

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

Montevideo, setiembre de 2018

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

**Actualización de Calificación de Certificados de Participación de Oferta Pública:
Denominación: FIDEICOMISO FINANCIERO ARIAS
24-de setiembre de -2018**

Fiduciario:	República Afisa
Fideicomitente, gestor, beneficiario:	UTE (Usinas y Trasmisiones Eléctricas)
Monto de la emisión:	Monto de la emisión: Hasta USD 60 millones; total suscripto USD 53.6 millones
Fecha de emisión:	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:	30/4/2019
Análisis de contingencias jurídicas:	Dr. Leandro Rama Sienra (Anexo 1 informe original de calificación)

Resumen General

CARE ha actualizado nuevamente la calificación de los certificados de participación en el dominio fiduciario del "Fideicomiso Financiero ARIAS" manteniendo la calificación de A (uy). Esta calificación analiza el riesgo de los beneficiarios de alcanzar una adecuada rentabilidad producto de la explotación de un parque eólico que ya está generando energía.

Los elementos más destacados de la calificación son:

- Una construcción financiera que desde el punto de vista jurídico ofrece las garantías necesarias tal como se aprecia en el informe elaborado por el asesor jurídico de CARE el Dr. Leandro Rama Sienra y que se adjuntara como anexo al informe de 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.
- Con fecha 23 de setiembre de 2017, se emitió a la contratista Gamesa, el Certificado de Recepción Provisional del parque eólico Arias. Desde dicha fecha se activó el contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento del parque.
- En el primer semestre 2018 se alcanzó, con Gamesa, el cierre de la etapa de construcción que determinó el pago final del contrato de construcción llave en mano, el cual fue realizado el 28 de junio de 2018 y el reconocimiento de las partes de que no habrá nada que reclamar en relación a dicho contrato. El acuerdo incluyó la aplicación de penalidades derivadas del atraso en la construcción por la suma de USD 4.221.803.
- 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 de un año completo (setiembre de 2017 a agosto de 2018) (véase Sección IV).

- El factor de utilización de los aerogeneradores, que expresa en términos físicos la cantidad probable de energía a ser generada, fue chequeado en su momento por diversos estudios que lo entienden razonable. El escaso tiempo transcurrido no permite aún verificar o no si los rendimientos serán los esperados. No obstante para los meses que se dispone de información no parecen existir desviaciones significativas.
- Desde el punto de vista económico, la ejecución del contrato de construcción llave en mano se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando desviaciones muy poco significativas que han sido cubiertas por la contingencia prevista en los flujos del proyecto.
- 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.
- Se resalta nuevamente el papel decisivo de UTE gestionando y garantizando diversas contingencias vinculadas con la remuneración de los CP.
- El proyecto forma parte de una política de aceptación general así como de un plan estratégico de UTE que se viene desarrollando desde hace años. En este sentido se destaca la concreción de un proyecto análogo a este, denominado Parque Eólico Pampa y una emisión de diciembre de 2016 para la explotación del Parque Eólico Valentines; estos dos ya se encuentran generando y vendiendo energía.
- En cuanto a las políticas públicas, independientemente de cualquier orientación partidaria, las evidencias son claras en cuanto a su mantenimiento. Por otra parte, existen indicios para el crecimiento del consumo de energía, que aseguran la pertinencia de este tipo de emprendimientos, tanto a nivel del país como en comparación con otras naciones.

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 el Cr. Martín Durán Martínez, el Ing. Adrián Tamber y por el Ing. 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. En los primeros años se considerarán tales, además, la evaluación que haga UTE de la gestión operativa del parque eólico, la que se recogerá en los informes semestrales previstos.

Antecedentes generales, hechos salientes del período e información analizada

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 aproximadamente 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. En esa localidad UTE posee una medición de viento con resultados altamente favorables para el aprovechamiento eólico.

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 una presencia destacada 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. (Informe del Gestor al 30 de junio de 2018 e informe de Operación N 1 al 30 de junio de 2018).

