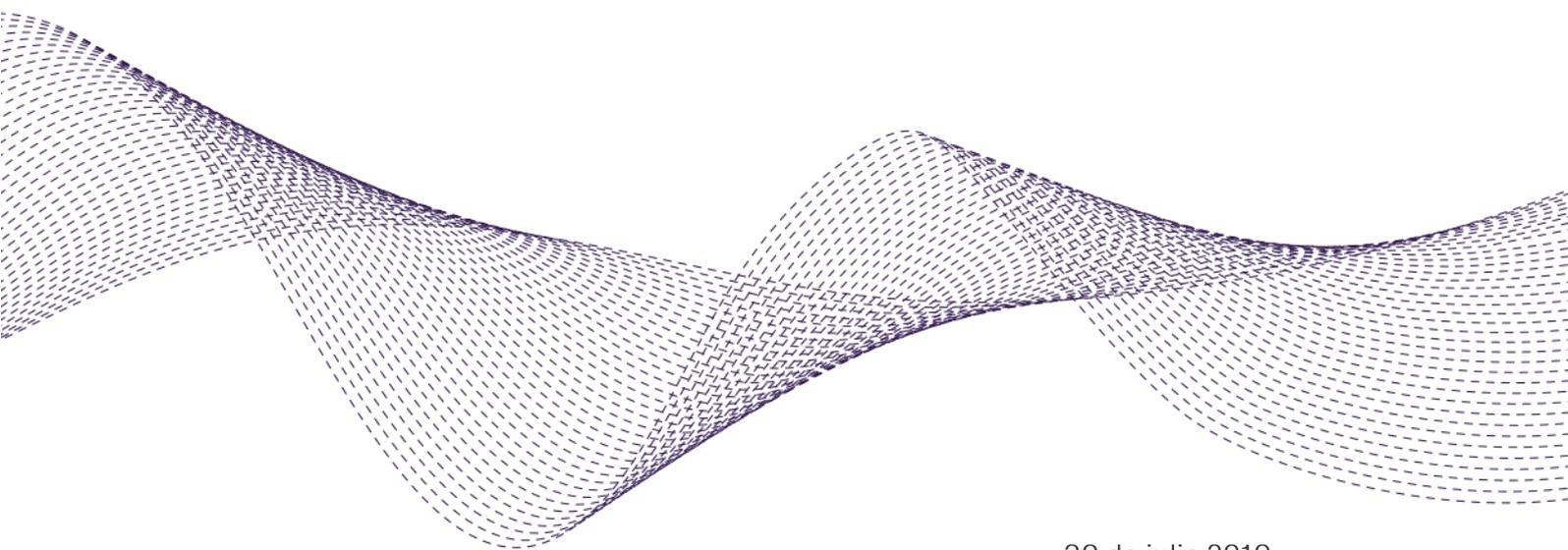


Informe de Actividad

— Tercer trimestre año fiscal 2019

Resultados abril-junio 2019



30 de julio 2019

Contenidos

Introducción	3
— Principales magnitudes consolidadas 3T 19	4
Mercados y pedidos.....	4
Principales magnitudes del desempeño económico-financiero.....	9
Aerogeneradores	13
Servicios de Operación y Mantenimiento	14
Perspectivas	15
Entorno Económico	15
Perspectivas eólicas globales a largo plazo.....	16
Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo.....	18
Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica 3T 19.....	19
Resumen de subastas	24
Guías 2019	26
Conclusiones	28
Anexo	30
Estados Financieros Octubre 2018 - Junio 2019.....	30
Medidas Alternativas de Rendimiento	34
Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento.....	50

Introducción

El año 2019 comenzó con un mercado energético que continúa 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 tercer trimestre del ejercicio fiscal 2019 (FY 19) con un crecimiento de ventas de un 23% a/a y un margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración de 6,1%. Ambos parámetros están en línea con las guías anuales presentadas para 2019, dentro de un ejercicio con niveles de actividad previstos altos y concentrados, en el caso de Onshore, en el cuarto trimestre del año. Sin embargo, estos mismos parámetros también reflejan el impacto de varios factores, como la volatilidad de los mercados emergentes, que se ha traducido en un retraso en la firma de pedidos y por tanto en la ejecución de proyectos, o los desafíos en la ejecución de proyectos Onshore en Europa del Norte e India que han conducido a costes adicionales a los inicialmente previstos.

Dentro de la actividad comercial, y a pesar de la volatilidad mencionada en los mercados emergentes, Siemens Gamesa ha alcanzado varios récords. El primero, en el libro de pedidos que se sitúa en 25.135 M€ a 30 de junio de 2019, proporcionando una cobertura del nivel medio de ventas propuesto para FY 19 de un 98%² equivalente a 10.256 M€. El segundo, en la entrada de pedidos del grupo en el tercer trimestre de 2019 (3T 19) que asciende a 4.666 M€, un 42% por encima de la entrada de pedidos en el mismo trimestre del año anterior. Este fuerte crecimiento está impulsado por la actividad comercial de todos los negocios: Onshore, Offshore y Servicios, cuya entrada de pedidos crece a doble dígito año a año y es prueba de la solidez del posicionamiento competitivo de la compañía. La entrada de pedidos en los últimos doce meses (LTM) asciende a 12.298 M€, un 2% por encima de los pedidos de los últimos doce meses a junio 2018.

Las ventas del grupo en 3T 19 ascienden a 2.632 M€ (+23% a/a) y el EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración a 159 M€ (+2% a/a). De la misma forma que la actividad comercial, el crecimiento de las ventas también se apoya en el fuerte desempeño de todas las áreas del negocio que crecen doble dígito año a año en el trimestre. En Onshore el crecimiento de las ventas se apoya en una mayor actividad de instalación y en el mix geográfico. En Offshore se alcanzan ventas récord dentro del alto número de proyectos que se prevé ejecutar en el ejercicio, y en Servicios el crecimiento procede tanto de los contratos ordinarios de mantenimiento como de las soluciones de valor añadido. 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 de todos los negocios a comienzo del trimestre, compensado en el 3T 19 por las mejoras de productividad y sinergias procedentes del programa de transformación de L3AD2020 y por el mayor volumen de ventas. Adicionalmente, la rentabilidad del tercer trimestre se ha visto afectada de forma negativa, y como se ha mencionado, por ciertos desafíos en la ejecución de proyectos Onshore en Europa del Norte e India que han generado costes adicionales a los previstos. Excluyendo estos extra costes, el margen del grupo hubiera aumentado anualmente (a/a) y secuencialmente (t/t).

El trimestre se cierra con una posición de deuda neta en balance de 191 M€, 37 M€ por encima de la posición de deuda neta del tercer trimestre de 2018 y 806 M€ por debajo de la posición de caja neta a cierre del ejercicio anterior (FY 18). La variación en la posición de caja neta desde final de año (FY 18) es el resultado de la inversión en capital circulante necesaria para acometer el significativo aumento de actividad previsto para el ejercicio 2019. En este sentido, el capital circulante aumenta 780 M€ desde el final del ejercicio 2018, quedando en una posición positiva de 238 M€, equivalente a una ratio sobre ventas de los últimos doce meses de 2,4%.

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 junio 19 para actividad año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en los primeros nueve meses de 19 (9M 19)-/ punto medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

Por último, en el mes de mayo, la agencia de calificación crediticia Fitch, otorga una calificación BBB con perspectiva estable a la compañía. La calificación de grado de inversión se une a las ya otorgadas por Standard and Poor's (BBB-) y Moody's (Baa3). Las tres agencias justifican la calificación de grado de inversión apoyándose en el liderazgo de la compañía en la industria, la diversificación de su negocio y su gestión financiera conservadora entre otros elementos.

Principales magnitudes consolidadas 3T 19

- Ventas: 2.632 M€ (+23% a/a)
- EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración³: 159 M€ (+2% a/a)
- Beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración⁴: 96 M€ (-20% a/a)
- Beneficio neto: 21 M€ (-53% a/a)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN⁵): -191 M€
- MWe vendidos: 2.394 MWe (+12% a/a)
- Cartera de pedidos: 25.135 M€ (+8% a/a)
- Entrada de pedidos en firme: 4.666 M€ (+42% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 12.298 M€ (+2% a/a)
- Entrada de pedidos AEG (MW): 3.658 MW (+21% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 10.887 MW (-6% a/a)
- Flota instalada: 95.567 MW
- Flota en mantenimiento: 58.708 MW

³El EBIT pre PPA, costes de integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 36 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation) por importe de 67 M€.

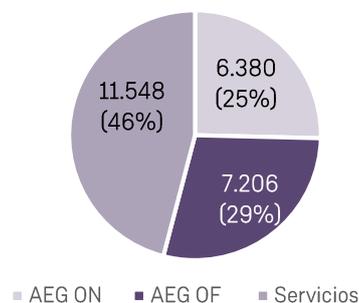
⁴El beneficio neto pre PPA, costes de integración y reestructuración excluye en total 75 M€ de costes de integración y reestructuración y del impacto de la amortización del valor razonable del

Mercados y pedidos

En un mercado con demanda creciente, la solidez de la actividad comercial continúa siendo una característica del desempeño de la compañía, alcanzándose récords en la entrada y en el libro de pedidos. Durante los últimos doce meses, Siemens Gamesa ha firmado pedidos por un importe total de 12.298 M€ (+2% a/a) terminando el tercer trimestre del año fiscal 2019 con una cartera de pedidos de 25.135 M€ (+8% a/a) y una cobertura de ventas promedio estimadas para 2019 de un 98%⁶.

