

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

Montevideo, marzo de 2025

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
22	V EL ENTORNO
26	VI CALIFICACIÓN DE RIESGO

FIDEICOMISO FINANCIERO PAMPA
Actualización de la Calificación de Oferta Pública de los
Certificados de Participación Serie A y Serie B.
03 - marzo - 2025

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 noviembre de 2025.
Análisis original de contingencias jurídicas:	Herrera Profesionales Asociados
Manual utilizado:	Manual de 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 toda la inversión de un parque eólico.
- 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.
- En febrero de 2021 se ajustaron las proyecciones de producción a 474.919 MWh en P50 (en el 50% de los casos se situaría en ese nivel o más). En los últimos 8 años (enero 2017 a diciembre 2024) el parque produjo aproximadamente 479.694 MWh en promedio por año, en línea con el ajuste realizado, y operando con un factor de capacidad del 38,7%.
- En base a los flujos de fondos ejecutados hasta la fecha y las proyecciones financieras elaboradas considerando la estimación ajustada en 2021 de producción energética anual y la actualización de los egresos, el operador ajustó los flujos financieros esperados del proyecto lo que permite estimar una TIR en el entorno del 10,5%¹. CARE volvió a sensibilizar la TIR obteniendo resultados algo menores, pero igualmente razonables (ver Sección 4).
- La producción del parque en 2024 estuvo un 4,3% por encima de la nueva estimación en P50 presentada por la consultora Barlovento en febrero de 2021. Asimismo, para el promedio de los últimos 8 años la producción ajusta razonablemente con la nueva estimación de producción (+1,01%).
- Es un negocio que a juicio de CARE sigue ofreciendo 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 recientes, manteniéndose las conclusiones.

¹. Informe a inversores al 30 de junio de 2024.

- 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 y se viene amortizando en base a lo acordado.
- El 15 de abril de 2024 se realizó la última (séptima) distribución de fondos del Fideicomiso Financiero a los titulares de certificados de participación por un monto total de USD 7.600.000 que correspondieron en su totalidad a resultados. Este monto, sumado a las anteriores distribuciones alcanza un acumulado de 65,7 millones de dólares, de los cuales 26,96 millones corresponden a reintegros de capital y 38,74 millones a resultados. El monto de las distribuciones representa ya casi un 68% de la emisión total.
- Se resalta el papel decisivo de UTE gestionando y garantizando diversas contingencias vinculadas con la remuneración de los CP.
- El proyecto formó parte de una política de aceptación general así como de un plan estratégico de UTE que se viene desarrollando desde hace años.
- En cuanto a las políticas públicas, independientemente de cualquier orientación partidaria no hay evidencia de que las mismas vayan en el sentido de afectar los parques ya existentes. Por otra parte, existen indicios para el crecimiento del consumo de energía que aseguran la pertinencia de este tipo de emprendimientos.

I. INTRODUCCIÓN

1. Alcance y marco conceptual de la calificación

CARE Calificadora de Riesgo ha sido contratada para actualizar la calificación de los certificados de participación en el dominio fiduciario del fideicomiso financiero denominado “Fideicomiso Financiero 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 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 depende estrictamente del alcance de las Tasas Internas de Retorno calculadas en el prospecto, 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 a partir del 3 de abril de 1998. Califica conforme a su metodología oportunamente aprobada por dicha autoridad, seleccionando los profesionales necesarios para integrar en cada caso el comité de calificación, el que juzga en función de sus manuales. Estos, su código de ética, registros y antecedentes se encuentran disponibles en el sitio web: www.care.com.uy así como en el del regulador: www.bcu.gub.uy. El comité de calificación estuvo integrado en este caso por Martín Durán Martínez, Adrián Tamber y Julio Preve. Asimismo CARE contó 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 responsable por la gestión del Proyecto hasta la disolución del Fideicomiso, el cual tendrá un plazo de 20 años, similar al contrato PPA².

El parque se ubica en los alrededores de Estación Pampa, a la altura del kilómetro 320 de la Ruta Nacional N°5.

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.

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. Esa 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 se aplicaron a Nordex penalidades por atraso por un total de USD 12.700.000 que permitieron al Fideicomiso Financiero Pampa compensar el desfase de flujos financieros respecto a los fondos previstos.

El 4 de mayo de 2021 se firmó el acuerdo por el fin del período de garantía mediante el cual se resolvieron las diferencias por las reclamaciones de garantía y se brindó la Recepción Definitiva del Suministro.

