

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

Montevideo, octubre de 2019

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

**Actualización de la Calificación de Oferta Pública de los
Certificados de Participación Serie A y Serie B.
21 -octubre -2019**

Denominación:	FIDEICOMISO FINANCIERO PAMPA
Fiduciario:	República Afisa
Fideicomitente, gestor, beneficiario:	UTE (Usinas y Trasmisiones Eléctricas)
Monto de la emisión:	USD 15 millones CP Serie A, y USD 82 millones en CP Serie B.
Entidad Registrante y Representante:	Bolsa de Valores de Montevideo S.A.
Bienes fideicomitados:	(entre otros) Aportes de suscriptores incluso UTE, aerogeneradores, contratos, activos financieros.
Fechas de suscripción:	20/3/15 y 25/9/15
Plazo:	hasta la liquidación del fideicomiso con un máximo de 30 años.
Calificación de Riesgo:	Certificados de Participación A: AA (uy); Certificados de Participación B: A (uy)
Vigencia de la calificación:	hasta 30 de abril de 2020.
Análisis original de contingencias jurídicas:	Herrera Profesionales Asociados
Manual utilizado:	Manual Calificación de Finanzas Estructuradas Administradas por Terceros

Resumen General

CARE ha actualizado la calificación de los certificados de participación tipo A y B en el dominio fiduciario del "Fideicomiso Financiero Pampa" manteniendo la calificación AA (uy) y A (uy) respectivamente.

A modo de resumen los aspectos salientes de la calificación son:

- Una construcción financiera que desde el punto de vista jurídico ofrece las garantías necesarias tal cual surge del informe jurídico que se adjuntara como anexo al informe de calificación original.
- Es un negocio de renta variable apalancado en un crédito gestionado por UTE, para cofinanciar con los beneficiarios de los CPs, todo el Parque.
- Bajo ciertos supuestos es un negocio que ofrece una rentabilidad razonable para los inversores beneficiarios de los Certificados de Participación, tal como para varios escenarios fuera analizado por CARE, sensibilizando el plan de negocios original. En esta oportunidad se vuelve a estimar la Tasa de retorno esperada del capital del WACC (Weighted Average Cost of Capital), recogiendo las variaciones de la tasa de interés, manteniéndose las conclusiones. Asimismo, CARE recalculó la TIR, con el factor de utilización que surge de la producción real de energía desde la puesta en operación del Parque, lo que sigue arrojando niveles razonables de rentabilidad esperada (véase Sección IV).
- Debe destacarse que la construcción del parque eólico se realizó mediante un contrato llave en mano con una empresa de primer nivel (Nordex SE) acordado y controlado por UTE. La ejecución del contrato se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando mínimas desviaciones que fueron cubiertas por la contingencia prevista en el proyecto.
- Respecto a la generación de energía, ésta ha estado por debajo de lo esperado desde su puesta en completa operación. En 2017 la producción de energía estuvo un 10,2% por debajo de lo teórico, en 2018 un 12,5% también por debajo y en el primer semestre de 2019 un 17,5 por debajo. Considerando lo antes mencionado, la UTE ha solicitado a la firma Mott MacDonald, que efectuó las proyecciones energéticas previas a la instalación del parque, que realice un análisis de la situación para identificar los motivos de desviación y establecer una eventual nueva estimación de generación para el parque para el resto de su vida útil. Sobre la base del modelo financiero original, CARE ajustó la producción a la real lograda hasta el momento, obteniendo una TIR del 8,22% según el factor de planta de 2018 o de 7,99% si se considera el último año móvil.
- Con respecto al financiamiento de largo plazo, se aplicó una estructura financiera que consistió en un 30% del monto de la inversión con fondos derivados de la integración realizada por inversores en virtud de la adquisición de certificados de participación, y el restante 70% proveniente de un préstamo de largo plazo obtenido de KFW (Banco de desarrollo Alemán), el cual fue desembolsado en su totalidad en mayo de 2017.

- El abril de 2019 y tal como estaba previsto se realizó la segunda distribución de fondos por un total de USD 11.000.000, la cual se suma a la realizada el año anterior de USD 22.000.000, la que contenía una acumulación de fondos que no habían podido ser distribuidos con anterioridad debido a los atrasos en la construcción del parque. Este nivel de distribución de fondos, que incluye los ingresos por penalizaciones, está en línea con lo estimado en el modelo original.
- Se resalta 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 proyectos análogos a este, como ser el Parque Eólico Arias y el Parque Eólico Valentines.
- 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.

