

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

Montevideo, noviembre de 2020

4	RESUMEN GENERAL
6	I INTRODUCCION
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
27	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

**Actualización de Calificación de Riesgo de los Certificados de Participación de Oferta Pública del FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS
05 - noviembre - 2020**

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 abril de 2021
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 encuentran generando energía, la cual se está facturando al precio acordado, el que es fijo y se actualiza según la paramétrica utilizada en otros contratos similares.
- Es un negocio que ofrece bajo ciertos supuestos 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. 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. Asimismo, CARE recalculó la TIR con el factor de utilización que surge de la producción real de energía durante el período de operación plena del parque.
- Respecto a la generación de energía, ésta ha estado en general por debajo de lo esperado desde su puesta en completa operación. En 2018 la producción de energía estuvo un 5,6% por debajo de lo teórico, en 2019 un 11,0% por debajo, aunque en los primeros 8 meses del presente año la producción real de energía ha sido mayor que la teórica (+4,5%), de esta forma, desde la completa puesta en funcionamiento acumula un 6,4% menos de energía producida. Frente a esta situación, el operador ya ha avanzado en la contratación de consultorías para que realicen un estudio de la producción y si se entiende pertinente, efectuar una nueva estimación de generación para los años que quedan de vida útil del parque. No obstante, sobre la base del modelo financiero original, CARE ajustó la producción a la real lograda hasta el momento, obteniendo una TIR del 7,9% según el factor de planta promedio desde la puesta en operación del parque.

- 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 julio de 2020 se realizó una nueva distribución de fondos por un total de USD 4.300.000, la cual sumada a las realizadas en los años anteriores alcanza un acumulado de USD 22.800.000, que incluye casi 3 millones de dólares de dividendos. Las distribuciones hasta el momento estarían 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 recalificación.

CARE Calificadora de Riesgo es una calificadora con registros y manuales aprobados por el Banco Central del Uruguay con fecha 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.

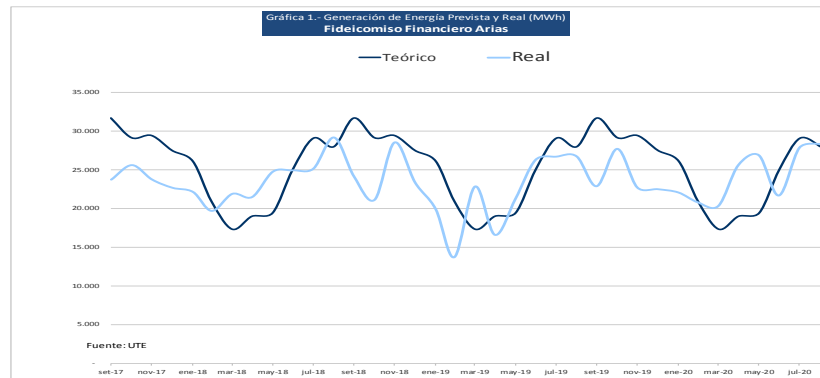
Para la ejecución integral de esta iniciativa se procedió a la selección de un contratista bajo la modalidad llave en mano, siendo la firma seleccionada Gamesa Eólica SL, una empresa líder mundial en construcción y operación de parques eólicos, y con presencia en el mercado nacional. La empresa presentó 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.

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) y se comparan con las proyecciones previas, incluidas en el modelo de negocio.



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.

Desde setiembre de 2017 y hasta agosto de 2020, el porcentaje de restricciones operativas fue el 9,55% del total facturado. No obstante, la mayor parte de esas restricciones operativas ocurrieron en 2017 y 2018, ya que en 2019 y en lo que va de 2020 las restricciones operativas han sido muy bajas (5 y 0,7% respectivamente).

La producción de energía ha estado por debajo de las previsiones teóricas. En el período acumulado desde setiembre 2017 la producción ha estado un 6,4% por debajo, en el año 2018 un 5,6% por debajo y en 2019 un 10,3% por debajo del teórico. No obstante en los primeros 8 meses de 2020, la producción real de energía viene estando un 4,5% por encima de lo teórico.