El parque comenzó a generar energía de prueba desde mayo 2017 en forma continua, facturándose la misma a un 80% del precio pactado. El 11 de setiembre de 2017 se obtuvo el Acta de Habilitación Final del parque, fecha desde la cual se comienza a facturar la energía al 100% del precio contractual.

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 considerando los resultados de la auditoría de viento realizada y una adecuación del layout a los terrenos en función de las negociaciones con los propietarios de dichos predios obteniéndose un factor de capacidad ajustado de 48,8%. Por su parte, la evaluación energética realizada por la consultora independiente DNV-GH contratada para asesorar a los financiadores, le asigna un factor de capacidad de 49,44%, factor con el cual se llevó a cabo la evaluación económica del proyecto. La generación estimada es de 303.150 KWh/año.

El presupuesto 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.

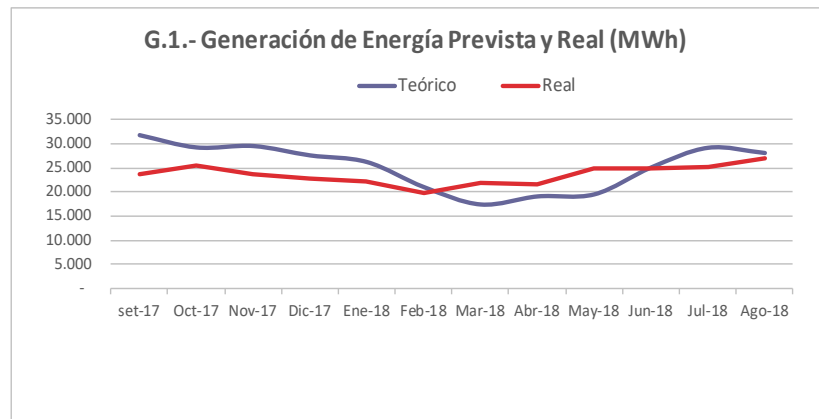
La ejecución financiera del proyecto se desarrolló de acuerdo al presupuesto establecido, presentando algunos sobrecostos relativos básicamente a pagos de tasas e impuestos no alcanzados por los beneficios fiscales otorgados por la promoción de la inversión. Buena parte de esos costos no contemplados refieren al IVA de algunos componentes, que al ser básicamente financieros se irán recuperando en la medida que el FF Arias vaya facturando la energía.

Es preciso mencionar que además de la asignación para contingencias, establecida en el flujo del proyecto, existía una garantía adicional de UTE para aportar hasta el monto de USD 8 millones por eventuales sobrecostos en caso que dicho flujo fuera insuficiente, provisión que no fue necesario activar.

b) Hechos salientes del período

A la fecha se observa lo siguiente:

- En junio de 2018 se firmó un Acuerdo de cierre de la etapa de construcción, mediante el cual se acordó el pago del hito final de dicha etapa y la compensación derivada de órdenes de cambio y penalidades generadas, estableciéndose que no existe nada que reclamar entre las partes en relación al contrato EPC. Este pago final se realizó el 28 de junio de 2018.
- En abril de 2018 se procedió a la contratación de una consultora para realizar el monitoreo de aves y murciélagos según requerimientos de la Dirección Nacional de Medioambiente (Dinama) y de los financiadores del parque (BID Invest). Este monitoreo debe realizarse por un período inicial de 3 años para medir el impacto del parque en la fauna del lugar.
- La performance de facturación del parque eólico en el año 2017 (desde el mes de abril), estuvo en el entorno de un 13,5% por debajo de la estimación prevista, mientras que en los primeros 8 meses de 2018 la generación de energía estuvo un 3% por encima de la teórica. En total, para todo el período (abril 2017 a agosto 2018) la generación real estuvo un 5% por debajo de la esperada.
- El gestor luego de realizar diferentes análisis para determinar las posibles explicaciones a este desvío, considera que se debe a la incidencia del viento que ha mantenido un comportamiento fluctuante y poco alineado al promedio utilizado para las proyecciones iniciales, asimismo señala que el parque está en su etapa inicial de funcionamiento con los consiguientes procesos de ajuste que ello implica. A juicio de CARE estas apreciaciones parecen razonables y deberán confirmarse en el mediano plazo con un mayor período de generación.