El 46% del libro de pedidos, 11.548 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece c. 8% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 7.206 M€ de pedidos Offshore (-8% a/a) y 6.380 M€ de pedidos Onshore (+36% a/a).

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 30.06.19 (M€)



Durante 3T 19 la entrada de pedidos del grupo alcanza un importe récord de 4.666 M€, +42% a/a, impulsada por la fortaleza de la actividad comercial en todos los negocios del grupo cuya contratación crece doble dígito a/a. Dicha entrada equivale a una

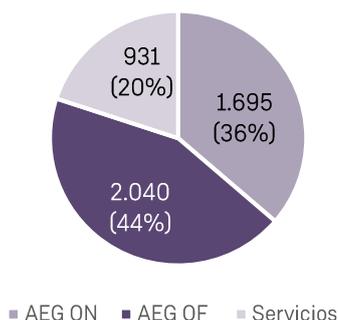
inmovilizado inmaterial procedente del PPA (Purchase Price Allocation), netos de impuestos.

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

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

ratio “Book-to-Bill”⁷ de 1,8 veces las ventas del trimestre, 0,8x por encima de la ratio de segundo trimestre de 2019 y 0,3x por encima de la ratio de del 3T 18.

Ilustración 2: Entrada de pedidos 3T 19 (M€):



Dentro de la actividad comercial de Offshore hay que destacar el éxito de la compañía en el mercado de Taiwán donde se han firmado dos pedidos en firme por un importe total de 1,5 GW, llevando la contratación del trimestre hasta los 2.040 M€, un 33% por encima de la contratación del mismo trimestre del año anterior.

- El primer pedido se ha firmado con wpd AG por 640 MW (80 unidades del modelo SG 8.0-167 DD) para el parque de Yunlin. Es el primer proyecto de gran escala en este mercado y también el primer pedido para este modelo de máquina en APAC. La construcción del proyecto comenzará en 2019 y la instalación de las turbinas y puesta en marcha del parque se prevé a partir del 2020.
- El segundo pedido se ha firmado con Ørsted para el parque Greater Changhua 1&2. Siemens Gamesa también instalará aerogeneradores del modelo SG 8.0-167 DD y la construcción del parque comenzará en 2021. Como parte de este acuerdo, la compañía establecerá una planta de ensamblaje de nacelles cerca del puerto de Taichung que estará lista para 2021, cumpliendo así de forma anticipada los requisitos de contenido local. El suministro de

las torres será local y se hará a través de la asociación entre CS Wind y Chin Fong, la misma que participa en el suministro de torres del parque de Yunlin.

El éxito en Taiwán, un mercado con un gran potencial Offshore, ha sido posible no solo gracias al liderazgo tecnológico y de ejecución, sino también gracias a la temprana participación en el desarrollo del mercado: el establecimiento de la relación con los desarrolladores, la participación en el desarrollo de las infraestructuras, la puesta en marcha de una cadena de suministro local y la formación de mano de obra especializada. El gobierno de Taiwán⁸ ha fijado un objetivo de 5,5 GW de instalaciones eólica Offshore acumuladas en 2025.

También dentro de los éxitos de Offshore, hay que señalar el mercado de Estados Unidos. Durante el mes de julio, Siemens Gamesa ha firmado un pedido condicional de 1,7 GW (incluyendo la opción power boost) con Ørsted y Eversource, el mayor de la historia de EE.UU. El pedido condicional está sujeto a la decisión final de inversión por parte de los clientes y abarca el suministro a tres parques eólicos marinos. Los tres proyectos Offshore se ubican en la costa noreste de Estados Unidos: Sunrise Wind de 880 MW, Revolution Wind de 704 MW y South Fork, con 130 MW. Siemens Gamesa suministrará sus aerogeneradores del modelo SG 8.0-167 DD en los tres parques y prestará servicios de operación y mantenimiento. Está previsto que los proyectos entren en funcionamiento entre 2022 y 2024.

La firma de este pedido condicional eleva el total de la cartera de acuerdos de suministro preferente y pedidos condicionales⁹ por encima de los 7 GW, aumentando la visibilidad de las perspectivas de crecimiento de la compañía en la actividad Offshore en el futuro.

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

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).

⁸ Fuente: Ministerio de asuntos económicos

⁹ Los acuerdos de suministro preferente y los pedidos condicionales no forman parte de la cartera de pedidos en firme.

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 los mercados 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 6.680 M€ (8.873 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 tercer trimestre de 2019, se han firmado 1.695 M€ (2.130 MW) un 44% más que en el tercer trimestre de 2018. La actividad comercial del trimestre se ha visto afectada por la volatilidad en mercados emergentes, especialmente en India. La participación en las últimas subastas ha estado por debajo de los niveles esperados reflejo de varios factores que afectan el mercado desde comienzo de 2019: el nivel de precios máximos que los participantes no consideran suficiente, la falta de disponibilidad de emplazamientos para desarrollar los proyectos, la falta de puntos de conexión, y las condiciones de pago de las compañías de distribución son algunos de los factores detrás del escaso interés reciente. Esta volatilidad ha retrasado la firma de pedidos desde el 3T 19 hasta el 4T 19 cuando se produce la entrada de 453 MW¹⁰.

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

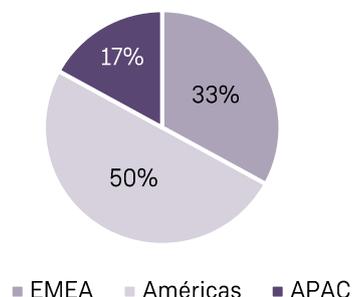
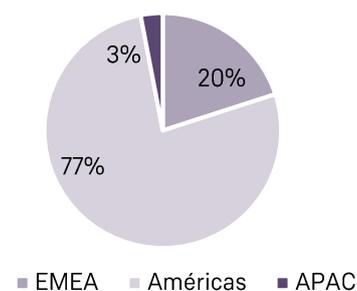


Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€) AEG ON 3T 19 (%)



Dentro de los 26 países que han contribuido a la firma de contratos en Onshore 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 38% y un 11% respectivamente, seguidos por España con un 8%, Brasil con un 6%, y Suecia con un 5%. En 3T 19, Américas es la gran contribuyente a la entrada de pedidos. EE.UU. y Chile son los principales contribuyentes a la entrada de pedidos con un 76% del volumen total de pedidos firmado (62% y 14% respectivamente). Cabe destacar los contratos de repotenciación firmados en EE.UU. con MidAmerican. La compañía suministrará e instalará 163 SG 2.7-129 y 18 SWT-2.3-108 para repotenciar un proyecto en el estado de Iowa de 429 MW.

Las nacelles y bujes se suministrarán desde la planta de Hutchinson, en Kansas, mientras que las

¹⁰ La firma del pedido se produce durante la última semana de junio pero su contabilización no se produce hasta que se recibe el anticipo en la primera semana de julio.

palas se enviarán desde la fábrica de Fort Madison, Iowa. El mercado de repotenciación ofrece grandes posibilidades de crecimiento, con 8 GW de flota instalada en EE.UU. apta para repotenciar en los próximos años de un total de 16 GW a nivel global en 2025¹¹.

Tabla 1: Entrada de pedidos AEG ON (MW)

Entrada de pedidos AEG ON (MW)	LTM	3T 19
Américas	4.726	1.751
EE.UU.	3.409	1.324
Brasil	521	94
México	270	0
EMEA	2.626	305
España	721	72
APAC	1.520	74
India	1.012	4
China	338	0
Total (MW)	8.873	2.130

Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)

Entrada de Pedidos (M€)	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19
AEG	2.313	2.367	2.704	2.093	2.195	1.717	3.735
Onshore	1.688	1.834	1.175	1.985	1.799	1.200	1.695
Offshore	625	533	1.529	108	396	517	2.040
Servicios	599	676	588	531	346	749	931
Total Grupo	2.912	3.043	3.292	2.625	2.541	2.466	4.666

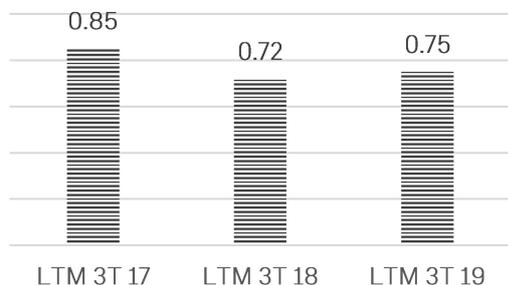
La transición hacia sistemas energéticos asequibles, fiables y sostenibles, no ha venido acompañada solamente por un aumento de las perspectivas de demanda de instalaciones renovables sino también por una exigencia de mayor competitividad en la cadena de suministro: aerogeneradores más productivos y 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.

Por último, cabe destacar la actividad comercial de Servicios, con un volumen de contratación de 931 M€, un 58% por encima de la entrada de pedidos en 3T 18. El fuerte crecimiento se ha visto apoyado por los dos contratos de aerogeneradores Offshore firmados en Taiwán, ambos con contrato de mantenimiento. Junto a estos, cabe destacar el éxito en multi-tecnología. En Europa, Siemens Gamesa ha firmado el primer contrato multi-tecnología integral para dos parques eólicos en Polonia con un total de 29 aerogeneradores (58 MW) de Vestas. También en el 3T la compañía ha firmado un contrato multi-tecnología con Pattern Energy para un parque de 218 MW en EE.UU. Siemens Gamesa mantendrá el parque Panhandle Wind 1, ubicado en Texas y equipado con 118 aerogeneradores de General Electric 1.85-87 MW.

