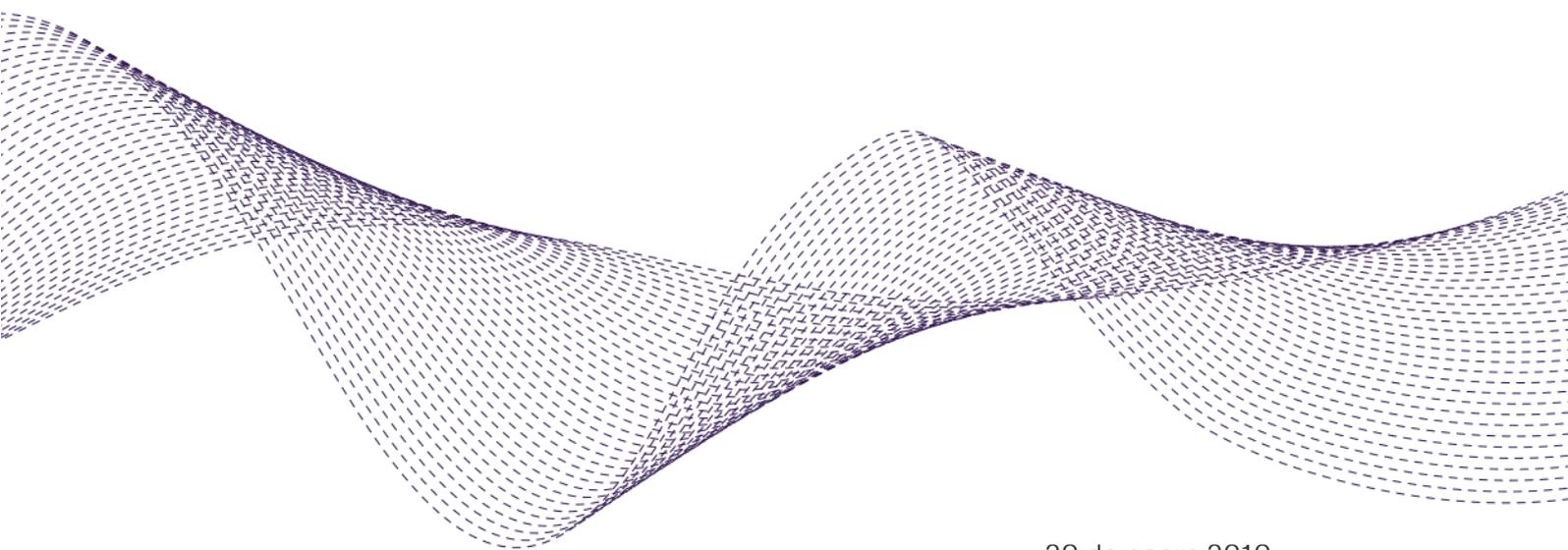


Informe de Actividad

— Primer trimestre año fiscal 2019

Resultados octubre-diciembre 2018



29 de enero 2019

Contenidos

Introducción.....	3
— Principales magnitudes consolidadas 1T 19.....	3
Mercados y pedidos.....	4
Principales magnitudes del desempeño económico-financiero.....	8
Aerogeneradores	10
Servicios de Operación y Mantenimiento.....	12
Perspectivas	13
Perspectivas globales largo plazo	13
Actualización trimestral de demanda corto y medio plazo	14
Resumen principales eventos relacionados con la energía eólica 1T 19.....	15
Guías 2019	18
Conclusiones	19
Anexo	20
Estados Financieros Octubre 2018 - Diciembre 2018.....	20
Medidas Alternativas de Rendimiento	23

Introducción

El año 2018 se cierra con un mercado energético que continua su transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad. En este entorno de demanda creciente con precios competitivos, Siemens Gamesa Renewable Energy¹ cierra el primer trimestre del ejercicio fiscal 2019 (FY 19) con un retorno al crecimiento de ventas (6% a/a) y un margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración (6,1%) prácticamente estable con respecto al primer trimestre del ejercicio anterior. Ambos parámetros están en línea con las guías anuales presentadas para 2019, dentro de un ejercicio con niveles de actividad prevista altos y concentrados, en el caso de Onshore, en la última parte del año.

El libro de pedidos se sitúa en 23.054 M€ a 31 diciembre de 2018, proporcionando una cobertura del nivel medio de ventas propuesto para FY 19 de un 92%². La entrada de pedidos asciende a 2.541 M€ en el primer trimestre de 2019 (1T 19), impulsada por la actividad comercial en Onshore, y a 11.501 M€ en los últimos doce meses (LTM).

Las ventas del grupo en 1T 19 ascienden a 2.262 M€ (+6% a/a) y el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración a 138 M€ (+4% a/a). El crecimiento de las ventas se apoya en la alta actividad de Offshore y de Servicios, que compensan la reducción de la actividad en Onshore, cuyo crecimiento se concentra en la última parte del ejercicio. El desempeño a nivel de EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración refleja, principalmente, el impacto de precios decrecientes en el libro de pedidos a comienzo del año, seguido por la inflación de costes y el impacto de la caída temporal del volumen de actividad en Onshore, todo ello compensado parcialmente por las mejoras de productividad, sinergias y costes fijos procedentes

del programa de transformación de L3AD2020. A 31 de diciembre de 2018, la flota instalada asciende a 91 GW, con 57 GW bajo mantenimiento.

El trimestre se cierra con una posición de caja neta en balance de 165 M€, 176 M€ por debajo de la posición de caja neta del primer trimestre de 2018 y 450 M€ por debajo de la posición a cierre del ejercicio anterior (FY 18). La variación en la posición de caja neta es el resultado de la inversión en circulante necesaria para acometer el significativo aumento de actividad previsto para el ejercicio 2019. En este sentido, el capital circulante aumenta 130 M€ a/a y 515 M€ desde el final del ejercicio 2018, quedando en una posición negativa de 27 M€, equivalente a una ratio sobre ventas de -0,3%. Durante el primer trimestre de 2019 se obtiene la primera línea verde de avales y garantías concedida en España con un importe de 900 M€, reflejo del compromiso de la compañía con la sostenibilidad y la lucha contra el cambio climático.

En el área de producto cabe destacar la presentación a mercado del aerogenerador Offshore SG 10.0-193 DD. El nuevo aerogenerador, cuya producción en serie se prevé en 2022, aumenta en un 30% la producción anual de energía (AEP) respecto a su predecesor, el SG 8.0-167 DD.

Principales magnitudes consolidadas 1T 19

- Ventas: 2.262 M€ (+6% a/a)
- EBIT pre PPA y costes de reestructuración y de integración³: 138 M€ (+4% a/a)
- Beneficio neto pre PPA, costes de reestructuración y de integración⁴: 88 M€
- Beneficio neto: 18 M€
- Caja (deuda) financiera neta (DFN⁵): 165 M€

¹Siemens Gamesa Renewable Energy (Siemens Gamesa) es el resultado de la fusión de la división de energía eólica de Siemens AG, Siemens Wind Power, y Gamesa Corporación Tecnológica (Gamesa). El grupo se dedica al desarrollo, fabricación y venta de aerogeneradores (actividad de Aerogeneradores) y a la prestación de Servicios de operación y mantenimiento (actividad de Servicios).

²Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta diciembre 2018 para actividad año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en 1T 19/ punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

³El EBIT pre PPA, costes de reestructuración y de integración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por

importe de 32 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation) por importe de 66 M€.

⁴El beneficio neto pre PPA, costes de reestructuración y de integración excluye en total 70 M€ de costes de integración y reestructuración y del impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation), netos de impuestos.

⁵Caja/(Deuda) financiera neta se define como las partidas de caja y equivalentes menos deuda financiera a largo plazo y a corto plazo.

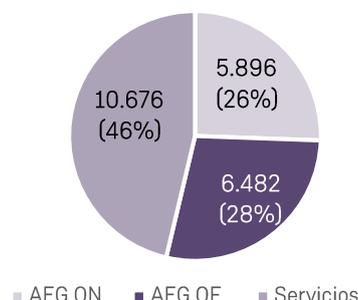
- MWe vendidos: 2.129 MWe (+7% a/a)
- Cartera de pedidos: 23.054 M€ (+8% a/a)
- Entrada de pedidos en firme: 2.541 M€ (-13% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 11.501 M€ (+3% a/a)
- Entrada de pedidos AEG (MW): 2.382 (-14% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 10.832 MW (+25% a/a)
- Flota instalada: 90.634 MW
- Flota en mantenimiento: 56.828 MW

Mercados y pedidos

En un mercado con demanda creciente, la solidez de la actividad comercial continúa siendo una característica del desempeño de la compañía. Durante los últimos doce meses, Siemens Gamesa ha firmado pedidos por un importe total de 11.501 M€ (+3% a/a) terminando el primer trimestre del año fiscal 2019 con una cartera de pedidos de 23.054 M€ (8% a/a) y una cobertura de ventas promedio estimadas para 2019 de un 92%⁶.

El 46% del libro de pedidos, 10.676 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece c.5% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 6.482 M€ de pedidos Offshore (-10% a/a) y 5.896 M€ de pedidos Onshore (+49% a/a).

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 31.12.18 (M€)



Durante 1T 19 la entrada de pedidos alcanza un importe de 2.541 M€, equivalente a una ratio "Book-to-Bill"⁷ de 1,1 veces las ventas del trimestre, y se apoya en el continuo crecimiento de los pedidos Onshore que con un volumen de firmas de 1.799 M€ crece un 7% a/a en el trimestre.