Fuente: En base a información del operador.

- Será necesario completar un mayor período de funcionamiento pleno del parque a los efectos de conocer si la generación prevista (estimada sobre la base de un factor de planta de 49,44%), se verifica finalmente.
- El cuadro 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 los establece el decreto 59/015 y el contrato de compraventa de energía firmado con UTE.

c) 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 de avance al 30/06/2018 elaborado por el Gestor (UTE).
- Estados financieros intermedios del fidecomiso al 30/06/18
- EE.CC intermedios de la fiduciaria al 30/6/18
- EE.CC consolidados auditados de UTE al 30/12/17

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.

Operador: GAMESA EÓLICA SL

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

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 30/6/18 que cuenta con informe de revisión limitada de la firma Grant Thornton SC, RAFISA alcanza un patrimonio de miles de \$ 578.170, lo que supone un 4 % superior al registrado seis meses antes. La liquidez, medida como la razón corriente (activo corriente/pasivo corriente) mantiene guarismos muy altos, en este caso es 4,95. Un resumen del estado de situación patrimonial y su comparativo con ejercicios anteriores se expone en el cuadro siguiente.

Cuadro 1: Estado de Situación Patrimonial (miles de \$)

Concepto	30-Jun-18	31-Dec-17	31-Dec-16
Activo	656.953	637.392	636.880
Activo Corriente	270.351	249.236	219.778
Activo no Corriente	386.602	388.155	417.102
Pasivo	78.783	81.887	78.969
Pasivo Corriente	54.604	57.829	58.536
Pasivo no Corriente	24.179	24.058	20.433
Patrimonio	578.170	555.505	557.910
Pasivo y Patrimonio	656.953	637.392	636.880
Razón Corriente	4,95	4,31	3,75

Fuente: EE.CC RAFISA

En lo que tiene que ver con el estado de resultados del primer semestre de 2018, la firma muestra una disminución en su facturación respecto del mismo periodo del año anterior. Esto se traduce en una caída de los resultados operativos. En cambio, debido a mejoras en los resultados financieros, los resultados finales del periodo resultan superiores. En el cuadro siguiente se exponen resumida y comparativamente los resultados obtenidos a junio de 2018 y su comparativo con junio de 2017 y del último ejercicio completo cerrado en diciembre de 2017.

Cuadro 2: Estado de Resultados (miles de \$)

Concepto	30-Jun-18	30-Jun-17	31-Dec-17
Ingresos Operativos	127.854	135.622	270.590
Gastos de Adm y Ventas	(113.806)	(105.541)	(225.274)
Resultado Operativo	14.048	30.081	45.316
Resultados Diversos	-	126	622
Resultados Financieros	36.132	7.391	17.636
IRAE	(12.485)	(7.998)	(16.323)
Resultados del periodo	37.696	29.600	47.251

Fuente: EE.CC RAFISA

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

Al 30 de junio de 2018, 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 se encuentra 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. Asimismo, ha constituido garantías para el cumplimiento del Listado de Tareas Pendientes que se le notificara una vez entregada la obra.

Por último, opera a favor de la firma, el antecedente inmediato de haber construido sin inconvenientes un parque similar a éste denominado Valentines.

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 USD 8 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, en ambos casos, consolidados.

Cuadro 3: UTE Estado de Situación Patrimonial consolidado (millones de \$)			
Conceptos	31-Dic-17	31-Dic-16	31-Dic-15
Activo Corriente	29.947	26.035	23.886
Activo no Corriente	229.911	208.488	185.146
Total Activo	259.858	234.523	209.032
Pasivo Corriente	21.602	28.008	19.553
Pasivo no corriente	106.445	82.523	68.784
Total Pasivo	128.047	110.531	88.337
Patrimonio	131.811	123.991	120.695
Total Pasivo y Patrimonio	259.858	234.523	209.032
Razón Corriente	1,39	0,93	1,22

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

Como se ve, la situación patrimonial del grupo es muy sólida y responde casi en su totalidad a la empresa controladora (UTE) ya que el patrimonio atribuible a las acciones en empresas controladas en relación al total es muy menor. La liquidez, medida como el cociente entre el activo y el pasivo corrientes (razón corriente) recuperó el nivel por encima de la unidad siendo más que aceptable.