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 los primeros nueve meses del 2019.

¹¹ Fuente: Wood Mackenzie.

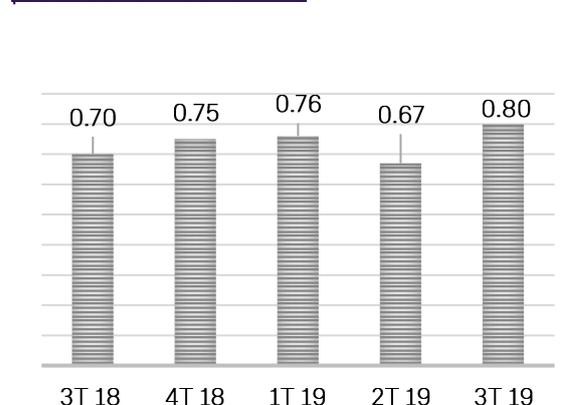
Ilustración 5: Precio medio de venta - entrada de pedidos Onshore (M€/MW)¹²



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.

Es importante destacar que el precio medio de venta está influenciado por factores adicionales al precio del aerogenerador como son el país, el alcance del contrato o el mix de máquina, y que su evolución no está directamente alineada con la rentabilidad. Estos impactos se aprecian en la evolución trimestral del precio medio. La evolución del precio medio de venta en 3T 19 con respecto al 2T 19 refleja el impacto del mix geográfico, con una menor contribución de China que contribuyó de forma negativa al excluir la torre del alcance de producto. La mejora del ASP año a año refleja el mix de producto con torres y rotores mayores y alcance de contrato, un impacto ligeramente positivo de los contratos de repotenciación en EE.UU. y el traspaso de las tensiones en la cadena de suministro, incluidas las tarifas a la importación de componentes procedentes de China al cliente.

Ilustración 6: Precio medio de venta - entrada de pedidos Onshore (M€/MW)



¹² LTM 3T 17 es un dato proforma.

Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del tercer trimestre (abril-junio) de los ejercicios fiscales 2018 y 2019 y las de los primeros nueve meses (octubre-junio) de 2019 y su variación con respecto a las de los primeros nueve meses del 2018.

Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	3T 18	3T 19	Var. a/a	9M 19	Var. a/a
Ventas del Grupo	2.135	2.632	23%	7.283	12%
AEG	1.827	2.242	23%	6.206	10%
Servicios	308	390	26%	1.077	25%
Volumen AEG (MWe)	2.137	2.394	12%	6.906	16%
Onshore	1.703	1.699	0%	4.927	4%
Offshore	434	694	60%	1.979	63%
EBIT pre PPA y costes de I&R	156	159	2%	475	-1%
Margen EBIT pre PPA y costes de I&R	7,3%	6,1%	-1,3 p.p.	6,5%	-0,8 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y costes de I&R	4,7%	3,4%	-1,3 p.p.	3,8%	-1,3 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y costes de I&R	22,8%	21,3%	-1,5 p.p.	22,5%	0,0 p.p.
Amortización de PPA ¹	82	67	-18%	200	-17%
Costes de integración y reestructuración	25	36	44%	90	-11%
EBIT reportado	50	56	13%	186	35%
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	44	21	-53%	88	98%
Resultado del ejercicio por acción de los accionistas de SGRE ²	0,07	0,03	-53%	0,13	98%
CAPEX	92	127	35	316	58
CAPEX/ventas (%)	4,3%	4,8%	0,5 p.p.	4,3%	0,4 p.p.
Capital circulante	265	238	-27	238	-27
Capital circulante/ventas LTM (%)	3,0%	2,4%	-0,6 p.p.	2,4%	-0,6 p.p.
(Deuda)/Caja neta	-154	-191	-37	-191	-37
(Deuda) neta/EBITDA LTM	-0,24	-0,22	0,03	-0,22	0,03

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: 3T 18: 679.503.717; 3T 19: 679.527.345, y 679.486.391 en 9M 19.

El desempeño económico financiero del grupo durante el tercer 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 2.632 M€, un 23% por encima de las ventas alcanzadas en el

tercer trimestre del ejercicio anterior. El EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración crece un 2% año a año, hasta alcanzar 159 M€, equivalente a un margen EBIT pre PPA y costes de I&R sobre ventas de un 6,1%, 1,3 p.p. inferior al margen del 3T 18.

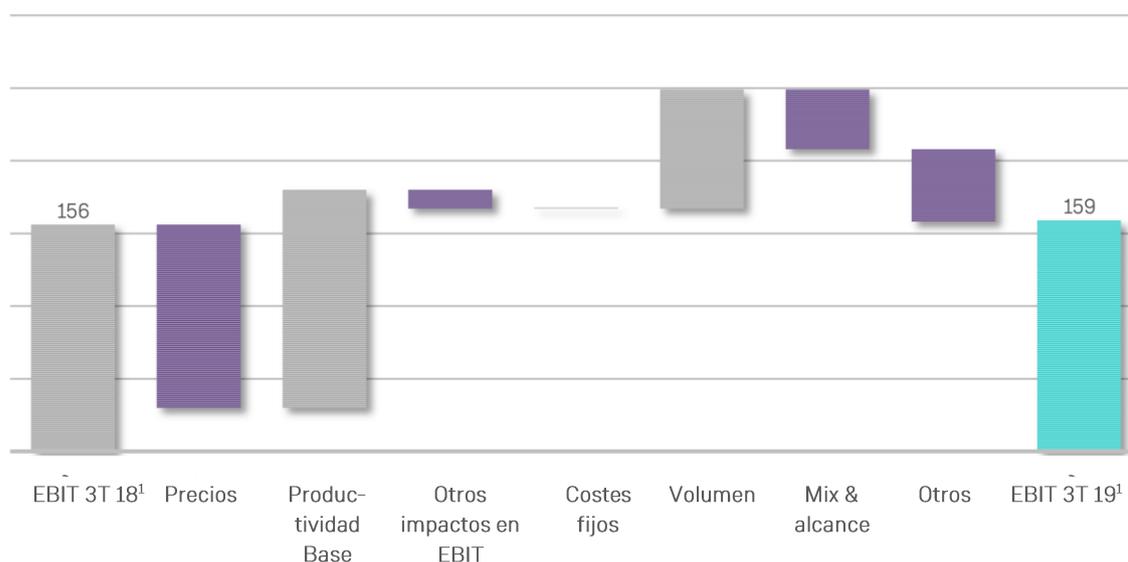
La evolución del EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración del grupo refleja el impacto de los siguientes factores:

(-) La reducción de precios incorporada en el libro de pedidos (Onshore, Offshore y Servicios) al comienzo del ejercicio que continúa siendo el principal lastre en la evolución de la rentabilidad del grupo.

(+) Las mejoras de productividad y costes fijos procedentes del programa L3AD2020 que compensan en el tercer trimestre la totalidad de la reducción de precios.

(+) El impacto positivo del alto volumen de ventas de Onshore, Offshore y Servicios, que crecen un 17%, 31% y un 26% a/a respectivamente en el tercer 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).

Adicionalmente a estos 3 factores principales, la variación trimestral se ha visto impactada también por:

(-) un impacto negativo procedente del mix de proyecto en Offshore,

(-) retos en la ejecución de proyectos en el Norte de Europa y en India que ha generado costes adicionales.

La variación secuencial (t/t) del margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración, se ha visto afectada por la no recurrencia del impacto positivo de la reversión de provisiones relativas a la mejora de producto y de servicios.

El impacto del PPA en la amortización de intangibles ha ascendido a 67 M€ en el tercer trimestre (82 M€ en 3T 18) y los costes de integración y reestructuración a 36 M€ en el mismo periodo (25 M€ en 3T 18).

Los gastos financieros netos han ascendido a 20 M€ en el tercer trimestre (13 M€ en 3T 18) y el gasto por impuesto a 14 M€ (8 M€ de ingreso fiscal en 3T 18). El aumento de los gastos financieros netos se debe, principalmente, al aumento de la deuda en países en desarrollo con tipos de interés más altos.

Como resultado el grupo termina con un nivel de beneficio neto pre PPA y de costes de integración y reestructuración de 96 M€ en el tercer 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 75 M€ en el tercer trimestre, asciende a 21 M€ frente a un beneficio de 44 M€ generado en el tercer trimestre de 2018. El beneficio neto por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a 0,03 €.

Durante el tercer trimestre la compañía continúa preparándose 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 el cuarto trimestre. Esta preparación requiere una inversión en capital

circulante que termina el tercer trimestre de 2019 en 238 M€, 780 M€ por encima del capital circulante a septiembre de 2018. La ratio de capital circulante sobre ventas asciende a 2,4%, 8,3 puntos porcentuales por encima de la ratio a septiembre de 2018.

La variación del circulante con respecto al tercer trimestre de 2018 alcanza -27 M€, mientras que la ratio sobre ventas se reduce en 0,6 puntos porcentuales frente al tercer trimestre de 2018. Esta evolución anual demuestra el estricto control del circulante por parte de la compañía.

