

Areaflin SA
Parque Eólico Valentines



Informe al 31 de diciembre de 2021

Proyectos Eólicos – UTE

Contenido

1	Resumen ejecutivo	2
2	Operación y Mantenimiento del parque.....	5
3	Gestión medioambiental y social	6
4	Ejecución financiera del Proyecto.....	6
5	Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento.....	8
6	Facturación de energía.....	9
7	Asambleas y distribución de fondos a los accionistas	13
8	Cancelación anticipada de deuda	14
9	Hechos posteriores al 31.12.2021	16
10	Anexo 1 – Flujo de Fondos Actualizado	18

PARQUE EOLICO VALENTINES

1 [Resumen ejecutivo](#)

El presente documento contiene información actualizada al 31 de diciembre de 2021, en relación al parque eólico Valentines.

El 30 de abril de 2021 se completó el tercer año de operación del parque. En dicho período la contratista obtuvo una disponibilidad del 96,82%, por lo cual no alcanzó el mínimo garantizado contractualmente de 97% y abonó a la Contratante la suma de USD 38.336,08 por concepto de penalidad por indisponibilidad.

En relación a la ejecución financiera de los flujos operativos, el desempeño de Areaflin SA ha estado alineado a las previsiones incluidas en el modelo financiero, ejecutándose gastos por un monto inferior al presupuestado para el período, excepto en el rubro de operación y mantenimiento ya que en este año se pagaron gastos acumulados de junio a diciembre 2020 tras alcanzar un Acuerdo Transaccional con la Contratista.

Conforme a lo aprobado por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas (AGOA) celebrada el 15 de junio de 2021, el 21 de julio de 2021, se realizó la cuarta distribución de utilidades de la sociedad por un monto total de USD 1.131.692,32, que representó para cada inversor un monto de USD 2,39 sobre el capital integrado promedio de la Sociedad.

Asimismo, conforme a lo dispuesto por la Asamblea Extraordinaria de Accionistas celebrada el 30 de setiembre de 2021 (levantamiento del cuarto intermedio 26 de octubre de 2021), el 16 de diciembre de 2021 se efectuó una reducción de capital integrado mediante el procedimiento de rescate de acciones, distribuyendo a los accionistas un monto total de USD 5.000.000 que representó USD 9,5 por cada USD 100 invertidos a valor par al inicio del proyecto.

La producción del parque en el año 2021 se ubicó 12,29% por debajo de la estimación inicial realizada por DNV Garrad Hassan en P50 y un 3,56 % por debajo de la nueva estimación en P50 presentada por G-Advisory en el informe de fecha 23 de julio de 2020.

Antecedentes

En relación al proyecto eólico Valentines, conforme a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano firmado entre Areafin SA (la Contratante) y Gamesa Eólica SL y Gamesa Uruguay SRL (la Contratista), el 12 de mayo de 2015 se procedió a dar la Notificación de Comienzo de Suministro, entrando en vigor las obligaciones contractuales para ambas partes, entre las cuales se establecía el plazo de construcción del parque eólico.

Gamesa comenzó efectivamente la construcción en sitio el 3 de setiembre de 2015.

El 5 de enero de 2017 el parque obtuvo el Acta de Habilitación Final lo que habilitó a la sociedad a poder facturar la totalidad de la energía disponible al 100% del precio indicado en el contrato de compraventa de energía (Precio 2017: USD 65,67 por MWh, 2018: USD 67,05 por MWh, 2019: USD 68,19 por MWh, 2020: USD 68,53 por MWh y 2021: USD 67,32 por MWh). Desde dicha fecha comienzan a computarse los 20 años del contrato de compra venta de energía, firmado entre UTE y Areafin SA.

Con fecha 27 de enero de 2017 Areafin SA emitió a Gamesa el certificado de Recepción provisional del parque, documento que implica la culminación de la etapa de construcción. En dicha instancia se acordó una lista de tareas pendientes menores, valuada al 150% del valor cada ítem y por tal concepto, de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, la Contratista Gamesa, constituyó garantías por un monto total de USD 2.746.500. La Contratista ha estado trabajando en la ejecución de los pendientes, habiendo completado a la fecha la totalidad de dichos pendientes, lo que ha permitido la reducción de los avales bancarios en proporción a dichos avances, manteniéndose un pendiente relativo a eventos electrostáticos para cuya solución Gamesa ha implementado diferentes soluciones que aún no cuentan con conformidad por parte de la Contratante y para cuyo objeto se posee una garantía bancaria por USD 1.000.000.

Teniendo en cuenta que la Recepción Provisional del Suministro se realizó con posterioridad a la fecha comprometida contractualmente por la contratista, de conformidad a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, se aplicaron a Gamesa penalidades por atraso por un total de USD 7.317.725,49 (USD 10.500.000 menos la energía generada) que permitieron a la sociedad compensar el desfase de los flujos financieros respecto a los fondos previstos para el proyecto.

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 30 de abril 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 15.314.715,40 – garantía bancaria, vencimiento actual 30.06.2021 (prorrogable hasta la Recepción Definitiva).
- Garantía Eventos Electroestáticos - USD 1:000.000 – garantía bancaria, vencimiento actual 30.06.2021 (prorrogable hasta la solución del tema).

El 1º de mayo 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 Areaflin SA y Gamesa. Este contrato tiene un plazo de ejecución de 15 años, previendo revisión de cumplimiento cada 5 años, que le permiten a la contratante Areaflin SA, rescindir en dichas instancias si entiende que el desempeño de la contratista no es el adecuado.