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 Pampa”.

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 la primer 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 depende 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 sigue, 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 para su calificación original, con los servicios del estudio jurídico Herrera Profesionales Asociados, cuyo informe y complementos se adjuntaron a la calificación original.

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

2. Antecedentes generales y hechos salientes del período

a. Antecedentes generales

Este proyecto es una de varias iniciativas que está llevando adelante la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas ("UTE") para ampliar la capacidad de generación basada en energías renovables y complementarias de la amplia oferta hidroeléctrica ya existente en el país.

UTE es el responsable por la gestión del Proyecto hasta la disolución del Fideicomiso, el cual tendrá un plazo de 20 años, similar al contrato PPA¹.

El parque se ubica en los alrededores de Estación Pampa, a la altura del kilómetro 320 de la Ruta Nacional N°5. En esa localidad UTE posee una medición de viento de más de 5 años de duración, con resultados 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 Nordex SE, una empresa alemana 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 a través del banco estatal KFW, conjuntamente con una cobertura de riesgos suministrada por Hermes, una agencia estatal alemana con foco en la promoción de exportaciones.

Desde el punto de vista de la construcción del Parque, el 31 de marzo de 2017 se emitió el certificado de Recepción Provisional del Suministro, evento que determinó el inicio de la etapa de operación y mantenimiento del parque. Esta fecha de recepción se realizó con posterioridad a la comprometida contractualmente por la contratista, de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, por lo que se le aplicaron a Nordex penalidades por atraso por un total de USD 12.700.000 que permitieron al Fideicomiso Financiero Pampa compensar una parte del desfase de flujos financieros respecto a los fondos previstos.

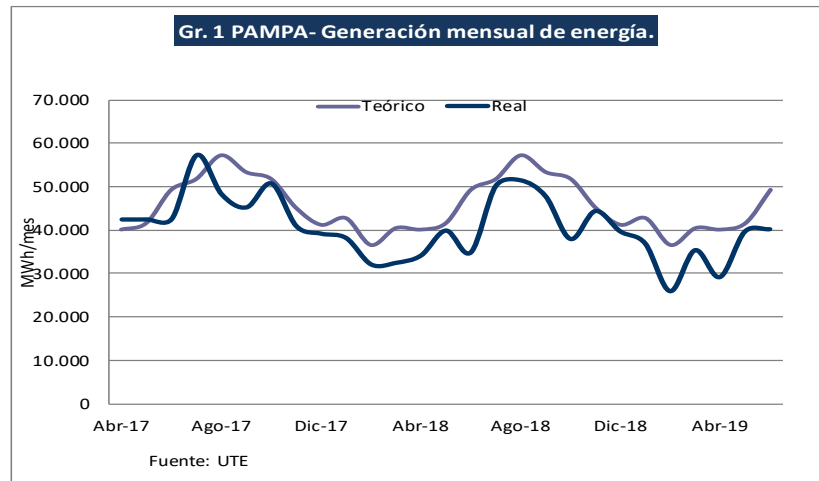
El Proyecto está compuesto por 59 aerogeneradores, de 2.4 MWh de potencia unitaria, totalizando 141.6 MWh. El factor de capacidad aportado por el proveedor para ese modelo de aerogenerador, y con el layout ofertado fue de 47.5%. Dicho factor fue revisado por los especialistas de UTE y ajustado a 44.35%, factor utilizado a los efectos de evaluar las proyecciones financieras. Este factor fue aceptado por el proveedor de los molinos. La generación estimada es de 550 GWh/año.

El costo total del Proyecto fue de USD 323 millones, que se financió en un 70% con cargo a un crédito internacional de largo plazo, y el resto fue aportado por la emisión de los certificados de participación (CPs) del Fideicomiso.

La ejecución financiera de la inversión en el parque se desarrolló dentro del presupuesto establecido, presentando algunos sobrecostos en determinados conceptos que se compensaron con otros ítems cuya ejecución fue menor a la prevista. Los sobrecostos incurridos fueron cubiertos por el monto asignado para la contingencia y por penalidades aplicadas a la contratista de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano.