Tabla 4: Capital circulante (M€)

Capital circulante (M€)	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18 ¹	1T 19	2T 19	3T 19	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.172	1.091	1.158	1.139	1.135	1.171	1.460	302
Existencias	1.993	1.805	1.700	1.499	1.925	2.006	2.044	344
Activos por contrato	1.079	1.148	1.311	1.569	2.033	1.771	1.952	641
Otros activos corrientes	397	404	404	362	417	464	651	247
Cuentas a pagar	-2.204	-1.877	-2.040	-2.758	-2.557	-2.505	-2.733	-693
Pasivos por contrato	-1.873	-1.571	-1.570	-1.670	-2.340	-1.991	-2.267	-696
Otros pasivos corrientes	-722	-708	-697	-684	-641	-706	-869	-172
Capital circulante	-157	291	265	-542	-27	211	238	-27
Var. t/t		448	-25	-808	515	238	28	
Capital circulante/Ventas LTM	-1,5%	3,1%	3,0%	-5,9%	-0,3%	2,2%	2,4%	

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 127 M€, en línea 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 deuda neta en balance a 30 de junio de 2019 asciende a 191 M€.

Durante el tercer trimestre del ejercicio, Fitch, la agencia de rating crediticio, otorga una calificación BBB con perspectiva estable a la compañía. Este rating se suma a los dos ya asignados por Standard

& Poors (BBB-) y Moody’s (Baa3), y confirma la posición de liderazgo de la compañía, basada en su diversificación geográfica, fortalezas tecnológicas y sólido perfil financiero. Según la agencia, esta calificación se debe a que Siemens Gamesa posee una posición de liderazgo consolidada en la industria eólica, con las capacidades técnicas y escala necesarias para competir globalmente en una industria concentrada, volátil y altamente competitiva. La agencia crediticia señala también su diversificación geográfica e industrial, que facilita la cercanía al cliente en los mercados más importantes, mejorando los costes logísticos y de operaciones, así como el sólido perfil financiero, en

línea con la calificación de grado de inversión dentro del ranking de empresas de bienes de capital.

Por su parte Moody's (Baa3) comenta en su informe que el rating se sustenta principalmente en la posición de liderazgo de Siemens Gamesa en la industria, la alta visibilidad de las ventas futuras reflejadas en un fuerte libro de pedidos, su fortaleza tecnológica comparada con sus competidores, así como la creciente actividad de Servicios, la diversificación regional y un nivel financiero moderado.

Standard and Poor's (BBB-) destaca la posición de liderazgo de Siemens Gamesa en los competitivos y

consolidados mercados eólicos Onshore y Offshore, basada en su escala, instalaciones eólicas y tecnología, que sustentaría el crecimiento de la cuota de mercado de la compañía, así como su capacidad para dirigir la consolidación de la industria. La agencia crediticia también subraya positivamente la gestión financiera conservadora y su transparente política financiera, con un balance fuerte, que le permitiría preservar sus parámetros crediticios y su liquidez.

Aerogeneradores

Tabla 5: Aerogeneradores (M€)

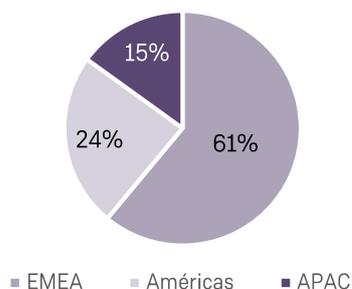
M€	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	Var. a/a
Ventas	1.840	1.973	1.827	2.207	1.904	2.060	2.242	23%
Onshore	1.197	1.277	1.052	1.349	1.103	1.243	1.229	17%
Offshore	643	696	775	858	801	817	1.013	31%
Volumen (MWe)	1.997	1.830	2.137	2.409	2.129	2.383	2.394	12%
Onshore	1.651	1.397	1.703	1.926	1.520	1.707	1.699	0%
Offshore	346	432	434	483	609	676	694	60%
EBIT pre PPA y costes I&R	69	129	86	109	51	106	76	-11%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	3,8%	6,5%	4,7%	4,9%	2,7%	5,1%	3,4%	-1,3 p.p.

Durante el tercer trimestre de 2019 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 2.242 M€, un 23% por encima de las ventas del mismo trimestre de 2018. El crecimiento de las ventas se apoya en el fuerte desempeño de la actividad Onshore y Offshore.

En el caso de Onshore el volumen de actividad (MWe) se mantiene estable en el trimestre con 1.699 MWe y el crecimiento de las ventas obedece principalmente a una mayor actividad de instalación, con el doble de MW instalados en 3T 19 (1.695 MW) frente a 3T 18 (839 MW) y al mix regional con una mayor contribución de EMEA.

Durante el tercer trimestre de 2019, Noruega, EE.UU. España e India son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con 23%, 21%, 17% y 9% de participación respectivamente.

Ilustración 8: Volumen de ventas (MWe) AEG ON 3T 19 (%)



Por su parte, Offshore alcanza un récord de ventas en el 3T, 1.013 M€, un 31% por encima de las ventas del 3T 18, con un volumen de 694 MWe, un 60% por encima del volumen del 3T 18. Este crecimiento está en línea con la actividad récord que se planea para el ejercicio fiscal 2019.

El EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración baja un 11% hasta los 76 M€, equivalente a un margen sobre ventas de 3,4%, 1,3 puntos porcentuales por debajo del margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración de 3T 18. Los menores precios, principalmente en Onshore pero también en Offshore, son de nuevo la principal razón de dicha reducción que se ve parcialmente compensada por los resultados del programa de transformación de L3AD2020 y por el aumento del volumen de ventas. La rentabilidad del tercer trimestre se ha visto también impactada por los retos afrontados en proyectos en el Norte de Europa y en India que han añadido costes adicionales a los inicialmente previstos, sin los cuales el EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración hubiera crecido a/a y q/q. Así mismo, un peor mix de proyectos Offshore también ha contribuido a la reducción del margen en el trimestre.

Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)

M€	1T 18	2T 18	3T 18	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	Var. a/a
Ventas	287	268	308	411	358	330	390	26%
EBIT pre PPA y costes I&R	64	60	70	106	87	73	83	18%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	22,2%	22,3%	22,8%	25,8%	24,3%	22,0%	21,3%	-1,5 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	55.446	55.454	56.670	56.725	56.828	56.875	58.708	4%

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 26% con respecto al 3T 18 hasta 390 M€. Este crecimiento está impulsado por un crecimiento significativo de las ventas de mantenimiento y de nuevo, por las ventas de soluciones de valor añadido durante el tercer trimestre del año (prácticamente sin ventas en 3T 18).

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 58,7 GW un 4% por encima de la flota bajo mantenimiento en el tercer trimestre de 2018. La flota Offshore, con 11,2 GW bajo mantenimiento, crece un 17% a/a mientras que la flota de Onshore se mantiene estable a/a en 47,5 GW (+1%). La flota en mantenimiento de

terceras tecnologías se sitúa en 2.525 MW¹³ a final del tercer trimestre de 2019 en línea con la flota a marzo de 2019.

El EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 83 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 21,3%, 1,5 p.p. por debajo del margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración del 3T 18. La evolución anual del EBIT refleja, junto al impacto negativo de la bajada de precios sobre compensado por el impacto positivo del ejercicio de transformación, el impacto negativo de la inflación.

¹³Flota en mantenimiento de terceras tecnologías incluye 425 MW de tecnología MADE y 10 MW de tecnología Bonus. Los anuncios

del 3T no están incluidos por no haber iniciado aún su periodo de mantenimiento.

Perspectivas

Entorno Económico

Tras el fuerte crecimiento de 2017 y comienzos de 2018, la economía mundial comienza a debilitarse. La escalada de las tensiones comerciales entre EE.UU. y China, las tensiones macroeconómicas en Turquía y Argentina, el endurecimiento de las políticas de crédito en China y la contracción de las condiciones financieras ocurridas en paralelo a la normalización de las políticas monetarias de las economías avanzadas han contribuido a la ralentización de la expansión. Aunque se han vuelto a poner en marcha políticas monetarias acomodaticias que deberían ayudar a conseguir un repunte del crecimiento, los riesgos, como indican tanto el Banco Mundial¹⁴ (BM) como el Fondo Monetario Internacional¹⁵ (FMI), permanecen en el lado negativo.

El FMI prevé una deceleración del crecimiento mundial del 3,6% en 2018 al 3,3% en 2019, para volver a situarse en 3,6% en 2020, y estabilizarse en torno a 3,5% más allá, apuntalado principalmente por el crecimiento de China e India y su creciente peso en la economía mundial. El BM prevé un crecimiento de un 2,6% en 2019, aumentando progresivamente hasta alcanzar el 2,8% en 2021.

Regionalmente, el FMI prevé una desaceleración del crecimiento en la Unión Europea, desde un 2,1% en 2018 hasta un 1,6% en 2019 y un 1,7% en 2020. La posible salida sin acuerdo de Reino Unido continúa siendo uno de los principales riesgos para el crecimiento futuro. En este país se prevé un crecimiento en 2019 y 2020 de entre 1,2% y 1,4%, reflejando también la incertidumbre con respecto al resultado del *Brexit*. El crecimiento en Alemania se proyecta en un 0,8 % en 2019 y un 1,4% en 2020, debido a un flojo consumo privado, una débil producción industrial por las normas sobre emisiones para automóviles y una moderada demanda externa.