A los efectos de analizar con mayor detalle los motivos de la menor producción del parque, el operador ha solicitado un estudio a la consultora internacional DNV Garrad Hassan, que fue quién realizó las estimaciones de producción previas a la instalación del parque. Esta consultora fue la recomendada por el banco financiador del proyecto. Adicionalmente se han contactado a otras consultoras y a la Facultad de Ingeniería, a los efectos de obtener informes respecto a la producción energética del parque y sus proyecciones, pero a la fecha el operador no se dispone de ningún informe que le permita plantear la realización de un ajuste a las estimaciones iniciales de producción incluidas en el modelo financiero. Es muy probable que ello sea necesario realizar en el corto plazo una vez se tengan nuevas estimaciones de producción.

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 22,8 millones de dólares

b) Hechos salientes del período

La producción real de los primeros 8 meses del año 2020 estuvo un 4,5% por encima de la producción teórica. Si se consideran los últimos 12 meses (setiembre 2019-agosto 2020), la producción habría estado un 4,6% por debajo de la teórica, operando el parque con un factor de capacidad del 47,17%.

El 24 de julio de 2020, luego de realizado el cálculo de fondos netos distribuibles, se repartieron 4,3 millones de dólares entre los tenedores de CPs.

Es pertinente comentar que por restricciones establecidas en el contrato de financiamiento del parque, no es posible disponer libremente de los flujos del fideicomiso para distribuir. No obstante ello, producto de la negociación del equipo gestor, el banco financiador ha autorizado las distribuciones realizadas hasta el momento, que corresponden a importes parciales sobre la totalidad de los flujos disponibles. Esto ha afectado levemente la rentabilidad del inversor, que en caso de haber podido distribuir todos los fondos disponibles estaría en un nivel superior al de las proyecciones iniciales.

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.
- Entrevistas con el personal técnico de UTE.
- Estados Contables intermedios del fideicomiso al 30/06/20.
- EE.CC de la fiduciaria al 30/06/20
- EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/19

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. (RAFISA)

Gestor: UTE

Cotización: Bolsa de Valores de Montevideo y BEVSA

Entidad

Representante: Bolsa de Valores de Montevideo.

Títulos

emitidos: Certificados de participación de oferta pública

Bienes

fideicomitidos: 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.

Según EE.CC intermedios al cierre del 30/06/2020 la firma alcanza un patrimonio contable de miles de \$ 724.889. Esto supone un incremento algo superior al 3 % respecto al que tenía al 31/12/2019. 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-20	31-Dec-19	31-Dec-18
Activo	808.616	810.023	705.262
Activo Corriente	239.169	224.515	261.447
Activo no Corriente	569.448	585.508	443.815
Pasivo	83.727	107.260	120.097
Pasivo Corriente	66.810	90.321	101.326
Pasivo no Corriente	16.917	16.940	18.772
Patrimonio	724.889	702.762	585.164
Pasivo y Patrimonio	808.616	810.023	705.262
Razón Corriente	3,58	2,49	2,58

Fuente: EE.CC RAFISA

En lo que tiene que ver con el estado de resultados al cierre intermedio de junio 2020, la firma sigue mostrando resultados positivos. En este periodo se produce una caída de los resultados operativos en relación al mismo periodo del ejercicio anterior la que se ve ampliamente compensada por el incremento de los resultados financieros.

En el cuadro siguiente se exponen resumida y comparativamente los resultados a junio de 2020 y su comparativo con ejercicios anteriores.

Cuadro 2: Estado de Resultados (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-20	30-Jun-19	31-Dec-19
Ingresos Operativos	129.301	142.614	270.520
Gastos de Adm y Ventas	(108.249)	(96.383)	(204.701)
Resultado Operativo	21.053	46.231	65.820
Resultados Diversos	-	120	245
Resultados Financieros	61.394	36.115	65.260
IRAE	(15.394)	(20.228)	(28.376)
Resultados del periodo	67.053	62.238	102.948

Fuente: EE.CC RAFISA

En definitiva la firma sigue mostrando niveles de solvencia y liquidez muy sólidos¹.

Al 30 de junio de 2020, 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 estaba 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.

¹. 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 USD10.720.000.

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, en ambos casos, consolidados.