¹. Power Purchase Agreement

Con relación a la generación de energía, se presenta a continuación un gráfico de la facturación de energía del Fideicomiso Financiero Pampa desde la entrega definitiva del parque por parte del contratista (abril 2017) y se comparan con las proyecciones previas, incluidas en el modelo de negocio, determinadas en forma previa a la instalación del parque.



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.

La performance de facturación del parque eólico ha estado sistemáticamente por debajo de lo previsto (entre 10 y 12% menor según el período que se analice). Considerando los últimos dos años completos 2017 y 2018, la producción de energía fue un 11,3% menor a lo esperado.

El 30 de abril de 2018 se procedió a realizar la primer distribución de fondos del Fideicomiso por un total de USD 22.000.000 que representaron aproximadamente 22,5% sobre el capital aportado en 2015. Este importante flujo respondió a la acumulación de fondos que no habían podido ser distribuidos con anterioridad debido a los atrasos en la construcción del parque que causaron demoras en la aprobación de los financiadores para efectivizar dicha distribución.

b. Hechos salientes del período

La producción real del primer semestre de 2019 volvió a estar por debajo de la teórica, en esta oportunidad un 17,5% más bajo. Si se considera todo el período desde que se hizo la entrega final del parque, la producción real ha estado un 11% por debajo de la producción teórica esperada. Como consecuencia de esto, la UTE ha solicitado a la firma Mott MacDonald, que

efectuó las proyecciones energéticas previas a la instalación del parque, que realice un análisis de la situación para identificar los motivos de desviación y establecer una eventual nueva estimación de generación para el parque para el resto de su vida útil.

No obstante lo antes mencionado, la gestión de los flujos del proyecto ha permitido al Fideicomiso Financiero Pampa hacer su segunda distribución de fondos alineada con las proyecciones iniciales presentadas al mercado. Una vez obtenidas las aprobaciones pertinentes de las autoridades y financiadores (KfW y Bayern LB), el 23 de abril de 2019 se procedió a realizar la segunda distribución de fondos del Fideicomiso por un total de USD 11.000.000,00 que representaron un monto de USD 11,3 por cada USD 100 aportados en 2015.

3. Información analizada

La información analizada en esta ocasión fue la siguiente:

- Calificaciones realizadas por CARE a operaciones similares (Parque Eólico Arias y Parque Eólico Valentines).
- Entrevistas con técnicos de UTE.
- Información de generación y facturación, suministrado por UTE.
- Estados Contables intermedios del fideicomiso al 30/06/19.
- EE.CC intermedios de la fiduciaria al 30/06/19
- EE.CC de UTE consolidados y auditados al 31/12/18

II. EL FIDEICOMISO Y LOS CERTIFICADOS DE PARTICIPACIÓN

Se ofrecieron en oferta pública y privada certificados de participación Serie A y Serie B respectivamente, en el dominio fiduciario del "FIDEICOMISO FINANCIERO PAMPA".

1. Descripción general

Denominación: "FIDEICOMISO FINANCIERO PAMPA".

Fiduciario: República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (RAFISA)

Gestor: UTE

Entidad

Representante: Bolsa de Valores de Montevideo.

Títulos

emitidos: Certificados de participación de oferta pública Serie A y Serie B.

Bienes

fideicomitados: Importes integrados por los suscriptores de los Valores, y los fondos que aporte UTE; los aerogeneradores; los créditos emergentes del Contrato de Compraventa de Energía; los Activos Financieros en los que invierta el Fideicomiso; todos los demás bienes, derechos de cualquier naturaleza que integren el patrimonio del Fideicomiso emergentes del propio funcionamiento del Fideicomiso y de las colocaciones transitorias realizadas en valores.

Importe de

la emisión: USD 15 millones para la Serie A y USD 82 millones para la Serie B.

Calificación de Riesgo de los certificados de

participación A: AA (uy)

Calificación de Riesgo de los certificados de

participación B: 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:

“A modo de síntesis y contemplando todos los aspectos involucrados, se aprecia un razonable grado de cobertura, no advirtiéndose riesgos sustanciales asociados a contingencias jurídicas en el proceso de emisión proyectado.”

Por las características de esta calificación, el informe jurídico cobra singular relevancia, dado por ejemplo la cantidad de contratos que han debido analizarse, temas de derecho público tanto como privado, etc.