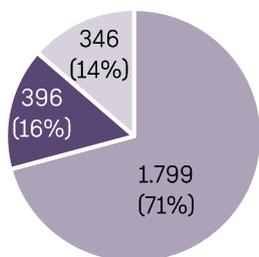
La actividad comercial Offshore, con firmas por un importe de 396 M€, refleja la volatilidad estándar del mercado eólico marino, después de una fuerte entrada de pedidos durante el ejercicio anterior. Durante 2T 19 se espera la entrada en el libro de pedidos del acuerdo de suministro para el parque eólico marino SeaMade en Bélgica, 58 SG 8.0-167 DD junto al contrato de mantenimiento durante 17 años. SeaMade es un proyecto que combina los parques de Mermaid (235MW) y Seastar (252 W).

En Servicios, se espera una intensificación de la actividad comercial en los próximos trimestres del ejercicio.

⁶ Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta diciembre 2018 para actividad año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en 1T 19/ punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

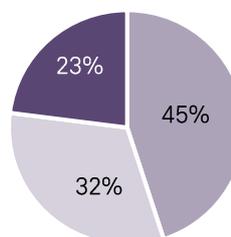
⁷ Book-to-Bill (MW o €): entrada de pedidos en MW/€ entre actividad de ventas en MWe o en € respectivamente (aplicable a nivel de grupo, de unidad de negocio o de segmento de actividad).

Ilustración 2: Entrada de pedidos 1T 19 (M€):



■ AEG ON ■ AEG OF ■ Servicios

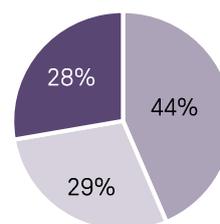
Ilustración 3: Entrada de pedidos (M€) AEG ON LTM (%)



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

La recuperación de la actividad comercial Onshore, principal palanca del crecimiento del libro de pedidos se produce dentro de un mercado eólico global en crecimiento. Este crecimiento refleja el papel cada vez más relevante que las energías renovables juegan dentro de la transición hacia un nuevo sistema energético, gracias a su competitividad, y se apoya especialmente en la fortaleza del mercado estadounidense y en la reactivación, a partir del ejercicio fiscal 2017, de mercados eólicos importantes como son el mercado indio, sudafricano, brasileño o español. Dentro de este entorno de mercado en crecimiento, el aumento del volumen de contratación refleja la solidez del posicionamiento competitivo de la compañía que ha permitido capturar 6.793 M€ (9.124 MW) en pedidos en firme en los últimos doce meses, equivalente a una ratio “Book-to-Bill” de 1,4 veces las ventas del periodo. En el primer trimestre de 2019, se han firmado 1.799 M€ (2.370 MW) un 7% más que el primer trimestre de 2018.

Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€) AEG ON 1T 19 (%)



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Dentro de los 27 países que han contribuido a la firma de contratos en los últimos doce meses, EE.UU. e India son los dos mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total del volumen (MW) de pedidos de un 23% y un 17% respectivamente, seguidos por España, con un 13%, y Brasil, con un 9%. En 1T 19, junto a los países mencionados, destaca la contribución de México, Marruecos y Rusia.

Tabla 1: Entrada de pedidos AEG ON (MW)

Entrada de pedidos AEG ON (MW)	LTM	1T 19
Américas	3.377	750
EE. UU.	2.097	295
Brasil	848	185
México	379	270
EMEA	3.841	965
España	1.183	379
APAC	1.906	654
India	1.556	583
Total (MW)	9.124	2.370

Dentro de la actividad comercial del primer trimestre del año fiscal 2019 cabe destacar la firma del segundo contrato en Rusia, tras entrar en el país en 4T 18, por un volumen de 200 MW. El contrato firmado con Enel consiste en el suministro de 57 unidades de la plataforma 3.X para el parque eólico de Kola. Igualmente, durante el trimestre se firma un contrato, también con Enel, para el suministro de 60 unidades de SG 4.5-145, con una potencia flexible de 4.2 MW para los parques eólicos Amistad III y Amistad IV en México. Estos proyectos, adjudicados a Enel durante la subasta de 2017, representan el primer pedido a nivel mundial de la nueva generación de aerogeneradores Onshore mayores de 4 MW. El modelo SG 4.5-145 ofrece una potencia flexible que comprende desde 4.2 MW a 4.8 MW dependiendo de las condiciones del emplazamiento y un rotor de 145 metros de diámetro. Su diseño, óptimo para vientos medios, maximiza la productividad energética con bajos niveles de emisión de ruido. Finalmente, se firma un gran pedido de 567 MW para dos proyectos en India con ReNew Power, el productor renovable independiente más grande del país. El pedido es para el suministro de dos contratos EPC en los estados de Gujarat (267 MW) y Karnataka (300 MW).

Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)

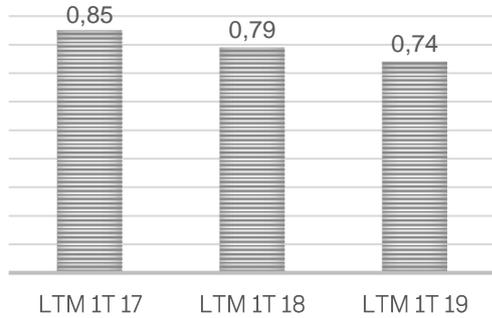
Entrada de Pedidos (M€)	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19
AEG	2.313	2.367	2.704	2.093	2.195
Onshore	1.688	1.834	1.175	1.985	1.799
Offshore	625	533	1.529	108	396
Servicios	599	676	588	531	346
Total Grupo	2.912	3.043	3.292	2.625	2.541

La transición hacia sistemas energéticos asequibles, fiables y sostenibles, no ha venido acompañada solamente por un aumento de las perspectivas de demanda de instalaciones renovables sino también por una exigencia de mayor competitividad en la cadena de suministro: aerogeneradores más productivos y a mejor precio. La introducción de subastas como mecanismos de asignación de capacidad o producción renovable en los mercados eléctricos, la presión de fuentes renovables alternativas a la energía eólica y la propia

presión competitiva entre los fabricantes de aerogeneradores, han sido las principales palancas impulsoras de la caída de precios.

Esta reducción en los precios que se hizo especialmente visible tras la puesta en marcha de las primeras subastas en México, India, o España durante 2016 y 2017, se ha ido estabilizando desde comienzos del ejercicio fiscal 2018 y ha continuado haciéndolo en el 1T 19.

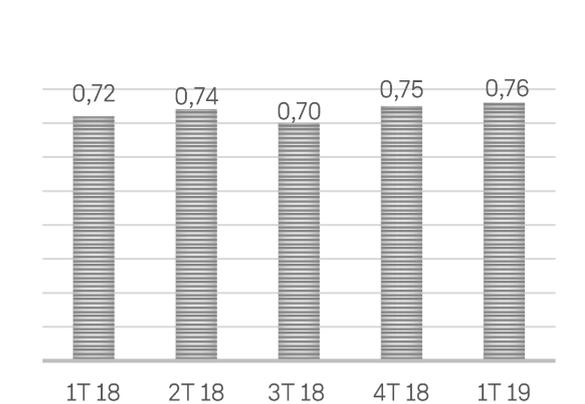
Ilustración 5: Precio medio de ventas (M€/MW)



— LTM 1T 17 y LTM 1T 18 son datos proforma

De esta forma, en el mercado de aerogeneradores, se ha pasado de las reducciones iniciales: alto dígito único/bajo doble dígito, a reducciones de bajo dígito único (<5%) similares a la reducción de precios histórica, asociada a las mejoras de productividad en la cadena de fabricación.

Ilustración 6: Precio medio de ventas (M€/MW)



Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del primer trimestre (octubre-diciembre) de los ejercicios fiscales 2018 y 2019.

Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	1T 18	1T 19	Var.
Ventas del Grupo	2.127	2.262	6%
AEG	1.840	1.904	3%
Servicios	287	358	25%
Volumen AEG (MWe)	1.997	2.129	7%
Onshore	1.651	1.520	-8%
Offshore	346	609	76%
EBIT pre PPA y costes de I&R	133	138	4%
Margen EBIT pre PPA y costes de I&R	6,3%	6,1%	-0,2 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y costes de I&R	3,8%	2,7%	-1,1 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y costes de I&R	22,2%	24,3%	2,1 p.p.
Amortización de PPA ¹	83	66	-20%
Costes de integración y restructuración	15	32	117%
EBIT reportado	35	40	13%
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	-35	18	NA
Resultado del ejercicio por acción de los accionistas de SGRE ²	-0,05	0,03	NA
CAPEX	83	81	-2
CAPEX/ventas (%)	3,9%	3,6%	-0,3 p.p.
Capital circulante	-157	-27	130
Capital circulante/ventas LTM (%)	-1,5%	-0,3%	1,2 p.p.
Deuda neta (caja)	-341	-165	176
Deuda neta/EBITDA LTM	0,39	0,19	-0,20

1. Impacto del PPA (Purchase Price Allocation: distribución del precio de adquisición) en la amortización del valor de los intangibles.
2. Promedio ponderado de acciones en circulación en el periodo usado para el cálculo del beneficio neto por acción: 1T 18: 679.478.444; 1T 19: 679.450.733

El desempeño económico financiero del grupo durante el primer trimestre está en línea con las guías comunicadas para FY 19, dentro de un ejercicio con una planificación de la actividad Onshore muy concentrada en el último trimestre del año.