Cuadro 3. UTE Estado de Situación Patrimonial consolidado (millones de \$)

Conceptos	31-dic-19	31-dic-18	31-dic-17
Activo Corriente	26.089	25.618	29.947
Activo no Corriente	236.785	230.079	229.911
Total Activo	262.874	255.696	259.858
Pasivo Corriente	20.156	19.017	21.602
Pasivo no corriente	114.330	109.211	106.445
Total Pasivo	134.486	128.228	128.047
Patrimonio	128.388	127.468	131.811
Total Pasivo y Patrimonio	262.874	255.696	259.858
Razón Corriente	1,29	1,35	1,39

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

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

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

Conceptos	31-dic-19	31-dic-18	31-dic-17
Ingresos de actividades operativas	51.590	51.536	51.263
Costo de ventas	(30.332)	(27.892)	(23.987)
Resultado Bruto	21.258	23.645	27.276
Gastos Adm. y Ventas	(11.229)	(10.395)	(9.738)
Resultados diversos	(1.975)	(749)	204
Resultado Operativo	8.053	12.501	17.742
Resultados financieros	(4.089)	(1.400)	(2.360)
Resultados antes de impuestos	3.964	11.101	15.382
Impuesto a la renta	2.393	304	(945)
Resultado del Ejercicio	6.357	11.405	14.437
Reserva por conversión	1.568	1.747	
Resultado Integral del Ejercicio	7.926	13.152	

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado positivo.

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.

d. El Fideicomiso

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

La emisión, totalmente integrada, fue de USD53.6 millones; este monto, sumado al crédito bancario concretado por USD 124 millones, aseguraron el financiamiento de la obra cuyo costo fue de USD 178 millones. La obra ya concluyó.

Por el primer semestre de 2020 se determinaron Fondos Netos Distribuibles por USD 4.3 millones (hecho efectivo en el mes de julio), algo más que lo determinado en el mismo periodo del año anterior que fue de USD 4 millones. Esto hace un acumulado al 30/6/2020 de algo más de USD 19.8 millones., que sumado a los dividendos alcanza a los 22,8 millones de dólares.

El estado de situación intermedio al 30 de junio de 2020, se recoge en el cuadro siguiente.

Cuadro 5: Fideicomiso Estado de Situación (miles u\$s)			
Concepto	30-Jun-20	31-Dec-19	31-Dec-18
Activo	155.608	155.934	166.587
Activo Corriente	22.959	19.238	23.294
Activo no Corriente	132.650	136.695	143.293
Pasivo	123.463	119.264	120.057
Pasivo Corriente	11.656	6.182	5.466
Pasivo no Corriente	111.807	113.082	114.591
Patrimonio	32.146	36.669	46.530
Pasivo y Patrimonio	155.608	155.934	166.587
Razon Corriente	1,97	3,11	4,26

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.

El estado de resultados por el primer semestre de 2020 y su comparativo con periodos anteriores se informa en el cuadro siguiente.

Cuadro 6: Fideicomiso Estado de Resultados (miles u\$s)			
Concepto	30-Jun-20	30-Jun-19	31-Dec-19
Ingresos operativos	9.353	8.359	19.044
Costo de ventas	(5.213)	(5.016)	(10.881)
Margen bruto	4.140	3.343	8.163
Gastos de administración	(170)	(100)	(373)
Resultado operativo	3.971	3.244	7.790
Resultados financieros	(3.232)	(3.875)	(7.742)
Resultados antes de IRAE	739	(631)	47
IRAE	(962)	(1.188)	377
Resultado del período	(224)	(1.819)	424

Fuente: EE.CC FF Arias

Como se destaca en otra sección de este informe, la generación de energía sigue estando en el entorno del 5% por debajo de lo previsto. Los ingresos operativos del semestre informado muestran un incremento del orden del 12 % respecto al mismo periodo de 2019; también hay un incremento importante a nivel de resultados operativos aunque el resultado del periodo se torna negativo, fundamentalmente por los costos financieros.

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 el semestre informado, se realizaron pagos por casi USD 5.3 millones de los cuales USD 2.3 millones correspondieron a amortización de capital y el resto, casi USD

3 millones, a intereses. 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.

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 haberse 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 podría ser derivado de la cantidad física de energía provista, la que al haber transcurrido ya un plazo razonable y a la luz de los resultados obtenidos hasta el momento habría que considerar escenarios de menor producción.