Cuadro 4: UTE Estado de Resultados consolidado (millones de \$)			
Conceptos	31-Dic-17	31-Dic-16	31-Dic-15
Ingresos de explotación	51.263	47.488	40.343
Costos de explotación	(23.987)	(22.439)	(24.204)
Resultados de explotación	27.276	25.048	16.138
Gastos Adm. y Ventas	(9.738)	(8.597)	(8.583)
Resultados diversos	204	(1.378)	(630)
Resultados financieros	(2.360)	(2.667)	(1.624)
Resultados antes de impuestos	15.382	12.407	5.301
Impuesto a la renta	(945)	(164)	620
Resultado neto del período	14.437	12.243	5.921
Otros Resultados Integrales	(280)	(246)	1.981
Resultado Integral del período	14.157	11.997	7.902

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un superávit superior al del año anterior

UTE ha demostrado, además, tener un buen acceso al mercado financiero de corto y largo plazo como lo demuestran múltiples operaciones de este tipo. Incluso a través de emisiones de obligaciones negociables de oferta pública, por la cual ha recibido la calificación AAA (grado inversor máximo)

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 el 30/4/15, 16/10/15 y 20/11/15.

En anteriores informes ya se había dado cuenta que se había completado la totalidad de la emisión por USD 53.6 millones y que, sumado al crédito bancario concretado por USD 124 millones, aseguraban el financiamiento de la obra estimado en USD 154 millones más \$ 91 millones lo que comprende todos los costos asociados directa o indirectamente con la ejecución del proyecto.

Al 30/6/18 la totalidad de los costos incurridos en las obras en concesión ascienden a USD 157.324.632 cifra consistente con el total comprometido y con una obra ya finalizada y entregada. Dicha cifra incluye una deducción por USD 3.609.610 por concepto de penalización a Gamesa por entrega de la obra fuera del plazo acordado. Esto se debe a que la Recepción Provisional del Suministro establecida el 23/9/17 se produjo con cierto retraso; el Fideicomiso firmó el 25/6/18 un acuerdo de cierre con Gamesa del que derivó un saldo neto por penalidades recíprocas a favor del Fideicomiso del monto citado lo que fue contabilizado como una reducción del costo de adquisición del parque.

Cabe recordar, una vez más, que Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL han constituido una garantía de fiel cumplimiento del contrato mediante avales bancarios con distintos bancos lo que respalda el cumplimiento del Contrato de Operación y Mantenimiento.

El estado de situación al 30 de junio de 2018, se recoge en el cuadro siguiente.

Cuadro 5: Estado de Situación del FF (miles u\$s)

Concepto	30-Jun-18	31-Dec-17	31-Dec-16
Activo	176.808	196.678	130.734
Activo Corriente	29.192	44.564	32.573
Activo no Corriente	147.616	152.114	98.162
Pasivo	120.994	141.073	77.766
Pasivo Corriente	4.601	22.868	13.015
Pasivo no Corriente	116.393	118.205	64.751
Patrimonio	55.813	55.605	52.969
Pasivo y Patrimonio	176.807	196.678	130.734
Razon Corriente	6,34	1,95	2,50

Fuente: EE.CC FF Arias

En el Activo no Corriente se incluye (como intangible) el valor de la obra como concesión de servicio. Se puede apreciar que el patrimonio contable es consistente con la emisión realizada por la que, hasta la fecha, no se han realizado pagos por participación.

El estado de resultados se informa en el cuadro siguiente.