Las ventas del grupo han ascendido a 2.262 M€, un 6% por encima de las ventas alcanzadas en el primer trimestre del ejercicio anterior. El EBIT pre PPA y costes de integración y restructuración crece

un 4% año a año, hasta alcanzar 138 M€, equivalente a un margen EBIT pre PPA y costes de I&R sobre ventas de un 6,1%, estable año a año.

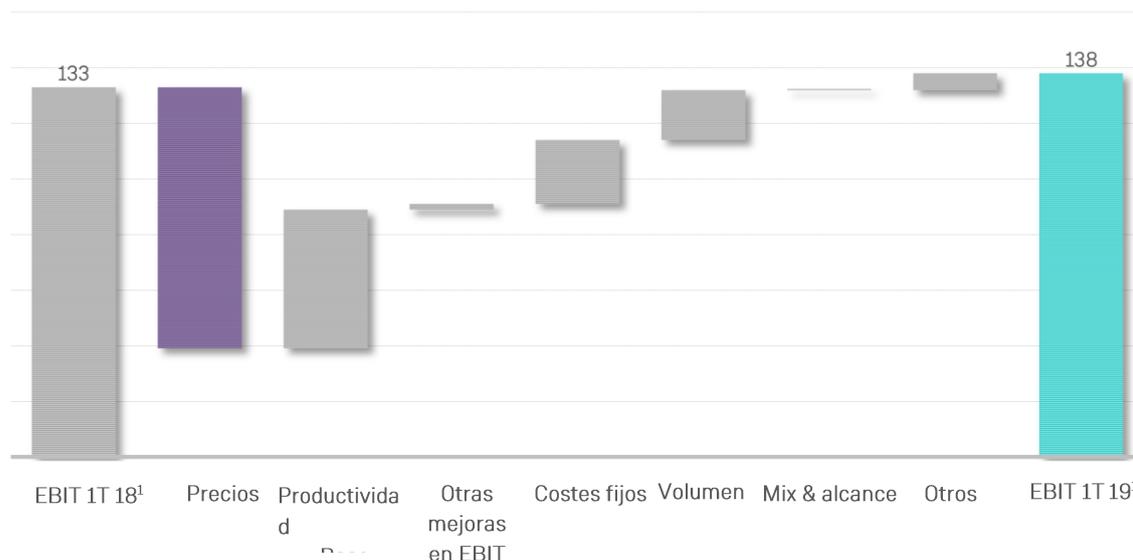
La evolución del EBIT pre PPA y costes de integración y restructuración del grupo refleja el impacto de los siguientes factores:

(-) La reducción de precios incorporada en el libro de pedidos a comienzo del ejercicio que continúa siendo el principal lastre en la evolución de la rentabilidad del grupo, y la inflación de costes.

(+) Las mejoras de productividad y costes fijos procedentes del programa L3AD2020 que compensan en gran medida, pero no en su totalidad, la reducción de precios. A los ahorros procedentes del módulo de transformación de L3AD2020 se une el impacto positivo del alto volumen de ventas de Offshore y Servicios, que crecen 25% a/a en el

primer trimestre. El impacto volumen se ha visto parcialmente compensado por la baja actividad en Onshore, en línea con la ejecución de proyectos planificada para el año y que se centra en la segunda parte del ejercicio, especialmente en el último trimestre.

Ilustración 7: Evolución EBIT pre PPA y costes de I&R (M€)



1. EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración (I&R)

Durante el primer trimestre la debilidad del rendimiento operativo de Onshore se ve compensado por el fuerte desempeño de Offshore en AEG.

El impacto del PPA en la amortización de intangibles ha ascendido a 66 M€ en el primer trimestre (83 €M en 1T 18) y los costes de integración y reestructuración a 32 M€ en el mismo periodo (15 M€).

Los gastos financieros netos han ascendido a 14 M€ en el primer trimestre (13 M€ en 1T 18) y el gasto por impuesto a 8 M€ (56 M€ en 1T 18). El gasto por impuesto durante el primer trimestre de 2018 se vio afectado por la reforma fiscal en EE. UU. que condujo a una regularización de los créditos fiscales con un impacto negativo de 36 M€ (sin impacto en caja).

Como resultado el grupo termina con un nivel de beneficio neto pre PPA, y antes de costes de reestructuración e integración de 88 M€ en el primer trimestre. El beneficio neto reportado, que incluye el impacto de la amortización procedente del PPA y costes de integración y reestructuración, ambos netos de impuestos por un importe total de 70 M€ en el primer trimestre, asciende a 18 M€ frente a las pérdidas de 35 M€ generadas en el primer trimestre de 2018. El beneficio neto por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende 0,03 €.

Durante el primer trimestre la compañía se prepara para el alto nivel de actividad planificado para el año – con un crecimiento promedio de ventas esperado de un 15% – y para una ejecución Onshore centrada en la segunda mitad y especialmente en el cuarto trimestre. Esta preparación requiere una inversión

en capital circulante que termina el trimestre en -27 M€, 130 M€ por encima del capital circulante a final del primer trimestre de 2018 y 515 M€ por encima del capital circulante a septiembre de 2018. El aumento del capital circulante también ha venido motivado por la reducción de las cuentas a pagar. La

ratio de capital circulante sobre ventas asciende a -0,3%, 1,2 puntos porcentuales por encima de la ratio del primer trimestre de 2018 y 5,6 puntos porcentuales por encima de la ratio a septiembre de 2018.

Tabla 4: Capital circulante (M€)

Capital circulante (M€)	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18 ¹	1T 19	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.172	1.091	1.158	1.139	1.135	-37
Existencias	1.993	1.805	1.700	1.499	1.925	-68
Activos por contrato	1.079	1.148	1.311	1.569	2.033	954
Otros activos corrientes	397	404	404	362	417	20
Cuentas a pagar	-2.204	-1.877	-2.040	-2.758	-2.557	-353
Pasivos por contrato	-1.873	-1.571	-1.570	-1.670	-2.340	-467
Otros pasivos corrientes	-722	-708	-697	-684	-641	81
Capital circulante	-157	291	265	-542	-27	130
Var. t/t		448	-25	-808	515	
Capital circulante/Ventas LTM	-1,5%	3,1%	3,0%	-5,9%	-0,3%	

1. A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY 19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" de 3 M€ y una disminución en el epígrafe "Activos por contrato" de 3 M€, con el correspondiente efecto en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

El CAPEX del trimestre se sitúa en 81 M€, en línea con la inversión del mismo periodo del ejercicio anterior (83 M€) y con los objetivos anuales establecidos en el Plan de Negocio 2018-2020. La inversión se ha concentrado en el desarrollo de nuevos servicios, en el desarrollo de las plataformas Onshore y Offshore, en utillaje y en equipos.

Como resultado del desempeño operativo, la inversión en capital circulante y en activos fijos, la posición de caja neta en balance a 31 de diciembre de 2018 asciende a 165 M€.

Aerogeneradores

Tabla 5: Aerogeneradores (M€)

M€	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	Var. a/a
Ventas	1.840	1.973	1.827	2.207	1.904	3%
Onshore	1.197	1.277	1.052	1.349	1.103	-8%
Offshore	643	696	775	858	801	25%
Volumen (MWe)	1.997	1.830	2.137	2.409	2.129	7%
Onshore	1.651	1.397	1.703	1.926	1.520	-8%
Offshore	346	432	434	483	609	76%
EBIT pre PPA y costes I&R	69	129	86	109	51	-27%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	3,8%	6,5%	4,7%	4,9%	2,7%	-1,1 p.p.

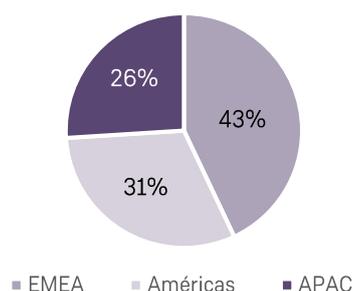
Durante el primer trimestre de 2019 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 1.904 M€, un 3% por encima de las ventas del mismo trimestre de 2018. El crecimiento de las ventas se apoya en el fuerte desempeño de la actividad Offshore que crece un 25% año a año, hasta 801 M€, y compensa la caída de las ventas Onshore que ascienden a 1.103 M€, un 8% por debajo de las ventas Onshore del mismo trimestre de 2018.

La fortaleza de las ventas Offshore refleja, por una parte, el alto volumen de actividad planificado para el año completo, pero también un fuerte progreso en la ejecución de proyectos durante el trimestre, con 609 MWe de volumen (+76% a/a). En el caso de Onshore la reducción del volumen de ventas se produce principalmente por una planificación de la actividad (MWe) con una mayor concentración de la ejecución de proyectos en la segunda parte del año, especialmente en el cuarto trimestre. La comparativa anual de ventas Onshore se ve además afectada por la excepcional fortaleza de las ventas en 1T 18 en India con 446 MWe vendidos, equivalente al 41% del volumen de venta total (MWe) en India durante 2018. Este volumen se consigue por la reactivación de los proyectos con tarifa (FiT) del régimen anterior a las subastas en el estado de Gujarat. En términos de MWe, el volumen de ventas de Onshore se reduce en un 8% a/a en el trimestre.