Según el BM, Estados Unidos crecerá un 2,5% en 2019 para desacelerarse hasta un 1,7% en 2020 y un 1,6% en 2021, a medida que se desvanece el impacto del estímulo de la reforma fiscal. El FMI espera un crecimiento de un 2,3% en 2019, impactado también por el cierre temporal del gobierno, y de un 1,9% en 2020. La evolución del crecimiento más allá dependerá de que continúen las políticas monetarias acomodaticias, el aumento sostenido de la productividad y la participación de la fuerza laboral en la economía, compensados por potenciales nuevas restricciones al libre comercio.

En México, la marcha atrás en las reformas energéticas y educativas, y la incertidumbre sobre políticas clave por parte de la nueva administración están desincentivando la inversión privada e impactando de forma negativa en el crecimiento esperado, que se proyecta por debajo de 2% en 2019-20 (FMI), y en un 2,4% para 2021 (BM). Mientras, en Brasil, se proyecta que el crecimiento se fortalezca de 1,1% en 2018 a 2,1% en 2019 y 2,5% en 2020 (FMI). Para ambos países el FMI proyecta un crecimiento en torno al 2,5% en el medio plazo contenido por las rigideces estructurales, la moderación de los términos de intercambio y los desequilibrios fiscales.

En Asia, el FMI y el BM esperan que India crezca por encima del 7% en 2019, llegando a un 7,5% en 2020 gracias a la recuperación de la inversión y a un consumo robusto, en un contexto de política monetaria expansiva y de impulso de la política fiscal. A medio plazo, se prevé que el crecimiento se estabilice por debajo del 8% sobre la base de la implementación ininterrumpida de reformas estructurales y la atenuación de los cuellos de botella en la infraestructura. En China, el BM prevé una desaceleración del crecimiento del 6,6% en 2018 a un 6,2% en 2019 y un 6% en 2021, reflejando el impacto de una regulación financiera más estricta, menor actividad manufacturera y

¹⁴ Fuente: Banco Mundial. Global Economic Prospectus. Heightened Tensions, Subdued investment. Junio 2019

¹⁵ Fuente: Fondo Monetario Internacional. Perspectivas de la Economía Mundial. Abril 2019

comercial, así como el impacto de los aranceles comerciales por parte de Estados Unidos, todo ello compensado por mayores estímulos fiscales y monetarios.

En 2019, el mercado global de la energía continúa 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 el informe de las Naciones Unidas sobre el diferencial entre los objetivos de reducción de emisiones y los logros conseguidos¹⁶, 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 informe anual¹⁷, 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 GW¹⁸, lo que representa un nivel sostenido de instalaciones anuales promedio similar al promedio de los últimos años (2012-2018: c. 50 GW según el Consejo Global de la Energía / Global Wind Energy Council o GWEC) 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.

Perspectivas eólicas globales a largo plazo

En este escenario, la flota eólica acumulada en 2040 ascendería a 2.800 GW¹⁹, 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 2019 (NEO 2019) también coinciden. NEO 2019 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 2.965 GW en 2040 (un 10% más de lo estimado en el informe NEO 2018), lo que supone un ritmo anual promedio de más de 100 GW anuales, durante los próximos 20 años. En este mismo informe, BNEF estima que se invertirán 13,3 billones de dólares hasta 2050 en nuevos activos de generación y el 77% o 10,2 billones de dólares se invertirán en energías renovables, de los cuales 5,3 billones de dólares se destinan a la energía eólica.

De acuerdo a NEO 2019, hoy, más de dos tercios de la población mundial vive en países en los que la energía eólica o solar, si no ambas, son la fuente de energía más barata. Hace tan solo 5 años, lo eran el carbón y el gas. En 2030, la nueva potencia eólica y solar serán más baratas que las centrales de gas y carbón ya existentes en casi todo el mundo. Desde 2010, el coste de la energía eólica se ha reducido en un 49% y se espera un 50% de reducción adicional, en el caso de la energía eólica terrestre, en 2050.

¹⁶ "Emissions Gap Report 2018". Noviembre 2018.

¹⁷ "World Energy Outlook 2018" (WEO 2018). Noviembre 2018.

¹⁸ Datos procedentes de BNEF en su comparativa entre NEO 2018 y WEO 2018.

¹⁹ Datos procedentes de BNEF en su comparativa entre NEO 2018 y WEO 2018.

En 2050, la energía eólica y solar suministrarán casi el 50% de la energía del mundo, con la hidráulica, nuclear y otras fuentes renovables suministrando otro 21%. La generación con carbón caerá a la mitad, suponiendo un 12% de la generación en 2050, comparado con el 27% actual. La instalación cambia del 57% de combustibles fósiles, a dos tercios de renovables.

El aumento de la competitividad de los mecanismos de almacenamiento contribuirá a hacer posible el aumento de la contribución de las energías renovables. BNEF estima que el coste de almacenamiento se reducirá un 64% hasta 2040, desde de 187 USD/MWh hoy hasta 67 USD/MWh.

Ilustración 9: Instalaciones eólicas (GW acumulados)

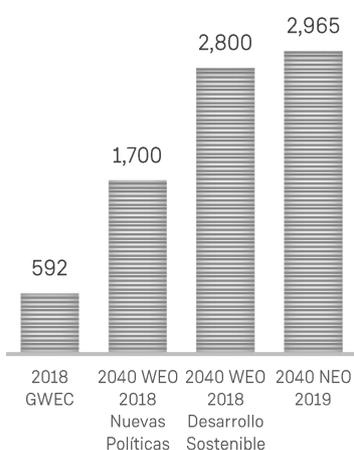
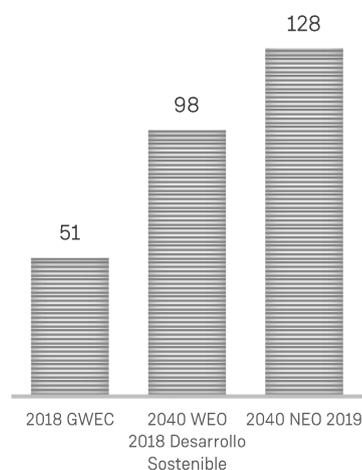


Ilustración 10: Instalaciones anuales 2018-40E (GW/año)



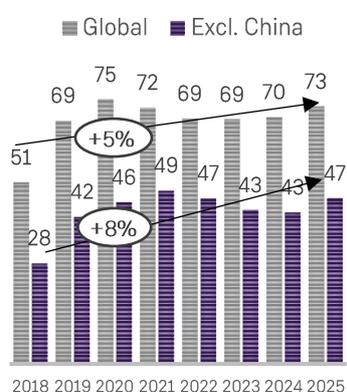
Actualización trimestral de demanda a corto y medio plazo

En los siguientes gráficos se presentan las expectativas de instalación en el medio plazo (2019-2025)²⁰ junto a las instalaciones finales reportadas

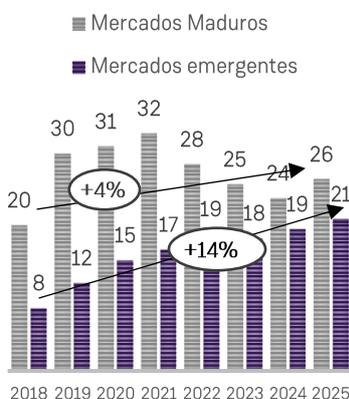
para el año 2018²¹ según el Consejo Global de Energía Eólica (Global Wind Energy Council o GWEC).

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

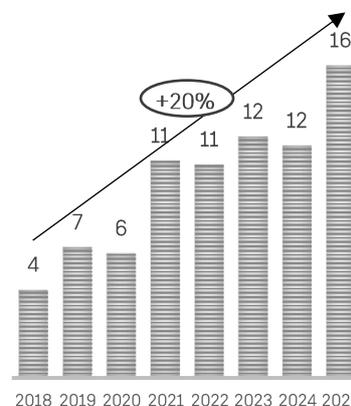
Mercado eólico global
Instalaciones ON y OF (GW/año)



Mercado eólico global excl. China
Instalaciones ON y OF (GW/año)



Mercado eólico global
Instalaciones OF (GW/año)



Las expectativas de instalaciones para el periodo 2019-2025²² continúan mostrando la solidez de la demanda, y vuelven a aumentar con respecto a las perspectivas presentadas durante el primer trimestre del año natural 2019 (ambas de Wood Mackenzie). Este aumento es de 5,6 GW para el periodo completo 2019-2025, y procede del mercado Onshore (4,3 GW) y del mercado Offshore (1,3 GW). En el mercado Onshore, en 2019 se produce una reducción sensible (-1,8 GW), que se compensa principalmente en 2020 (+1,2 GW) y 2021 (+0,7 GW) y se supera en años posteriores. En el mercado Offshore sin embargo se incrementa ligeramente el 2019 (+0,4 GW), compensado

parcialmente en 2020 (-0,2 GW) y aumentando de nuevo en 2021 (+2,6 GW).

China (153 GW), EE.UU. (52 GW), India (36 GW) y Alemania (20 GW) continúan siendo los mayores mercados Onshore, contribuyendo más del 60% de las instalaciones totales acumuladas que se prevén en 2019-2025. Francia, Brasil, Suecia, España y Australia contribuyen en más de un 10% con instalaciones acumuladas entre 8 GW y 11 GW por país, en el periodo 2019-2025.

El segmento Offshore continúa siendo mucho más concentrado, a pesar de la aparición de nuevos mercados. China con 28 GW en instalaciones entre

²⁰ Fuente: Wood Mackenzie: Perspectivas globales 2T 19. Las burbujas indican las tasas de crecimiento anual compuesto. Las cifras de 2018 son cifras actuales publicadas por el Consejo Global de Energía Eólica.