El 25 de setiembre de 2017 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 energía 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 22 de diciembre de 2016 se realizó la emisión de acciones en el mercado de valores por un total de USD 52.335.692. El capital se compone en un 20% por acciones ordinarias escriturales clase A, propiedad de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y el restante 80% acciones preferidas escriturales clase B, que se emitieron a partir de una subasta pública realizada en el mercado de valores a través de la Bolsa de Valores de Montevideo con participación de la Bolsa Electrónica de Valores Sociedad Anónima. Como resultado del proceso de colocación de las acciones clase B, que contó con la distribución a través de una Red de Pagos de alcance nacional, la exitosa emisión logró la participación de aproximadamente 10.000 accionistas que conformaron su paquete accionario que desde dicha fecha hasta la actualidad cotiza en bolsa.

Con fecha 15 de marzo de 2017 se firmó el contrato de financiamiento entre Areaflin SA y la Corporación Interamericana de Inversiones (BID Invest), que luego de cumplidas las condiciones precedentes establecidas en dicho contrato, permitió a la sociedad desembolsar el monto de USD 119.817.463,28 que se destinó a cancelar préstamos puentes obtenidos de la banca local para 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 y comenzó a amortizarse en mayo de 2017.

2 [Operación y Mantenimiento del parque](#)

Desde el 1ro. de mayo 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 la oferta de Gamesa reflejado en los términos contractuales 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 sociedad, durante ese período, abonar únicamente el costo del mantenimiento de la obra civil, obra eléctrica y otros servicios generales (limpieza, seguridad y vigilancia, scada). Desde el 1° de mayo de 2019 comenzaron a devengarse conjuntamente con los costos de operación y mantenimiento de obra civil, obra eléctrica y otros servicios generales, los honorarios por operación y mantenimiento de los aerogeneradores.

A finales del año 2020, se firmó el Acuerdo Transaccional mediante el cual se cerraron las diferencias del período mayo 2017 – abril 2020, determinando el monto a pagar de acuerdo a los servicios efectivamente prestados por la Contratista en el mencionado período. En diciembre de 2020 se efectuaron los pagos correspondientes.

Es preciso informar que conforme a lo que establece la cláusula séptima el Acuerdo Transaccional firmado en diciembre de 2020, 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, en febrero 2021 se pagaron honorarios por el período junio – diciembre 2020 por un total de USD 1.081.981,11.

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.

Por otra parte, el parque cumplió su cuarto año de operación el 1º de mayo de 2021, instancia en la cual, de acuerdo a contrato, se calculó la disponibilidad del parque, la cual estuvo por debajo del 97% garantizado por el contratista para ese período debió abonar a la Contratante la suma de USD 38.336,08 por concepto de penalidad por indisponibilidad.

3 [Gestión medioambiental y social](#)

El 15 de junio de 2017 se obtuvo la Autorización Ambiental de Operación del parque.

De acuerdo a lo establecido en la autorización antes mencionada, en junio de cada año se presenta a la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiente (DINACEA, antes DINAMA), un informe de cumplimiento anual que a la fecha no ha ameritado observaciones.

El 31 de marzo de 2020 se presentó, conforme a lo establecido en la AAO, la solicitud de renovación de dicha Autorización Ambiental de Operación.

El 12 de enero del 2021 se obtuvo la renovación correspondiente por un período de 3 tres años, salvo que se introduzcan modificaciones, reformas o ampliaciones significativas, en cuyo caso deberá solicitarse con suficiente antelación al vencimiento de la AAO concedida.

En enero de 2018 se procedió a la contratación de la consultora LKSur para realizar el monitoreo de aves y murciélagos según requerimientos de la Dirección Nacional de Calidad y Evaluación Ambiente (DINACEA, 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.

El 21 de julio se recibió el informe final del primer trienio por parte de la consultora y se estima que en el primer semestre del 2022 presentará ante DINACEA un Plan de Monitoreo de Aves y Murciélagos, atendiendo a las recomendaciones presentadas por los especialistas de LKSur en dicho informe.

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 Valentines y los costos incurridos hasta el cierre de la etapa de construcción. Se incluyen movimientos posteriores que correspondían a dicha etapa.

CONSTRUCCIÓN				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Obra civil (Presupuesto N° 2, 6 y 7)		22.889.000		
Aerogeneradores (Presupuesto N° 1 y 8)		114.687.000		
Obra eléctrica y comunicaciones (Presupuesto N° 3, 4 y 5)	144.810.942	15.571.154	1.340.000	
Órdenes de cambio, IVA y otros		321.513		321.513
Penalidades atraso construcción		-7.317.725		-7.317.725
Subtotal proyecto	144.810.942	146.150.942	1.340.000	(6.996.212)

CARGAS SOCIALES				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Cargas sociales (Pesos Uruguayos)	66.444.826	88.798.154	22.353.328	
Ajustes de precios según contrato (\$)				
Subtotal USD equivalentes	2.559.082	3.948.515	1.389.433	-
Total Contrato Llave en Mano	147.370.024	150.099.457	2.729.433	-

OTROS CONCEPTOS				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Arrendamientos	20.292	242.404	222.111	
Costos monitoreo financiamiento	-	18.000	18.000	
Costos asesores legales BID	163.285	1.573.512	260.309	
Costos asociados al financiamiento	28.878			
Costos estructuración sociedad anónima	294.992			
Costos sociedad anónima	73.673			
Costo de gestión	732.000			
Gastos bancarios	8.663			
Auditoría Contable	11.712			
Contingencias		4.892.885	3.746.840	
Tributos e impuestos	1.146.045			
Subtotal otros costos	2.479.540	6.726.801	4.247.261	-