Durante el primer trimestre de 2019, EE.UU. y España, son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 27% y un 20%

respectivamente, mientras que México e India son los países con mayor reducción, ambos por una calendarización diferente de ejecución de proyectos.

Ilustración 8: Volumen de ventas (MWe) AFG ON 1T 19 (%)



El EBIT pre PPA y antes de costes de reestructuración e integración baja un 27% hasta los 51 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 2,7%, 1,1 puntos porcentuales por debajo del margen EBIT pre PPA de 1T 18. Los menores precios en Onshore son de nuevo la principal razón de dicha reducción que se ve parcialmente compensado por los resultados del programa de transformación de L3AD2020. El impacto negativo de un menor volumen de actividad en Onshore, se ve compensado en su totalidad por la fuerte actividad en Offshore

Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)

M€	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	Var. a/a
Ventas	287	268	308	411	358	25%
EBIT pre PPA y costes I&R	64	60	70	106	87	36%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	22,2%	22,3%	22,8%	25,8%	24,3%	2,1 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	55.446	55.454	56.670	56.725	56.828	2%

En la actividad de Servicio, las ventas suben un 25% con respecto al 1T 18 hasta 358 M€. Este crecimiento está impulsado por las ventas de soluciones de valor añadido durante el primer trimestre del año. Excluyendo el impacto de dichas ventas, que en el ejercicio fiscal 2018 se concentraron en el cuarto trimestre, las ventas de Servicios crecen un 10% a/a impulsadas por el crecimiento de los contratos de mantenimiento.

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 56,8 GW un 2% por encima de la flota bajo mantenimiento en el primer trimestre de 2018. La flota Offshore, con 10 GW bajo mantenimiento, crece un 15% a/a mientras que la flota de Onshore se mantiene estable a/a en 47 GW. La flota en mantenimiento de terceras

tecnologías se sitúa en 2.561 MW a final del primer trimestre de 2019 en línea con la flota a septiembre de 2018.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 87 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 24,3%, 2 puntos porcentuales por encima del margen en el primer trimestre de 2018. La mejora del margen está relacionada con las mejoras de productividad procedentes del programa de transformación de L3EAD2020, mejoras que compensan en su totalidad la presión en precios. El crecimiento de ventas tiene también un impacto positivo en el EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración.

Perspectivas

Perspectivas globales largo plazo

Según concluye el año 2018 y comienza 2019, el mercado global de la energía continua en transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad. Esta transición no es sencilla, ni su objetivo está garantizado sin un mayor esfuerzo por parte de los gobiernos. Como indica las Naciones Unidas en su informe sobre el diferencial entre los objetivos de reducción de emisiones y los logros conseguidos⁸, los gobiernos deben triplicar sus esfuerzos e introducir nuevas medidas de manera urgente si quieren alcanzar el objetivo comprometido.

La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su último informe⁹, alcanza unas conclusiones similares. Las políticas y compromisos anunciados hasta la fecha por los distintos países y organizaciones supra nacionales conducen a un intercambio de posiciones en el reparto del mix de generación entre las fuentes renovables (25% actualmente) y el carbón (40% actualmente) en el 2040. De acuerdo con este escenario la capacidad eólica acumulada al final del periodo (2040) ascendería a 1.700 GW¹⁰, lo que representa un nivel sostenido de instalaciones anuales promedio similar al 2017 o 52 GW durante más de 20 años. Sin embargo, esto no es suficiente para cumplir el objetivo de un desarrollo sostenible que requiere un despliegue mayor y más rápido de generación renovable. Un escenario compatible con un crecimiento sostenible, dentro del que se encuadran, entre otros, los compromisos para combatir el cambio climático, requiere casi triplicar el peso de las fuentes renovables al mix de generación, pasando del 25% actual hasta dos tercios de la capacidad total o casi un 70% en 2040. En este escenario, la flota eólica acumulada en 2040

ascendería a 2.800 GW¹¹, 1.000 GW más que en el escenario anterior, y el ritmo de instalaciones anuales ascendería hasta un promedio de 100 GW por año durante los próximos 20 años.

Los resultados del informe de Bloomberg New Energy Finance (BNEF) sobre las perspectivas energéticas mundiales publicado en junio 2018 (NEO 2018) también coinciden. NEO 2018 prevé una transición energética cuyas conclusiones son similares al escenario de desarrollo sostenible de la AIE, en el que la competitividad de las energías renovables y el desarrollo de un almacenamiento cada vez más competitivo invierten el mix de potencia actual, y las renovables pasan a representar dos tercios del mix de potencia (la contribución actual de las fuentes fósiles) en el 2050. En este escenario la energía eólica alcanza una capacidad acumulada de 2.700 GW en 2040, lo que supone un ritmo anual promedio de instalaciones de 90 GW anuales durante los próximos 20 años. En este mismo informe, BNEF estima que 11.5 billones de dólares se invertirán en los próximos 33 años, o hasta 2050, en nuevos activos de generación y el 73% o 8,4 billones de dólares se invertirá en instalaciones eólicas y solares. La energía eólica continuará abaratándose: 40% más barata en 2030 y casi un 60% más barata en 2050. La mejora de la productividad renovable permitirá doblar la capacidad por cada dólar invertido en 2030 y casi cuadruplicarla en 2050. La energía eólica es ya más barata que construir una planta de gas o carbón nueva en muchos países, en 2030 probablemente lo sea en todo el mundo y más tarde serán más eficientes que las plantas instaladas. Este potencial se verá completado con los avances en los sistemas de almacenamiento, que permitirá operar los parques eólicos cuando no

⁸ "Emissions Gap Report 2018" (noviembre 2018): Informe sobre el diferencial de emisiones 2018.

⁹ "World Energy Outlook 2018" o WEO 2018 (noviembre 2018): Perspectivas energéticas mundiales 2018.

¹⁰ Datos procedentes de BNEF en su informe comparativo entre NEO 2018 y el WEO 2018.

¹¹ Datos procedentes de BNEF en su informe comparativo entre NEO 2018 y el WEO 2018.

haya viento. En este sentido, el coste de las baterías ha disminuido un 79% desde el comienzo de la

década, y se espera que se reduzca un 67% más hasta el 2030.

Ilustración 9: Instalaciones eólicas (GW acumulados)

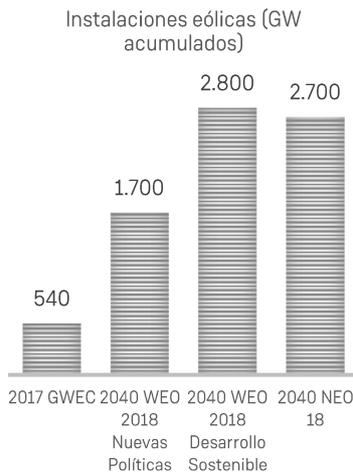
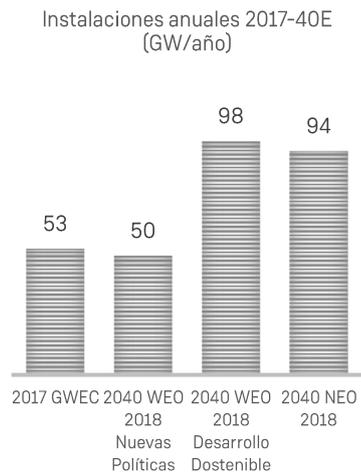


Ilustración 10: Instalaciones anuales 2017-40E (GW/año)



Actualización trimestral de demanda corto y medio plazo

En los siguientes gráficos se presentan las expectativas de instalación en el medio plazo (2018-2025).

Ilustración 11: Mercado eólico global (GW instalados/año)



1. Fuente: Wood Mackenzie: Perspectivas globales 4T 2018

Dichas expectativas continúan mostrando la solidez de la demanda, con un ligero aumento respecto a las perspectivas presentadas durante el tercer trimestre del año natural 2018 (ambas de Wood Mackenzie). El ligero aumento en el ritmo de instalaciones previsto (previsiones del 4T 18 año natural vs. previsiones 3T 18 año natural) procede principalmente del mercado Offshore y, en segundo lugar, de mercados Onshore maduros como Alemania, Suecia o Australia, seguidos por Polonia, Finlandia y Noruega. Estos mercados compensan la menor visibilidad en ciertos mercados en desarrollo como Brasil.

- En Alemania el gobierno ha aumentado la capacidad de las subastas que van a realizarse entre 2019 y 2021 en 4 GW.
- En Australia el aumento de las perspectivas viene del resultado de subastas recientes como la del estado de Victoria (600 MW adjudicados) y de los compromisos que existen para ejecutar varios proyectos de gran escala.
- En Suecia se ha llegado a la decisión final de inversión en varios proyectos como la segunda fase de Markbygden (600 MW).
- Por el contrario, en Brasil se produce una reducción de la visibilidad unida al cambio de gobierno que ha motivado una paralización temporal de las subastas previstas.

En Offshore EE.UU. Japón y Corea del Sur, son los mercados que contribuyen al aumento de las expectativas de demanda.

- En EE.UU. las mejores expectativas de coste de energía eólica offshore han motivado un aumento de los objetivos Offshore de varios estados como NY que ha propuesto elevar su objetivo de 2.4 GW en 2030 a 9 GW en 2035 y la entrada de nuevos estados como California, Delaware o Virginia, cuyas subastas se esperan hacia la segunda mitad de la década 2020.
- En Corea del Sur, el gobierno ha anunciado su intención de celebrar una subasta híbrida con

un volumen de 4 GW de los cuales 1GW se adjudicará a Offshore.