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. Ello no obstante la liquidez de ambos certificados puede considerarse en los hechos como diferente. En efecto, el contrato de opción de venta de los CP Serie A, establece un modo adicional al del mercado para salirse de ellos, inclusive con una rentabilidad asegurada por su eventual comprador, UTE. Los certificados Serie B no tienen esa opción. Aun así, su liquidez puede considerarse adecuada dadas las características del mercado uruguayo. No obstante este proceso puede no ser instantáneo. *El riesgo es pues muy bajo para los A y bajo para los B.*

III. LA ADMINISTRACIÓN

Tan importante resulta en este tipo de operaciones el análisis crítico de los flujos proyectados (desarrollado en la sección IV) como la idoneidad de quienes tienen a su cargo la ejecución y administración del proyecto presentado.

En tal sentido, el FF PAMPA presenta la siguiente organización:

- **Fiduciaria:** República Administradora de Fondos de Inversión S.A.(RAFISA)
- **Operador y constructor llave en mano:** Nordex SA
- **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 al cierre intermedio del 30/6/2019 la firma alcanza un patrimonio contable de miles de \$ 647.428. Esto supone un incremento del orden del 10,64 % respecto al que tenía al 31/12/2018. 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-19	31-Dec-18	31-Dec-17
Activo	727.658	705.262	637.392
Activo Corriente	162.513	261.447	249.236
Activo no Corriente	565.145	443.815	388.155
Pasivo	80.230	120.097	81.887
Pasivo Corriente	62.227	101.326	57.829
Pasivo no Corriente	18.004	18.772	24.058
Patrimonio	647.428	585.164	555.505
Pasivo y Patrimonio	727.658	705.262	637.392
Razón Corriente	2,61	2,58	4,31

Fuente: EE.CC RAFISA

En lo que tiene que ver con el estado de resultados del primer semestre de 2019, la firma sigue mostrando resultados positivos, en este caso muy superiores a los exhibidos en el mismo período del ejercicio anterior. Particularmente se muestra un importante incremento en los resultados brutos, producto de una mejora en los ingresos y menores costos administrativos.

En el cuadro siguiente se exponen resumida y comparativamente los resultados parciales obtenidos a junio de 2019 y su comparativo con el mismo periodo del ejercicio anterior.

Cuadro 2: Estado de Resultados (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-19	30-Jun-18	31-Dec-18
Ingresos Operativos	142.614	127.854	290.623
Gastos de Adm y Ventas	(96.383)	(113.806)	(283.795)
Resultado Operativo	46.231	14.048	6.828
Resultados Diversos	120		56
Resultados Financieros	36.115	36.132	53.691
IRAE	(20.228)	(12.485)	(15.910)
Resultados del periodo	62.238	37.696	44.665

Fuente: EE.CC RAFISA

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

Al 30 de junio de 2019, 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 proveedora y constructora del parque fue Nordex, una firma de origen danés con sede central en Alemania, de reconocida reputación en el sector.

La construcción del parque ya ha culminado y se encuentra operativo

De acuerdo a lo anterior, CARE considera que la firma NORDEX ha cumplido con la etapa del contrato que podía generar algún inconveniente de entidad. El riesgo que supone la eventualidad de incumplimiento en la tarea de supervisión es sensiblemente menor, por otra parte ha constituido las garantías de fiel cumplimiento correspondientes.

En consecuencia se considera que la actuación de Nordex dejó de ser un factor de riesgo para el éxito de esta operación y carece de sentido seguir realizando en esta sección un seguimiento de su trayectoria empresarial.

c. UTE, gestor.

La UTE tuvo y 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 (etapa concluida); 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 modo de adelanto, a empezar a comprar energía a partir del mes 25 de iniciadas las obras como si estuviera produciendo, en caso que haya demoras imprevistas (plazo concluido sin que fuera necesaria la aplicación de esta cláusula).

Se comprometió a **aportar** los eventuales sobrecostos que pudiera haber en la construcción del parque, no previstos en el presupuesto original, cosa que no ocurrió.

Se comprometió a **rescatar** los CP's Serie A en caso que hubiera que liquidar el fideicomiso por no contar con el financiamiento a largo plazo (esta contingencia no ocurrió) o, incluso, a rescatarlos durante su vigencia a solicitud de los beneficiarios, opción que tendrán una vez al año. En ambos casos, se le asegura a los mismos un rendimiento de 4% anual.

Finalmente, es **beneficiario** de los CP's Serie B, comprometiéndose a integrar anticipadamente por un valor de hasta USD 20.000.000 canjeables por aquellos. La integración efectiva realizada en setiembre de 2015 fue de USD 19.4 millones.