SERVICIO DE DEUDA				
Concepto	Pagos acumulados al 30.04.2017	Presupuesto original	Pendiente de ejecución	Variaciones presupuestales
Comisión Compromiso		150.002	150.002	
Up front fee	2.161.087	2.164.316	3.229	
Fondeo cuenta reserva	5.100.000	5.294.207	194.207	
Otros costos del financiamiento				-
Intereses durante la construcción	-	-	-	-
Amortizaciones				-
Subtotal	7.261.087,10	7.608.525,24	347.438,14	0,00
Total	157.110.651	164.434.783	7.324.132	(6.996.212)

Como puede observarse, la ejecución financiera del proyecto se desarrolló dentro del presupuesto establecido, presentando algunos desvíos mínimos relativos básicamente a tasas y tributos derivados de conceptos que no recibieron la exoneración tributaria o que se presentaron por el solapamiento de producción en modo prueba durante el período de construcción, que no fueron considerados en el modelo financiero en la etapa de construcción. Asimismo, existieron órdenes de cambio y otros costos adicionales no incluidos en el contrato original. Todos estos conceptos se atendieron perfectamente con el monto destinado a contingencias.

Otro aspecto a destacar son las penalidades aplicadas a la contratista de acuerdo a lo establecido en el contrato de construcción llave en mano, en virtud del atraso en la construcción que provocó la

generación de costos adicionales y desfasajes en los ingresos previstos en la sociedad, por lo cual el flujo del proyecto ha quedado ampliamente compensado.

5 Ejecución financiera de la Operación y Mantenimiento

Como se indicara en el punto 3, desde el 1º. de mayo de 2017 el parque eólico se encuentra en fase de operación y mantenimiento.

Desde dicha fecha coexistieron en el parque actividades de construcción tendientes a completar las tareas pendientes definidas al emitir el certificado de Recepción Provisional del parque y las tareas de la etapa de 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:

		<u>Presupuesto 2021</u>	<u>Acumulado al 31.12.2021</u>	<u>Saldos</u>	<u>% de ejecución</u>
O&M	USD	2.502.537,98	3.096.569,79	(594.031,81)	123,7%
Limpieza de palas	USD	139.470,23	-	139.470,23	0,0%
Administración UTE	USD	150.000,00	150.000,00	-	100,0%
Arrendamientos	USD	188.835,38	185.064,78	3.770,60	98,0%
Seguro	USD	253.271,75	244.660,95	8.610,80	96,6%
Tasa Control URSEA	USD	39.225,15	36.781,64	2.443,51	93,8%
Tasa DNC	USD	50.933,10	33.801,29	17.131,82	66,4%
Monitoreo IIC	USD	48.500,00	27.533,35	20.966,65	56,8%
Costos de la sociedad anónima	USD	371.586,95	283.942,92	87.644,02	76,4%
Total Costos Operativos	USD	3.744.360,53	4.058.354,72	(313.994,19)	108,4%
Amortización deuda	USD	5.254.998,53	15.254.998,54	(10.000.000,00)	290,3%
Intereses préstamo	USD	4.790.620,67	4.821.385,16	(30.764,49)	100,6%
Otros costos financiamiento	USD	-	118.000,00	(118.000,00)	N/A
Cuenta reserva deuda	USD	-	-	-	
Total Servicio de deuda	USD	10.045.619,20	20.194.383,70	(10.148.764,49)	201,0%
Impuesto a la Renta	USD	-	2.874,12	(2.874,12)	N/A
Impuesto al Patrimonio	USD	-	-	-	
Total tributos	USD	-	2.874,12	(2.874,12)	N/A
Total	USD	13.789.979,73	24.255.612,54	(10.465.632,80)	175,9%

Como puede apreciarse la ejecución financiera del parque está alineada con el presupuesto elaborado para el año 2021, excepto en los rubros de Operación y Mantenimiento del parque, Servicio de Deuda e impuestos.

El desvío que se visualiza en el rubro de Operación y Mantenimiento corresponde al pago realizado en febrero de 2021 que incluye la reliquidación de honorarios de O&M de junio a diciembre 2020 tras la firma del Acuerdo Transaccional.

Por su parte, en lo que respecta al desvío expuesto en el Servicio de Deuda, cumplidos los requerimientos legales y obtenidas las aprobaciones correspondientes, con fecha 15 de noviembre de 2021 se efectuó la cancelación anticipada de deuda a BID Invest por USD 10.000.000.

La cancelación anticipada de deuda determinó la reducción del monto nominal del swap de tasa de interés contratado por la sociedad con Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. de Madrid, generando para la sociedad, un costo, por única vez en concepto de ruptura de cobertura swap de USD 118.000, según se expone en Otros costos financiamiento.

En relación al rubro de impuestos, la variación se debe pago del anticipo de impuestos mensuales que no quedaron cubiertos con la aplicación de certificado de crédito disponible. Dado que la sociedad generó pérdidas fiscales en ejercicios anteriores y se estima este año continúe en la misma línea, en oportunidad de la liquidación anual de impuestos se solicitará a la DGI la emisión del certificado de crédito correspondiente que se utilizará para cancelar este y otros tributos, por lo cual es un desvío que además de ser poco significativo, es transitorio.