Cuadro 6: Estado de Resultados del FF (miles u\$s)

Concepto	30-Jun-18	30-Jun-17	31-Dec-17
Ingresos operativos	9.168	1.462	10.037
Costo de ventas	(5.592)	(657)	(4.848)
Margen bruto	3.575	804	5.188
Gastos de administración	(126)	(80)	(226)
Resultado operativo	3.449	724	4.962
Resultados financieros	(4.002)	(818)	(3.598)
Resultados antes de IRAE	(553)	(94)	1.365
IRAE	761	842	1.272
Resultado del período	208	749	2.637

Fuente: EE.CC FF Arias

El crédito recibido comenzó a amortizarse a partir del 14/5/2018 y culminará el 4/11/35 (36 cuotas semestrales), en cambio los intereses devengados comenzaron a pagarse desde el año anterior. En cumplimiento de ello, se amortizaron en la fecha prevista USD 1.931.459 mientras que por concepto de intereses se abonaron USD 2.571.464.

Por lo expuesto, puede inferirse que el Fideicomiso se viene desempeñando con normalidad.

Riesgos considerados:

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

Riesgo administración, determinado por la actuación de los tres agentes principales involucrados con el proyecto a saber: el constructor, proveedor y operador (Gamesa); el gestor de todo el proyecto – UTE- incluyendo todos los permisos necesarios así como el contratador 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 y de terminación (completion): al haber terminado la obra y haberse obtenido el Acta de Habilitación Final ya no corresponde analizar este riesgo.

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, que tampoco hay razón alguna para cambiar, hasta tanto el parque se encuentre generando energía durante un tiempo mínimo que permita sacar conclusiones.

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 estos 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 de Arias

Mes de producción	Dólares		
	Teórico	Real	Diferencia
Abr-17	-	41	41
May-17	-	364.238	364.238
Jun-17	-	808.370	808.370
Jul-17	1.912.144	1.273.936	(638.208)
Ago-17	1.841.073	691.771	(1.149.302)
set-17	2.083.948	1.436.613	(647.335)
Oct-17	1.916.922	1.680.985	(235.937)
Nov-17	1.935.834	1.559.607	(376.227)
Dic-17	1.808.424	1.488.687	(319.737)
Ene-18	1.754.146	1.483.372	(270.774)
Feb-18	1.406.569	1.319.669	(86.900)
Mar-18	1.164.485	1.467.360	302.876
Abr-18	1.276.482	1.440.432	163.951
May-18	1.305.345	1.659.565	354.220
Jun-18	1.679.142	1.670.981	(8.161)
Jul-18	1.952.326	1.685.618	(266.708)
Ago-18	1.879.761	1.798.442	(81.319)
Total	23.916.600	21.829.687	(2.086.912)

Fuente: UTE

La menor venta de energía implicó una diferencia en menos de facturación de 2,09 millones de dólares, la cual en esta oportunidad fue más que compensada por las penalidades cobradas a Gamesa por lo que finalmente los ingresos reales superaron a los previstos. De esta forma, puede afirmarse que al menos hasta el momento, la menor venta de energía no tendrá efectos sobre la rentabilidad futura.

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 plantea 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 resultan razonables en opinión de CARE y de los técnicos consultados.

No obstante lo anterior, 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.

1.1. Análisis de sensibilidad

Si bien ya se encuentra operativo el parque y produciendo energía con la totalidad de los aerogeneradores, aún la información generada no es suficiente como para modificar los criterios utilizados en las sensibilizaciones, por lo que el análisis que se realizó en la calificación original sigue totalmente vigente. A los efectos de sensibilizar el flujo de fondos se supusieron dos escenarios. En ambos la variable exógena que se sensibilizó fue el factor de capacidad del proyecto, esto es el nivel de aprovechamiento efectivo de los equipos de generación instalados respecto de su potencial.

Escenario 1

En este caso 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%¹.

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

Cuadro 8: TIR media, máxima y mínima s/escenario 1

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

Fuente: CARE

¹ Este rango procede de estudios técnicos para Uruguay que obran en poder de CARE.

La TIR esperada para el inversor en el escenario 1 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.

Escenario 2.

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 con BID. 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 s/escenario 2

	factor capac
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, y consultas realizadas por CARE con informantes calificados, 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 del promedio nacional con otra tecnología².