De todas las obligaciones descriptas, asumidas en esta operación, persisten únicamente: la gestión operativa del parque por el período estipulado (20 años); la adquisición del 100 % de la energía producida al precio establecido por contrato y, eventualmente, rescatar los CP's de la Serie A, en caso que sus actuales tenedores así lo deseen con las limitaciones estipuladas.

Interesa entonces analizar su capacidad en tres dimensiones: jurídica, técnica y económico financiera. La capacidad jurídica y técnica de la UTE fue evaluada positivamente 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-18	31-Dic-17	31-Dic-16
Activo Corriente	25.618	29.947	26.035
Activo no Corriente	230.079	229.911	208.488
Total Activo	255.696	259.858	234.523
Pasivo Corriente	19.017	21.602	28.008
Pasivo no corriente	109.211	106.445	82.523
Total Pasivo	128.228	128.047	110.531
Patrimonio	127.468	131.811	123.991
Total Pasivo y Patrimonio	255.696	259.858	234.523
Razón Corriente	1,35	1,39	0,93

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-18	31-Dic-17	31-Dic-16
Ingresos de actividades operativas	51.536	51.263	47.488
Costo de ventas	(27.892)	(23.987)	(22.439)
Resultados de explotación	23.645	27.276	25.048
Gastos Adm. y Ventas	(10.395)	(9.738)	(8.597)
Resultados diversos	(749)	204	(1.378)
Resultados financieros	(1.400)	(2.360)	(2.667)
Resultados antes de impuestos	11.101	15.382	12.407
Impuesto a la renta	304	(945)	(164)
Resultado del Ejercicio	11.405	14.437	12.243

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado superavitario.

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.

d. El Fideicomiso

El FF PAMPA se constituyó por contrato del 20/2/14 y sucesivas modificaciones; se mantendrá vigente hasta tres meses posteriores al término del Contrato de Compra Venta de Energía Eléctrica (20 años) pero en ningún caso se extenderá más allá de los 30 años.

Más allá de la fecha de su constitución, en los hechos su actividad comenzó en marzo de 2015 cuando se emitieron los CP's Serie A por USD 15 millones los

que fueron integrados en forma inmediata. También en marzo de 2015 se emitió la Serie B por USD 82 millones cuya integración se produjo en dos etapas: el compromiso asumido por UTE por USD 19.4 millones fue integrado de inmediato, mientras que el saldo por USD 62.6 millones fue integrado en forma diferida en setiembre de 2015.

En el mes de junio de 2015 comenzó la obra cuyo costo generó una obligación de pago al proveedor por parte del FF de USD 270.940.000 y \$ 31.500.000. Esta etapa ya concluyó, incluso el acuerdo de la penalidad por demoras en la entrega del parque por parte del proveedor.

A continuación se informa el estado de situación del FF según surge de los EE.CC intermedios del mismo al 30/6/19.

Cuadro 5: Fideicomiso Estado de Situación (miles u\$s)			
Concepto	30-Jun-19	31-Dec-18	31-Dec-17
Activo	257.171	271.291	303.294
Activo Corriente	22.786	33.394	50.750
Activo no Corriente	234.386	237.897	252.544
Pasivo	182.322	184.577	196.575
Pasivo Corriente	15.176	14.663	12.464
Pasivo no Corriente	167.146	169.914	184.111
Patrimonio	74.849	86.714	106.720
Pasivo y Patrimonio	257.171	271.291	303.294
Razon Corriente	1,50	2,28	4,07

Fuente: EE.CC FF PAMPA

El 23/4/19, tal como se había anunciado, se efectuó un segundo pago a los beneficiarios, en este caso por USD11 millones (USD 22 millones el año anterior); los pagos se realizaron de acuerdo a la definición de fondos netos distribuibles según Contrato de Fideicomiso.

El monto del crédito bancario con KFW fue de USD 223.703.903 y se viene amortizando en 30 cuotas semestrales (marzo y setiembre) iguales y consecutivas de USD 7.456.797 más los intereses correspondientes. El primer vencimiento ocurrió el 31/3/17 y el último será el 30/9/29. Hasta el momento, este compromiso se viene cumpliendo en tiempo y forma.

En el cuadro siguiente se informan los resultados parciales obtenidos por parte del FF en el primer semestre de 2019 y su comparativo con periodos anteriores.