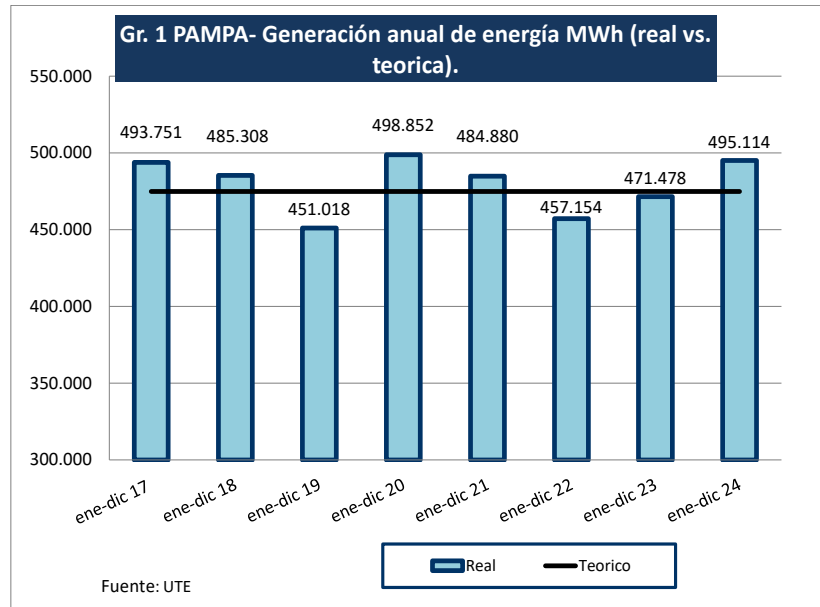
El Proyecto está compuesto por 59 aerogeneradores, de 2.4 MWh de potencia unitaria, totalizando 141.6 MWh. El factor de capacidad aportado por el proveedor para ese modelo de aerogenerador fue de 47.5%. Dicho factor fue revisado por los especialistas de UTE y ajustado a 44.35%, factor utilizado a los efectos de realizar las proyecciones financieras en el Prospecto, determinando una generación estimada de 550 GWh/año. La estimación de producción previa a la instalación del parque fue realizada por la consultora internacional Mott MacDonald a pedido del financiador del proyecto y fue calculada para P50. La producción real fue menor y luego de 3 años de operación plena del Parque, la UTE contrató una consultoría para evaluar la producción esperada³.

En febrero de 2021, la consultora española Barlovento Recursos Naturales presentó a la UTE una nueva estimación de producción para el Parque. Esta consultora estimó que para P50, la producción del parque debería ser 474.919 MWh con lo que el factor de planta sería de 38,3%. Esto implicó una reducción de un 13,7% respecto de las estimaciones anteriores, que fueron aportadas por la consultora Mott MacDonald.

². Power Purchase Agreement

³. "Evaluación de producción de largo plazo para P.E.Pampa", Barlovento Recursos Naturales, 3 de febrero de 2021.

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 gráfica considera la generación de energía efectivamente volcada a la red, así como también la que por “restricciones operativas” no se pudo despachar. Esta última se origina en momentos que el parque está disponible para generar energía pero ya sea por exceso de oferta de energía para atender la demanda del mercado o por inconvenientes en las redes de transmisión, el Despacho Nacional de Cargas, unidad encargada de determinar el despacho de energía de todo el sistema nacional, indica al parque que restrinja su producción limitando la inyección de energía al sistema nacional integrado. Esta energía que el parque tiene disponible para inyectar pero que no es despachada por causas ajenas al generador, igualmente se factura, ya que así lo establece el decreto 59/015 y el contrato de compraventa de energía firmado con UTE.

Una vez ajustada la producción esperada, la performance de facturación del parque eólico ajusta casi perfectamente con la teórica. En los últimos 8 años de operación la producción real estuvo un 1,01% por encima de la teórica.

