrato, asiste al fiduciario 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 fideicomiso.

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 comprar energía (a modo de anticipo) a partir del mes 25 de iniciadas las obras como si estuviera produciendo, en caso que haya demoras imprevistas.

Se compromete a **aportar** los eventuales sobrecostos que pudiera haber en la construcción del parque, no previstos en el presupuesto original por hasta un monto de USD8 millones.

Se compromete a **rescatar** los CP's en caso que hubiera que liquidar el fideicomiso por no contar con el financiamiento a largo plazo para lo cual hay un plazo de 210 días y se le asegura a los beneficiarios un rendimiento de 4% anual desde la fecha de emisión hasta la fecha de la cancelación anticipada.

Finalmente, es **beneficiario** de CP's comprometiéndose a comprar anticipadamente por un valor equivalente al 20 % del total de la emisión. Esto se produjo en diciembre de 2015 habiendo suscripto e integrado certificados por un valor de USD 10.720.000.

Algunas de estas obligaciones caducaron sin que fuera necesario ponerlas en práctica, como por ejemplo el rescate anticipado de CP's por falta de financiamiento de largo plazo o el eventual aporte de sobrecostos en una obra que ya culminó dentro del presupuesto estipulado.

Interesa entonces analizar su capacidad en tres dimensiones: jurídica, técnica y económico financiera. La capacidad jurídica y técnica de la UTE fue demostrada en ocasión de la calificación original por lo que se considera innecesario reiterar acá; en esta sección se hará solamente el seguimiento de su evolución económico financiera en tanto responsable del contrato de compra de toda la energía producida por el parque.

Capacidad económica y 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-20	31-dic-19	31-dic-18
Activo Corriente	25.672	26.089	25.618
Activo no Corriente	239.197	236.785	230.079
Total Activo	264.869	262.874	255.696
Pasivo Corriente	24.514	20.156	19.017
Pasivo no corriente	113.593	114.330	109.211
Total Pasivo	138.107	134.486	128.228
Patrimonio	126.761	128.388	127.468
Total Pasivo y Patrimonio	264.869	262.874	255.696
Razón Corriente	1,05	1,29	1,35

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 aunque menor a lo exhibido en ejercicios anteriores.

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

Conceptos	31-dic-20	31-dic-19	31-dic-18
Ingresos de actividades operativas	58.410	51.590	51.536
Costo de ventas	(39.511)	(30.332)	(27.892)
Resultado Bruto	18.899	21.258	23.645
Gastos Adm. y Ventas	(12.034)	(11.229)	(10.395)
Resultados diversos	(1.483)	(1.975)	(749)
Resultado Operativo	5.381	8.053	12.501
Resultados financieros	(6.855)	(4.089)	(1.400)
Resultados antes de impuestos	(1.474)	3.964	11.101
Impuesto a la renta	4.844	2.393	304
Resultado del Ejercicio	3.370	6.357	11.405
Reserva por conversión	1.566	1.568	1.747
Resultado Integral del Ejercicio	4.937	7.926	13.152

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 fideicomiso.

El Fideicomiso

Se constituyó por contrato el 12/9/14 posteriormente modificado sucesivamente en las siguientes fechas: 30/4/15, 16/10/15 y 20/11/15.

La emisión, totalmente integrada, fue de USD 53.6 millones; este monto, sumado al crédito bancario concretado por USD124 millones, aseguraron el financiamiento de la obra cuyo costo fue de USD 178 millones. La obra concluyó y está plenamente operativa.

En el correr del ejercicio informado se realizaron pagos por concepto de *certificados y dividendos por participación* por un total de USD 5 millones, de los cuales algo menos de USD 1.2 millones se imputaron a CP's y el resto a resultados acumulados.

El estado de situación al 31 de diciembre de 2021, se recoge en el cuadro siguiente.