²¹ Fuente: todos los datos de instalaciones 2018 y 2017 proceden del "Informe eólico global 2018" (publicado en abril 2019) del Consejo Global de la Energía Eólica (GWEC).

²² Fuente: todas las expectativas tanto de 1T 19 (año natural) como de 2T 19 (año natural) que aparecen en esta sección proceden de los informes trimestrales de previsiones globales del mercado eólico de Wood Mackenzie.

2019 y 2025 contribuye un 37% al total de instalaciones en el periodo. Europa, liderada por Reino Unido con 11 GW en instalaciones en ese mismo periodo, instala 30 GW contribuyendo un 39% al total. EE.UU. y Taiwán les siguen con 7,8 GW y 5,7 GW respectivamente en 2019-2025.

El aumento en las instalaciones previstas en Onshore procede de China, EE.UU., Suecia y Holanda, que compensan las menores expectativas en Alemania, e India. En Offshore, el incremento viene principalmente de Estados Unidos.

- En EE.UU., el incremento de las expectativas Onshore procede principalmente del interés por capitalizar los créditos fiscales a la producción eólica del 80% en 2021, y al incremento de demanda de capacidad de las compañías eléctricas, especialmente en la mitad oeste, por la proliferación de estándares de energías limpias del 100%.

En Offshore el incremento procede de los objetivos publicados por Maryland (1.200 MW eólicos marinos para 2030) y Connecticut (2 GW eólicos marinos para 2030).

- En Suecia, se incrementan las expectativas gracias a la ejecución de proyectos comerciales y acuerdos de compra de electricidad corporativos (Power Purchase Agreements o PPAs) al igual que en el 1T 19 (año natural) lo hacían en Noruega y Finlandia.
- En Holanda, el anuncio de un cambio en el mecanismo de apoyo SDE+ ha provocado el aumento de solicitudes de proyectos eólicos Onshore en las subastas tecnológicamente neutras ya anunciadas.
- En China, la transición hacia un régimen sin subsidios a partir del 2021 para Onshore y el 2022 para Offshore está acelerando la ejecución de proyectos para acogerse al

régimen de subsidios anterior, con un volumen muy superior a la reducción prevista para los años posteriores.

- En India, los problemas relacionados con las subastas, los bajos precios máximos establecidos en las mismas y los reiterados retrasos en la puesta en marcha de los proyectos han supuesto una reducción sensible de las expectativas de instalaciones. La escasez de tierras disponibles y los problemas de conexión han contribuido también a una disminución en la participación de promotores en las subastas que han tenido lugar durante 2019.
- En Alemania, los desarrolladores están teniendo muchas dificultades para obtener los permisos de los proyectos, lo que está resultando también en una baja participación en las subastas.

Más allá del ritmo de instalaciones, la dinámica de precios no ha experimentado cambios respecto al trimestre anterior y la estabilización continúa 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 3 MW y más continúa ganando cuota de mercado.

Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica 3T 19²³

Durante el tercer trimestre del año fiscal 2019 se ha publicado la siguiente información y se han adoptado las siguientes medidas relacionadas con los compromisos y acciones gubernamentales

²³ 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.

alineadas con la transición energética hacia un modelo sostenible.

Unión Europea

- La Comisión Europea ha publicado su evaluación y recomendaciones sobre los planes nacionales de energía y clima de los países EU-28, para asegurar que se alcanza el objetivo colectivo del 32% de energías renovables en 2030. Los Estados Miembros tienen hasta final de 2019 para completar sus planes.
- Se pide que los Estados Miembros sean detallados en las medidas para repotenciación de parques eólicos, para la simplificación de los permisos para las renovables, en la eliminación de impedimentos a los PPAs (contratos de compra venta de energía), y en el incentivo de la electrificación de la climatización, el transporte y los procesos industriales.
- Se han publicado en el Diario Oficial de la Unión los últimos actos legislativos que completan el denominado paquete de energía limpia²⁴. Los países miembros tienen entre 1 y 2 años para transponer las directivas a leyes nacionales.

Alemania

- Se publican los resultados de la segunda subasta eólica con 250 MW adjudicados de un volumen inicial de 650 MW y un precio medio de 61,3 €/MWh. La baja participación se debe a la complejidad y los retrasos en el proceso de conseguir los permisos necesarios.
- Se publican los resultados de la tercera subasta neutral que se adjudica en su totalidad a proyectos solares (210 MW con un precio medio de 56 €/MWh).

España

- Se celebran y publican los resultados provisionales de la subasta de las Islas Canarias (184 MW).

Francia

- Se publican los resultados de la tercera subasta Onshore: 516 MW adjudicados con un precio medio de 63 €/MWh. La ejecución de los proyectos adjudicados continúa sujeta a riesgo debido a la falta de claridad con respecto a quien es la autoridad pertinente para dar los permisos medio ambientales.
- El consorcio formado por EDF renovables, Innogy y Enbridge gana la subasta eólica marina de Dunkirk (600 MW) con un precio de 44 €/MWh.
- Se evalúa incrementar la capacidad de las subastas Offshore, desde el volumen actual de 5 GW en 2028, dentro del borrador final del plan nacional de energía.

Grecia

- Se publican los resultados de la primera subasta neutral (371 MW adjudicados a solar y 67 MW a eólico, con un precio medio de 57 €/MWh y un precio de 60 €/MWh para el proyecto eólico).
- Se celebra la tercera subasta eólica con baja participación (resultados pendientes).

Holanda

- Se publican los resultados de otoño 2018 con 758 MW eólicos a un precio medio de 43 €/MWh. Se presentan 143 MW eólicos a la ronda de primavera de 2019.
- Se presenta el Acuerdo Holandés del Clima, con los siguientes objetivos para 2030:

²⁴ El paquete de energía limpia incluye 8 medidas legislativas referentes a: 1) rendimiento energético en edificios; 2) energía renovable; 3) eficiencia energética; 4) gobernanza de la Unión Energética; 5) regulación eléctrica; 6) directiva eléctrica; 7)

preparación del riesgo y 8) HACER (agencia de cooperación de los organismos reguladores de energía).

- 75% de contribución renovable en la producción eléctrica y una reducción del 50% de las emisiones de CO2.
- Capacidad eólica terrestre: 7,5 GW-8,5 GW.
- Capacidad eólica marina: 11,5 GW (700 MW por año hasta 2023 y 1 GW desde 2024 en adelante).

— Irlanda

- Se publica su nuevo Plan de Acción Climática en el que triplica su objetivo de renovables a 2030 hasta 12 GW.
 - 70% de renovables en su mix energético: 8,2 GW de eólica terrestre (frente a 3,3 GW hasta ahora), 3,5 GW de eólica marina (desde 2023) y 1,5 GW de solar.

Italia

- La unión europea ha dado su visto bueno al decreto de renovables pendiente ahora de aprobación por el Gobierno de Italia.
- La aprobación del decreto dará lugar al inicio de subastas neutras en 2019-2021 (en principio 6, la primera en septiembre 2019) para adjudicar 5,5 GW de capacidad a proyectos eólicos y solares.

Portugal

- Planea subastas para añadir 3 GW de eólica hasta 2030, incluyendo terrestre y marina. Además, impulsará los proyectos híbridos permitiendo la instalación de paneles fotovoltaicos en parques eólicos existentes.

Reino Unido

- Se abre la tercera ronda de subastas bajo el mecanismo de contratos por diferencia (CfD) que recibe la aprobación de la Unión Europea (dentro de los programas de ayudas estatales).
- Se convierte en el primer país en aprobar la ley de cero emisiones en 2050.

Rusia

- Anuncia los resultados de la subasta de 2019 con 71 MW adjudicados a proyectos eólicos.

Turquía

- Anuncia los resultados de la segunda subasta YEKA por un volumen de 1 GW y un precio medio de 39,4 USD/MWh.

EE.UU.

- Se aumenta el arancel sobre los productos de la lista 3 de la sección 301 del 10% al 25%
- Nevada y Washington aprueban las leyes para un estándar del 100% de energía limpia en 2045 en el caso de Washington, y en el caso de Nevada, 50% de energía renovable en 2030 y 100% libre de carbón en 2050. Se unen así a California, Hawái y Nuevo México.
- Massachusetts abre la segunda ronda de subastas eólicas marinas (800 MW) como parte del objetivo de alcanzar 1,6 GW en 2027.
- Maryland se compromete oficialmente a un 50% de renovables en 2030, desde un 25% en 2020, incluyendo 1.200 MW de energía eólica marina.
- Connecticut aprueba una ley para el desarrollo de 2 GW de energía eólica marina para 2030.
- Nueva York ha aprobado el mandato, pendiente de la firma del gobernador, para alcanzar un sistema eléctrico completamente descarbonizado en 2040. El proyecto de ley fija como objetivos 6 GW de solar distribuida para 2025, 3 GW de almacenamiento para 2030, y 9 GW de eólica marina para 2035.
- Nueva Jersey selecciona a Ørsted para el desarrollo de 1,1 GW de energía eólica marina (Ocean Wind Project). El estado ha publicado su plan energético con el objetivo de tener un 100% de energía limpia en

2050 incluyendo 3,5 GW de energía eólica marina.