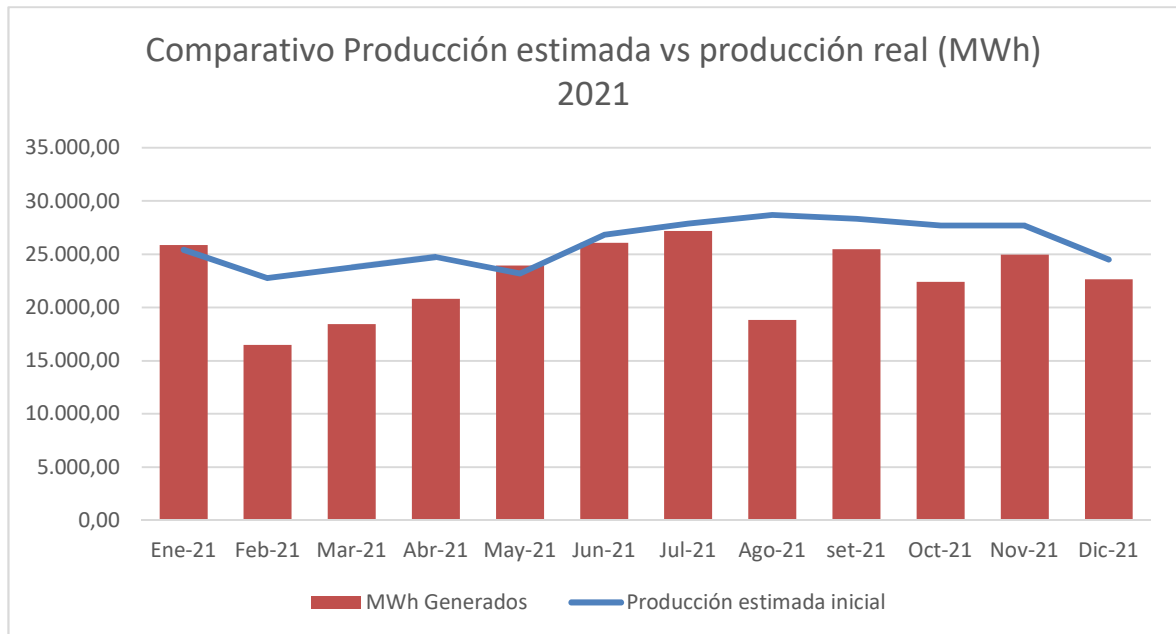
Todos los demás rubros se han ejecutado dentro de los montos presupuestados.

Considerando la totalidad de costos y teniendo en cuenta los egresos extraordinarios, puntuales de este año (cancelación anticipada de deuda y O&M de 2020 pagado en 2021), como puede apreciarse, la ejecución financiera del año estuvo por debajo del presupuesto elaborado.

6 [Facturación de energía](#)

Se presenta a continuación un resumen de la facturación de Areafin SA durante el período enero – diciembre 2021 y un gráfico de la misma, en comparación con las proyecciones previas, incluidas en el modelo de negocio, determinadas antes de la instalación del parque.

FACTURACIÓN REAL VALENTINES 2021				
Mes de producción	MWh real	Subtotal USD	IVA USD	Total USD
Ene-21	25.888,99	1.742.847,08	383.426,36	2.126.273,43
Feb-21	16.495,28	1.110.462,05	244.301,65	1.354.763,70
Mar-21	18.435,00	1.241.044,20	273.029,72	1.514.073,92
Abr-21	20.818,10	1.401.474,76	308.324,45	1.709.799,21
May-21	23.937,27	1.611.456,68	354.520,47	1.965.977,15
Jun-21	26.090,45	1.756.408,89	386.409,96	2.142.818,85
Jul-21	27.191,15	1.830.508,29	402.711,82	2.233.220,11
Ago-21	18.833,22	1.267.852,24	278.927,49	1.546.779,73
set-21	25.459,97	1.713.965,32	377.072,37	2.091.037,68
Oct-21	22.393,39	1.507.523,28	331.655,12	1.839.178,41
Nov-21	24.974,38	1.681.275,13	369.880,53	2.051.155,65
Dic-21	22.667,90	1.526.002,76	335.720,61	1.861.723,37
Total	273.185,10	18.390.820,66	4.045.980,55	22.436.801,21