La fecha de inicio de la puesta en funcionamiento del parque tuvo un leve retraso, aunque se 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 éstos desfasajes 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	3.753.217	3.138.357	(614.860)	-16,4%
Octubre 2017-diciembre 2017	5.661.180	4.729.279	(931.901)	-16,5%
Enero-diciembre 2018	20.326.141	19.194.185	(1.131.956)	-5,6%
Enero-diciembre 2019	20.671.730	18.964.193	(1.707.538)	-8,3%
Enero-Agosto 2020	12.692.365	13.258.809	566.444	4,5%
TOTAL Acumulado	59.351.415	56.146.465	(3.204.951)	-5,4%

Fuente: UTE

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

La menor venta de energía desde octubre de 2017 implicó una diferencia en menos de facturación de 3,2 millones de dólares, la cual fue en parte compensada por las penalidades cobradas a Gamesa (4,22 millones), por la entrega tardía del parque. Hasta el momento, la menor venta de energía no habría afectado significativamente los ingresos del fideicomiso, no obstante de mantenerse en el futuro las diferencias detectadas desde la puesta en marcha del Parque, las mismas comenzarán a erosionar la rentabilidad prevista en el prospecto, aunque los desvíos no parecen mayormente importante a la luz de los resultados preliminares de 2020.

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, cabe la posibilidad de que haya habido una sobreestimación del factor de capacidad

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 este caso que el factor de capacidad del proyecto sería inferior al estimado del prospecto. Se tomó como valor de referencia, un factor de 46,33%, 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%².

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 45,9% variando entre un máximo de 47,17 en 2020 (setiembre 2019 a agosto 2020) y un mínimo de 43,98% 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.

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.

² Este rango procede de estudios técnicos para Uruguay que obran en poder de CARE.

Cuadro 9: Factor de capacidad mínimo

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

Fuente: CARE

Para el caso de que solamente se cubran los costos operativos y 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 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. CARE estimó, con el modelo financiero original, cuál sería la tasa interna de retorno si se confirmasen esos factores de capacidad durante todo el período. Los resultados se presentan en el cuadro siguiente.

Cuadro 10: TIR con factores de capacidad reales

Generación	Fact. Cap	TIR
Real del año 2017	46,7%	8,5%
Real año 2019	44,0%	6,4%
Real promedio 2017-2019	45,9%	7,9%

Fuente: CARE

En el período octubre de 2017 a agosto de 2020, el parque operó con un factor de capacidad promedio de 45,9% en vez del 49,44% proyectado. Este factor de capacidad está muy por encima de los valores críticos, y aún ante la eventualidad de mantenerse estaría asegurando una TIR del 7,9%, menor a la del prospecto pero igualmente atractiva.

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

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 (WACC³) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC)⁴ 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.

³. Weighted Average Cost of Capital

⁴. Weighted Average Cost of Capital

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.

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 CAPM⁵ (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 Damodaran⁶. 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 (Bonos 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 variable⁷ y la tasa libre de riesgo)

Er_p: Prima por riesgo específico a la compañía o proyecto evaluado⁸

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%. En los últimos diez años, ese rendimiento se ubicó en 2,19%, y actualmente en valores cercanos a cero⁹. Luego del repunte de la tasa de interés de estos bonos

⁵. El CAPM es un modelo para calcular el precio de un activo y pasivo o una cartera de inversiones.

⁶. A. Damodaran, "Estimating Equity Risk Premiums" Stern School of Business.

⁷. Equity Risk Premium del S&P 500

⁸. Se consideró la prima del riesgo país (Uruguay)

⁹. Los efectos de la pandemia del coronavirus afectaron los mercados financieros y en la actualidad los rendimientos de estos bonos están con tasas muy bajas en el entorno de 0,6%.

a partir de julio de 2016 y hasta noviembre de 2018, como consecuencia del aumento de la tasa de interés de la FED, el rendimiento comienza a caer y todo parece indicar que por el momento se mantendrán en estos mínimos niveles.