- La agencia de protección del medio ambiente (EPA) publica su plan de energía limpia asequible (ACE) en substitución del plan de energía limpia de Obama (CPP), con obligaciones mucho más limitadas y sin mención a las energías renovables.
- Demócratas y republicanos han introducido varias propuestas de extensión de los créditos fiscales a la inversión a la energía eólica marina (ley de incentivos a la energía eólica marina para nuevos desarrollos - *"Offshore Wind Incentives for New Development Act"*- y ley de incentivos a la energía eólica marina - *"Incentivising Offshore Wind Power Act"*-).

Argentina

- Interés reducido en la ronda 3 de subastas (mini proyectos renovables) con 282 MW en proyectos eólicos y solares presentados de un potencial total de 350 MW.

Brasil

- Se publican los resultados de la subasta A-4 con 95 MW adjudicados a proyectos eólicos con un precio medio de 18 €/MWh.
- 25 GW de proyectos eólicos se han presentado a la subasta A-6 que se celebrara en octubre de 2019.

México

- El ministerio de Energía (SENER) ha publicado el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), cuyas principales acciones son:
 - Asegurar que la empresa nacional CFE compite con las mismas condiciones que el resto de los competidores privados.
 - Incrementar la generación eléctrica con energías limpias y renovables, y cumplir con los compromisos internacionales en

términos de reducción de gases de efecto invernadero.

- Diseñar un sistema de precios balanceado.
- Optimizar el uso de las infraestructuras de generación de CFE para el suministro básico.
- CFE no prevé poner en marcha ningún proyecto de energías renovables entre 2019 y 2022, aunque si estima la puesta en marcha de 105 MW eólicos en 2023 y 1.200 MW eólicos en 2024.
- Suspendido temporalmente el mercado de certificados de energía limpia, hasta la entrada en vigor del Plan de Desarrollo Nacional entre otros documentos.
- Primera subasta eléctrica privada esperada para diciembre 2019.

Corea del Sur

- El ministerio de energía ha publicado el Tercer Plan de Energía, que incrementa el objetivo de renovables desde un 11% a un 35% del total de generación en 2040.

China

- Ha aprobado en mayo el primer paquete de proyectos sin subsidios con un total de 4,5 GW, repartidos en 56 proyectos eólicos. El plan del gobierno incluye un total de 20,8 GW renovables sin subsidios.

India

- La secretaría del ministerio de nuevas energías renovables ha confirmado en comunicación no oficial la intención de incrementar el objetivo a 500 GW en 2030. Actualmente el objetivo oficial es de 175 GW en 2022, de los que 60 GW son eólicos.
- Baja participación en las subastas centrales y estatales por problemas de conexión y escasez de terrenos que el gobierno está intentando solucionar:

- La subasta eólica SECI VII recibe propuestas por menos del 50% de la capacidad subastada (1.200 GW) adjudicándose 480 MW con un precio medio de 2,81 ₹/kWh.
 - De manera similar la segunda subasta híbrida solo ha adjudicado 720 MW (de un potencial total de 1.200 MW) con un precio medio de 2,7 ₹/kWh.
 - Igualmente, la subasta eólica de Gujarat (1 GW) ha adjudicado 745 MW a un precio medio de 2,9 ₹/kWh, mientras que Tamil Nadu ha decidido transferir las subastas a SECI.
- Se establece el precio máximo para la subasta eólica SECI VIII (1.800 MW) en 2,85 ₹/kWh.
 - Para solucionar los problemas de baja participación en las subastas, el ministerio de energía ha anunciado que asegurará la disponibilidad de terrenos e infraestructuras de conexión para los proyectos ganadores de las subastas SECI.

Los estados de Andhra Pradesh, Rajasthan y Madhya Pradesh han anunciado que han reservado terrenos para apoyar la instalación de 8 GW, 19 GW y 5 GW de capacidad para proyectos eólicos y Gujarat para 30 GW eólicos o híbridos.

- Asimismo, el gobierno ha introducido nuevas normas para asegurar el pago a tiempo a los productores renovables.

Japón

- Ha adoptado un libro blanco en el que se destaca la necesidad urgente de reducir las emisiones de carbono en el sector eléctrico, reiterando el objetivo de alcanzar un 22%-24% de renovables en 2030.

Pakistán

- Busca alcanzar el 30% de generación renovable en su mix energético en 2030, lo que implicaría la instalación de 18 GW renovables.

Resumen de subastas

Tabla 7: Resumen de los resultados de subastas publicados durante el 3T 19

Subasta	Tipo	Tecnología	MW objetivo	MW adjudic. ¹	Precio Medio €/MWh ²	Fecha Operación
EE.UU. - Nueva Jersey	Específica	OF		1.100	86	
Holanda - SDE+ otoño	Neutral (Renovables)	ON	6.000 M€	655	43	2023
India - Gujarat II	Específica	ON	1.000	745	37	2020
India - SECI VII	Específica	ON	1.200	480	36	2020
India - SECI Hybrid II	Específica híbrida	ON + Solar Opc. baterías	1.200	720 ³	35	2020
Brasil - A4	Neutral (Renovables)	ON	NA	95	18	2023
Rusia	Específica	ON	78	71	0,89 M€/MW	2024
Alemania - III	Neutral (ON + solar)	ON	200	0	-	2020
Alemania - 2019 II	Específica	ON	650	270	61	2021
Turquía - Yeka II	Específica	ON	1.000	1.000	39	2022
Grecia	Neutral (ON + solar)	ON	600	67	60	2023
España - Canarias	Específica	ON	217	184	0,30 M€/MW	2022
Francia - Onshore	Específica	ON	231	118		sept. 21
Francia - Offshore	Específica	OF	600	600	44	2022

1. MW adjudicados a ON o OF MW.
2. Aplicado tipo de cambio a fecha de publicación de resultados.
3. No publicado desglose eólico / solar.

Tabla 8: Subastas anunciadas durante el 3T 19

Subasta	Tecnología	Objetivo	Fecha prevista ¹
USA - Massachusetts	OF	800 MW	agosto
USA - Nuevo México	ON, Solar Opc. baterías	141 GWh ²	junio
USA - Nueva York	Renovables gran escala	1,5 TWh ³	junio
USA - Tennessee	ON, Solar Opc. baterías	200 MW	mayo
India - SECI VIII	ON	1.800 MW	julio
India - REMCL	Híbrido ON + Solar	105 MW	julio
Grecia - tercera subasta específica	ON	300 MW	julio
Lituania	ON, Solar	300 GWh ²	septiembre
Reino Unido - CfD ronda 3	OF (principalmente)	6 GW	julio - octubre

1. Fecha prevista para entrega de propuestas. Los resultados en algunos casos se publican más tarde.
2. Objetivo en GWh y no en MW.
3. Objetivo publicado en Certificados Verdes. Se muestran los TWh equivalentes.

De las subastas publicadas durante el 3T, cabe destacar los siguientes comentarios y aclaraciones:

Holanda:

- Planea una serie de subastas “subsidio cero” de 700 MW anuales.

Alemania:

- El sistema de subastas estable un objetivo de 2,8 GW anuales, a los que se añaden 4

GW adicionales para el periodo 2019-2021 (primeros 500 MW en septiembre 2019).

- Subastas de Innovación: la subasta inicialmente prevista para septiembre se aplaza por la falta de regulación aplicable.

Guías 2019

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

	9M 18	FY 18	9M 19	FY 19E
Ventas (M€)	6.504	9.122	7.283	10.000-11.000
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	7,4%	7,6%	6,5%	7,0%-8,5%

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

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 de los primeros nueve meses del año permiten alcanzar una cobertura del punto medio de las guías de ventas de un 98%²⁵, aumentando la visibilidad sobre el crecimiento comprometido para el ejercicio. En función de la cobertura alcanzada a junio, y excluyendo el impacto posible de "Book & Bill" durante el cuarto trimestre, se espera una actividad de ventas en el último trimestre del año de c. 3.000 M€. A pesar de la fortaleza de la actividad comercial durante los primeros nueve meses del ejercicio, la volatilidad en los mercados emergentes, especialmente en India y en México, se han traducido en un retraso en la firma de contratos, cuya ejecución no puede entrar ya dentro de este ejercicio, con el consiguiente impacto tanto en el volumen de ventas como en los márgenes del grupo.

La evolución del margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración (6,5%), se sitúa por debajo del rango de guías durante los primeros nueve meses como consecuencia de la presión prevista en precios, solo parcialmente compensada por las mejoras de productividad y costes fijos del programa de transformación, y la planificación de la actividad de ventas de Onshore que se concentra en el cuarto trimestre. El desempeño a nivel de margen EBIT pre PPA y costes de integración y

reestructuración se ha visto además impactado durante el tercer trimestre por los desafíos a los que la compañía se ha enfrentado en la ejecución de proyectos Onshore en el norte de Europa y en India, y que han conducido a costes adicionales y a un nivel de rentabilidad por debajo de lo inicialmente previsto.

El impacto de la amortización del PPA en el valor de los intangibles asciende a 200 M€ en los primeros 9 meses del año y 67 M€ en 3T 19 (250 M€ previsto para el año) y los costes de integración y reestructuración a 90 M€ en los primeros nueve meses del año y a 36 M€ en 3T 19. La previsión de costes de integración y reestructuración se mantiene en 160 M€.

Dentro de la ejecución del cuarto trimestre, el perfil de riesgos y oportunidades se presenta equilibrado y centrado en la ejecución de proyectos y del programa de transformación L3AD2020.