Cuadro 5: Estado de Situación del FF (miles u\$s)			
Concepto	31-Dec-21	31-Dec-20	31-Dec-19
Activo	137.713	148.038	155.934
Activo Corriente	16.600	19.235	19.238
Activo no Corriente	121.113	128.804	136.695
Pasivo	110.251	117.116	119.264
Pasivo Corriente	5.638	8.049	6.182
Pasivo no Corriente	104.613	109.067	113.082
Patrimonio	27.462	30.923	36.669
Pasivo y Patrimonio	137.713	148.038	155.934
Razon Corriente	2,94	2,39	3,11

Fuente: EE.CC FF Arias

En el Activo no Corriente se incluye (como intangible) el valor del contrato como concesión de servicio en lugar del valor físico del parque según interpretación de la CINIIF 12. La cuenta *Patrimonio* refleja el valor de los CP's pendientes de pago.

El estado de resultados por el ejercicio 2021 y su comparativo con periodos anteriores se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 6: Estado de Resultados del FF (miles u\$s)			
Concepto	31-Dec-21	31-Dec-20	31-Dec-19
Ingresos operativos	18.274	20.053	18.521
Costo de ventas	(10.465)	(10.263)	(10.027)
Margen bruto	7.809	9.790	8.494
Gastos de administración	(395)	(341)	(415)
Resultado operativo	7.414	9.448	8.078
Resultados diversos	0	117	
Resultados financieros	(6.125)	(6.530)	(7.414)
Resultados antes de IRAE	1.289	3.036	664
IRAE	251	(183)	(1.525)
Resultado del período	1.539	2.854	(860)
Resultados por CP's	2,872	5,324	

Fuente: EE.CC FF Arias

El servicio de deuda, como puede comprobarse en el cuadro precedente, tiene una fuerte incidencia en los resultados del proyecto; con el paso del tiempo, a medida que se vaya avanzando en la amortización de la misma, dicho costo irá decreciendo en beneficio de los resultados tal como lo muestra el citado cuadro. No obstante lo cual, el último ejercicio arrojó resultados positivos pero

menores al anterior, producto de una menor facturación de energía.

El crédito recibido comenzó a amortizarse a partir del 14/5/2018 y se estima culmine el 14/11/35 (36 cuotas semestrales), en cambio los intereses devengados comenzaron a pagarse desde el año anterior. En relación a dicho crédito, en el período informado, se realizaron amortizaciones por USD 4.7 millones y se pagaron intereses por unos USD 5.3 millones.

Riesgos considerados:

Riesgo administración, determinado por la actuación de los tres agentes principales involucrados con el proyecto a saber: el constructor, proveedor y operador (Gamesa); el gestor de todo el proyecto – UTE- incluyendo todos los permisos necesarios así como el contralor de la ejecución; y el fiduciario del fideicomiso financiero, República AFISA. 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 la obra ha concluido y se encuentra funcionando, *se considera que el riesgo de incumplimiento de la administración con las responsabilidades del proyecto es muy bajo.*

Riesgo constructivo, no corresponde al haber culminado la obra.

Riesgo por cambio de fiduciario está adecuadamente previsto en los casos correspondientes, que dejan esta posibilidad a los inversores adecuadamente representados.

Riesgo por cambio de operador, Gamesa ha firmado con el fiduciario el Contrato de construcción llave en mano (ya cumplido) y el Contrato de Operación y Mantenimiento y ha constituido las garantías de fiel cumplimiento exigidas. La eventualidad de su sustitución está prevista en los contratos respectivos aunque refiere a situaciones excepcionales. *Riesgo casi nulo.*

IV. EL ACTIVO SUBYACENTE Y 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 agosto de 2021 luego de que se recibiera el informe de la Consultora Barlovento Recursos Naturales se decide ajustar la producción esperada, lo que resultó en una caída del 5,6% respecto de la considerada en el prospecto.

La fecha de inicio de la puesta en funcionamiento del parque tuvo un leve retraso, aunque empezó a generar y vender energía en carácter de prueba antes de la fecha prevista en el proyecto original. Interesa por lo tanto analizar si estos desfases pudieron haber tenido efectos negativos sobre los ingresos del parque y sobre su rentabilidad futura. En el siguiente cuadro se presenta la evolución de la facturación esperada y la real.