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 2020 se ubica en 0,80, lo que indica que la inversión en la producción de “energías 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 plazo¹⁰. En este sentido, para el caso del rendimiento de los bonos americanos se consideró 2,2% y para el riesgo país (índice UBI), se consideraron 1,82 puntos básicos, que más allá de la contingencia sanitaria actual refleja adecuadamente lo ocurrido en los últimos 5 años.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 6,35%. Este porcentaje es inferior a la TIR esperada del proyecto ajustada a la producción actual (7,9%), 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 6,46%, inferior a la TIR esperada luego de casi 3 años de operación plena del parque.

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

¹⁰. En el momento actual, las tasas de interés internacionales están muy afectadas por la coyuntura internacional derivada de los efectos del coronavirus y los efectos que tendrá 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 derivado de los efectos de la pandemia del Covid 19, 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"¹¹. Aprobada en sus lineamientos estratégicos por el Poder Ejecutivo en 2008, fue avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria en 2010. Su objetivo general señala: "Diversificación de la matriz energética, tanto de fuentes como de proveedores, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y buscando fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables." Describe asimismo una institucionalidad en la que destaca la cooperación público privada, y establece metas cuantificables destacando las referidas a la energía eólica.

En línea con lo anterior, la emisión del Fideicomiso Financiero Pampa realizada en marzo de 2015 para la construcción de un parque eólico de 141,6 MW reafirma lo planteado párrafo arriba. Además, la emisión de acciones preferidas para la explotación de otro parque eólico construido en la localidad de Valentines, ratifica los objetivos marcados.

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.

¹¹. 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 UTE¹².

Se puede observar 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 a partir de 2018 ya superaba el 30%.

Cuadro 11. Composición energética de Uruguay por fuente en GWh

	2015	2016	2017	2018	2019
Hidráulica	8.018	7.552	7.145	6.139	7.839
Eólica	2.058	2.988	3.768	4.719	4.736
Biomasa	829	862	902	817	852
Fotovoltaica	43	142	253	390	390
Térmica	927	430	225	360	283
TOTAL	11.875	11.974	12.293	12.425	14.100

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 año 2019, la UTE exportó 3.009 GWh que representó el 21% de la producción del país.

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.

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

Cuadro 12: Consumo en kwh/cápita

País	2018	2019
Israel	8.232	8.432
Noruega	27.549	25.065
Canadá	17.593	17.653
EEUU	13.627	13.375
Corea del Sur	11.596	11.413
Japón	8.303	8.169
Alemania	7.740	7.332
España	5.877	5.901
Chile	4.394	4.426
Uruguay	3.651	3.601
Argentina	3.308	3.124
Brasil	2.871	2.964
Mundo	3.492	3.500

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.

Cuadro 13 Ventas de energía y servicios activos

	2015	2016	2017	2018	2019(*)
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.462.789	1.513.545	1.649.285	1.633.071	1.446.601
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.513	8.904	8.568	8.818	8.695
Número de servicios activos	1.415.401	1.437.506	1.460.432	1.484.005	1.511.663

(*) Nota: Datos del 2019 sujetos a eventuales modificaciones

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 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 spot¹³. 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

¹³. El precio SPOT de la energía, es el costo que resulta para el Sistema Interconectado Nacional por despachar una unidad adicional de demanda, respetando los criterios de economía, seguridad y calidad vigentes. En la medida que este precio resulta de cerrar el balance entre la demanda (incremental) y los recursos de generación disponibles, es un valor que teóricamente puede cambiar hora a hora. Por otra parte, teniendo en cuenta que el parque de generación uruguayo es fuertemente hidráulico, y aún con insuficiente respaldo térmico, el precio SPOT tiene muy importantes variaciones: entre cero, por ejemplo cuando están "llenas" todas las represas y 250 U\$S/MWh, (en épocas de sequía extrema).

VI. CALIFICACIÓN DE RIESGO

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

En función del análisis de los principales riesgos identificados en cada sección; teniendo presente los diversos enfoques técnicos -jurídicos, cualitativos y cuantitativos - tanto los presentados por el estructurador como los realizados por CARE; con la información públicamente disponible; el comité de calificación de CARE entiende que los certificados de participación recogen la calificación A (uy) de la escala de nuestra metodología¹⁴.

Comité de Calificación



Ing. Julio Pieve



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.**