

Fideicomiso Financiero Arias

Informe al 31 de Diciembre de 2021



Proyectos Eólicos – UTE

El presente documento es de uso privado y confidencial, cuya información reviste el carácter de privilegiada, por lo que en mérito a la normativa vigente no puede ser divulgada con anterioridad a su disposición por los canales formales de comunicación.

Contenido

- 1 Resumen ejecutivo 3
- 2 Operación y Mantenimiento del parque..... 5
- 3 *Gestión medioambiental y social* 8
- 4 *Ejecución financiera del Proyecto*..... 9
- 5 *Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento*..... 10
- 6 *Facturación de energía* 12
- 7 Distribución de fondos a los titulares de los certificados de participación del fideicomiso 15
- 8 Hechos posteriores al 31.12.2021 16
- 9 *Anexo - Modelo financiero actualizado a diciembre 2021* 18
- 10 *Documentación fotográfica*..... 21

PARQUE EOLICO ARIAS

1 [Resumen ejecutivo](#)

El presente documento contiene información en relación a la situación del parque eólico Arias al 31 de diciembre de 2021.

El parque eólico completó el cuarto año de operación el 23 de setiembre de 2021. En este período anual móvil la disponibilidad del parque alcanzó el mínimo comprometido por la contratista Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE), que de acuerdo al contrato es de 97%, sin que la disponibilidad media medida supere los 98,5%. Consecuentemente, no se aplicaron penalidades ni bonificaciones a SGRE por motivos de disponibilidad del cuarto año.

Luego de cumplidas las condiciones previas establecidas en los documentos del financiamiento,, se procedió a realizar la distribución semestral de fondos a los titulares de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias por un monto total de USD 5.000.000, esto es USD 2.200.000 en el mes de mayo y USD 2.800.000 en el mes de noviembre de los cuales USD 3.848.062 corresponden a resultados y USD 1.151.938 a certificados de participación. El monto de resultados representa para cada inversor un monto de USD 9,3 por cada USD 100 del total de certificados de participación en circulación previo a esta distribución.

A los efectos de analizar los desvíos de la producción real registrada desde inicio de operación del parque hasta la fecha, respecto a las estimaciones en P50 realizadas previo a la instalación del parque, se contrató a la consultora internacional Barlovento que elaboró un informe con fecha 16 de agosto de 2021, el cual fue puesto a disposición del mercado a través de la Bolsa de Valores de Montevideo.

Del análisis realizado la consultora concluye que dentro de los principales factores que explican el desvío de la producción respecto del P50 estimado en la etapa de proyecto se identifican el efecto bloqueo y modelado de estelas y las condiciones específicas del sitio.

Asimismo, incluyen una nueva estimación de producción de largo plazo que para P50 es de 286.269,7 MWh/año (5,6% inferior a la proyección inicial de DNV utilizada en los modelos financieros en etapa de proyecto). En base a la nueva estimación energética en P50, se actualizó el flujo financiero del parque, que se expone en el Anexo 1.

La producción del parque en el año 2021 se ubicó 9,54% por debajo de la estimación inicial realizada por DNV Garrad Hassan en P50 y 4,21% por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por Barlovento en el informe de fecha 16 de agosto de 2021.

En referencia al Contrato de Operación y Mantenimiento, en 2020 se generaron instancias de negociación entre las partes con el fin de validar el grado de cumplimiento del mismo y en base a ello hacer efectivo el pago por los conceptos y montos que correspondan. La negociación culminó con la firma del Acuerdo Transaccional, mediante el cual se cerraron las diferencias del período setiembre 2017 – abril 2020, determinando el monto a pagar de acuerdo a los servicios efectivamente prestados por la Contratista en el mencionado período, se estableció un Plan de Mantenimiento detallado y se fijaron pautas para eventuales descuentos en caso de cumplimientos parciales por parte de la contratista.

Antecedentes

Conforme a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano firmado entre República Administradora de Fondos de Inversión Sociedad Anónima (Rafisa) en su calidad de fiduciario del Fideicomiso Financiero Arias (la Contratante) y Gamesa Eólica SL, Gamesa Latam y Gamesa Uruguay SRL (la Contratista), el 5 de febrero de 2016 se procedió a dar la Notificación de Comienzo de Suministro, entrando en vigor todas las obligaciones contractuales para ambas partes.

Gamesa comenzó efectivamente la construcción en sitio el 1° de junio de 2016, habiéndose notificado con fecha 23 de mayo de 2016, al Instituto Nacional de Colonización (INC), propietario de los predios donde se construyó el parque y a la Dirección Nacional de Medioambiente (Dinama) de acuerdo a lo establecido en la Autorización Ambiental Previa.

La fecha para la recepción provisional del suministro prevista inicialmente por la contratista, de acuerdo al contrato de construcción llave en mano y cronograma presentado, era el 30 de junio de 2017. Posteriormente, a través de adendas contractuales y en virtud del acaecimiento de Causas de Fuerza Mayor y Hechos Excusables previstos en el contrato de construcción, se reconocieron días adicionales a dicho plazo, situando la recepción provisional garantizada por la contratista para fines de julio de 2017. No obstante ello, se produjo un retraso en la finalización de la obra, cuyas pruebas de funcionamiento finalizaron en setiembre de 2017.

A mediados de 2018, luego de una etapa de negociación de cierre de la obra, se firmó un acuerdo de finalización de la fase de construcción que determinó la aplicación de una penalidad de USD 4.221.803 a la contratista por el retraso. La Recepción Provisional del parque fue otorgada con fecha 23 de setiembre de 2017. En dicha instancia se acordó una lista de tareas pendientes valuada al 150% del valor cada ítem. Por tal concepto, de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, Gamesa constituyó garantías por un monto total de USD 1.532.500.

Contractualmente a los dos años de emitido el certificado de Recepción Provisional del parque se otorgaría a la contratista que construyó el parque, la Recepción Definitiva, siempre y cuando no existieran pendientes de obra a resolver. Este período se cumplió el 23 de setiembre de 2019, pero al existir pendientes, no se concedió la Recepción Definitiva por lo cual hasta la fecha el parque se encuentra aún dentro del período de garantía otorgado por Gamesa. Estas obligaciones se encuentran respaldadas por las siguientes garantías constituidas por la contratista:

- Garantía corporativa emitida por Gamesa Eólica Sociedad Anónima (GESA) por todas las obligaciones del contrato, vigente hasta la Recepción Definitiva del parque.
- Garantía de suministro – USD 8.505.894 – garantía bancaria, vencimiento actual 30.06.2022 (prorrogable hasta la Recepción Definitiva)
- Garantía de suministro – USD 6.782.766 – garantía bancaria, vencimiento actual 30.06.2022 (prorrogable hasta la Recepción Definitiva)
- Garantía Eventos Electroestáticos - USD 800.000 – garantía bancaria, vencimiento actual 30.06.2022 (prorrogable hasta la solución del tema)
- Garantía pendientes de obra – USD 30.000 – garantía bancaria, vigente hasta el levantamiento de los pendientes. Con fecha 21 de abril 2021 se obtuvo la aprobación por parte del equipo técnico de UTE al cumplimiento estos pendientes, por lo que esta garantía fue liberada.

El 24 de setiembre de 2017 se inició el período de operación y mantenimiento del parque, por lo cual entraron en vigencia todos los derechos y obligaciones establecidas en el contrato de Garantía,

Operación y Mantenimiento firmado entre el Fideicomiso Financiero Arias y Gamesa. Este contrato tiene un plazo de ejecución de 15 años, previendo revisión de cumplimiento cada 5 años a opción del propietario.