Cuadro 7.- Facturación prevista y real de energía eléctrica del FF Arias				
Período de Producción	Dólares			%
	Teórico	Real	Diferencia	Diferencia
Abril 2017- setiembre 2017	4.650.462	4.574.970	(75.493)	-1,6%
Octubre 2017-diciembre 2017	5.345.966	4.729.279	(616.687)	-11,5%
Enero-diciembre 2018	19.194.383	19.194.185	(199)	0,0%
Enero-diciembre 2019	19.520.731	18.304.922	(1.215.809)	-6,2%
Enero-diciembre 2020	19.618.063	20.099.861	481.798	2,5%
Enero-diciembre 2021	19.271.676	18.299.918	(971.759)	-5,0%
Enero-febrero 2022	3.212.198	2.798.183	(414.014)	-12,9%
TOTAL Acumulado	86.163.017	83.426.347	(2.736.670)	-3,2%

Fuente: UTE

Nota: en el acumulado no se incluye el período abril-setiembre 2017 porque el Parque aún no se había entregado formalmente.

Como puede observarse, una vez ajustada la producción teórica, los desvíos respecto de la producción real son bajos.

La menor venta de energía desde octubre de 2017 implicó una diferencia en menos de facturación de apenas 0,82 millones de dólares, la cual fue más que compensada por las penalidades cobradas a Gamesa (4,22 millones), por la entrega tardía del parque.

1. Evaluación de la rentabilidad de la inversión y de los riesgos asociados.

En virtud de la estructuración de la inversión del proyecto y del negocio en sí, se consideró que 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.

El Proyecto planteó una Tasa Interna de Retorno del inversor 10,42% en el escenario de base. 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 estos primeros años de operación del parque y al resultado de la consultoría realizada por Barlovento Recursos Naturales puede concluirse que existió una sobreestimación del factor de capacidad, cuyos efectos habían sido contemplados en el proceso de sensibilización.

1.1. Análisis de sensibilidad original

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.

Como se mencionara, 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. Esto quedó ahora verificado luego de los primeros años de operación.

En oportunidad de la calificación original se realizó un análisis de sensibilidad apoyado en el método de simulación Monte Carlo. Éste consiste en asignar distribuciones de frecuencia a algunas variables exógenas del modelo, de forma de generar aleatoriedad al análisis. Se supuso en ese caso que el factor de capacidad del proyecto sería inferior al estimado del prospecto. Se tomó como valor de referencia, un factor de 46,5%, valor estimado con un 90% de probabilidad por la consultora DNV-GH. A su vez, se supuso que se comportaría de acuerdo a una distribución normal, con un desvío estándar del 10%⁴.

En este escenario los resultados más relevantes se presentan en el siguiente cuadro.

Cuadro 8: TIR media, máxima y mínima según modelo original

Generación	Fact.cap.	TIR
máxima	54,4%	13,6%
media	46,5%	8,3%
mínima	42,0%	4,6%

Fuente: CARE

La TIR esperada para el inversor alcanzaría el 8.3% con un valor mínimo de 4,6% y un valor máximo de 13,6%. A su vez, existe un 90% de probabilidad que la TIR del inversor sea mayor al 5%. Por otra parte es nula la probabilidad de una TIR con valores negativos.

Desde la puesta en operación del parque el factor de capacidad ha estado en el entorno del 45,53% variando entre un máximo de 47,83 en 2020 y un mínimo de 43,78% en 2019. Estos valores estuvieron bastante alineados con el valor medio supuesto para el análisis de Montecarlo por lo que siguen siendo muy válidos esos resultados. La consultoría de Barlovento confirma la validez del valor tomado como medio, ya que ésta le asigna para el largo plazo un factor de planta de 46,7%.

⁴ Este rango procede de estudios técnicos para Uruguay que obran en poder de CARE.