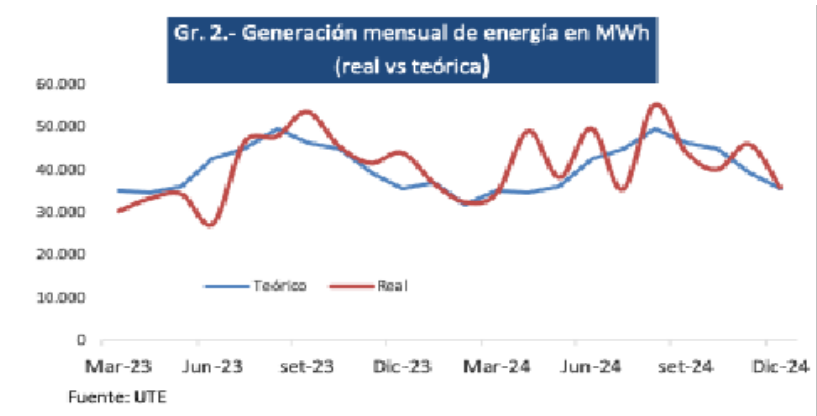
El 30 de abril de 2018 se realizó la primera distribución de fondos del Fideicomiso por un total de USD 22.000.000 que representaron aproximadamente 22,5% sobre el capital aportado en 2015. Este importante flujo respondió a la acumulación de fondos que no habían podido ser distribuidos con anterioridad debido a los atrasos en la construcción del parque que causaron demoras en la aprobación de los financiadores para efectivizar dicha distribución. A partir de esa fecha, todos los años en el mes de abril se realizan nuevas distribuciones.

La última distribución de fondos se realizó en abril de 2024 por un monto total de USD 7.600.000 que correspondieron en su totalidad a resultados. Ese monto, sumado a las anteriores distribuciones alcanza un acumulado de 65,7 millones de dólares, de los cuales 26,96 millones corresponden a reintegros de capital y 38,74 millones a resultados.

⁴ Si bien se dispone de los EE.CC intermedios a setiembre de 2019 se prefiere por considerarlo más representativos los mismos al cierre del primer semestre

b. Hechos salientes del período

- La producción del parque durante el período enero-diciembre de 2024 estuvo un 4,3% por encima de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en el informe de febrero de 2021.



- En el año 2024 las restricciones operativas alcanzaron al 8,4% del total facturado, para 2023 fue de un 6,3%.

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).
- Información de generación y facturación, suministrado por UTE al 31 de diciembre de 2024.
- Estados Contables intermedios del Fiduciario al 30/06/2024.
- Estados Contables del Fideicomiso al 31/12/2024.
- EE.CC consolidados auditados de UTE al 31/12/23.

⁵. Se emite también un Certificado de Participación por el eventual remanente a favor del FFDSAL; este certificado no se califica

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.

Fecha de suscripción: marzo de 2015

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, y dado el tiempo transcurrido sin la ocurrencia de conflictos, se concluye que el riesgo jurídico de estructura se considera casi nulo.*

Riesgo por iliquidez. Los certificados se han diseñado para ser líquidos. 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. Su único accionista es el Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU).

Según EE.CC al cierre intermedio de junio 2024 la firma alcanza un patrimonio contable de \$ 988 millones. Esto supone un nuevo incremento respecto del cierre del ejercicio anterior (en moneda corriente). 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 períodos anteriores se expone en el cuadro siguiente.

Cuadro 1: Estado de Situación Patrimonial (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-24	31-Dec-23	31-Dec-22
Activo	1.094.603	1.042.188	948.196
Activo Corriente	173.801	154.257	134.716
Activo no Corriente	920.802	887.931	813.480
Pasivo	106.833	107.225	94.486
Pasivo Corriente	74.382	76.809	62.770
Pasivo no Corriente	32.451	30.416	31.716
Patrimonio	987.769	934.963	853.709
Pasivo y Patrimonio	1.094.603	1.042.188	948.196
Razón Corriente	2,34	2,01	2,15

Fuente: EE.CC RAFISA

En lo que tiene que ver con el estado de resultados, al cierre del semestre mencionado la firma sigue mostrando resultados positivos (y crecientes) tal como se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 2: Estado de Resultados (miles de \$)			
Concepto	30-Jun-24	30-Jun-23	31-Dec-23
Ingresos Operativos	264.495	225.148	428.372
Gastos de Adm y Ventas	(159.967)	(130.898)	(287.187)
Resultado Operativo	104.527	94.250	141.185
Resultados Diversos	-	32	-
Resultados Financieros	4.011	(10.213)	(9.481)
Resultados antes IRAE	108.538	84.069	131.704
IRAE	(15.793)	(19.507)	(30.349)
Resultados del periodo	92.745	64.562	101.355
Otro resultado integral	61	67	(5.970)
Resultado integral del periodo	92.806	64.629	95.385

Fuente: EE.CC RAFISA

En definitiva RAFISA continúa teniendo niveles de solvencia y liquidez muy sólidos.

Al 30 de junio de 2024, la firma continúa manteniendo 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 se cumplió en forma razonable y el mismo se encuentra operativo desde el año 2017.

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.

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 comprometía 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 U\$S 20.000.000 canjeables por aquellos. La integración efectiva realizada en setiembre de 2015 fue de U\$S 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 publicados a la fecha, en ambos casos, consolidados.