El 26 de noviembre de 2018 culminó satisfactoriamente la prueba de curva de potencia, uno de los requisitos técnicos necesarios para validar la producción de los aerogeneradores que tiene por objetivo certificar que los equipos generan la potencia que garantizó el contratista en su oferta para la contratación.

Respecto a la ejecución financiera del contrato de construcción llave en mano, debe señalarse que se desarrolló de acuerdo a las previsiones presupuestales iniciales, presentando desviaciones mínimas que fueron cubiertas por la contingencia prevista en los flujos del proyecto.

En lo que respecta a la financiación del parque, con fecha 21 de diciembre de 2015 se realizó la subasta pública de certificados de participación en el mercado de valores por un total de USD 53.600.000. El capital fue aportado en un 20% por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y el restante 80% por inversores institucionales y privados que adquirieron su participación a través de la Bolsa de Valores de Montevideo con participación de la Bolsa Electrónica de Valores.

Con fecha 15 de diciembre de 2015 se firmó el contrato de financiamiento entre el Fideicomiso Financiero Arias y la Corporación Interamericana de Inversiones (BID Invest), que luego de cumplidas las condiciones precedentes establecidas en dicho contrato, permitió desembolsar el monto de USD 124.038.670, destinados a atender los costos de la construcción del parque y otros costos administrativos y de gestión. El financiamiento tiene un plazo de pago de 18 años, comenzando la primera amortización en mayo 2018.

2 Operación y Mantenimiento del parque

Como se mencionó anteriormente, el 24 de setiembre de 2017 entró en vigencia el Contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento del parque, que está a cargo de Siemens Gamesa Renewable Energy Eólica S.L. Unipersonal (antes Gamesa Eólica, S.L. Unipersonal) y Siemens Gamesa Renewable Energy S.R.L. (antes Gamesa Uruguay SRL).

De acuerdo a este contrato, el costo de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores por los 2 primeros años está incluido en la inversión inicial, debiendo el fideicomiso abonar, durante este período, únicamente el costo del mantenimiento de la obra civil y eléctrica, así como los costos de limpieza, gestión de residuos y seguridad y vigilancia. Desde el 24 de setiembre de 2019, cumplidos los 2 años de la Recepción Provisional del parque, se comenzó a devengar además del costo de operación y mantenimiento antes mencionado, la de operación y mantenimiento de los aerogeneradores.

En el primer trimestre 2020, el Contratista emitió por primera vez las facturas correspondientes a todo el período de O&M que tenía pendiente según lo descrito anteriormente y comenzó a emitir los honorarios mensuales según contrato vigente. La Contratante rechazó las facturas recibidas, teniendo en cuenta los cumplimientos parciales ejecutados por la contratista, comunicados oportunamente. En este marco, se generaron instancias de negociación entre las partes con el fin de validar el grado de cumplimiento del Contrato involucrado y en base a ello hacer efectivo el pago por los conceptos y montos que correspondan.

Las negociaciones culminaron con la firma de un Acuerdo Transaccional en el primer semestre de 2021. En dicho documento, se cerraron las diferencias del período setiembre 2017 – abril 2020, determinando el monto a pagar de acuerdo a los servicios efectivamente prestados por la Contratista en el mencionado período, se estableció un Plan de Mantenimiento detallado y se fijaron pautas para eventuales descuentos futuros en caso de cumplimientos parciales por parte de la contratista.

En relación a la facturación de los servicios antes mencionados, en base al Acuerdo Transaccional que pactó el monto correspondiente al cumplimiento parcial por parte de la contratista, se abonó dicho importe, previo ajuste de la facturación emitida por Siemens Gamesa Renewable Energy.

A continuación se resume esta transacción:

		Subtotal	IVA	Total
Facturado SGRE 23/09/2017-30/04/2020	USD	1.991.260,02	438.077,20	2.429.337,22
Acuerdo Trasaccional	USD	1.744.428,46	383.774,26	2.128.202,73

Como se señaló antes, el Acuerdo transaccional habilita a realizar pagos parciales sobre los meses siguientes al período del acuerdo, abonando los montos que no sean discutidos quedando para revisar a posteriori los importes sobre los que existan discrepancias. Asimismo, se informa que, durante el período de negociación, como muestra de voluntad de pago por parte del Fideicomiso Financiero Arias, se efectuaron dos pagos a cuenta, relativos a honorarios de los meses de mayo, junio y julio 2020.

Los pagos del período mayo a diciembre 2020 efectuados en base a estas condiciones fueron los siguientes:

O&M mayo 2020 a diciembre 2020

		Subtotal	IVA	Total
Total facturado	USD	1.613.243,53	354.913,58	1.968.157,11
Pago 14.07.2020	USD	199.316,21	43.849,57	243.165,78
Pago 02.10.2020	USD	398.632,42	87.699,13	486.331,55
Pago 25.03.2021	USD	834.420,60	183.572,53	1.017.993,14
Monto descontado a revisar	USD	1.432.369,23	315.121,23	1.747.490,46
Monto descontado a revisar	USD	(180.874,30)	(39.792,35)	(220.666,64)

En relación al monto a revisar, en abril de 2021 se alcanzó un criterio acordado entre las partes, sobre los conceptos e importes a descontar en forma general para todo el O&M, en base al cual se determinó que el monto final a deducir en el período mayo a diciembre 2020 es de USD 63.620,59 mas IVA, por lo cual el monto final pagado en dicho período es de USD 1.890.539,99 (IVA incluido) según el siguiente detalle:

O&M mayo 2020 a diciembre 2020

		Subtotal	IVA	Total
Total facturado	USD	1.613.243,53	354.913,58	1.968.157,11
Pago 14.07.2020	USD	199.316,21	43.849,57	243.165,78
Pago 02.10.2020	USD	398.632,42	87.699,13	486.331,55
Pago 25.03.2021	USD	834.420,60	183.572,53	1.017.993,14
Monto pagado	USD	1.432.369,23	315.121,23	1.747.490,46
Monto descontado a revisar	USD	(180.874,30)	(39.792,35)	(220.666,64)
Monto pagado mayo 2021	USD	117.253,71	25.795,82	143.049,52
Monto final pagado	USD	1.549.622,94	340.917,05	1.890.539,99

Complementando la información expuesta anteriormente, se presenta a continuación un resumen de los pagos efectuados a la contratista en concepto de honorarios por Operación y Mantenimiento del parque eólico Arias por el período 01.05.2017 a 31.12.2021:

Fecha	Moneda	Subtotal	IVA	Importe	Concepto
14/07/2020	USD	199.316,21	43.849,57	243.165,78	O&M mayo 2020
02/10/2020	USD	398.632,42	87.699,13	486.331,55	O&M jun-jul 2020
19/01/2021	USD	1.744.428,46	383.774,26	2.128.202,73	Acuerdo Transacc. O&M set.2017 - abril 2020
25/03/2021	USD	834.420,60	183.572,53	1.017.993,14	O&M may-dic 2020 s/equipo técnico
09/04/2021	USD	376.511,48	82.832,53	459.344,01	O&M ene-feb 2021 s/equipo técnico
23/04/2021	USD	210.269,53	46.259,30	256.528,83	O&M mar 2021 facturación = equipo técnico
27/04/2021	USD	837,00	184,14	1.021,14	Diferencia Informe vibraciones
13/05/2021	USD	117.253,71	25.795,82	143.049,52	Reliquidación may-dic 2020
19/05/2021	USD	206.269,53	45.379,30	251.648,83	O&M abr 2021 facturación = equipo técnico
22/06/2021	USD	202.207,41	44.485,63	246.693,04	O&M may 2021 s/equipo técnico
16/08/2021	USD	204.671,54	45.027,74	249.699,28	O&M jun 2021 s/equipo técnico
20/08/2021	USD	32.729,25	7.200,44	39.929,69	Reliquidación ene-feb 2021
20/08/2021	USD	204.333,27	44.953,32	249.286,59	O&M jul 2021 s/equipo técnico
29/09/2021	USD	204.989,71	45.097,74	250.087,45	O&M ago 2021 s/equipo técnico
01/11/2021	USD	203.793,43	44.834,55	248.627,98	O&M set 2021 s/equipo técnico
17/11/2021	USD	207.427,08	45.633,96	253.061,04	O&M oct 2021 s/equipo técnico
29/12/2021	USD	205.901,29	45.298,28	251.199,58	O&M nov 2021 s/equipo técnico
Subtotal	USD	5.553.991,94	1.221.878,23	6.775.870,17	