Más allá del ritmo de instalaciones, la dinámica de precios no ha experimentado cambios respecto al trimestre anterior y la estabilización continua en el mercado Onshore, reflejando principalmente la estabilización de los precios de las subastas, pero también las dinámicas comerciales en EE.UU., la inflación de costes y el estrés de los márgenes en la cadena de suministro. En términos de producto la categoría 3MW+ continúa ganando cuota de mercado.

Resumen principales eventos relacionados con la energía eólica 1T 19¹²

Durante el primer trimestre del año fiscal 2019 se han adoptado las siguientes medidas relacionadas con los compromisos y acciones gubernamentales alineadas con la transición energética hacia un modelo sostenible.

COP 24

- Los 196 países reunidos en Katowice acuerdan un manual operativo necesario para cuando el Acuerdo de París entre en vigor en 2020.

Comisión Europea

- Se acuerda convertir la UE en neutral en cuanto a emisiones (“*carbon neutral*”) para 2050.

Alemania

- Se acuerda ampliar la capacidad de las subastas Onshore a celebrar entre 2019 y 2021 en 4 GW adicionales.
- Se publican las condiciones de las subastas eólicas a realizar en 2019 (3.800 MW con un precio máximo de 62€ para un emplazamiento

¹² Esta sección no es una lista exhaustiva de todas las medidas relacionadas con los compromisos y acciones gubernamentales alineadas con la transición energética hacia un modelo sostenible.

con condiciones estándar) y se convoca la primera: 700 MW.

- Se realizó la segunda subasta híbrida y se anunciaron sus resultados: 200 MW de capacidad solar a un precio máximo de € 52.7 / MWh.
- Los partidos de la coalición gubernamental han incluido una cláusula en el paquete de energía aprobado por el parlamento que apunta a un posible aumento de la capacidad eólica Offshore desde 15 GW hasta 20GW en 2030.

España

- Se presenta el borrador de la Ley de Cambio Climático que incluye subastas de 3 GW renovables anualmente desde 2020 hasta 2030 y un objetivo de que la generación de energía renovable contribuya el 70% del total en 2030 y el 100% en 2050.
- Se presenta el proyecto de ley con la remuneración para los proyectos renovables en el periodo 2020-2025: 7,09% (frente a 7,4% para plantas existentes y 7,5% para plantas nuevas en el periodo 2014-2019).

Francia

- El presidente de la república anuncia medidas dentro del plan energético a 10 años (2030) para aumentar la contribución renovable hasta el 40% de toda la generación eléctrica en 2030 y alcanzar el objetivo de cero emisiones para 2050. Entre estas medidas se encuentra el objetivo de triplicar la capacidad Onshore para el 2030 y celebrar cuatro nuevas subastas Offshore.
- Se convoca la subasta para el parque eólico de Dunkirk en el Canal de la Mancha (500MW) cuyos resultados se estima que se anunciarán en la segunda mitad de 2019.

Turquía

- Lanzamiento oficial de 4 subastas YEKA de 250 MW cada una para proyectos eólicos Onshore.

Polonia

- Se publican los resultados parciales de la subasta neutral (eólica y solar) con un precio medio de adjudicación de 45,5 € /MWh.
- Se publica el borrador que regula las subastas neutras que se van a celebrar en 2019 con un precio máximo de 66€/MWh y una producción de 67,5 TWh.
- Se publica el borrador de la política energética 2040 en el que se incluye un objetivo de 10 GW de potencia Offshore en 2040.

EE.UU.

- Nueva York abre la licitación para 800 MW Offshore y Rhode Island para 400 MW. Los resultados se anunciarán en ambos casos en la primavera de 2019 mientras que Massachusetts subasta tres nuevas áreas de arrendamiento eólico marino.

India

- Se publican los resultados de la primera subasta híbrida (1.200 MW de los cuales adjudican 840 MW a un precio de entre 2,67INR y 2,69 INR).
- Tamil Nadu anuncia una subasta para 500 MW eólicos.
- SECI lanza la sexta subasta central para una capacidad de 1,2 GW con un precio máximo de 2,85 INR/MWh.
- El gobierno central anuncia que subastará 20GW hasta 2020.

Taiwán

- Se reduce el FiT de los proyectos Offshore para 2019 en un 12,7% desde \$190/MWh en 2018 hasta \$166/MWh.

Argentina

- Se presenta oficialmente la tercera ronda del programa RenovAr: 400MW para proyectos eólicos/solares de pequeño tamaño (hasta 50 MW).

Brasil

- Se resuelve la subasta A-4 con una adjudicación de 152 MW eólicos y solares.

Mexico

- Se pospone por segunda vez la subasta neutral a largo plazo hasta febrero (inicialmente a celebrar en el último trimestre de 2018).

Guías 2019

Las guías presentadas por la compañía para el año fiscal 2019 se recogen en la siguiente tabla

	1T 18	FY 18	1T 19	FY 19E
Ventas (M€)	2.127	9.122	2.262	10.000-11.000
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	6,3%	7,6%	6,1%	7%-8,5%

— Junto a los objetivos específicos para ventas del grupo y margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración, se mantienen los compromisos del plan de negocio para el resto de magnitudes económico-financieras que son parte del marco financiero establecido para 2018-2020.

Los resultados comerciales del primer trimestre permiten alcanzar una cobertura del punto medio de las guías de ventas de un 92%¹³, aumentando la visibilidad sobre el crecimiento comprometido para el ejercicio. La evolución del margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración: 6,1%, se sitúa por debajo del rango de guías durante el primer trimestre como consecuencia de la presión prevista en precios y la baja actividad planificada para Onshore que se irá recuperando en los próximos trimestres. Durante el año se espera un desempeño económico-financiero creciente, con una segunda mitad más fuerte.

El impacto de la amortización del PPA en el valor de los intangibles asciende a 66 M€ en el trimestre (250 M€ previsto para el año) y los costes de reestructuración a 32 M€ (130 M€ previsto para el año). La dispersión de la guía de margen EBIT pre PPA y costes de reestructuración e integración responde:

- Factores adversos como la inflación de costes o la volatilidad de los mercados emergentes.
- La evolución del programa de transformación y la rapidez con la que se consigan las mejoras de productividad y sinergias durante 2019.

Estas guías no incluyen cargas derivadas de asuntos legales o regulatorios.

¹³Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta diciembre 2018 para actividad año fiscal 2019 -incluyendo la parte

ejecutada en 1T 19- / punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

Conclusiones

Siemens Gamesa Renewable Energy comienza el ejercicio fiscal 2019 operando dentro de un mercado energético que continua su transición hacia un modelo asequible, fiable y sostenible, en el que las energías renovables juegan un papel fundamental gracias a su creciente competitividad. De acuerdo con la Asociación Internacional de la Energía, en los próximos 20 años se invertirán las contribuciones al mix de generación de las fuentes fósiles y renovables. En este sentido, el cumplimiento de las políticas y compromisos anunciados hasta la fecha exige un volumen anual de instalaciones eólicas ligeramente superior a 50 GW hasta 2040. Para alcanzar el objetivo de cero emisiones, este volumen debería casi duplicarse.

En este entorno, la solidez de la actividad comercial ha permitido a la compañía alcanzar un libro de pedidos a 31 de diciembre de 2018, de 23.054 M€ (+8% a/a) y una cobertura del punto medio de las guías de ventas de un 92%¹⁴, 12 puntos porcentuales por encima de la cobertura a comienzo del ejercicio, dando seguridad a los objetivos de crecimiento previstos para el año. La entrada de pedidos ha ascendido a 11.501 M€ en los últimos doce meses (+3% a/a) y a 2.541 M€ en el trimestre, apoyada en ambos casos en la fortaleza de la actividad Onshore, cuyos pedidos crecen un 28% a/a en los últimos doce meses, hasta 6.793 M€, y un 7% a/a en el trimestre, hasta 1.799 M€.

La compañía cierra el primer trimestre con unas ventas de 2.262 M€, un 6% por encima de las ventas del primer trimestre del año anterior y un EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración de 138 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 6,1%, estable a/a. El crecimiento de las ventas del grupo se apoya en el fuerte desempeño de Offshore

y Servicios, con un crecimiento anual de ventas de un 25%, que compensa la reducción de las ventas de Onshore. Las menores ventas de Onshore, -8% a/a, se encuadran dentro de una planificación que concentra la ejecución de proyectos en la segunda mitad del ejercicio y sobre todo en el último trimestre. La dinámica de precios propia de esta transición hacia un mercado competitivo y que está incorporada en el libro de pedidos a comienzo del año, continúa siendo el principal lastre en la evolución de la rentabilidad del grupo, lastre que se ve parcialmente compensado por las mejoras de productividad y sinergias procedentes del ejercicio de transformación.

La posición de caja neta a 31 de diciembre se sitúa en 165 M€. La variación de la posición de caja neta durante el trimestre es el resultado de la inversión en circulante necesaria para acometer el alto volumen de actividad esperado –con un crecimiento promedio de ventas estimado de un 15% en el ejercicio– y la planificación de la actividad con un mayor volumen en la segunda mitad del año. De esta forma el capital circulante termina en -27 M€ equivalente a un -0,3% sobre las ventas de los últimos doce meses. El capital circulante se ha visto afectado también por la reducción de cuentas a pagar.