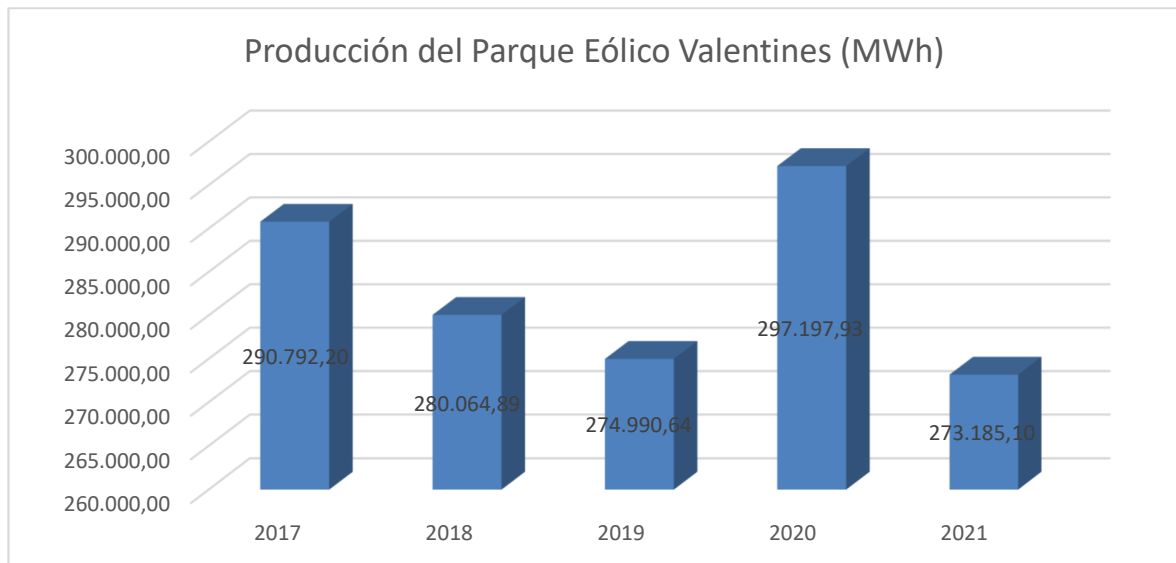


La performance de facturación del parque eólico en el período julio – diciembre 2021, se presentó en el entorno de 14% por debajo de las proyecciones iniciales para un P50¹ mientras se encuentra por encima del P90² proyectado. Considerando que en el primer semestre la producción real estuvo 10,23% por debajo de dichas proyecciones iniciales, en el año la producción del parque fue de 12,29% por debajo de la prevista inicial.

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

¹ Valor de generación anual de energía con probabilidad del 50% de ser superado.

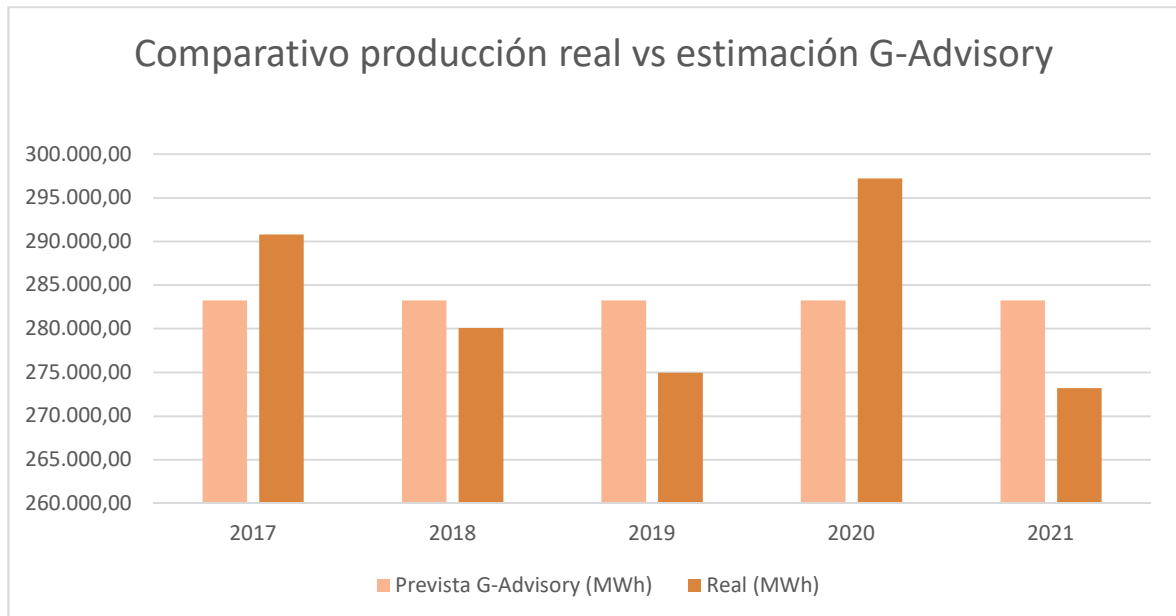
² Valor de generación anual de energía con probabilidad del 90% de ser superado.



A los efectos de analizar los desvíos que se vienen registrando desde el inicio de la operación del parque en la producción real respecto a la estimación efectuada en P50 en etapa de proyecto, calculada por la consultora DNV Garrad Hassan que estimó una generación energética anual de 311.447 MWh, se desarrollaron dos líneas de acción. Por un lado se contrató a la Facultad de Ingeniería que efectuó un análisis de la velocidad de viento registrada en el parque en dicho período comparándola con la considerada para el cálculo de producción previo a la instalación del parque y por otro lado se contrató a una consultora internacional independiente de reconocida trayectoria en energías renovables para analizar el desvío e identificar los factores que lo explicarían, así como efectuar una nueva estimación energética de largo plazo si correspondiere.

Como resultado de estos abordajes, se obtuvo un informe de la Facultad de Ingeniería que concluye que el período de operación ha tenido un recurso eólico similar al estimado para largo plazo en el informe técnico de la consultora independiente que efectuó la estimación en etapa de proyecto (DNV Garrad Hassan); y un informe de la consultora G-Advisory que concluye que la diferencia de producción entre la estimada en P50 y la real se explica principalmente por la velocidad del viento estimada por la consultora DNV Garrad Hassan, que efectuó el cálculo previo a la instalación del parque, que fue significativamente superior a la real, lo que explica un 9% de desvío de producción energética, asimismo señala que en un porcentaje muy marginal la indisponibilidad presentada por el parque influyó en un 0,35% en la disminución de dicha producción. G-Advisory además, efectuó una nueva estimación de producción energética de largo plazo que en P50 es de 283.263 MWh/año (9% inferior a la estimación de DNV Garrad Hassan de etapa de proyecto que era 311.447 MWh/año).

Teniendo en cuenta esta nueva estimación de producción, se presenta un comparativo de la producción anual hasta el año 2021 y esta proyección de generación ajustada.