Por otra parte, el parque eólico completó el cuarto año de operación el 23 de setiembre de 2021. En este año móvil la disponibilidad del parque alcanzó el mínimo comprometido por la contratista Gamesa, que de acuerdo al contrato era de 97% para este período, sin que la disponibilidad media medida supere los 98,5%. Consecuentemente, no se aplicaron penalidades ni bonificaciones a SGRE por motivos de disponibilidad del cuarto año.

Es preciso señalar que, en marzo de 2020 se originó a nivel mundial una pandemia por Covid19, que ha determinado un marco de emergencia sanitaria, en el cual Contratante y Contratista han definido sus protocolos de actuación en ámbito de seguridad e higiene para el parque eólico Arias, alineados con las recomendaciones de la Organización Mundial de la Salud, estableciendo equipos de trabajo en parejas estables, evitando reuniones, minimizando el contacto físico, manteniendo las distancias recomendadas y adecuado manejo de suministros.

No obstante ello, si bien a la fecha del informe no se han reportado afectaciones en la operación como consecuencia del tema en cuestión, la logística y disponibilidad de recursos materiales y suministros no

son ajenos a lo que acontece en el contexto mundial, y por lo tanto el riesgo inherente de estas actividades, está condicionado a las restricciones que eventualmente existan, en las cadenas de suministros.

3 Gestión medioambiental y social

El 22 de diciembre de 2017 se obtuvo la Autorización Ambiental de Operación del parque con una vigencia de 3 años. De acuerdo a lo establecido allí, en diciembre de cada año se presenta a la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (antes Dinama), un informe de cumplimiento anual que a la fecha no ha ameritado observaciones.

Con fecha 13 de octubre de 2020 se inició el proceso de renovación de la mencionada autorización ambiental. El trámite culminó con fecha 16 de abril de 2021 y se encuentra vigente por un período de tres años, sujeto al cumplimiento de determinadas condiciones expuestas en la resolución.

Es pertinente indicar que, de acuerdo a la normativa vigente, todos los generadores de energía deben constituir una garantía por recomposición ambiental ante el Ministerio de Ambiente. A tales efectos, el Fideicomiso Financiero Arias presentó un plan de abandono del parque con una valorización de dicho evento y una propuesta de garantía a constituir por el monto resultante. En ese sentido en noviembre de 2021, el Ministerio de Ambiente, según RM 971/2021, aceptó la propuesta de garantía a emitir y el 12 de noviembre de 2021 el Fideicomiso Financiero Arias constituyó la misma a través de una póliza de seguro por el monto de USD 625.123, emitida por Aseguradores de Caucciones S.A.

En abril de 2018 se procedió a la contratación de la consultora EIA para realizar el monitoreo de aves y murciélagos según requerimientos de la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiental (antes Dinama) y de los financiadores del parque (BID Invest). Este monitoreo debe realizarse por un período inicial de 3 años para medir el impacto del parque en la fauna del lugar.

Paralelamente, de forma continua se realizan inspecciones y monitoreos del cumplimiento de la normativa medioambiental y se van comunicando a los contratistas las observaciones que correspondan.

4 Ejecución financiera del Proyecto

A continuación se presenta el presupuesto del proyecto de Construcción Llave en Mano del parque eólico Arias y los costos incurridos hasta el cierre del presente informe.

CONSTRUCCIÓN				
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Costos de desarrollo				
Obra civil (Presupuesto N° 2, 6 y 7)	151.885.095	27.585.000	0	
Aerogeneradores (Presupuesto N° 1 y 8)		114.687.000		
Obra eléctrica y comunicaciones (Presupuesto N° 3, 4 y 5)		11.954.600		
Adicionales		1.880.299		1.880.299
Penalizaciones por atraso		-4.221.803		-4.221.803
Subtotal proyecto	151.885.095	151.885.095	(0)	-2.341.505

CARGAS SOCIALES				
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Cargas sociales (Pesos Uruguayos)	90.912.269	91.225.729	313.460	
Ajustes de precios según contrato (Pesos Urug)				
Subtotal USD equivalentes	3.172.774	4.056.460	883.686	-

Total Contrato Llave en Mano	155.057.869	155.941.555	883.686	-
-------------------------------------	--------------------	--------------------	----------------	----------

OTROS CONCEPTOS						
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales		
Arrendamientos	188.815	211.976	23.161			
Costos monitoreo financiamiento	-					
Costos asesores legales BID	443.671	2.009.943	82.137			
Costos asociados al financiamiento	36.040					
Costos estructuración fideicomiso	97.495					
Comisiones de administración (RAFISA)	654.314					
Costos estructuración del financiamiento	2.000					
Costo de gestión	642.055					
Gastos bancarios	21.668					
Auditoría Contable	30.562					
Contingencias				4.885.661	3.953.274	
Tasas e impuestos (IVA, IRAE)	461.226					
Costos financiamiento	137.828					
Contrato de gestión	333.333					
Subtotal otros costos	3.049.008	7.107.580	4.058.572	-		

SERVICIO DE DEUDA				
Concepto	Pagos acumulados al cierre construcción set.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Comisión Compromiso	1.040.174	1.040.174	0	
Up front fee	2.237.126	2.237.126	0	
Fondeo cuenta reserva	4.354.019	4.752.730	398.711	
Intereses durante la construcción	1.212.286	3.777.430	2.565.144	
Amortizaciones			-	
Subtotal	8.843.605,18	11.807.460,01	2.963.854,83	0,00

Total	166.950.482	174.856.595	7.906.113	-
--------------	--------------------	--------------------	------------------	----------

Como puede observarse, la ejecución financiera del proyecto se desarrolló de acuerdo al presupuesto establecido, presentando algunos sobrecostos relativos básicamente a pagos de tasas e impuestos no alcanzados por los beneficios fiscales otorgados por la promoción de la inversión, los que no fueron considerados en el modelo financiero. Asimismo, se incurrieron en costos adicionales asociados al financiamiento y a la gestión debido a la extensión del plazo de construcción.

Es preciso mencionar que además de la asignación para contingencias, establecida en el flujo del proyecto, existía una garantía adicional de UTE para aportar hasta el monto de USD 8 millones por eventuales sobrecostos en caso que dicho flujo fuera insuficiente. Esta partida que no representaba costos para el proyecto, por tratarse de un concepto no reembolsable a UTE no requirió ser utilizada.