Finalmente es importante destacar el nuevo paso que ha dado la compañía en el mercado Offshore con la presentación del aerogenerador SG 10-193 DD. Este aerogenerador proporciona hasta un 30% más de energía que su predecesor, SG 8-167 DD, y una fiabilidad incomparable, proporcionando a nuestros clientes la mejor solución para sus proyectos marinos.

¹⁴Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta diciembre 2018 para actividad año fiscal 2019 -incluyendo la parte

ejecutada en 1T 19- / punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

Anexo

Estados Financieros Octubre 2018 - Diciembre 2018

Cuenta de Resultados

EUR en millones	Octubre 2018 - Diciembre 2018
Importe neto de la cifra de negocios	2.262
Coste de ventas	(2.061)
Margen Bruto	200
Gastos de Investigación y Desarrollo	(41)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(123)
Otros ingresos de explotación	4
Otros gastos de explotación	(1)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	-
Ingresos financieros	5
Gastos financieros	(13)
Otros ingresos (gastos) financieros	(6)
Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos	26
Impuestos sobre beneficios	(8)
Resultados de operaciones continuadas	18
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas, neto de impuesto	-
Participaciones no dominantes	-
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	18

Balance de situación

EUR en millones	30.09.2018 (*)	31.12.2018
Activos:		
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.429	2.125
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.111	1.093
Otros activos financieros corrientes	171	186
Deudores comerciales, empresas vinculadas	28	42
Activos por contrato	1.569	2.033
Existencias	1.499	1.925
Activos por impuesto corriente	173	170
Otros activos corrientes	362	417
Total activo corriente	7.343	7.991
Fondo de comercio	4.558	4.642
Otros activos intangibles	2.022	2.001
Inmovilizado material	1.443	1.419
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	73	74
Otros activos financieros	240	211
Activos por Impuesto diferido	368	369
Otros activos	101	95
Total activo no corriente	8.805	8.811
Total activo	16.148	16.802
Pasivo y Patrimonio neto:		
Deuda financiera corriente	991	705
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.416	2.283
Otros pasivos financieros corrientes	104	109
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	342	274
Pasivos por contrato	1.670	2.340
Provisiones corrientes	731	709
Pasivos por impuesto corriente	167	169
Otros pasivos corrientes	684	641
Total pasivo corriente	7.104	7.230
Deuda financiera	823	1.255
Obligaciones por prestaciones al personal	13	10
Impuestos diferidos pasivos	364	358
Provisiones	1.702	1.671
Otros pasivos financieros	185	196
Otros pasivos	31	29
Total pasivo no corriente	3.118	3.518
Capital social	116	116
Prima de emisión	5.932	5.932
Resultado ejercicio anterior y otros componentes del P.Net	(124)	5
Participaciones minoritarias	2	2
Total Patrimonio Neto	5.926	6.055
Total Pasivo y Patrimonio Neto	16.148	16.802

(*) A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe "Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar" de 3 M€ y una disminución en el epígrafe "Activos por contrato" de 3 M€, con el correspondiente efecto en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

Estado de flujos de efectivo

EUR en millones	Octubre 2018 - Diciembre 2018
Resultado antes de impuestos	26
Amortizaciones + PPA	148
Otros PyG (*)	(3)
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja	(405)
Dotación de provisiones	71
Uso de provisiones	(99)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(81)
Uso provisiones de Adwen	(29)
Pago de impuestos	(88)
Otros	7
Flujo de caja del ejercicio	(450)
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	615
Caja / (Deuda financiera neta) Final	165
Variación de Caja Financiera Neta	(450)

(*) Otros gastos (ingresos) no en efectivo, incluyendo los ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación.

Anexo

Medidas Alternativas de Rendimiento

La información financiera de Siemens Gamesa Renewable Energy (“SGRE”) contiene magnitudes y medidas preparadas de acuerdo con la normativa contable aplicable, así como otras medidas denominadas Medidas Alternativas de Rendimiento (MAR). Las MARes se consideran magnitudes “ajustadas” respecto de aquellas que se presentan de acuerdo con NIIF-UE, y por tanto deben ser consideradas por el lector como complementarias, pero no sustitutivas de éstas.

Las MARes son importantes para los usuarios de la información financiera porque son las medidas que utiliza la Dirección de SGRE para evaluar su rendimiento financiero, los flujos de efectivo o la situación financiera en la toma de decisiones financieras, operativas o estratégicas del Grupo.

Las MARes contenidas en la información financiera de SGRE, y que no son directamente reconciliables con los estados financieros de acuerdo con NIIF-UE, son las siguientes:

Deuda financiera neta – (DFN)

La **Deuda Financiera Neta (DFN)** se calcula como la suma de las deudas con entidades financieras (incluyendo los préstamos subvencionados) de la compañía menos el efectivo y los equivalentes de efectivo.

La Deuda Financiera Neta es la principal MAR que utiliza la Dirección de Siemens Gamesa Renewable Energy para medir el nivel de endeudamiento del Grupo y su grado de apalancamiento.

M€	30.09.2017 (*)	31.12.2017	30.09.2018	30.09.2018 (*)	31.12.2018
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.659	1.878	2.429	2.429	2.125
Deuda financiera corriente	(797)	(1.082)	(991)	(991)	(705)
Deuda financiera a largo plazo	(485)	(455)	(823)	(823)	(1.255)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	377	341	615	615	165

(*) 30.09.2017 a efectos comparables después de aplicación de NIIF 15 y ajustes al balance de apertura (PPA). 30.09.2018 a efectos comparables después de aplicación de NIIF 9. No existe modificación en el cálculo de la Deuda Financiera Neta en ninguno de los dos casos.

Capital Circulante – (WC)

El **Capital Circulante (WC – “Working Capital”)** se calcula como la diferencia entre el activo circulante y el pasivo circulante. Los conceptos de activo y pasivo circulante excluyen todas las partidas que se clasifiquen como Deuda Financiera Neta, como es el caso de la partida de Efectivo y equivalentes de efectivo.

El Capital Circulante refleja la parte del Capital Empleado invertido en activos operativos netos. Esta medida es utilizada por la Dirección de Siemens Gamesa Renewable Energy en la gestión y toma de decisiones relacionada con el ciclo de

conversión de caja del negocio, en especial la gestión de inventarios, cuentas a cobrar comerciales y cuentas a pagar comerciales. Una gestión efectiva del capital circulante conlleva un nivel de inversión óptimo en capital circulante que no pone en riesgo la solvencia de la empresa para hacer frente a sus obligaciones de pago a corto plazo.

M€	30.09.2017 Reportado 4T 17	30.09.2017 Reportado 1T 18	30.09.2017 Reportado 2T 18	30.09.2017 Reportado 3T 18 (*)	31.12.2017 Reportado 1T 18
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.081	1.081	1.081	1.081	1.122
Deudores comerciales, empresas vinculadas	62	62	62	62	50
Activos por contrato	-	1.243	1.241	1.241	1.081
Existencias	3.455	2.102	2.096	2.096	1.999
Otros activos corrientes	341	342	342	342	397
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.232)	(2.232)	(2.265)	(2.265)	(1.792)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(364)	(364)	(364)	(364)	(379)
Pasivos por contrato	-	(1.742)	(1.745)	(1.717)	(1.898)
Otros pasivos corrientes	(2.645)	(696)	(696)	(696)	(722)
Capital Circulante	(300)	(203)	(248)	(220)	(141)

M€	31.12.2017 Reportado 2T 18	31.12.2017 Reportado 3T 18 (*)	30.09.2018 Reportado 4T 18	30.09.2018 Comp. (**)	31.12.2018
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.122	1.122	1.114	1.111	1.093
Deudores comerciales, empresas vinculadas	50	50	28	28	42
Activos por contrato	1.079	1.079	1.572	1.569	2.033
Existencias	1.993	1.993	1.499	1.499	1.925
Otros deudores	397	397	362	362	417
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(1.825)	(1.825)	(2.416)	(2.416)	(2.283)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(379)	(379)	(342)	(342)	(274)
Pasivos por contrato	(1.901)	(1.873)	(1.670)	(1.670)	(2.340)
Otros pasivos corrientes	(722)	(722)	(684)	(684)	(641)
Capital Circulante	(185)	(157)	(536)	(542)	(27)

(*) A efectos comparables después de aplicación de NIIF 15 y ajustes al balance de apertura (PPA). Los efectos en los trimestres anteriores de los cambios derivados de la contabilización de la combinación de negocios, así como de la aplicación de NIIF 15, fueron revelados en la información financiera publicada anteriormente.

(**) A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9, afectando al balance de apertura del primer trimestre de FY19: la tabla anterior refleja una disminución en el epígrafe “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” de 3 M€ y una disminución en el epígrafe “Activos por contrato” de 3 M€, con el correspondiente efecto en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

El ratio de capital circulante sobre ventas se calcula a partir del capital circulante a una fecha determinada dividido entre las ventas de los últimos doce meses.

Inversiones de capital (CAPEX)

Las Inversiones en capital (CAPEX o “CAPital EXpenditures”) son las inversiones realizadas durante el periodo en activos de propiedades, planta y equipo, y activos intangibles con el objetivo de generar beneficios en el futuro (y mantener la capacidad de generación de beneficios actual, en el caso del CAPEX de mantenimiento). Esta MAR no incluye la asignación del precio de compra (el ejercicio de PPA) a los activos materiales e inmateriales en el contexto de la fusión de Siemens Wind Power y Gamesa (combinación de negocios).