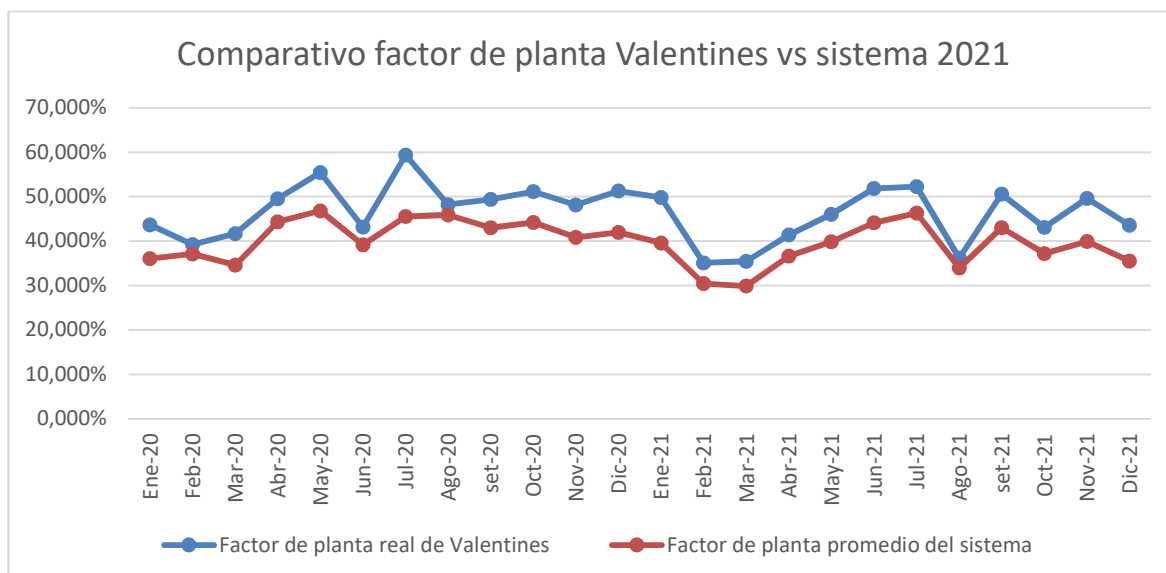
La producción del año 2021 se ubicó 3,56% por debajo de la nueva estimación realizada por G-Advisory en su informe de fecha 23 de julio de 2020.

A continuación, se presenta un cuadro resumen de la producción del parque hasta el 31.12.2021 y su comparación con las estimaciones de producción obtenidas de las consultoras internacionales:

Valentines	MWh/año	% desviación/inicio	% desviac./nueva estim.
Estimado pre-construcción DNV GH año 2014	311.447		
Estimación ajustada G-Advisory julio 2020	283.263	-9,05%	
Producción 2017	290.792	-6,63%	2,66%
Producción 2018	280.065	-10,08%	-1,13%
Producción 2019	274.991	-11,71%	-2,92%
Producción 2020	297.198	-4,58%	4,92%
Producción 2021	273.185	-12,29%	-3,56%
Promedio (2017-2021)	283.246	-9,05%	-0,01%

Con la recepción del informe de la consultora G.Advisory se realizó el ajuste correspondiente a las estimaciones iniciales de producción incluidas en el modelo financiero. En este sentido, 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.

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



Como puede apreciarse el desempeño del parque eólico Valentines 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 [Asambleas y distribución de fondos a los accionistas](#)

El 15 de junio de 2021, conforme a lo establecido en la ley No. 16060 (Ley de sociedades comerciales) y como consecuencia de las prórrogas obtenidas por la Sociedad, derivadas de la situación sanitaria por COVID 19, se realizó la Asamblea General Ordinaria de Accionistas mediante la cual se aprobaron los Estados Financieros, la Memoria Anual, la gestión del directorio y de los órganos de control de la sociedad, se designaron la firma auditora y la calificadora de riesgo para el año siguiente y se resolvió la distribución de utilidades según los resultados contables obtenidos al 31 de diciembre de 2020.

En la mencionada Asamblea se resolvió la designación de nuevas autoridades para la sociedad y el directorio quedó integrado de la siguiente forma:

- Ing. Silvia Emaldi – Presidenta
- Dr. José Alem – Vicepresidente

-Cr. Gonzalo Pérez – Director (designado por los accionistas titulares de acciones preferidas clase B)

- Ing. Javier San Cristobal – Director Suplente

- Ing. Luis Garcia – Director Suplente

La conformación de la Comisión Fiscal y Comité de Auditoría y Vigilancia permaneció sin modificaciones, siendo sus miembros titulares los Cres. Gabriel Ferreira, Jorge Daghero y Fabian Figueroa.

El monto de dividendos a distribuir aprobados, corresponde al importe máximo distribuible del resultado del ejercicio 2020 luego de considerar la resolución del rescate de capital del 30 de setiembre de 2020, la constitución de reserva legal y la posición de la AIN. Cabe mencionar que dicho importe contiene efectos expositivos derivados de las normas de contabilidad aplicadas (amortización de los activos, impuesto diferido, etc) que no representan la disponibilidad de fondos de la sociedad.

Con fecha 21 de julio de 2021 se efectivizó la distribución de utilidades antes mencionada, por un total de USD 1.131.692,32, que representó 2,39% sobre el capital integrado promedio de la Sociedad.

Adicionalmente a lo expuesto, el 30 de setiembre de 2021 (levantamiento de cuarto intermedio hasta el 26 de octubre de 2021) la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la sociedad aprobó una reducción de capital integrado mediante el procedimiento de rescate de acciones, reintegrando a los accionistas el monto total de USD 5.000.000 que representó USD 9,5 por cada USD 100 invertidos a valor par al inicio del proyecto.