5 Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento

Respecto a la ejecución financiera de esta etapa, presentamos a continuación un resumen de los costos incurridos en el período 01.01.2021 – 31.12.2021 y su comparación con los gastos previstos en el modelo financiero:

		Presupuesto 2021	Acumulado al 31.12.2021	Saldo	% de ejecución
O&M obra civil y eléctrica	USD	2.479.410,23	4.838.614,43	(2.359.204,20)	195,2%
Limpieza de palas	USD	138.181,28	-	138.181,28	0,0%
Administración UTE	USD	150.000,00	150.000,00	-	100,0%
Arrendamientos	USD	174.000,17	163.217,66	10.782,52	93,8%
Seguro	USD	245.809,99	267.064,09	(21.254,10)	108,6%
Tasa Control URSEA	USD	39.721,15	36.603,92	3.117,23	92,2%
Tasa DNC	USD	47.127,49	32.171,16	14.956,33	68,3%
Monitoreo IIC	USD	100.000,00	158.146,17	(58.146,17)	158,1%
Gastos administración	USD	305.455,75	206.764,74	98.691,01	67,7%
Total Costos Operativos	USD	3.679.706,07	5.852.582,17	(2.172.876,10)	159,1%
Amortización deuda	USD	4.695.749,65	4.695.749,65	-	100,0%
Intereses préstamo	USD	5.216.567,88	5.251.936,58	(35.368,71)	100,7%
Otros costos financiamiento	USD	-	15.000,00	(15.000,00)	N/A
Cuenta reserva deuda	USD	-	-	-	-
Total Servicio de deuda	USD	9.912.317,53	9.962.686,23	(50.368,71)	100,5%
Impuesto a la Renta	USD	-	983,18	(983,18)	N/A
Otras tasas y tributos	USD	-	-	-	-
Impuesto al Patrimonio	USD	-	-	-	-
Total tributos	USD	-	983,18	(983,18)	N/A
Total	USD	13.592.023,60	15.816.251,58	(2.224.227,99)	116,4%

Como se mencionó en el numeral 3 del presente informe, de acuerdo al contrato suscrito con Gamesa, el costo de la operación y mantenimiento de los aerogeneradores por los 2 primeros años, estaba incluido en el costo de la inversión inicial, debiendo la contratante, durante ese período abonar únicamente el costo del mantenimiento de la obra civil y eléctricas, así como costos de limpieza, gestión de residuos y seguridad y vigilancia. A partir del 24 de setiembre de 2019 ya comenzó a computarse el período por el cual debía abonarse además del costo de la operación y mantenimiento antes mencionado, la operación y mantenimiento de los aerogeneradores.

El desvío que se visualiza en el ítem O&M se debe a que, como se indicó anteriormente (punto 2 del presente informe), el pago realizado a comienzos de 2021 incluye honorarios de O&M desde setiembre 2017 hasta abril 2020 por un total de USD 2.128.202,78 y el pago efectuado en el mes de marzo 2021 correspondiente a honorarios por el período mayo – diciembre 2020 por un total de USD 1.017.993,14, por lo cual, el saldo liberado total del período O&M hasta el 31.12.2020, asciende a USD 3.146.195,92.

Es pertinente indicar que en febrero 2021 SGRE pagó al Fideicomiso Financiero Arias la multa por disponibilidad correspondiente al segundo año de operación comprendido entre el 24 de setiembre de 2018 y el 23 de setiembre de 2019 por un total de USD 117.429.

Por otra parte, se informa que conforme a lo que establece la cláusula séptima el Acuerdo Transaccional firmado, respecto a los honorarios desde mayo 2020 en adelante, se pagaron los montos no discutidos entre las partes, quedando para eventualmente revisar a posteriori, las diferencias que la contratista y la contratante entiendan pertinente reconsiderar.

En ese marco, durante el período enero - diciembre 2021 se pagaron honorarios de acuerdo al siguiente detalle:

Fecha	Moneda	Subtotal	IVA	Importe	Concepto
19/01/2021	USD	1.744.428,46	383.774,26	2.128.202,73	Acuerdo Transacc. O&M set.2017 - abril 2020
25/03/2021	USD	834.420,60	183.572,53	1.017.993,14	O&M may-dic 2020 s/equipo técnico
09/04/2021	USD	376.511,48	82.832,53	459.344,01	O&M ene-feb 2021 s/equipo técnico
23/04/2021	USD	210.269,53	46.259,30	256.528,83	O&M mar 2021 facturación = equipo técnico
27/04/2021	USD	837,00	184,14	1.021,14	Diferencia Informe vibraciones
13/05/2021	USD	117.253,71	25.795,82	143.049,52	Reliquidación may-dic 2020
19/05/2021	USD	206.269,53	45.379,30	251.648,83	O&M abr 2021 facturación = equipo técnico
22/06/2021	USD	202.207,41	44.485,63	246.693,04	O&M may 2021 s/equipo técnico
16/08/2021	USD	204.671,54	45.027,74	249.699,28	O&M jun 2021 s/equipo técnico
20/08/2021	USD	32.729,25	7.200,44	39.929,69	Reliquidación ene-feb 2021
20/08/2021	USD	204.333,27	44.953,32	249.286,59	O&M jul 2021 s/equipo técnico
29/09/2021	USD	204.989,71	45.097,74	250.087,45	O&M ago 2021 s/equipo técnico
01/11/2021	USD	203.793,43	44.834,55	248.627,98	O&M set 2021 s/equipo técnico
17/11/2021	USD	207.427,08	45.633,96	253.061,04	O&M oct 2021 s/equipo técnico
29/12/2021	USD	205.901,29	45.298,28	251.199,58	O&M nov 2021 s/equipo técnico
Subtotal	USD	4.956.043,31	1.221.878,23	6.775.870,17	
25/02/2021		117.429,00		117.429,00	Cobro penalidad por disponibilidad 2018-2019
TOTAL		4.838.614,31			

Luego de alcanzado el Acuerdo Transaccional y acordados los criterios referentes al cumplimiento de los servicios involucrados en el Contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento, se han realizado los pagos correspondientes a los servicios efectivamente cumplidos por la contratista, sin inconvenientes.

En relación a los desvíos expuestos en el cuadro de ejecución financiera, en lo que respecta a los seguros presentó un incremento de costos obedece a un tema de mercado, debido a siniestros ocurridos en otras partes del mundo y a aspectos económicos de los fondos que soportan a las aseguradoras.

Por su parte, los costos de monitoreo IIC presentaron una ejecución por encima del monto previsto que incluyen costos de monitoreo de aves y murciélagos no previstos en el modelo.

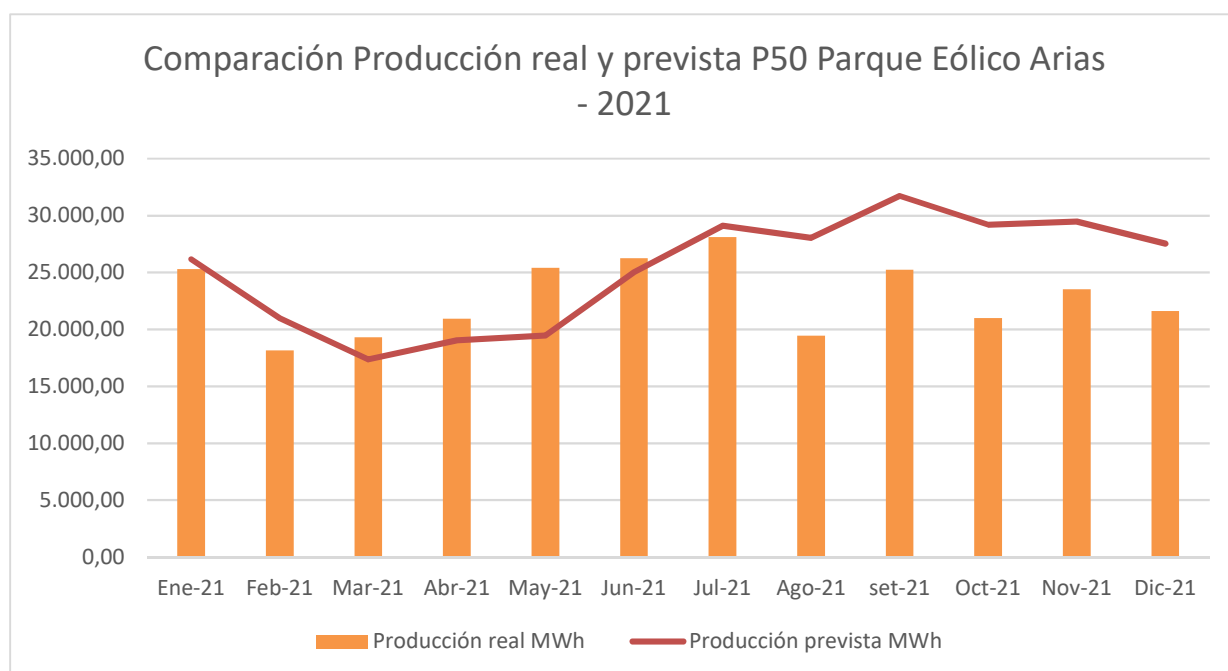
Por último, en lo que respecta a la ejecución de los rubros impositivos (IRAE y otras tasas y tributos), la variación corresponde a anticipos exigidos por DGI en base a un coeficiente calculado el año anterior. Corresponde así a un desvío transitorio, ya que al estar generando pérdida fiscal dicho anticipos se convertirán en certificados de crédito que podrán ser utilizados para cancelar otros tributos.