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

Conceptos	31-Dic-23	31-Dic-22	31-Dic-21
Activo Corriente	29.496	31.160	36.454
Activo no Corriente	251.901	243.676	242.062
Total Activo	281.397	274.837	278.516
Pasivo Corriente	27.151	23.813	28.731
Pasivo no corriente	110.884	108.402	113.204
Total Pasivo	138.035	132.215	141.935
Patrimonio	143.362	142.622	136.581
Total Pasivo y Patrimonio	281.397	274.837	278.516
Razón Corriente	1,09	1,31	1,27

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) sigue estando por encima de la unidad.

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

Conceptos	31-Dic-23	31-Dic-22	31-Dic-21
Ingresos de actividades operativas	69.042	70.082	82.228
Costo de ventas	(47.914)	(44.400)	(47.375)
Resultado Bruto	21.128	25.682	34.853
Gastos Adm. y Ventas	(14.468)	(15.021)	(12.872)
Resultados diversos	571	(1.867)	508
Resultado Operativo	7.231	8.794	22.490
Resultados financieros	(4.997)	(4.377)	(4.699)
Resultados antes de impuestos	2.234	4.417	17.791
Impuesto a la renta	2.814	3.071	(99)
Resultado del Ejercicio	5.048	7.487	17.692
Reserva por conversión y otras	(166)	(852)	489
Resultado Integral del Ejercicio	4.881	6.636	18.180

Fuente: EE.CC consolidados de UTE

El último cierre muestra una vez más un resultado positivo, aunque menor al del ejercicio anterior.

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, más allá de ser una empresa estatal, no debería tener problemas de afrontar los compromisos asumidos en este fideicomiso.

d. El Fideicomiso

El FF PAMPA se constituyó por contrato del 20/2/2014 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 270.940.000⁴ y \$ 31.500.000. Esta etapa ya concluyó, así como 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 del mismo al 31/12/2024.

Cuadro 5: Fideicomiso Estado de Situación (miles USD)			
Concepto	31-Dec-24	31-Dec-23	31-Dec-22
Activo	205.952	216.195	222.749
Activo Corriente	37.806	31.870	27.961
Activo no Corriente	168.146	184.325	194.788
Pasivo	112.751	126.341	139.043
Pasivo Corriente	15.701	15.607	15.377
Pasivo no Corriente	97.050	110.733	123.666
Patrimonio	93.201	89.854	83.706
Pasivo y Patrimonio	205.952	216.195	222.749
Razon Corriente	2,41	2,04	1,82

Fuente: EE.CC FF PAMPA

El parque eólico se contabiliza según la norma contable denominada "Acuerdos de Concesión de Servicios"; esto supone considerar al mismo como un activo intangible cuyo valor se determina en función del contrato celebrado con la UTE por venta de energía por todo el periodo. Dicha partida figura en el activo no corriente y a la fecha de cierre del ejercicio 2024 era de USD 155.1 millones (valor neto), obviamente se trata de un guarismo decreciente en función del tiempo transcurrido.

En el ejercicio informado se realizaron pagos por participación por USD 7.6 millones de acuerdo a la definición de fondos netos distribuibles, íntegramente imputados a resultados acumulados. De esta forma se mantiene la cantidad de capital rescatado que era de USD 27 millones de un total de USD 97 millones entre las dos series.

En el siguiente cuadro se informa resumidamente el resultado del ejercicio al cierre de diciembre 2024.

⁴ Para lo cual fue necesario contraer un crédito bancario por USD 223.7 millones.

Cuadro 6: Fideicomiso Estado de Resultados (miles USD)

Concepto	31-Dec-24	31-Dec-23	31-Dec-22
Ingresos Operativos	38.897	36.726	32.930
Costo de ventas	(18.647)	(18.685)	(18.231)
Margen Bruto	20.250	18.041	14.699
Gastos de Administración	(401)	(368)	(368)
Resultado Operativo	19.849	17.674	14.332
Resultados diversos	142		
Resultados Financieros	(7.176)	(7.183)	(7.860)
Resultados antes de impuestos	12.815	10.491	6.472
IRAE	(1.868)	2.257	5.537
Resultado del período	10.947	12.748	12.008
Relación resultado/ingresos	28,14%	34,71%	36,47%
Resultados por CP	11,286	13,142	12,38

Fuente: EE.CC FF PAMPA

Los resultados siguen siendo positivos, permitiendo el pago de dividendos tal como se comenta en otra sección.