Hasta la fecha se han realizado las siguientes distribuciones a los accionistas de la sociedad:

Fecha	Moneda	Importe	Concepto
04/06/2018	USD	5.403.299,87	Distribución de dividendos
06/06/2019	USD	1.314.355,15	Distribución de dividendos
18/12/2019	USD	5.000.000,00	Rescate de capital
30/06/2020	USD	1.005.344,15	Distribución de dividendos
18/12/2020	USD	5.000.000,00	Rescate de capital
21/07/2021	USD	1.131.692,32	Distribución de dividendos
16/12/2021	USD	5.000.000,00	Rescate de capital

8 [Cancelación anticipada de deuda](#)

En los intercambios ocurridos en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas y en reuniones mantenidas por los directores de Areaflin S.A. y el equipo gestor de UTE con los accionistas de la sociedad en la Bolsa de Valores de Montevideo, éstos últimos manifestaron sus aspiraciones respecto al destino de los fondos de la sociedad. Allí surgieron dos posiciones bien diferenciadas que atienden

a intereses y ópticas específicas. Un grupo de accionistas pretendía que se distribuya mediante rescate de acciones el máximo monto posible de dichas disponibilidades, mientras otro grupo se pronunció opuesto al rescate impulsando la propuesta de destinar fondos a cancelación anticipada de deuda que permitiría recibir mayores dividendos vía un mayor resultado contable, como consecuencia de la reducción del devengo de intereses generados por menor deuda.

Como consecuencia de ello, los accionistas remitieron al Directorio de la Sociedad, con fecha 23 de agosto de 2021, una propuesta consensuada, impulsando que se destinaran USD 5.000.000 a la reducción de capital integrado mediante el procedimiento de rescate de acciones y USD 10.000.000 a la cancelación anticipada voluntaria de deuda.

En virtud de lo antes expuesto el Directorio de la Sociedad de fecha 3 de setiembre de 2021, resolvió proceder conforme a la propuesta recibida.

En lo relativo a la cancelación anticipada de deuda, cumplidos los requerimientos legales y obtenidas las aprobaciones correspondientes, el 15 de noviembre de 2021 se efectuó, conjuntamente con el pago del servicio financiero de deuda que vencía en dicha fecha, el pago a BID Invest, del monto de USD 10.000.000 por dicho concepto.

Se presenta a continuación un resumen de condiciones y saldos del financiamiento antes y después de la cancelación:

	Identificación	Tasa de interés	Tasa de interés vigente ^{*3}	Saldo adeudado USD previo cancel. antic.	Cancelación anticipada voluntaria	Saldo adeudado USD post cancel. antic.
Fondo Chino	3454/CH-UR	Libor + spread	2,94%	7.679.138,38	2.858.699,83	4.820.438,55
Fondo Chino	3454/CH-UR-1	Fija (2,71% + spread) ^{*1}	5,46%	19.746.890,42		19.746.890,42
BID A	3454A/OC-UR	Libor + spread	2,94%	15.358.276,75	5.717.399,66	9.640.877,10
BID A	3454A/OC-UR-1	Fija (2,71% + spread) ^{*1}	5,46%	39.493.780,83		39.493.780,83
BID B	3454B/OC-UR	Libor + spread	2,94%	827.944,91	827.944,91	0,00
BID B (swap)	swap	Fija (2,88% + spread) ^{*2}	5,63%	12.832.788,61	595.955,61	12.236.833,00
Total USD				95.938.819,90	10.000.000,00	85.938.819,90

Desde	Hasta	spread	tasa total
27/04/2017	14/05/2021	2,55000%	5,26000%
15/05/2021	14/05/2025	2,75000%	5,46000%
15/05/2025	14/05/2029	3,30000%	6,01000%
15/05/2029	15/11/2034	4,25000%	6,96000%

Desde	Hasta	spread	tasa total
27/04/2017	14/05/2021	2,50000%	5,38000%
15/05/2021	14/05/2025	2,75000%	5,63000%
15/05/2025	14/05/2029	3,00000%	5,88000%
15/05/2029	15/11/2032	3,25000%	6,13000%

La tasa fija en este caso es la resultante del swap contratado con BBVA Madrid.

^{*3} Las tasas de interés fijas varían conforme a lo indicado en los cuadros expuestos abajo, las tasas de interés variables dependen de evolución de tasa Libor a la que se adiciona el spread indicado en los cuadros expuestos abajo.

Como consecuencia de la cancelación anticipada de deuda, se determinó una reducción del monto nominal del swap de tasa de interés contratado por la sociedad con Banco Bilbao Vizcaya Argentaria

S.A. de Madrid, generando para la sociedad, un costo, por única vez en concepto de ruptura de cobertura swap de USD 118.000. Esta operación implicó una modificación del contrato swap en lo relativo al notional y su calendario, permaneciendo incambiadas el resto de las condiciones de dicha cobertura.

La operación de cancelación anticipada de deuda permitirá, si se mantienen las tasas de interés en el orden de las vigentes actualmente, una reducción del entorno de USD 280.000 por año en el devengo de intereses (incluyendo efecto fiscal) derivado de la disminución de la deuda mantenida.