6 Facturación de energía

El Fideicomiso Financiero Arias ha comenzado a generar energía de prueba desde mayo 2017 en forma continua. A partir del 11 de setiembre de 2017, al obtener el Acta de Habilitación final del parque, comenzó a facturar al 100% del precio contractual.

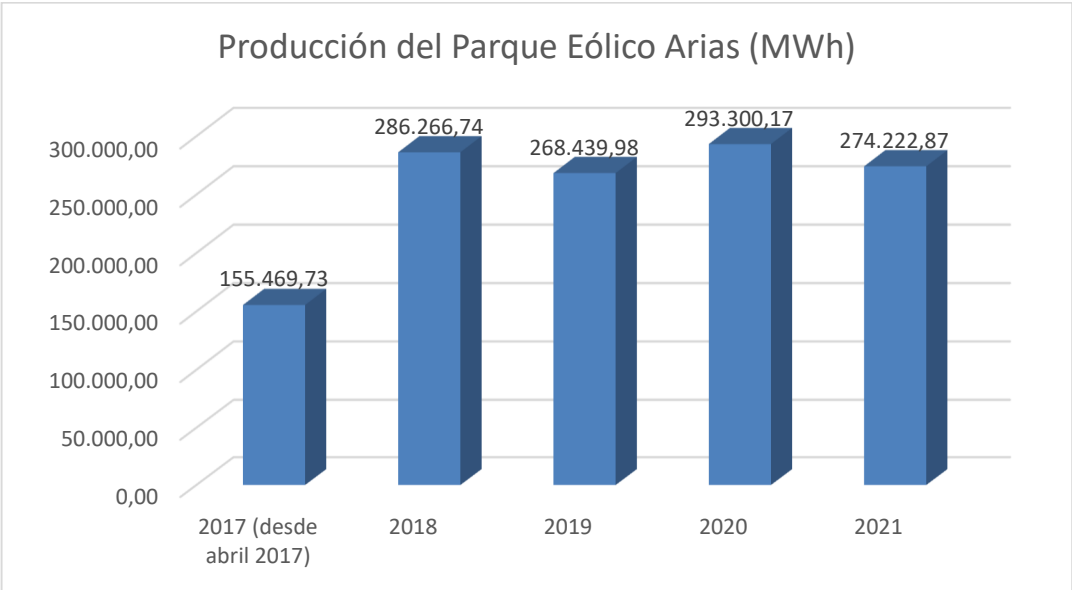
A continuación se presenta el resumen de la facturación durante el período enero – diciembre 2021 y un gráfico comparativo de la generación energética de dicho período y la prevista según estimaciones previas a la instalación del parque:

FACTURACIÓN REAL ARIAS				
Mes de producción	Producción real MWh	Subtotal USD	IVA USD	Total USD
Ene-21	25.299,08	1.703.134,13	374.689,51	2.077.823,64
Feb-21	18.159,26	1.222.481,52	268.945,93	1.491.427,45
Mar-21	19.295,30	1.298.959,46	285.771,08	1.584.730,54
Abr-21	20.928,15	1.408.883,26	309.954,32	1.718.837,58
May-21	25.410,57	1.710.639,57	376.340,71	2.086.980,28
Jun-21	26.249,93	1.767.145,49	388.772,01	2.155.917,50
Jul-21	28.103,81	1.891.948,15	416.228,59	2.308.176,75
Ago-21	19.427,74	1.307.875,73	287.732,66	1.595.608,39
set-21	25.228,81	1.698.403,15	373.648,69	2.072.051,85
Oct-21	20.977,95	1.412.235,39	310.691,79	1.722.927,18
Nov-21	23.522,94	1.583.563,98	348.384,08	1.931.948,06
Dic-21	21.619,33	1.455.413,56	320.190,98	1.775.604,55
Total	274.222,87	18.460.683,41	4.061.350,35	22.522.033,76



La performance de facturación del parque eólico en el período enero– diciembre 2021, estuvo en el entorno de 9,54% por debajo de la estimación prevista por los asesores técnicos independientes, que fue la utilizada en el caso base del modelo financiero del negocio (GWh esperados 303 por año).

A continuación se presenta un resumen de la producción anual, desde inicio del parque:



Por su parte, el Fideicomiso Financiero Arias, en el marco de la necesidad de contar con un informe que incluya un análisis explicativo de los desvíos presentados entre la generación prevista y la real para incluir en los estudios y reportes de la entidad que son puestos a disposición del mercado, contrató los servicios de la consultora Barlovento a tales efectos. Se recibió el informe correspondiente con fecha 16 de agosto de 2021.

Con la recepción del informe de la consultora Barlovento, disponible a la fecha del presente informe, que proyecta una generación anual de 286.269,70 MWh/año (5,57% inferior a las estimaciones en etapa de proyecto) se efectuó una actualización del modelo financiero del parque. En virtud de ello se presenta el Anexo 1 con el flujo de fondos actualizado y una descripción de las hipótesis utilizadas incluyendo los fundamentos en base a los cuales se ajustaron las proyecciones respecto a las iniciales.