Cuadro 6: Fideicomiso Estado de Resultados (miles u\$s)			
Concepto	30-Jun-19	30-Jun-18	31-Dec-18
Ingresos Operativos	7.660	7.264	32.242
Costo de ventas	(4.483)	(4.368)	(17.538)
Margen Bruto	3.177	2.896	14.704
Gastos de Administración	(88)	(82)	(379)
Resultado Operativo	3.089	2.814	14.325
Resultados Financieros	(2.793)	(3.509)	(11.374)
Resultados antes de impuestos	296	(694)	2.951
IRAE	(1.274)	(1.066)	(956)
Resultado del período	(978)	(1.761)	1.995
Relación resultado/ingresos	-12,77%	-24,24%	6,19%

Fuente: EE.CC FF PAMPA

Como se informa en otra sección, la generación de energía está por debajo de lo estimado, situación que, según informa UTE, podría determinar una reformulación de las proyecciones originales para lo cual se encargó un estudio técnico que permita identificar la razón de los desvíos constatados. No obstante, se ha generado suficiente efectivo como para realizar un nuevo pago por participación a los beneficiarios.

Riesgos considerados

Riesgo administración, determinado por la actuación de los tres agentes principales involucrados con el proyecto a saber: el operador (Nordex S.E.); 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 se ha creado una estructura administrativa y de controles para coordinar la actuación de los tres agentes y que la obra está concluida, se considera que el riesgo de incumplimiento de la administración con las responsabilidades del proyecto es muy bajo. *Riesgo casi nulo.*

Riesgo constructivo, no corresponde al haber concluido la obra.

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

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 ya escenarios de menor producción.

Como ya fuera expuesto la producción de los primeros dos años y medio ha sido menor a la esperada, en promedio un 13%, aunque con variaciones dependiendo del período considerado. Interesa por lo tanto analizar la magnitud de los 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 desde que se puso en operación el parque.

Cuadro 7.- Facturación prevista y real de energía eléctrica del FF. Pampa

Período de Producción	Dólares		
	Teórico	Real	Diferencia
Agosto-diciembre 2016	16.425.358	3.890.584	(12.534.774)
Enero-diciembre 2017	36.125.658	32.185.097	(3.940.561)
Enero-diciembre 2018	36.884.809	32.291.900	(4.592.909)
Enero-junio 2019	16.779.855	14.081.509	(4.282.600)
TOTAL Acumulado	106.215.680	82.449.091	(25.350.843)

Fuente: UTE

Nota: en el acumulado no se incluye el período agosto-diciembre 2016 porque el Parque aún no se había entregado formalmente. Asimismo esa diferencia fue compensada por las penalidades cobradas a Nordex (12,7 millones de dólares).

La menor venta de energía implicó una diferencia en menos de facturación de casi 12 millones de dólares, lo que implicó una pérdida de facturación de un 13% en el período. Todo indica que el modelo habría sobreestimado los vientos por lo que se justificaría una actualización del modelo financiero; que ya se estaría analizando por parte de UTE.

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

El Prospecto planteó una Tasa Interna de Retorno para el inversor de 11,5% 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.

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. Esto quedó ahora verificado luego de los primeros años de operación.

1.1. Análisis de sensibilidad

No se dispone de un nuevo modelo, por lo que se repiten en esta oportunidad las sensibilizaciones realizadas en la calificación original. Como se podrá ver se consideraron en la sensibilización realizada factores de planta bastante más bajos que los que se están obteniendo en la actualidad, por lo que los análisis realizados siguen siendo válidos a grandes rasgos.

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 se comportaría de acuerdo a una distribución triangular, con un valor mínimo de 30,5%, un valor medio para Uruguay de 42,5%, y un valor máximo de 49%².

En este escenario los resultados más relevantes se presentan en el siguiente cuadro. También se presenta la TIR que correspondería a un factor de capacidad equivalente al real obtenido en 2018 y al real obtenido en el último año móvil (julio 2018-junio 2019).