1.2. Resultados bajo un escenario muy desfavorable

En este caso se estimó en una primera instancia cuál sería el factor de capacidad mínimo que permitiera solamente generar ingresos para cubrir los costos operativos del parque y el servicio de la deuda con el BID, lo que implicaría una TIR negativa para el inversor, pero que al mismo tiempo permitiera que el Fideicomiso honrara el crédito. Por otra parte, también se estimó cuál sería el factor de capacidad “de indiferencia” es decir aquél que permitiría cubrir los costos operativos, honrar el crédito y alcanzar una TIR de cero.

Cuadro 9: Factor de capacidad mínimo

	factor capac
TIR inversor = 0	37,0%
al menos se pague crédito	31,1%

Fuente: CARE

Para el caso de que solamente se cubriera el servicio de deuda, el parque operaría con un factor de capacidad del 31,1%. Dada la información disponible respecto de otros parques, consultas realizadas por CARE con informantes calificados, el resultado de la consultoría y los antecedentes obtenidos desde la puesta en funcionamiento de este parque, la probabilidad de ocurrencia de este escenario sería muy baja o prácticamente nula. Incluso, si se definiera un escenario para cubrir costos, remunerar el crédito y alcanzar una TIR de 0, el factor de capacidad necesario sería aproximadamente de 37,0 %, también por debajo de los valores obtenidos hasta el presente.

1.3. Resultados con los factores de capacidad reales logrados

En los años transcurridos desde que opera el parque, ya se pueden observar rendimientos reales en la producción de energía. En el siguiente cuadro se presenta la TIR que cabría esperar con diversos factores de capacidad que se han observado en estos cuatro años. Se estima la TIR para el año de mayor producción (2020), para el de menor (2019), para el promedio de los últimos 4 años y para la proyección de la última consultoría. Para realizar estas estimaciones se utilizó el modelo financiero original, al que se le ajustó la variable de producción.

Cuadro 10: TIR estimada con factores de capacidad reales

Generación	Fact.cap.	TIR
Producción real de 2019	43,8%	6,1%
Producción real de 2020	47,8%	9,2%
Proyectada Barlovento	46,7%	8,4%
Producción real promedio últimos 4 años	45,5%	7,5%

Fuente: CARE

En el período enero 2018 a diciembre de 2021, el parque operó con un factor de capacidad promedio de 45,5% en vez del 49,4% proyectado originalmente a P50. Este factor de capacidad está muy por encima de los valores críticos, y apenas por debajo (-2,5%) del ajuste de la producción realizado por la consultora Barlovento en 2021 y estaría asegurando una TIR del 7,5%, menor a la del prospecto pero igualmente razonable.

En resumen, el proyecto sigue presentando una sólida expectativa de alcanzar tasas de retorno del inversor razonables.

1.2. Nueva estimación 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 (WACC⁵) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)⁶ 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 (CPs)

D: Deuda (crédito de largo plazo)

Rd: tasa de interés de la deuda (el modelo financiero estima un 6,51%, promedio en el período)

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 CAPM⁷ (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 Damodaran⁸. En consecuencia para el cálculo del costo de los fondos propios se aplica la siguiente fórmula:

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

Dónde:

E(ri) : Tasa de retorno esperada del capital

rf: Tasa libre de riesgo (Bono Treasury USA)

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

(E(r_m) - rf) : 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 variable⁹ y la tasa libre de riesgo)

Er_p:Prima por riesgo específico a la compañía o proyecto evaluado¹⁰

⁵. Weighted Average Cost of Capital

⁶. Weighted Average Cost of Capital

⁷. El CAPM es un modelo para calcular el precio de un activo y pasivo o una cartera de inversiones.

⁸. A. Damodaran, "Estimating Equity Risk Premiums" Stern School of Business. Para el promedio de los últimos años. Enero de 2022

⁹. Equity Risk Premium del S&P 500. Promedio últimos 5 años que fue de 4,73%

¹⁰. Se consideró la prima del riesgo país (Uruguay)

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 2,0%, mientras que actualmente está en aproximadamente 2,05%¹¹.