Entre setiembre de 2017 y agosto de 2018 (un año de generación plena), el parque produjo en total 282.544 MWh, lo que implica que durante ese período operó con un factor de capacidad del 46,08% en vez del 49,44% proyectado. Este factor de capacidad estaría determinando una tasa interna de retorno de 7,93%.

En los primeros 8 meses de 2018, se produjeron 190.864 MWh un 3% más que lo previsto. De confirmarse este comportamiento para el resto del año, el factor de capacidad sería del 50,92%, lo que de mantenerse hasta el final del período supondría una TIR del 11,19%.

En resumen, el proyecto presenta una sólida expectativa de alcanzar tasas de retorno del inversor con un rango de valores esperados que se sitúan entre 4,6% y 13,6%; con una probabilidad del 90% de que se alcance un retorno para el inversor superior al 5%.

1.2 Nueva estimación Costo del capital y Valor Presente Neto del Proyecto

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

². Pérez Benech, Daniel y Cataldo José: “Analysis of the uruguayan large scale wind energy generation an its energetic.....”

³. Weighted Average Cost of Capital

⁴. Weighted Average Cost of Capital

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%)
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
 β_{im} : Riesgo sistemático propio respecto del riesgo de mercado
(E(r_m) - rf) : Prima de Riesgo país. Es el premio por riesgo específico al mercado que opera el proyecto.
Er_p: Prima por riesgo específico a la compañía o proyecto evaluado⁷

Para definir la tasa libre de riesgo se opta normalmente por utilizar los promedios de 20 años de los rendimientos de los Treasury Bonds 10 Years de la Reserva Federal de los Estados Unidos. Ese promedio resulta demasiado exigente respecto al costo de oportunidad del capital, dado que incluye 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%, cuando en los últimos diez años, ese rendimiento se ubicó en 2,48%.

Por su parte el riesgo país, medido a través del índice UBI de República AFAP, también incorpora datos "anómalos" cuando se incluye el 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 futuro mediano plazo. Si se consideran los datos

4. Weighted Average Cost of Capital

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

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

de este indicador para el promedio de los últimos 15, 10, ó 5 años, e incluso a valores actuales, se arriba a tasas menores.

Por estos motivos, a los efectos de calcular estos indicadores se tuvieron en cuenta los niveles de riesgo actuales, que son aquellos sobre los cuales los inversores deben tomar las decisiones. En este sentido, para el caso del rendimiento de los bonos americanos se consideró 2,86% un valor menor al promedio de los últimos años pero superior al de los años más recientes. Para el riesgo país (índice UBI), se consideraron 158 puntos básicos que corresponde al valor de agosto, un nivel sensiblemente más bajo que en el pasado reciente, pero que responde a la situación actual.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,54% sensiblemente más alta (1% más) que nuestra anterior estimación, explicado básicamente por un aumento en los rendimientos de los bonos de los EEUU y un aumento en el riesgo país de Uruguay. Este valor es inferior a la TIR esperada del inversor para el proyecto en el modelo original (10,42%), lo que nos indicaría que la tasa prevista es superior a la teórica. Si bien estas comparaciones no pueden tomarse en sentido estricto, constituyen una referencia que – entre otras- ayuda a conformar un juicio acerca de la inversión.

Finalmente, si consideramos esta tasa junto a la del costo del crédito y las participaciones de ambas fuentes de financiamiento, la tasa de descuento (WACC) aplicable a este proyecto sería de 6,21%, sensiblemente inferior a la TIR del proyecto.

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

Riesgos considerados:

Riesgo de generación de flujos. El riesgo de 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**. 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"⁸. 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.

⁸. 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. En este sentido llama la atención que cuando la empresa describe el comienzo de una nueva etapa en la historia de la gestión lo sitúa 27 años atrás señalando: *“en 1987 inició un proyecto corporativo de Mejora de la Gestión en procura de un cambio cultural, sustentado en los pilares de “orientación al cliente”, “mejora de la rentabilidad” y afirmación de los principios de “calidad, pertenencia y responsabilidad”.* (tomado del prospecto). 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 UTE de hasta un 20% en el capital⁹.