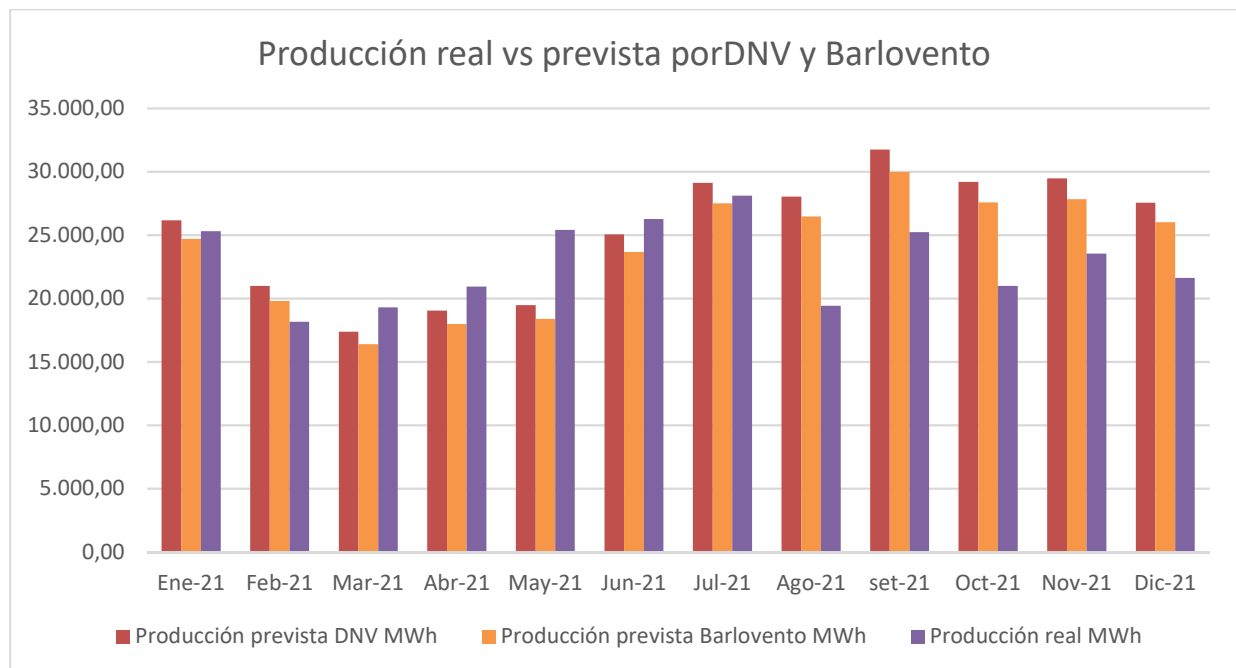
Es pertinente tener presente que los flujos de fondos proyectados reflejan la mejor estimación que puede efectuarse de cara al futuro, con la información disponible a la fecha, pero en ningún caso garantizan su verificación en la realidad. La inversión realizada por los accionistas corresponde a una inversión en renta variable por lo cual los resultados dependerán de la performance del parque, evolución de variables macroeconómicas y aplicación de normativa contable y fiscal que no necesariamente responden a la gestión del Fideicomiso.

Por su otra parte, considerando la nueva estimación de producción energética de largo plazo en P 50 realizada por la consultora Barlovento, en dicho informe, de 286.269,7 MWh/año, la producción real del período se ubicó en el entorno de un 4,21% por debajo.

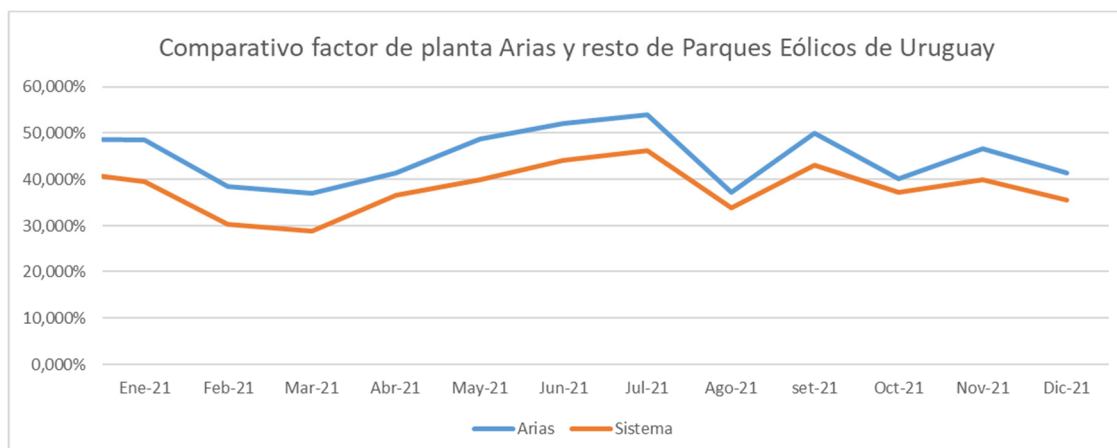
En el siguiente cuadro resumen se presenta un comparativo de la producción anual hasta el año 2021 y las estimaciones de producción obtenidas de las consultoras internacionales:

Arias	MWh/año	% desviación/inicio	% desviac./nueva estim.
Estimado pre-construcción DNV GH año 2014	303.149		
Estimación ajustada Barlovento agosto 2021	286.270	-5,57%	
Producción 2017	155.470	-11,21%	-5,97%
Producción 2018	286.267	-5,57%	0,00%
Producción 2019	268.440	-11,45%	-6,23%
Producción 2020	293.300	-3,25%	2,46%
Producción 2021	271.865	-10,32%	-5,03%
Promedio (2018-2021)	279.968	-7,65%	-2,20%

A continuación, se grafica la producción real mes a mes del año 2021, comparada con las estimaciones de las consultoras:



Considerando la inquietud anterior y complementando las líneas de acción desplegadas, el equipo gestor del proyecto ha realizado un análisis comparativo de la performance del parque eólico Arias respecto al resto de los parques eólicos operativos en Uruguay. El resultado de dicho análisis se presenta en la siguiente gráfica:



Como puede visualizarse, el desempeño del parque eólico Arias se encuentra alineado con la producción promedio del resto de parques eólicos de Uruguay, presentando un factor de planta por encima de dicho promedio, en el período analizado.

7 Distribución de fondos a los titulares de los certificados de participación del fideicomiso

La periodicidad de distribución de fondos del Fideicomiso Financiero Arias está prevista de forma semestral.

Luego de cumplidas las condiciones previas establecidas en los documentos del financiamiento, se procedió a realizar la distribución semestral de fondos a los titulares de certificados de participación del Fideicomiso Financiero Arias por un monto total de USD 5.000.000, esto es USD 2.200.000 en el mes de mayo y USD 2.800.000 en el mes de noviembre de los cuales USD 3.848.062 corresponden a resultados y USD 1.151.938 a certificados de participación.

El monto de resultados representa para cada inversor un monto de USD 9,3 por cada USD 100 del total de certificados de participación en circulación previo a esta distribución.

Se presenta a continuación un resumen de las distribuciones de fondos realizadas hasta la fecha del informe y su asignación contable:

ARIAS - Distribuciones				
Fecha	Moneda	Reintegro capital	Resultados	Total
20/12/2018	USD	6.542.861,00	2.957.139,00	9.500.000,00
27/06/2019	USD	4.000.000,00	0,00	4.000.000,00
20/12/2019	USD	5.000.000,00	0,00	5.000.000,00
24/07/2020	USD	4.300.000,00	0,00	4.300.000,00
30/11/2020	USD	3.974.424,00	325.576,00	4.300.000,00
31/05/2021	USD	1.151.938,00	1.048.062,00	2.200.000,00
30/11/2021	USD	0,00	2.800.000,00	2.800.000,00
Total	USD	24.969.223,00	7.130.777,00	32.100.000,00

Si bien este monto es bastante inferior al del año pasado (monto distribuido USD 8.600.000), deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Dadas las restricciones que se tenían por no haber alcanzado la Finalización de proyecto según define el Financiado, había un importante monto acumulado de disponibilidades que en 2019 y 2020 lograron canalizarse de manera gradual al inversor, distribuyendo montos muy por encima de las previsiones previas a la emisión para dichos períodos.
- Actualmente hay USD 5 millones reservados por el financiador en una cuenta del fideicomiso para garantizar eventuales reclamos de indemnización por servidumbre que se están cursando. Se espera poder ir liberando este monto ya que se está próximo a finalizar el período durante el cual, por normativa, pueden recibirse este tipo de reclamaciones y no han surgido obligaciones de entidad por este concepto.
- La distribución está alineada al monto total a distribuir hasta la fecha, en relación al modelo financiero inicial que consideraba la producción energética estimada previo a la instalación del parque.
- Respecto a las proyecciones a futuro, teniendo en cuenta que la producción esperada ha sido recalculada a la baja de acuerdo al informe de Barlovento de agosto de 2021 informado al mercado, en el entorno de 5,5% por debajo de la producción estimada en etapa de proyecto, se espera que los montos a distribuir a futuro se encuentren en el entorno de esta última distribución.