El monto del crédito bancario con KFW fue de USD 223.703.903 y se viene amortizando en 30 cuotas semestrales (con vencimiento en los meses de marzo y setiembre) iguales y consecutivas de USD 7.456.797 más los intereses correspondientes. El primer vencimiento ocurrió el 31/3/2017 y el último será el 30/9/2029. Hasta el momento, este compromiso se viene cumpliendo en tiempo y forma. Durante el ejercicio 2024 se abonaron USD 19.3 millones de los cuales USD 14.9 millones fue por amortización de capital y el resto por concepto de intereses. El saldo contable del crédito (sin contar intereses) al 31/12/2024 era de USD 111.8 millones.

Dado el compromiso de amortizaciones periódicas e iguales, el costo financiero (muy relevante como se desprende del cuadro precedente) es decreciente contribuyendo a una mejora en los resultados futuros.

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 existe tal riesgo 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 es el derivado de la cantidad física de energía provista, que luego de transcurrido un lapso significativo de tiempo y realizadas algunas consultorías especializadas, se procedió a su ajuste a los valores que se han venido obteniendo. En efecto, en febrero de 2021 luego de que se recibiera el informe de la Consultora Barlovento Recursos Naturales se decide ajustar la producción esperada, lo que resultó en una caída del 13,7% respecto de la considerada en el prospecto.

En el siguiente cuadro se presenta la evolución de la facturación esperada luego del ajuste y la real (esta última incluye también las facturas correspondientes a las restricciones operativas).

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

Periodo de Producción	Dólares			Diferencia porcentaje
	Teórico	Real	Diferencia	
Agosto 2016-marzo 2017	16.866.841	9.283.803	(7.583.038)	
Abril-diciembre 2017	24.412.139	26.791.878	2.379.739	9,7%
Enero-diciembre 2018	31.843.326	32.291.900	448.574	1,4%
Enero-diciembre 2019	31.871.821	30.754.892	(1.116.929)	-3,5%
Enero- diciembre 2020	32.266.004	34.186.295	1.920.291	6,0%
Enero-diciembre 2021	31.971.554	32.642.144	670.590	2,1%
Enero-diciembre 2022	34.270.162	32.988.200	(1.281.963)	-3,7%
Enero-diciembre 2023	37.048.439	36.780.031	(268.408)	-0,7%
Enero-diciembre 2024	37.342.889	38.930.847	1.587.958	4,3%
TOTAL Acumulado (*)	261.026.333	265.366.186	4.339.853	1,7%

Fuente: UTE

(*) Nota: los acumulados son desde abril de 2017

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

En el acumulado considerando el período abril 2017 a agosto 2024 los ingresos reales han estado un 1,7% por encima de lo previsto según las proyecciones últimas de la consultora Barlovento.

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

El Prospecto planteó una Tasa Interna de Retorno⁵ para el inversor de 11,46% en el escenario de base. A este respecto y del análisis de los supuestos introducidos en el mismo vale la pena indicar que en su momento resultaron razonables en opinión de CARE y de los técnicos consultados. A la luz de los resultados obtenidos en los primeros años de operación del parque y al resultado de la consultoría realizada por Barlovento Recursos Naturales puede concluirse que existió una sobreestimación del factor de capacidad.

En base a los flujos de fondos ejecutados hasta la junio de 2024 y las proyecciones financieras elaboradas considerando la nueva estimación de producción energética anual, el operador estima que la rentabilidad esperada

⁵ Las referencias a la TIR consideran todo el período, desde el año cero hasta el final.. Supone la perspectiva de un inversor que permanece durante toda la vida del proyecto y adquirió su participación a valor par.

del proyecto disminuiría apenas en un 1% en términos absolutos respecto a la revista originalmente, pasando de 11,46% a 10,46%. De esta forma, la rentabilidad total del proyecto se encontraría levemente por debajo de la proyectada antes de la instalación del parque, explicada básicamente porque la producción real que se encuentra en el entorno de 13,7% por debajo de la calculada por los consultores externos en la etapa de proyecto; este efecto se atenúa en parte con la penalidad por atraso en la construcción, cobrada a la contratista al finalizar la construcción.

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, contemplando reducciones en los ingresos aún mayores a las verificadas.

Como se mencionara, dada la especificidad de los contratos involucrados en la operación y las salvaguardas introducidas en el mismo, la variable más relevante para el resultado del proyecto es el factor de capacidad de los aerogeneradores del parque, es decir la capacidad de generación de energía. Esto quedó ahora verificado luego de los primeros años de operación.