M€	1T 18	1T 19
Adquisición de activos intangibles	(33)	(31)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(50)	(50)
CAPEX	(83)	(81)

El cálculo de este indicador y su comparable para los últimos doce meses (LTM- “Last twelve months”) es el siguiente:

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Adquisición de activos intangibles	(26)	(28)	(42)	(31)	(127)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(58)	(64)	(114)	(50)	(286)
CAPEX	(84)	(92)	(156)	(81)	(413)

M€	2T 17 (Pro-forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
Adquisición de activos intangibles	(29)	(59)	(12)	(33)	(133)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(134)	(131)	(95)	(50)	(410)
CAPEX	(163)	(190)	(107)	(83)	(543)

Los datos comparables anteriores a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma, como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. Los componentes del cálculo pro forma son los siguientes:

M€	2T 17 (Pro-forma)			
	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE Pro-forma
Adquisición de activos intangibles	(3)	(18)	(8)	(29)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(112)	(18)	(5)	(134)
CAPEX	(115)	(35)	(13)	(163)

Definiciones de Flujos de Caja

Generación (Flujo) de Caja operativa bruta (Gross Operating Cash Flow): cantidad de efectivo generada por las operaciones ordinarias de la compañía excluyendo el consumo de capital circulante y la inversión en capital (CAPEX). SGRE incluye el flujo correspondiente a los gastos financieros netos dentro de la generación de caja operativa bruta. El flujo de caja operativo bruto resulta de ajustar en el resultado del periodo aquellos elementos ordinarios que no tienen naturaleza de efectivo (principalmente depreciación y amortización y dotación de provisiones).

EUR en millones	Octubre 2017 - Diciembre 2017	Octubre 2018 - Diciembre 2018
Resultado antes de impuestos	22	26
Amortizaciones + PPA	160	148
Otros PyG (*)	1	(3)
Dotación de provisiones	47	71
Uso de provisiones sin uso de Adwen	(64)	(99)
Pago de impuestos	(7)	(88)
Flujo de caja operativo	159	57

(*) Otros gastos (ingresos) no en efectivo, incluyendo los ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación.

El **Flujo de Caja** se calcula como la variación de Deuda Financiera Neta (DFN) entre dos fechas de cierre.

Precio medio de venta en la entrada de pedidos Onshore (ASP - Entrada de pedidos)

Valor monetario promedio por MW de entradas de pedidos registrados en el periodo en la división de Aerogeneradores Onshore por unidad registrada (medida en MW). El ASP está afectado por una variedad de factores (alcance de proyecto, distribución geográfica, producto, tipo de cambio, precios, etc.) y no es representativo del nivel y tendencia de la rentabilidad.

	1T 18 (*)	2T 18	3T 18 (*)	4T 18	1T 19(*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.600	1.834	1.166	1.985	1.793
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.208	2.464	1.660	2.631	2.370
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,72	0,74	0,70	0,75	0,76

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar en el 1T 18 ascienden a 88 M€, en el 3T 18 a 9 M€ y en el 1T 19 a 6 M€.

El cálculo de este indicador y sus comparables para los últimos doce meses (LTM-“Last Twelve Months”) es el siguiente:

	2T 16 (Pro- Forma)	3T 16 (Pro- Forma)	4T 16 (Pro- Forma)	1T 17 (Pro- Forma)	LTM Dic 16
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.453	1.471	1.647	1.491	6.062
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.528	1.662	2.063	1.862	7.115
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,95	0,89	0,80	0,80	0,85

	2T 17 (Pro- forma)	3T 17	4T 17	1T 18 (*)	LTM Dic 17
Entrada pedidos Onshore Wind (millones EUR)	1.460	680	1.498	1.600	5.238
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.599	693	2.167	2.208	6.667
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,91	0,98	0,69	0,72	0,79

	2T 18	3T 18 (*)	4T 18	1T 19 (*)	LTM Dic 18
Entrada pedidos Onshore Wind (millones EUR)	1.834	1.166	1.985	1.793	6.779
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.464	1.660	2.631	2.370	9.124
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,74	0,70	0,75	0,76	0,74

Los datos comparables para trimestres anteriores a la fusión se han calculado en una base proforma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. El detalle del cálculo proforma es el siguiente:

2T 16 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE Pro-forma
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	455	999	-	1.453
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	497	1.031	-	1.528
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,92	0,97	-	0,95

3T 16 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE Pro-forma
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	508	963	-	1.471
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	483	1.180	-	1.662
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	1,05	0,82	-	0,89

4T 16 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE Pro-forma
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	753	894	-	1.647
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	973	1.090	-	2.063
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,77	0,82	-	0,80

1T 17 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE Pro-forma
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	439	1.052	-	1.491
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	475	1.386	-	1.862
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,92	0,76	-	0,80

2T 17 (Pro-forma)

	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE Pro-forma
Entrada pedidos Onshore Wind (millones EUR)	758	702	-	1.460
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	772	827	-	1.599
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,98	0,85	-	0,91

Entrada de pedidos, Ingresos y EBIT

Entrada Pedidos (en EUR) LTM (Últimos Doce Meses): se calcula como agregación de la entrada de pedidos (en EUR) trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Grupo	3.043	3.292	2.625	2.541	11.501
De los cuales AEG ON	1.834	1.175	1.985	1.799	6.793

M€	2T 17 (Pro-forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
Grupo	4.013	1.398	2.791	2.912	11.114
De los cuales AEG ON	1.460	680	1.498	1.688	5.326

Los datos comparables anteriores previos a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. Los componentes del cálculo pro forma son los siguientes:

Grupo (M€)	2T 17 (Pro-forma)
Siemens Wind Power	3.142
Gamesa	872
Adwen	-
Grupo	4.013

AEG ON (M€)	2T 17 (Pro-forma)
Siemens Wind Power	758
Gamesa	702
Adwen	-
AEG ON	1.460

Entrada Pedidos (en MW) LTM (Últimos Doce Meses): se calcula como agregación de la entrada de pedidos (en MW) trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

Onshore

MW	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Onshore	2.464	1.660	2.631	2.370	9.124

MW	2T 17 (Pro-forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
Onshore	1.599	693	2.167	2.208	6.667

Los datos comparables anteriores previos a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. Los componentes del cálculo pro forma son los siguientes:

2T 17 (Pro-forma)

MW	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE (Pro-forma)
Onshore	772	827	-	1.599

Offshore

MW	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Offshore	328	1.368	-	12	1.708

MW	2T 17 (Pro-forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
Offshore	574	112	752	576	2.014

Los datos comparables anteriores previos a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. Los componentes del cálculo pro forma son los siguientes:

2T 17 (Pro-forma)

MW	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE (Pro-forma)
Offshore	574	-	-	574

Ventas LTM (Últimos Doce Meses): se calcula como agregación de las ventas trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
AEG	1.973	1.827	2.207	1.904	7.912
Servicios	268	308	411	358	1.346
TOTAL	2.242	2.135	2.619	2.262	9.257

M€	2T 17 (Pro-forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
AEG	2.891	2.393	2.008	1.840	9.131
Servicios	287	300	321	287	1.196
TOTAL	3.178	2.693	2.329	2.127	10.327

Los datos comparables anteriores previos a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. Los componentes del cálculo pro forma son los siguientes:

M€	2T 17 (Pro-forma)			SGRE Pro-forma
	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	
AEG	1.363	1.412	116	2.891
Servicios	153	134	-	287
TOTAL	1.516	1.546	116	3.178

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes): resultado de explotación de la cuenta de resultados consolidada de los estados financieros. Se calcula como Resultado de ejercicio antes de impuestos, antes del resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación, antes de los ingresos y gastos financieros y antes de otros ingresos/(gastos) financieros netos.

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes) pre-PPA y costes de integración y reestructuración: resulta de excluir del EBIT los costes de integración y reestructuración relacionados con la fusión y el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA (Asignación Precio de Compra).

M€	1T 18	1T 19
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	22	26
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	(1)	-
(-) Ingresos financieros	(4)	(5)
(-) Gastos financieros	17	13
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	-	6
EBIT	35	40
(-) Costes de integración y reestructuración	15	32
(-) Impacto PPA	83	66
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	133	138

Margen EBIT: ratio resultante de dividir el beneficio operativo (EBIT) entre las ventas del periodo, que coinciden con la cifra neta de negocios de la cuenta de resultados consolidada para el periodo.

EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization): se calcula como el EBIT antes de amortización, depreciación y deterioros de fondo de comercio, activos intangibles y de activos de propiedad, planta y equipo.

M€	1T 18	1T 19
EBIT	35	40
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	160	148
EBITDA	195	188

EBITDA LTM (Últimos doce meses): se calcula como agregación de los EBITDA trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
EBIT	54	50	73	40	216
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	157	143	185	148	633
EBITDA	210	193	258	188	849

M€	2T 17 (Pro- forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
EBIT	305	50	(197)	35	193
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	88	190	238	160	675
EBITDA	393	240	41	195	869

Los datos comparables anteriores a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. El detalle del cálculo pro forma es el siguiente:

M€	2T 17 (Pro forma)				SGRE pro- forma
	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	Ajustes Pro- forma	
EBIT	146	173	(16)	-	305
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	44	37	6	-	88
EBITDA	191	210	(10)	-	393

Resultado del ejercicio y resultado del ejercicio por acción (BNA)

Resultado del ejercicio: resultado neto consolidado del ejercicio atribuible a la sociedad dominante.