Adicionalmente es preciso tener presente que se trata de una inversión en activos de renta variable que implica flujos de fondos oscilantes determinados por la performance y operativa del emprendimiento.

8 [Hechos posteriores al 31.12.2021](#)

De acuerdo a lo establecido en el contrato de compraventa de energía firmado con la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), a inicio de cada año, corresponde calcular el precio de la energía que regirá para el correspondiente ejercicio, aplicando la paramétrica de ajuste definida en dicho acuerdo.

La paramétrica aplicable es la siguiente:

$$p_t = p_{ad} \times \left(0.40 + 0.48 \times \frac{PPI_t}{PPI_0} + 0.12 \times \frac{IPPN_t}{IPPN_0} \times \frac{TC_0}{TC_t} \right)$$

Donde:

p_t: Es el precio de la ENERGÍA CONTRATADA correspondiente al año *t*, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh), con dos cifras decimales.

P₀: Es el precio de la energía eléctrica adjudicado establecido en este contrato, expresado en dólares estadounidenses por megavatios-hora (USD/MWh).

PPI: Es el Índice de Precios al Productor de EEUU, categoría bienes finales (serie WPUSOP3000) elaborado por la oficina de estadísticas laborales del Departamento del Trabajo del gobierno de EEUU y publicado en la web (<http://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>). La serie WPUSOP3000 se discontinuó y ahora la vigente es la siguiente: WPUFD49207.

PPI₀: Es igual a 179.9 (ciento setenta y nueve con nueve decimos) y corresponde al valor de agosto de 2010.

PPI_t: Es el valor del índice del mes de agosto del año (t-1) no sujeto a revisión.

IPPN: Es el Índice de Precios al Productor de Productos Nacionales, elaborado por el Instituto Nacional de Estadística del Uruguay en convenio con el Banco Central del Uruguay y publicado en la web

(http://www.ine.gub.uy/banco%20de%20datos/ippn/IPPN%20Gral%20var%20emp%20M_B10.xls).

IPPN₀: es igual a 111.26 (ciento once con veintiséis centésimos) y corresponde al valor de diciembre 2010.

IPPN_t: es el valor del índice del mes de diciembre del año (t-1).

TC: Es la cotización dólar estadounidenses interbancario billete compra promedio mensual publicada, por el Banco Central del Uruguay en la web

(<http://www.bcu.gub.uy/Estadisticas-e-Indicadores/Paginas/Promedio-Mensual-de-Arbitrajes.aspx>).

TC₀: es igual a 19.986 (diecinueve con novecientos ochenta y seis milésimos) y corresponde al valor de diciembre 2010.

TC_t: es el valor de la cotización del mes de diciembre del año (t-1).

En base a ello, el precio para 2022 es 72,16 USD/MWh.

La evolución de los últimos ejercicios se presenta a continuación:

Indicadores de referencia			Ajustes a Enero 2020		Ajustes a Enero 2021		Ajustes a Enero 2022	
PPI ₀	179,9	(base ago/2010)	PP ₀₁₂₀₂₀	206,4	PP ₀₁₂₀₂₁	203,2	PPI ₀₁₂₀₂₂	224,95
IPPN ₀	111,26	(base dic/2010)	IPPN ₀₁₂₀₂₀	223,98	IPPN ₀₁₂₀₂₁	231,98	IPPN ₀₁₂₀₂₂	279,99
TC ₀	19,986	(base dic/2010)	TC ₀₁₂₀₂₀	37,585	TC ₀₁₂₀₂₁	42,396	TC ₀₁₂₀₂₂	44,325

Variables del p _t	Precio 2020	Precio 2021	Precio 2022
pad	63,50		
pt	68,53	67,32	72,16

9 Anexo - Modelo financiero actualizado a diciembre 2021

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Ingresos											
Ingresos por venta de energía			9.304,25	19.044,22	18.521,48	20.170,41	18.761,36	20.110,74	20.416,81	20.715,68	21.012,75
Total ingresos			9.304,25	19.044,22	18.521,48	20.170,41	18.761,36	20.110,74	20.416,81	20.715,68	21.012,75
Costos											
O&M			0,00	-2.609,60	-2.033,52	-2.232,88	-2.376,79	-2.637,94	-2.843,90	-2.745,49	-2.952,84
Costos administrativos			-100,00	-191,67	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00
Arrendamientos			-63,65	-170,10	-178,21	-168,65	-252,68	-184,24	-189,11	-193,94	-198,65
Seguros			-90,66	-312,13	-163,16	-189,31	-271,81	-325,35	-333,94	-342,47	-350,79
Otros	-19,98	-179,15	-349,13	-402,12	-459,77	-365,40	-490,35	-489,06	-490,94	-492,80	-494,63
Total costos	-19,98	-179,15	-603,44	-3.685,62	-2.984,66	-3.106,24	-3.541,63	-3.786,58	-4.007,88	-3.924,69	-4.146,92
EBITDA	-19,98	-179,15	8.700,81	15.358,61	15.536,82	17.064,17	15.219,74	16.324,16	16.408,93	16.790,99	16.865,84
Variación capital de trabajo	22,97	-145,27	-16.902,37	2.216,45	2.694,18	-522,04	-1.096,67	-115,01	-45,08	-44,23	-43,98
Impuesto a la renta	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-41,02	-135,64
Impuesto al Patrimonio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Flujo operativo dp de CT e Impuestos	2,99	-324,42	-8.201,56	17.575,05	18.231,00	16.542,14	14.123,07	16.209,16	16.363,85	16.705,74	16.686,21
Inversión - Financiamiento	43.852,09	-13.204,09	19.683,36	-18.228,66							
Servicio de deuda											
Amortización		0,00	0,00	4.128,72	4.394,51	4.624,87	4.695,75	4.713,47	5.280,50	5.634,90	6.131,05
Intereses		0,00	3.599,93	5.857,21	6.398,29	5.816,01	5.251,87	5.216,05	5.031,39	4.851,77	4.625,33
Servicio de deuda total		0,00	3.599,93	9.985,93	10.792,80	10.440,88	9.947,62	9.929,52	10.311,89	10.486,67	10.756,38
Cuenta reserva para financiamiento		0,00	0,00	-6.396,84	-4.046,17	287,00	165,73	-208,54	4.877,04	-56,90	-242,75
Flujo de caja disponible	43.855,08	30.326,57	38.208,44	11.672,07	6.064,10	12.452,37	8.193,55	6.453,67	11.311,57	6.544,73	6.069,65