1.1. Resultados bajo un escenario muy desfavorable

En este caso se estimó en una primera instancia cuál sería el factor de capacidad mínimo que permitiera solamente generar ingresos para cubrir los costos operativos del parque y el servicio de la deuda con 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 recuperar la inversión sin generar rentabilidad (una TIR de cero).

Cuadro 8: Factor de capacidad mínimo s/escenario 2

	factor capacidad
TIR inversor = 0	27,45%
al menos se pague crédito	19,40%

Fuente: CARE

Para el caso de que solamente se cubrieran los costos operativos y el servicio de deuda, el parque operaría con un factor de capacidad del 19.4%. Dados los antecedentes obtenidos desde la puesta en funcionamiento de este parque y lo informado por la consultora Barlovento, 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 (recuperando la inversión), el factor de capacidad necesario sería aproximadamente de 27.4%, también muy por debajo de los rendimientos obtenidos hasta el presente y los proyectados.

1.2. Resultados con los factores de capacidad reales logrados

Utilizando el modelo financiero original y solamente modificando el factor de capacidad y por lo tanto la producción de energía, CARE estimó la TIR suponiendo diversos factores de capacidad que se han observado desde la puesta en operación del parque. Se estimó la TIR para el año de mayor producción (2020), para el de menor (2019), para el promedio de los 8 años, para la proyección de la consultoría y para la producción del último año. Los resultados se presentan en el cuadro siguiente.

Cuadro 9 : TIR con factores de capacidad reales

Generación	Producción MWh	Fact. Cap	TIR
Real del año 2019	451.018	36,4%	6,6%
Proyectada Barlovento	474.919	38,3%	7,9%
Real promedio desde inicio	479.694	38,7%	8,1%
Real del año 2020	498.852	40,2%	9,1%
Real del año 2024	495.114	39,9%	8,9%

Fuente: CARE en base al modelo financiero original

En el promedio de los últimos 8 años, el parque operó con un factor de capacidad promedio anual del 38,7% en vez del 44.35% proyectado originalmente. Este factor de capacidad, si bien es menor al esperado, está muy por encima de los valores críticos, está levemente por encima del ajuste de la producción realizado por la consultora Barlovento en 2021 y estaría asegurando una TIR del 8,2%.

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

2. Nueva estimación del costo de oportunidad del capital

Con el objetivo de testear algunos supuestos introducidos en las proyecciones del plan de negocios presentado, en ocasión de la calificación original CARE profundizó el análisis del costo de oportunidad del capital para descontar los flujos de fondos. Para ello se calculó el costo promedio ponderado del capital (WACC⁶) del presente proyecto.

El Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC⁷) 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 (4,29%), mientras que el de los recursos propios es el costo de oportunidad de los inversionistas.

El punto fundamental para el cálculo del WACC es la estimación de la retribución de los fondos propios (E(ri)). Para estimar el costo de oportunidad del capital, CARE utiliza el modelo de valoración CAPM (Capital Asset Pricing Model)⁸, que relaciona la tasa libre de riesgo, la prima de riesgo del mercado y la prima de riesgo asignado al sistema de producción específico, en este caso la producción de energías renovables. Para evitar variaciones bruscas en la tasa, y tener una visión de mediano plazo, se consideraron valores promedios de los últimos 5 años en todas las variables.

Para considerar el riesgo sistémico se utiliza el "beta"⁹ promedio de empresas de producción de energías renovables en mercados emergentes, el cual se ubica en 0,84, lo que indica que la inversión en la actividad tiene un menor riesgo y variabilidad que el promedio de todas las actividades en ese mercado. Para la tasa libre de riesgo se considera el rendimiento de los Treasury Bonds a 10 años de EEUU (2,78%), para el riesgo país (índice UBI) se consideraron 110 puntos básicos y para la prima de riesgo del mercado accionario se consideró 4,51%.

⁶. Weighted Average Cost of Capital

⁷. Weighted Average Cost of Capital

⁸. El modelo de valoración de activos financieros, denominado en inglés Capital Asset Pricing Model (CAPM) es un modelo utilizado para calcular la rentabilidad que un inversor debe exigir al realizar una inversión en un activo financiero, en función del riesgo que está asumiendo

⁹. Valor proporcionado por Damodaram.

Aplicando estos valores se llega a una tasa de retorno esperada para el capital propio del 5,33%. Este valor es menor a la TIR esperada del inversor para el escenario que CARE considera como más probable (8,2%), lo que estaría indicando que el proyecto sería atractivo, según esta metodología. Otros indicadores con los que podría compararse la TIR esperada del Fideicomiso podrían ser las curvas de rendimiento, que serían opciones posibles de inversión ya que están estimadas para el caso del Uruguay¹⁰. En la actualidad la curva en dólares (CUD) a 10 años está en 5,24%.