9 [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)	PPI ₀₁₂₀₂₀	206,4	PPI 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



10 Anexo 1 – Flujo de Fondos Actualizado

FLUJO LIBRE DE CAJA PROYECTADO (anual) (Actualización Enero 2021)																																				
	Inicio		01/01/2022		01/01/2023		01/01/2024		01/01/2025		01/01/2026		01/01/2027		01/01/2028		01/01/2029		01/01/2030		01/01/2031		01/01/2032		01/01/2033		01/01/2034		01/01/2035							
	01/01/2020	01/01/2021	31/12/2020	31/12/2021	31/12/2022	31/12/2023	31/12/2024	31/12/2025	31/12/2026	31/12/2027	31/12/2028	31/12/2029	31/12/2030	31/12/2031	31/12/2032	31/12/2033	31/12/2034	31/12/2035																		
Ingresos																																				
Ingresos (650)	20.355	19.059	20.355	19.059	20.440	20.751	21.056	21.367	21.701	22.026	22.356	22.687	23.044	23.389	23.761	24.132	24.511	24.899																		
Total Ingresos	20.355	19.059	20.355	19.059	20.440	20.751	21.056	21.367	21.701	22.026	22.356	22.687	23.044	23.389	23.761	24.132	24.511	24.899																		
Costos Operativos																																				
Operación y Mantenimiento	(2.252)	(2.599)	(2.663)	(2.871)	(2.772)	(2.982)	(2.889)	(3.498)	(3.407)	(3.656)	(3.562)	(3.821)	(4.187)	(4.469)	(4.577)	(4.672)																				
Costos Administrativos	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)	(150)																				
Arrendamientos	(180)	(195)	(200)	(205)	(210)	(216)	(220)	(225)	(230)	(236)	(241)	(246)	(252)	(257)	(263)	(269)																				
Seguros	(198)	(281)	(288)	(275)	(282)	(289)	(298)	(302)	(309)	(316)	(323)	(330)	(338)	(345)	(353)	(361)																				
Otros Costos	(785)	(500)	(507)	(507)	(507)	(510)	(512)	(514)	(516)	(518)	(520)	(522)	(525)	(527)	(529)	(531)																				
Total Costos	(3.562)	(3.709)	(3.789)	(4.008)	(3.922)	(4.146)	(4.071)	(4.889)	(4.613)	(4.876)	(4.798)	(5.070)	(5.451)	(5.749)	(5.672)	(5.935)																				
EBITDA	16.793	15.350	16.666	16.743	17.133	17.211	17.530	17.336	17.745	17.821	18.248	18.328	18.310	18.383	18.639	18.964																				
Varacion Capital de Trabajo	(1.239)	(3.803)	21	(21)	(70)	(19)	(77)	11	(75)	(20)	(79)	(21)	(44)	(21)	(85)	(26)																				
IPAE	(7)	-	(57)	(87)	(150)	(289)	(516)	(523)	(602)	(649)	(731)	(1.954)	(2.047)	(2.135)	(2.240)	(2.459)																				
IP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(20)	(120)	(220)	(324)	(428)																				
Caja disponible para Servicios de Deuda	15.546	11.559	16.617	16.656	16.912	16.903	17.037	16.825	17.067	17.182	17.438	16.333	16.099	16.007	16.091	16.051																				
Servicio de Deuda	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-																				
Amortizacion	4.656	5.255	5.478	5.410	5.513	6.330	6.742	7.100	7.287	7.424	8.143	7.311	5.281	6.961	6.661	-																				
Intereses	5.030	4.787	4.373	4.199	3.936	3.673	3.365	3.275	2.864	2.436	1.987	1.722	1.273	699	367	0																				
Cuenta reserva servicio deuda	(182)	135	166	2	(364)	(9)	(175)	101	163	(182)	118	1.691	(678)	244	3.724	0																				
Flujo Libre de Caja	5.677	1.653	6.932	7.008	7.100	6.890	6.755	6.551	7.079	7.111	7.425	8.991	8.869	8.432	12.469	16.051																				

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.

CONSIDERACIONES GENERALES

- a) A los efectos de proceder con la distribución de dividendos a los accionistas de Areaflin S.A, se deberán observar las disposiciones de la Ley de Sociedades Comerciales en la materia;
- b) Debe notarse especialmente que ni Areaflin S.A. 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 Areaflin SA.
- 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 acompañada 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

HIPÓTESIS ECONÓMICAS UTILIZADAS

INGRESOS

Ingresos por venta de energía: Se incluye la producción real desde inicio de la operación hasta el 30.06.2021. A posteriori se proyecta la generación según estimación de G-Advisory de julio 2020: 283.263 MWh/año. 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: Areaflin SA firmó un contrato de Garantía, Operación y Mantenimiento por 15 años, 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 los contratos de arrendamiento firmado con los propietarios de 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. En el modelo financiero se considera el costo real incurrido y para proyectar 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 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 SA: Incluye costos de Directorio, Comisión Fiscal, Comité de Auditoría y Vigilancia, servicios jurídicos y contables contratados, Auditoría Externa y otros gastos administrativos (gastos bancarios, timbres, certificados, aportes BPS, firma digital, proventos AIN, costos de Asambleas) se proyecta un costo total de USD 110 mil anuales.

Monitoreo BID: Costos de asesores técnicos, legales y de seguros, así como monitoreos medioambientales requeridos por el financiador. Monto anual aproximado USD 200.000 para los primeros 5 años, posteriormente USD 50 mil (culmina monitoreo de aves y murciélagos).

Costos del mercado de valores: Incluye los costos de Calificadora de Riesgo, administración del mercado minorista y Bolsa de Valores de Montevideo, en sus roles de Agente de Pagos, Entidad registrante y Entidad representante de los accionistas. Este concepto incluye un monto destinado a contingencias. Se prevé un total de USD 255 mil por año.