Generación	Fact. Cap	TIR
máxima	49,0%	14,4%
media	42,5%	10,5%
mínima	30,5%	2,7%
Real año 2018	38,8%	8,2%
Real últimos 12 meses	38,5%	8,0%

Fuente: CARE

La TIR esperada para el inversor en CPs alcanzaría el 10,5% con un valor mínimo de 2,7% y un valor máximo de 14,4%. A su vez, existe un 90% de probabilidad que la TIR del inversor sea mayor al 6%. 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 KFW, lo que implicaría una TIR negativa para el inversor, pero que al mismo tiempo permitiera que el Fideicomiso honrara el crédito con KFW. 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 En el año 2017 el factor de planta fue 39,8%, en el año 2018 fue de 38,8 y en el último año móvil 38,5%, en todos esos períodos por debajo del valor medio supuesto pero muy superior al mínimo considerado, que por otra parte era menor al del prospecto 44,35%.

Cuadro 9: Factor de capacidad mínimo s/escenario 2

	factor capacidad
TIR inversor = 0	27,40%
al menos se pague crédito	19,40%

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 19.4%. Dada la información disponible respecto de otros parques, y 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 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 27.4 %, también por debajo del promedio nacional con otra tecnología³.

En el período julio 2018-junio 2019, el parque produjo en total 477.265 MWh, lo que implica que durante ese año se operó con un factor de capacidad del 38,48% en vez del 44.35% proyectado. Este factor de capacidad, si bien es menor al esperado, está muy por encima de los valores críticos, y aún ante la eventualidad de mantenerse estaría asegurando una TIR del 7,99%, 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 y con una probabilidad del 90% de que se alcance un retorno para el inversor superior al 6%.

1.2 Nueva estimación del 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 (WACC⁴) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC⁵) es una tasa de descuento que mide el costo de capital utilizado para invertir en el proyecto y se define como la media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos (como la deuda); el valor así obtenido es la tasa de descuento que se emplea para descontar el flujo de fondos del proyecto. En este caso el costo de la deuda sería la tasa de interés correspondiente a la operación del crédito de largo plazo, mientras que el de los recursos propios es el costo de oportunidad de los inversionistas. A continuación, se presenta la fórmula de cálculo del costo de los recursos financieros del proyecto.

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

³. Pérez Benech, Daniel y Cataldo José: "Analysis of the uruguayan large scale wind energy generation an its energetic....."

⁴ Weighted Average Cost of Capital

⁵. Weighted Average Cost of Capital

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 prospecto supone un 7,26%)
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 CAPM⁶ (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 Damodaran⁷. 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 evaluado⁸

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 2,43%, y en agosto de 2019 se encuentra en 2,03% y con perspectiva a la baja.

Luego del repunte de la tasa de interés de estos bonos 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 continuaría con esa tendencia, ya que la Reserva Federal seguiría recortando las tasas.

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.

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 2,03% y para el riesgo

⁶ El CAPM es un modelo para calcular el precio de un activo y pasivo o una cartera de inversiones.

⁷ A. Damodaran, "Estimating Equity Risk Premiums" Stern School of Business.

⁸ Se consideró la prima por riesgo promedio de compañías del sector energías renovables en mercados emergentes según A. Damodaran.

país (índice UBI), se consideraron 161 puntos básicos. Ambos valores son particularmente bajos en relación con los históricos, aunque no son los más bajos de la serie.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 4,88%, porcentaje muy inferior a la TIR esperada del inversor para el proyecto en el modelo original (11,5%), y también para los resultados de las sensibilizaciones, lo que nos indicaría que la tasa prevista es superior a la teórica. Si bien estas comparaciones no pueden tomarse en sentido estricto, constituyen una referencia que – entre otras- ayuda a conformar un juicio acerca de la inversión.

Finalmente, si consideramos esta tasa junto a la del costo del crédito y las participaciones de ambas fuentes de financiamiento, la tasa de descuento (WACC) aplicable a este proyecto sería de 6,55%, inferior a la TIR del proyecto y a la que viene resultando luego de dos años y medio de operación del parque. 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 27.8%, 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 moneda nacional 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 el **riesgo político**, vinculado a la probabilidad de mantenimiento de las políticas públicas que dan lugar a esta construcción financiera.

El riesgo político se va a analizar en tres enfoques: el de la política energética, en particular en lo que refiere a la generación de energía eólica; el de la continuidad de las decisiones de su principal ejecutor, la UTE; y el de su consistencia con consideraciones del riesgo contingente del Uruguay. Al final se harán consideraciones sobre otro aspecto de riesgo sistémico, el asociado al cambio técnico en la generación de energía eólica.