Si bien estas comparaciones coyunturales no pueden tomarse en sentido estricto, constituyen una referencia que – entre otras- ayuda a conformar un juicio acerca de la inversión original comparada con la coyuntura actual. Por otra parte suponen una comparación internacional que no está disponible en general para los inversores institucionales.

En la coyuntura actual, la tasa libre de riesgo es mayor al promedio de los últimos 5 años, pero en contrapartida el riesgo país es menor al período considerado. En consecuencia, si se aplican los valores actuales, el costo de oportunidad del capital sería menor (5,07%).

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 4,80%, también inferior a la TIR esperada.

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

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 muy 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.

¹⁰ Curva Spot de Rendimientos de Títulos Soberanos Uruguayos emitidos en moneda nacional indexada a la inflación o en dólares, según sea el caso

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 y ya está definido su forma de ajuste. Algo análogo ocurre con las cantidades generadas en el tiempo. No hay por tanto una oferta y demanda a analizar ya que el flujo se genera por decisión de la UTE, y no por operaciones empresariales desarrolladas por agentes económicos. En consecuencia no corresponde el análisis del llamado **riesgo mercado**. Incluso una eventual caída en el consumo de energía en los hogares, un incremento en la morosidad o la ampliación de medidas de apoyo a los sectores con problemas, tampoco deberían tener efectos sobre los flujos esperados.

Sí en cambio corresponde evaluar lo que genéricamente llamamos el **riesgo político**, vinculado a la probabilidad de mantenimiento de las políticas públicas que dan lugar a esta construcción financiera.

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

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

La política energética es una política de Estado que de hecho fue planteada en sus lineamientos estratégicos desde 2005, y ha sido recogida en un documento titulado "Política energética 2005 - 2030"¹¹. Aprobada en sus lineamientos estratégicos por el Poder Ejecutivo en 2008, fue avalada por la Comisión Multipartidaria de Energía, conformada por los partidos políticos con representación parlamentaria en 2010. Su objetivo general señala: "Diversificación de la matriz energética, tanto de fuentes como de proveedores, procurando reducir costos, disminuir la dependencia del petróleo y buscando fomentar la participación de fuentes energéticas autóctonas, en particular las renovables." Describe asimismo una institucionalidad en la que destaca la cooperación público privada, y establece metas cuantificables destacando las referidas a la energía eólica.

En consecuencia, el sistema eléctrico uruguayo ha experimentado un profundo cambio en su matriz de generación. El elemento de mayor destaque en la nueva realidad, es la incorporación masiva de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en el parque generador uruguayo, en particular un significativo incremento en la participación de la energía eólica en la matriz en una primer instancia y luego más recientemente la fotovoltaica.

¹¹. Puede consultarse en www.dne.gub.uy

En línea con lo anterior, UTE ha desarrollado otros Parques bajo diferentes modalidades. Además de este fideicomiso CARE califica otro parque, denominado Arias, en una modalidad enteramente similar aunque de dimensiones menores (aproximadamente la mitad). Por otra parte también califica una sociedad anónima que ha emitido acciones preferidas, que explota otro parque eólico operando en la localidad de Valentines (Areaflin SA).

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

En línea con la profundización de la diversificación de la matriz energética, la UTE comunicó recientemente la realización de una inversión pública de 100 millones de dólares, para instalar un nuevo parque solar fotovoltaico de 100 megavatios para hacer frente a la mayor demanda de energía por parte de hogares y empresas en el país.

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

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

Al analizar la información disponible destacan elementos de continuidad institucional, de preocupación por la mejora continua, de atención a aspectos de cultura empresarial internos, de consistencia con políticas energéticas de largo plazo, y de grado de compromiso con ellas. Hay una evidente preocupación por la mejora de todos los procesos lo que se evidencia en las múltiples certificaciones logradas. También es notorio su impulso a la generación eólica, consistente asimismo con la política energética general. En este sentido desde 2010 UTE ha comenzado a desarrollar una estrategia de cambio de la matriz energética apuntando a la incorporación de energía proveniente de fuentes renovables. En particular, la política de generación eólica ha establecido diferentes líneas de acción: licitación para la instalación de parques eólicos por parte de empresas privadas a las cuales UTE les asegura la compra de la energía generada; instalación de parques propios; y otros proyectos a través de diferentes vehículos con participación de UTE¹².