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Ingresos												
Ingresos por venta de energía	21.351,62	21.671,04	21.997,61	22.331,49	22.672,84	23.021,83	23.378,63	23.743,42	24.116,37	24.497,67	24.887,50	8.428,68
Total ingresos	21.351,62	21.671,04	21.997,61	22.331,49	22.672,84	23.021,83	23.378,63	23.743,42	24.116,37	24.497,67	24.887,50	8.428,68
Costos												
O&M	-2.864,98	-3.463,57	-3.374,19	-3.620,34	-3.526,91	-3.784,20	-4.146,52	-4.425,74	-4.334,19	-4.626,06	-4.530,36	-1.747,60
Costos administrativos	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-150,00	-50,00
Arrendamientos	-203,10	-207,64	-212,29	-217,04	-221,90	-226,86	-231,94	-237,13	-242,44	-247,87	-253,41	-86,36
Seguros	-358,64	-366,67	-374,88	-383,27	-391,84	-400,61	-409,58	-418,75	-428,12	-437,70	-447,49	-457,51
Otros	-496,47	-498,30	-500,17	-502,08	-504,04	-506,04	-508,08	-510,17	-512,30	-514,49	-516,72	-139,67
Total costos	-4.073,20	-4.686,19	-4.611,53	-4.872,73	-4.794,69	-5.067,71	-5.446,12	-5.741,79	-5.667,05	-5.976,11	-5.797,99	-2.481,14
EBITDA	17.278,42	16.984,85	17.386,08	17.458,76	17.878,15	17.954,12	17.932,52	18.001,63	18.449,32	18.521,56	19.089,51	5.947,55
Variación capital de trabajo	-49,63	-15,76	-47,05	-48,10	-49,18	-50,28	-13,07	-51,69	-52,85	-54,03	-63,58	3.664,75
Impuesto a la renta	-139,77	-280,15	-356,08	-404,19	-443,46	-504,94	-561,98	-1.581,20	-1.856,88	-2.056,86	-2.323,22	-1.509,42
Impuesto al Patrimonio	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-55,58	-110,48	-87,19
Flujo operativo dp de CT e Impuestos	17.089,02	16.688,95	16.982,95	17.006,47	17.385,51	17.398,91	17.357,47	16.368,74	16.539,58	16.355,08	16.592,23	8.015,68
Inversión - Financiamiento												
Servicio de deuda												
Amortización	6.279,90	6.680,37	7.318,28	7.856,96	8.009,35	8.661,44	9.253,28	9.473,01	9.813,23	11.089,06	0,00	0,00
Intereses	4.784,58	4.460,22	4.082,35	3.664,92	3.690,53	3.147,41	2.561,33	1.934,87	1.289,10	585,28	0,00	0,00
Servicio de deuda total	11.064,48	11.140,59	11.400,63	11.521,89	11.699,89	11.808,86	11.814,62	11.407,88	11.102,33	11.674,34	0,00	0,00
Cuenta reserva para financiamiento	-22,59	-69,93	-87,86	-109,47	-1,36	-24,28	162,08	217,06	-328,78	5.886,56	0,00	0,00
Flujo de caja disponible	6.384,53	5.861,00	5.877,03	5.757,69	6.066,83	5.948,34	6.087,50	5.560,49	5.491,05	10.949,87	16.974,80	8.398,25

CONSIDERACIONES GENERALES

Debe notarse especialmente que ni República AFISA en su calidad de fiduciaria del Fideicomiso Financiero Arias ni la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) garantizan rendimientos de tipo alguno.

En relación al flujo de fondos antes presentado se remiten los siguientes comentarios:

- Se trata de proyecciones realizadas en base a hipótesis y evolución de variables, previstas de acuerdo a la información disponible a la fecha de la actualización, por lo cual no se asegura el logro de los flujos estimados.
- Las decisiones que se adopten en base a esta información son de total responsabilidad de quien las tome, no implicando responsabilidad alguna para el Fideicomiso Financiero Arias
- La información se elaboró con el objetivo de ser presentada al Organismo financiador del proyecto para acreditar el cumplimiento de los covenants establecidos en el contrato de préstamo y como todo modelo es una representación simplificada de la estructura económica del emprendimiento; por lo tanto, hay algunos impactos contables que no fueron considerados por no tener repercusión sobre los ratios exigidos por el financiador o porque al suponer evolución acompasada de las variables macroeconómicas (inflación de Estados Unidos, inflación de Uruguay, devaluación) no generan a priori partidas relevantes a considerar. En este sentido, las exposiciones contables no incorporadas al modelo corresponden a:
 - aplicación de las NIIF 9, 15 y 16, NIC 12, 23, 38 y 39 en relación a la valuación de activos fijos y pasivos
 - aplicación de la NIIF 9 en relación a la valuación de swap
 - aplicación de la NIC 12 en relación al Impuesto diferido (en relación a este concepto se han reflejado impactos de muy corto plazo. En el largo plazo se supone que la evolución de las variables macro se acompasan, eliminando los efectos que este ítem puede generar).

HIPÓTESIS ECONÓMICAS UTILIZADAS

INGRESOS

Ingresos por venta de energía: Se incluye la producción real desde inicio de la operación hasta el 3.06.2021. A posteriori se proyecta la generación según estimación de DNV Garrad Hassan realizada en etapa pre-constructiva: 303.149 MWh/año en P50. El precio de la energía de acuerdo a contrato de compraventa de energía es de USD 63,50 al año 2010, ajustado por paramétrica. Precio actual de energía 2021: USD 67,32 /MWh.

COSTOS

O&M: El Fideicomiso Financiero Arias firmó un contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento por 15 años, por lo tanto el modelo contiene hasta dicho período de operación los honorarios de la contratista Siemens Gamesa Renewable Energy estipulados en el mencionado contrato y a posteriori un monto estimado de 15% adicional para aerogeneradores.

Para Operación y Mantenimiento de aerogeneradores:

- Años 1 y 2 50.000 USD/aerogenerador/año
- Años 3 a 10 62.100 USD/aerogenerador/año
- Años 11 a 15 69.085 USD/aerogenerador/año
- Años 16 a 20 se consideró un incremento de 15%

Los honorarios correspondientes a los dos primeros años de operación se abonaron por anticipado junto al costo de la inversión.

Para Mantenimiento de BOP:

- Obra eléctrica 202.625 USD/año.
- Obra civil: 54.000 USD/año.
- Vigilancia y seguridad: 92.500 USD/año
- Limpieza: 8.500 USD/año
- Gestión de residuos (incluida su disposición final): 35.000 USD/año
- Comunicación del SCADA vía satélite: 15.000 USD/año

Todos los honorarios se ajustan por paramétrica conforme a lo establecido en el contrato que incluye un 65% por evolución de inflación de Estados Unidos y 35% por inflación de Uruguay expresada en dólares.

Costos administrativos: Considera el contrato de gestión firmado con UTE con un costo anual fijo de USD 400 mil durante construcción y USD 150 mil por año durante todo el período de operación.

Arrendamientos: El costo corresponde al monto pactado en el contrato de arrendamiento firmado con el Instituto Nacional de Colonización por los terrenos donde se instaló el parque eólico, con un costo de UI 41.187 por año y por aerogenerador. Este monto se convierte a dólares equivalentes según evolución del tipo de cambio de la UI y USD proyectada para el período del proyecto.

Seguros: El costo del seguro es anual y se paga por anticipado. El flujo original suponía un 2,5% del monto de la inversión, pero en el modelo actualizado para proyectar se considera el costo real incurrido en estos años más un incremento del entorno del 10% por eventuales incrementos y se utiliza la evolución de la inflación de Estados Unidos ya que los seguros casi en su totalidad están reasegurados en el mercado internacional y dependen de ese mercado.

Otros: Este concepto proyectado incluye:

Tasa de control de URSEA: Es del 2‰ (dos por mil) del monto facturado sin impuestos.

Tasa de DNC: Es una tasa en Pesos Uruguayos que equivale aproximadamente a 0,2 USD/MWh producido. Para proyectar se ajusta por IPC y evolución del tipo de cambio.

Costos administrativos del Fideicomiso: Incluye comisión de Rafisa, costos del mercado de valores (entidad registrante, entidad representante), Auditoría Externa y otros gastos administrativos (gastos

bancarios, timbres, certificados, aportes BPS, firma digital) se proyecta un costo total de USD 300 mil anuales.

Monitoreo BID: Costos de asesores técnicos, legales y de seguros, así como monitoreos medioambientales requeridos por el financiador. Monto anual aproximado USD 100.000.

10 Documentación fotográfica