1. El riesgo político en la perspectiva de la política energética general

La política energética es una política de Estado que de hecho fue planteada en sus lineamientos estratégicos desde 2005, y ha sido recogida en un documento titulado "Política energética 2005 - 2030"⁹. Aprobada en sus lineamientos estratégicos por el Poder Ejecutivo en 2008, fue avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria en 2010. Su objetivo general señala: "Diversificación de la matriz energética, tanto de fuentes como de proveedores, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y buscando fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables." Describe asimismo una institucionalidad en la que destaca la cooperación público privada, y establece metas cuantificables destacando las referidas a la energía eólica.

En línea con lo anterior, UTE creó otro fideicomiso para la construcción de otro parque eólico denominado ARIAS, en una modalidad enteramente similar aunque de dimensiones menores (aproximadamente la mitad). La emisión se realizó en diciembre 2015 y ya está generando energía. Por otra parte existe un tercer emprendimiento, en este caso una sociedad anónima que ha emitido acciones preferidas, que explota otro parque eólico ya construido y operando en la localidad de Valentines.

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

⁹. Puede consultarse en www.dne.gub.uy

2. El riesgo político en la perspectiva de la política institucional del gestor (UTE)

Más allá de la estabilidad económica del gestor, corresponde analizar la operación del Parque en su consistencia con la política institucional, y la capacidad de ejecutar en un plazo largo las obligaciones derivadas de su función.

Al analizar la información disponible destacan elementos de continuidad institucional, de preocupación por la mejora continua, de atención a aspectos de cultura empresarial internos, de consistencia con políticas energéticas de largo plazo, y de grado de compromiso con ellas. 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 UTE¹⁰.

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 en 2018 ese porcentaje pasó a ser del 38%.

Cuadro 10. Composición energética de Uruguay por fuente en GWh				
	2015	2016	2017	2018
Hidráulica	8.018	7.552	7.145	6.139
Eólica	2.058	2.988	3.768	4.719
Biomasa	829	862	902	812
Fotovoltaica	43	142	253	390
Térmica	927	430	225	360
TOTAL	11.875	11.974	12.293	12.420

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 2018, la UTE exportó 1.038 GWh mientras que los generadores privados exportaron también 156 GWh.

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

Por otra parte y aunque no tiene que ver con los ingresos por venta de energía ya que éstos están fijos por la modalidad del contrato PPA, constituye un hecho importante considerar que a juzgar por parámetros internacionales de comparación, cabe esperar un aumento de la demanda doméstica de energía, consistente con este aumento de la oferta, ya que el consumo medio per cápita de los uruguayos se encuentra por debajo del de los países con mayor desarrollo.

Cuadro 11: Consumo per cápita de Kw en 2017

Ranking	País	Consumo	Ranking	País	Consumo
8	Canadá	14,502	56	Italia	4,764
9	Finlandia	14,329	62	Portugal	4,339
11	EEUU	11,974	63	China	4,292
19	Australia	9,624	68	Chile	3,820
20	N. Zelanda	8,853	89	Uruguay	2,803
33	Japón	7,383	90	Argentina	2,766
41	Alemania	6,385	97	Brasil	2,414
43	Israel	6,359	98	Venezuela	2,364
55	España	4,910			

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	2018
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.462.789	1.513.545	1.649.285	1.631.751
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.513	8.904	8.568	8.813
Número de servicios activos	1.415.401	1.437.506	1.460.432	1.484.005

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 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 spot¹¹ 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.

¹¹. 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 Serie A recogen la calificación AA (uy) de la escala de nuestra metodología; y los certificados de participación Serie B la calificación A(uy) de nuestra metodología¹².

Comité de Calificación



Ing. Julio Preve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrian Tambler

¹². CATEGORÍA AA.uy Se trata de instrumentos que presentan un escaso riesgo de inversión, ya que evidencian un muy buen desempeño y adecuada 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, dan buena satisfacción a todos los análisis practicados aunque incorporando una ligera sensibilidad a variaciones económicas o de mercado. El comité calificador entiende que de producirse cambios desfavorables predecibles en los activos o sus flujos, en los sectores económicos involucrados, o en la marcha de la economía en general, no se incrementaría sustancialmente el riesgo. Y que de ocurrir cambios desfavorables improbables en el entorno -mercados, políticas públicas- la administradora igualmente confiere seguridades como para no aumentar sustancialmente el riesgo del instrumento. **Grado de inversión óptimo con observaciones.**

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 previsibles 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.**