Se puede observar en el siguiente cuadro el resultado de la política de incremento de las fuentes renovables en la matriz energética ya que en 2015, la energía eólica producida en el país representaba el 17% del total de la generación, mientras que en el año 2024 representó el 33 % del total.

Cuadro 10. Composición de la Generación de Energía de Uruguay por fuente en GWh

	2020	2021	2022	2023	2024
Hidráulica	3.950	5.159	5.518	3.431	7.178
Eólica	5.456	4.976	4.763	4.743	4.728
Biomasa	1.027	1.032	939	1.137	1.823
Fotovoltaica	423	436	438	412	428
Térmica	805	2.451	1.282	940	133
TOTAL	11.661	14.054	12.940	10.662	14.290

Fuente: UTE Página WEB

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

En 2024, apenas el 1% de la energía fue generada por fuentes no renovables, lo que posiciona al país como un ejemplo a nivel mundial.

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 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.

La tasa de crecimiento del consumo de energía en el Uruguay era históricamente del 2%, pero actualmente está ascendiendo a entre 3 y 5%, por lo tanto deberían seguir incorporándose más fuentes renovables. Se estima que en la medida que avance el desarrollo de la movilidad eléctrica, lo que es un objetivo general de la política ambiental del país, se debería incrementar la demanda de energía eléctrica, y ésta deberá ser suministrada por fuentes alternativas a la generación térmica, ya que justamente el objetivo de la política es reducir la utilización de combustibles fósiles,

Cuadro 11: Consumo en kWh/cápita		
País	Ubicación	2023*
Islandia	1	49.091
Noruega	2	22.251
Barhein	3	22.942
Canadá	8	13.858
Finlandia	9	13.815
EEUU	10	12.188
Australia	16	10.046
Japón	21	7.552
Francia	32	6.075
España	45	5.070
Chile	56	4.237
Mundo		3.260
Uruguay	74	2.900
Brasil	84	2.874

Fuente: Datosmacro.com

* último dato disponible

Como puede observarse en el cuadro, el Uruguay está en la posición 74 del consumo per cápita de energía, sin perjuicio de la ubicación geográfica, muy por debajo de los países de alto consumo y aún del promedio mundial. Sin embargo, si solamente se considera el consumo per cápita de energía eólica el Uruguay ocupa el lugar número 7, lo que ratifica el éxito que ha tenido la política tendiente a la promoción de este tipo de energía.

A modo de ejemplo se presenta en el siguiente cuadro la evolución de las ventas de energía en el mercado interno, así como también la evolución del número de servicios activos.

Cuadro 12 Ventas de energía y servicios activos

	2019	2020	2021	2022	2023
Energ. vendida al mer.int.(miles dólares)	1.447.306	1.321.750	1.371.652	1.541.797	1.728.575
Energía vendida al mercado int. (GWh)	8.577	8.600	8.950	9.412	9.684
Número de servicios activos	1.511.608	1.542.893	1.577.969	1.614.220	1.637.885

Fuente: UTE en Cifras. Página WEB

Puede observarse una tendencia sostenida al aumento en la energía vendida y en el número de servicios activos, que seguramente debería continuar en los próximos años.

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

Las operaciones de endeudamiento de los Entes Autónomos pueden considerarse una parte del riesgo contingente del país. En efecto y dada su naturaleza jurídica, cualquier aumento en su endeudamiento puede estudiarse en conjunto con otros compromisos de la deuda pública. En este caso precisamente la figura del fideicomiso permite encarar la construcción del Parque con su previsión de ingresos ya que será su plan de negocios, el que pagará la emisión y el crédito que la apalanca. Cabe consignar además, que a pesar de las discusiones sobre las diferentes visiones sobre el papel de los entes autónomos y su política de inversiones, este proyecto no se ha puesto en discusión lo que implica una fortaleza agregada.

4. El riesgo de cambio técnico

Cabe preguntarse qué podría pasar a largo plazo si por temas tecnológicos pudieran introducirse otras fuentes de energía que aconsejaran dejar de lado la eólica. O en su caso que otras técnicas permitieran un aprovechamiento mayor de la energía eólica diferente a la prevista con este Parque. Estos elementos podrían hacer caer el precio spot¹³. Sin embargo, como el contrato se realiza a un precio acordado y por un plazo de 20 años, este riesgo es inexistente.

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

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

VI. CALIFICACIÓN DE RIESGO

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

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

Comité de Calificación

¹⁴. **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.**



Ing. Julio Prieve



Cr. Martín Durán Martínez



Ing. Agr. Adrián Tambler