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 2022 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 plazo¹². En este sentido, para el caso del rendimiento de los bonos americanos se consideró 1,90% y para el riesgo país (índice UBI), se consideraron 1,47 puntos básicos. Ambos valores particularmente bajos en relación con los históricos.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,18%. Este porcentaje es inferior a la TIR esperada del proyecto ajustada a la producción actual (7,5%), 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.

El costo de oportunidad del capital propio con los parámetros actuales es bajo si se compara con el pasado, y esto es consecuencia de la caída en los retornos de los bonos del tesoro de EEUU (tasa libre de riesgo) y del riesgo país.

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 6,11%, inferior a la TIR esperada.

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

¹¹. En la actualidad los rendimientos de estos bonos están con tasas en el entorno de valores del promedio de los últimos 5 o 10 años. Durante la peor parte de la crisis sanitaria estuvieron aún mucho más bajas, por debajo del 1%, pero en la actualidad están en aumento.

¹². En el momento actual, las tasas de interés internacionales están muy afectadas por la coyuntura internacional derivada de los efectos del coronavirus y del conflicto entre Rusia y Ucrania, y sus consecuencias sobre la economía mundial.

Riesgos considerados:

Riesgo de generación de flujos. El riesgo de generación de flujos para generar rentabilidad a los CP es bajo por la baja probabilidad de que el factor de capacidad sea menor a 37%, que es el que en un escenario como el que se describió, pagaría el crédito y dejaría la TIR del inversor en 0. *Riesgo bajo.*

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

En definitiva, el activo subyacente 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 **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 de 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"¹³. 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 fideicomiso CARE califica otro, denominado "Pampa", en una modalidad enteramente similar aunque de dimensiones mayores (aproximadamente el doble). Por otra parte también califica una sociedad anónima que ha emitido acciones preferidas, que explota otro parque eólico operando en la localidad de Valentines.

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

¹³. 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 construcción 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 UTE¹⁴.

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.

	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).

¹⁴. 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 fijos por la modalidad del contrato PPA, constituye un hecho importante considerar que a juzgar por parámetros internacionales de comparación, cabe esperar un aumento de la demanda doméstica de energía, consistente con este aumento de la oferta, ya que el consumo medio per cápita de los uruguayos se encuentra por debajo del de los países con mayor desarrollo, tal como se aprecia en el cuadro siguiente.

Cuadro 12: Consumo en kWh/cápita	
País	2020
Canadá	16.648
Suecia	16.478
EEUU	12.235
Australia	9.857
Francia	8.097
Japón	7.446
Alemania	6.771
China	5.297
Reino Unido	4.500
Uruguay	3.882
Sudáfrica	3.759
Mundo	3.318
Brasil	2.850
India	972

Fuente: Our World in data

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, que viene creciendo lento pero en forma continua.

Cuadro 13 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

3. El riesgo político en la perspectiva del riesgo contingente del país

Las operaciones de endeudamiento de los Entes Autónomos pueden considerarse una parte del riesgo contingente del país. En efecto y dada su naturaleza jurídica, cualquier aumento en su endeudamiento puede estudiarse en conjunto con otros compromisos de la deuda pública. En este caso precisamente la figura del fideicomiso permite encarar la construcción del Parque con su propia previsión de ingresos ya que será su plan de negocios, el que pagará la emisión y el crédito que la apalanca.

Cabe consignar además, que a pesar de las discusiones sobre las diferentes visiones sobre el papel de los entes autónomos y su política de inversiones, este proyecto no se ha puesto en discusión lo que implica una fortaleza agregada.

4. 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 spot¹⁵. Empero, como el contrato se realiza a un precio fijo, este riesgo no corresponde.

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

¹⁵ 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 metodología¹⁶.

Comité de Calificación



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrián Tambler

¹⁶ **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.**