Se puede observar el resultado de la política de incremento de las fuentes renovables en la matriz energética ya que en 2014, la energía eólica producida en parques de propiedad o de copropiedad de UTE apenas representaba 0.9 % del total mientras que en 2017, la energía eólica producida por la UTE en sus parques y en aquellos en los que participa como copropietaria representó el 10,4% del total generado. Asimismo buena parte de la energía que es comprada a agentes productores es eólica también.

Cuadro 10. Energía Generada en GWh

PRODUCCIÓN DE UTE	2015	2016	2017
Hidráulica	2.954	3.029	2.393
Térmica	895	402	190
Eólica	298	305	416
Fotovoltaica	1	1	1
COMPRA			
Salto Grande	4.755	4.425	4.751
Argentina y Brasil	2	24	3
Agentes Productores	2.473	3.404	3.624
P. Eólicos Co-Prop. UTE	148	266	857
TOTAL	11.526	11.856	12.235

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

⁹. Un completo detalle de todos los parques, privados y públicos, terminados o en desarrollo, puede consultarse en www.parqueseolicos.gub.uy

El cuadro que antecede no discrimina la energía eólica producida en parques que no son propiedad o copropiedad de la UTE. Según información primaria de UTE la energía eólica total producida en el año 2017 habría alcanzado unos 3.766 GWh, lo que implicó un 26% de incremento respecto de 2016 y representó aproximadamente un 30.6% de la producción total.

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

Por otra parte y aunque no tiene que ver con los ingresos por venta de energía ya que estos están fijados 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.

Cuadro 11: Consumo per cápita de Kw en 2017

Ranking	País	Consumo	Ranking	País	Consumo
7	Canadá	14,502	46	Italia	4,764
8	Finlandia	14,329	52	Portugal	4,339
10	EEUU	11,974	53	China	4,292
18	Australia	9,624	56	Chile	3,82
20	N. Zelanda	8,853	75	Uruguay	2,803
27	Japón	7,383	76	Argentina	2,766
33	Alemania	6,385	82	Brasil	2,414
34	Israel	6,359	83	Venezuela	2,364
45	España	4,91			

Fuente: Indexmundi cien primeros países

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 12 Ventas de energía y servicios activos

	2015	2016	2017
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.462.789	1.513.295	1.651.309
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.513	8.904	8.559
Número de servicios activos	1.415.401	1.437.506	1.460.432

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 sin incurrir en nuevo endeudamiento de UTE. En efecto es el fideicomiso con su previsión de ingresos y en general de su plan de negocios, el que pagará la emisión y el crédito que la apalanca.

Cabe consignar además, que con el cambio de gobierno y la discusión de la Ley de Presupuesto, se pusieron de manifiesto diferentes visiones sobre el papel de los entes autónomos y su política de inversiones. Una vez procesadas las discusiones, se ha ratificado el proyecto 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 spot¹⁰. 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

¹⁰. El precio SPOT de la energía, es el costo que resulta para el Sistema Interconectado Nacional por despachar una unidad adicional de demanda, respetando los criterios de economía, seguridad y calidad vigentes. En la medida que este precio resulta de cerrar el balance entre la demanda (incremental) y los recursos de generación disponibles, es un valor que teóricamente puede cambiar hora a hora. Por otra parte, teniendo en cuenta que el parque de generación uruguayo es fuertemente hidráulico, y aún con insuficiente respaldo térmico, el precio SPOT tiene muy importantes variaciones: entre cero, por ejemplo cuando están "llenas" todas las represas y 250 USD/MWh, (en épocas de sequía extrema).

VI. CALIFICACIÓN DE RIESGO

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

En función del análisis de los principales riesgos identificados en cada sección; teniendo presente los diversos enfoques técnicos -jurídicos, cualitativos y cuantitativos - tanto los presentados por el estructurador como los realizados por CARE; con la información públicamente disponible; el comité de calificación de CARE entiende que los certificados de participación recogen la calificación A (uy) de la escala de nuestra metodología¹¹.

Comité de Calificación



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrian Tamber

¹¹. . 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.