Resultado del ejercicio por acción (BNA): resultado de dividir el resultado del ejercicio entre el número promedio de acciones en circulación (excluyendo acciones propias) en el periodo.

	1T 18	1T 19
Resultado del ejercicio (M€)	(35)	18
Número de acciones (unidades)	679.478.444	679.450.733
BNA (€/acción)	(0,05)	0,03

Otros indicadores

Cobertura de ventas: el ratio de cobertura de ventas da visibilidad sobre la probabilidad de cumplimiento de los objetivos de volumen de ventas fijado por la compañía para un año en concreto. Se calcula como las ventas acumuladas en un periodo de tiempo (incluyendo la actividad/ventas previstas hasta final de año) sobre el volumen de ventas comprometido para dicho año.

M€	30.09.2017	31.12.2017	30.09.2018	31.12.2018
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	-	2.127	-	2.262

Cartera de pedidos para la actividad FY (2)	6.049	6.430	8.408	7.377
Rango medio de ventas para el FY según guías a mercado (3) (*)	9.300	9.300	10.500	10.500
Cobertura de Ventas $[(1+2)/3]$	65%	92%	80%	92%

(*) Nota: El rango de guía de ventas a mercado para FY19 es de entre 10.000 M€ y 11.000 M€. Como resultado, el rango medio en la guía de ventas es de 10.500 M€. El rango de guía de ventas a mercado para FY18 fue de entre 9.000 M€ y 9.600 M€. Como resultado, el rango medio en la guía de ventas es de 9.300 M€.

Ratio de entrada de pedidos sobre ventas (Book-to-bill): ratio de entrada de pedidos (medidos en EUR) sobre actividad/ventas (medidos en EUR) de un mismo periodo. La evolución del ratio de Book-to-Bill da una indicación de la tendencia del volumen de ventas a futuro.

Ratio de entrada de pedidos sobre ventas LTM (Book-to-Bill LTM): se calcula a partir de la agregación de las ventas y entradas de pedidos trimestrales de los últimos cuatro trimestres.

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Entrada pedidos	3.043	3.292	2.625	2.541	11.501
Ventas	2.242	2.135	2.619	2.262	9.257
Book-to-Bill	1,4	1,5	1,0	1,1	1,2

M€	2T 17	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
Entrada pedidos	4.013	1.398	2.791	2.912	11.114
Ventas	3.178	2.693	2.329	2.127	10.327
Book-to-Bill	1,3	0,5	1,2	1,4	1,1

Tasa de Reinversión: ratio de CAPEX dividido por la depreciación y amortización (excluyendo el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA).

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
CAPEX (1)	84	92	156	81	413
Amortización, depreciación y deterioros (a)	157	143	185	148	633
Amortización PPA intangible (b)	75	82	66	66	288
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	82	61	119	82	345
Tasa de reinversión (1/2)	1,0	1,5	1,3	1,0	1,2

M€	2T 17 (Pro-Forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
CAPEX (1)	163	190	107	83	543
Amortización, depreciación y deterioros (a)	88	190	238	160	675
Amortización PPA intangible (b)	-	124	111	83	319
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	88	66	127	77	357
Tasa de reinversión (1/2)	1,9	2,9	0,8	1,1	1,5

Margen Bruto (también denominado “Beneficio Bruto”): se calcula como diferencia entre el importe neto de la cifra de negocio y el coste de las ventas, obtenidos de la cuenta de resultados consolidada.

Margen Bruto (pre PPA y costes I&R) (también denominado “Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R): resultado de excluir del Margen Bruto o Beneficio Bruto los costes de integración y reestructuración relacionados con la fusión y el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA (asignación del precio de compra). El resultado de dividir este indicador entre las ventas del periodo, que coinciden con la cifra neta de negocios de la cuenta de resultados consolidada para el periodo, se denomina así mismo, Margen Bruto (pre PPA y costes I&R) y se expresa como porcentaje.

M€	1T 18	1T 19
Beneficio Bruto	198	200
Amortización PPA intangible	43	44
Costes Integración y Reestructuración	8	22
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	249	266

El cálculo de este indicador y su comparable para los últimos doce meses (LTM-“Last Twelve Months”) es el siguiente:

M€	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Beneficio Bruto	262	191	304	200	957
Amortización PPA intangible	43	80	3	44	170
Costes Integración y Reestructuración	43	17	41	22	123
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	348	288	348	266	1.250

M€	2T 17 (Pro- Forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
Beneficio Bruto	466	307	15	198	986
Amortización PPA intangible	-	49	38	43	131
Costes Integración y Reestructuración	-	-	-	8	8
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	466	357	53	249	1.124

Los datos comparables anteriores a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. El detalle del cálculo pro forma es el siguiente:

€m	2T 17 (Pro-forma)				
	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	Ajustes Pro- forma	SGRE proforma
Beneficio Bruto	259	221	(14)	-	466
Amortización PPA intangible	-	-	-	-	-
Costes Integración y Reestructuración	-	-	-	-	-
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	259	221	(14)	-	466

MWe: indicador de actividad (unidad física de venta) que se utiliza para medir el progreso de la fabricación de aerogeneradores por grado de avance. El indicador de MWe no recoge procesos posteriores a la fabricación (obra civil, instalación, puesta en marcha...) que también generan ventas monetarias.

MWe	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	LTM Dic 18
Onshore	1.397	1.703	1.926	1.520	6.547

MWe	2T 17 (Pro-forma)	3T 17	4T 17	1T 18	LTM Dic 17
Onshore	2.534	1.488	1.384	1.651	7.057

Los datos comparables anteriores a la fusión (2T 17) se han calculado en una base pro forma como si la operación de fusión hubiese ocurrido antes de Abril de 2017, según proceda, incluyendo la consolidación total de Adwen, los ahorros “standalone” y ajustes de normalización. El detalle del cálculo pro forma es el siguiente:

MWe	2T 17 (Pro-forma)			
	Siemens Wind Power	Gamesa	Adwen	SGRE Pro-forma
Onshore	1.044	1.490	-	2.534

Coste de energía (LCOE/COE): el coste de convertir una fuente de energía, por ejemplo el viento, en electricidad medido en unidad monetaria por MWh. Se calcula teniendo en cuenta todos los costes incurridos durante la vida del activo (incluyendo construcción, financiación, combustible, operación y mantenimiento, impuestos e incentivos) divididos entre la producción total esperada para dicho activo durante su vida útil

Advertencia

“El presente documento ha sido elaborado por Siemens Gamesa Renewable Energy quien lo difunde exclusivamente a efectos informativos.

Este documento contiene enunciados que son manifestaciones de futuro, e incluye declaraciones con respecto a nuestra intención, creencia o expectativas actuales sobre las tendencias y acontecimientos futuros que podrían afectar a nuestra condición financiera, a los resultados de nuestras operaciones o al valor de nuestra acción.

Estas manifestaciones de futuro no son garantías del desempeño e implican riesgos e incertidumbres. En consecuencia, los resultados reales pueden diferir considerablemente de los resultados de las manifestaciones de futuro, como consecuencia de diversos factores, riesgos e incertidumbres, tales como factores económicos, competitivos, regulatorios o comerciales. El valor de las inversiones puede subir o bajar, circunstancia que el inversor debe asumir incluso a riesgo de no recuperar el importe invertido, en parte o en su totalidad. Igualmente, el anuncio de rentabilidades pasadas, no constituye promesa o garantía de rentabilidades futuras.

Los datos, opiniones, estimaciones y proyecciones que se incluyen en el presente documento se refieren a la fecha que figura en el mismo y se basan en previsiones de la propia compañía y en fuentes de terceras personas, por lo que Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A., no garantiza que su contenido sea exacto, completo, exhaustivo y actualizado y, consecuentemente, no debe confiarse en él como si lo fuera.

Tanto la información como las conclusiones contenidas en el presente documento se encuentran sujetas a cambios sin necesidad de notificación alguna. Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. no asume ninguna obligación de actualizar públicamente ni revisar las manifestaciones de futuro, ya sea como resultado de nueva información, acontecimientos futuros o de otros efectos. Los resultados y evolución señalados podrían diferir sustancialmente de aquellos señalados en este documento.

En ningún caso deberá considerarse este documento como una oferta de compra o venta de valores, ni asesoramiento ni recomendación para realizar cualquier otra transacción. Este documento no proporciona ningún tipo de recomendación de inversión, ni asesoramiento legal, fiscal, ni de otra clase, y nada de lo que en él se incluye debe ser tomado como base para realizar inversiones o tomar decisiones.

Todas y cada una de las decisiones que cualquier tercero adopte como consecuencia de la información, reportes e informes que contiene este documento, es de exclusiva y total responsabilidad y riesgo de dicho tercero, y Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A. no se responsabiliza por los daños que pudieran derivarse de la utilización del presente documento o de su contenido.

Este documento ha sido proporcionado exclusivamente como información y no puede ser reproducido o distribuido a cualquier tercero, ni puede ser publicado total o parcialmente por ninguna razón sin el previo consentimiento por escrito de Siemens Gamesa Renewable Energy, S.A.

Las imágenes captadas por Siemens Gamesa en el entorno de trabajo o en eventos corporativos, son exclusivamente utilizadas con fines profesionales para informar e ilustrar a terceros sobre las actividades de la compañía.

En caso de duda prevalece la versión del presente documento en Español”.