Las tendencias que han impactado el desempeño durante los primeros 9 meses, más allá de la conocida presión en precios derivada de la transición de la industria de la energía eólica a un modelo competitivo, mantendrán todavía su presión en el corto plazo, sin impactar sin embargo el potencial de la industria ni del grupo en el medio y largo plazo.

La presión de la guerra comercial, la discusión sobre el Brexit, la ralentización del crecimiento de la economía mundial, la volatilidad macroeconómica en mercados emergentes como India, México, Argentina o Brasil continuará impactando

²⁵Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta junio 2019 para la actividad del año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en los primeros nueve meses de 19 (9M 19)-/punto

medio de la guía de ventas comunicadas a mercado para el año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

volúmenes y márgenes Onshore en el horizonte más inmediato.

Para combatir estas tendencias, Siemens Gamesa ha puesto ya en marcha soluciones,

- En la forma de aumentos de precios que transfieren las tensiones de la cadena de suministro y que se activan ya en el tercer trimestre del ejercicio 2019,
- A través de la tecnología con la inclusión del nuevo aerogenerador SG 5.8-150, que estará en producción a final del 2020, y
- Mediante la aceleración del programa L3AD2020.

Asimismo, comienza también la racionalización de la industria con la desaparición de algunos fabricantes, mientras que los compromisos renovables no solo se mantienen, sino que aumentan.

Dentro de estos compromisos, Offshore es el mercado que ofrece más potencial de crecimiento en la industria, con un ritmo de instalaciones anuales que se prevé que crezca desde 7 GW en 2019 a 16 GW en 2025. Es también, en el que la compañía tiene un liderazgo indiscutible que se refleja en una cartera de pedidos en firme de 7.206 M€, una cartera condicional de más de 7 GW, la cartera de producto más competitiva y el mejor récord de ejecución dentro del que hay que destacar el programa 24/1/99. Además, Siemens Gamesa lidera el avance en los nuevos mercados de Asia (Taiwán) y EE.UU. (Nueva York). Todo ello aumenta la visibilidad del desempeño futuro, una vez se complete 2019, un año de volumen de ventas récord.

La compañía prevé realizar un Día del Mercado de Capitales durante la primera mitad de 2020 para compartir su visión de los próximos años.

Conclusiones

Siemens Gamesa Renewable Energy cierra los primeros nueve meses del ejercicio fiscal 2019 operando dentro de un mercado energético que continúa 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. El último informe sobre las perspectivas del mercado de la energía publicado por Bloomberg New Energy Finance (NEO 19) corrobora este potencial con una estimación de 127 GW en instalaciones anuales promedio entre 2019 y 2040 y 5,3 billones de dólares invertidos en instalaciones eólicas.

En este entorno, la solidez de la actividad comercial ha permitido a la compañía alcanzar récords, con un libro de pedidos a 30 de junio de 2019, de 25.135 M€ (+8% a/a) y una cobertura del punto medio de las guías de ventas de un 98%²⁶, 18 puntos porcentuales por encima de la cobertura a comienzo del ejercicio, dando seguridad a los objetivos de crecimiento previstos para el año. El rango inferior de ventas, un 10% por encima de las ventas alcanzadas en FY 18, está cubierto en un 100% desde marzo. La entrada de pedidos ha ascendido a 12.298 M€ en los últimos doce meses (+2% a/a) y a 4,666 M€ en el trimestre (+42% a/a). El crecimiento de los pedidos en los últimos doce meses se apoya en Onshore y Servicios que crecen entre un 8% y un 12% a/a. La evolución de la entrada de pedidos en el 3T 19 se apoya en la fortaleza de las tres áreas de negocio que crecen un 44%, un 33% y un 58% respectivamente.

La compañía cierra los primeros nueve meses del año con unas ventas de 7.283 M€ (2.632 M€ en 3T 19), un 12% por encima de las ventas de los primeros nueve meses del año anterior (+23% a/a para el trimestre) y un EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración de 475 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 6,5%, 0,8 puntos porcentuales por debajo del margen de los primeros nueve meses de 2018. El margen EBIT pre PPA y costes de integración y reestructuración en el tercer trimestre asciende a 159 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 6,1%, 1,3 puntos porcentuales por debajo del margen del tercer trimestre de 2018.

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% a/a respectivamente en los primeros nueve meses (31% y 26% a/a en el trimestre), mientras que Onshore comienza a crecer en el tercer trimestre (+17% a/a), crecimiento que continuará en el cuarto trimestre del ejercicio, dentro de la 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 y por el mayor volumen de ventas. Adicionalmente, la rentabilidad del tercer trimestre de 2019 se vio impactada de forma negativa por los desafíos en la ejecución de ciertos proyectos Onshore en Europa del Norte e India.

La posición de deuda neta a 30 de junio se sitúa en 191 M€. La variación de la posición de caja neta a deuda neta desde el comienzo del ejercicio es el resultado de la inversión en capital circulante

²⁶Cobertura de ventas: total de pedidos en firme (€) recibidos hasta junio 2019 para la actividad del año fiscal 2019 -incluyendo la parte ejecutada en 9M 19- / punto medio de la guía de ventas

comunicadas a mercado para el año fiscal 2019 (entre 10.000 M€ y 11.000 M€).

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 y especialmente en el cuarto

trimestre del año. De esta forma el capital circulante termina en 238 M€ equivalente a un 2,4% sobre las ventas de los últimos doce meses. El aumento de la posición de deuda neta en el trimestre se debe a la inversión que asciende a 127 M€.

Anexo

Estados Financieros Octubre 2018 - Junio 2019

Cuenta de Resultados

EUR en millones	Abril - Junio 2019	Octubre 2018 - Junio 2019
Importe neto de la cifra de negocios	2.632	7.283
Coste de ventas	(2.412)	(6.626)
Margen Bruto	220	657
Gastos de Investigación y Desarrollo	(45)	(126)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(118)	(361)
Otros ingresos de explotación	2	20
Otros gastos de explotación	(2)	(5)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	(1)	-
Ingresos financieros	2	8
Gastos financieros	(14)	(37)
Otros ingresos (gastos) financieros	(8)	(18)
Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos	35	138
Impuestos sobre beneficios	(14)	(49)
Resultados de operaciones continuadas	21	89
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas, neto de impuesto	-	-
Participaciones no dominantes	-	(1)
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	21	88

Balance de situación

EUR en millones	30.09.2018 (*)	30.06.2019
Activos:		
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.429	954
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.111	1.421
Otros activos financieros corrientes	171	205
Deudores comerciales, empresas vinculadas	28	39
Activos por contrato	1.569	1.952
Existencias	1.499	2.044
Activos por impuesto corriente	173	199
Otros activos corrientes	362	651
Total activo corriente	7.343	7.466
Fondo de comercio	4.558	4.681
Otros activos intangibles	2.022	1.956
Inmovilizado material	1.443	1.410
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	73	75
Otros activos financieros	240	144
Activos por Impuesto diferido	368	414
Otros activos	101	90
Total activo no corriente	8.805	8.770
Total activo	16.148	16.235
Pasivo y Patrimonio neto:		
Deuda financiera corriente	991	471
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.416	2.483
Otros pasivos financieros corrientes	104	110
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	342	250
Pasivos por contrato	1.670	2.267
Provisiones corrientes	731	741
Pasivos por impuesto corriente	167	163
Otros pasivos corrientes	684	869
Total pasivo corriente	7.104	7.354
Deuda financiera	823	674
Obligaciones por prestaciones al personal	13	13
Impuestos diferidos pasivos	364	398
Provisiones	1.702	1.458
Otros pasivos financieros	185	145
Otros pasivos	31	28
Total pasivo no corriente	3.118	2.716
Capital social	116	116
Prima de emisión	5.932	5.932
Resultado ejercicio anterior y otros componentes del P.Netto	(124)	115
Participaciones minoritarias	2	3
Total Patrimonio Neto	5.926	6.165
Total Pasivo y Patrimonio Neto	16.148	16.235

(*) 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 antes de impuestos en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

Estado de flujos de efectivo

EUR en millones	Abril - Junio 2019	Octubre 2018 - Junio 2019
Resultado antes de impuestos	35	138
Amortizaciones + PPA	148	443
Otros PyG (*)	2	(3)
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (***)	(34)	(665)
Dotación de provisiones (**)	85	153
Uso de provisiones (**)	(91)	(276)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(127)	(316)
Uso provisiones de Adwen (**)	(35)	(119)
Pago de impuestos	(33)	(169)
Otros	(24)	7
Flujo de caja del ejercicio	(73)	(806)
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	(118)	615
Caja / (Deuda financiera neta) Final	(191)	(191)
Variación de Caja Financiera Neta	(73)	(806)

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

(**) Los epígrafes Dotación de provisiones, Uso de provisiones y Uso provisiones de Adwen están incluidos dentro del apartado "Cambios en otros activos y pasivos" del estado consolidado de Flujos de Efectivo.

(***) El epígrafe Variación capital circulante con efecto en flujo de caja contiene principalmente los siguientes epígrafes del estado consolidado de Flujos de Efectivo: Existencias, Activos por contrato, Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar, Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar, Pasivos por contrato y Cambios en otros activos y pasivos (excluyendo el anteriormente explicado efecto de las provisiones).

Principales posiciones de balance

EUR en millones	30.09.2018 (*)	30.06.2019
Propiedad, planta y equipos	1.443	1.410
Fondo de comercio e intangibles	6.580	6.637
Capital Circulante	(542)	238
Otros activos, neto (**)	307	312
Total	7.787	8.597
Deuda neta/ (caja)	(615)	191
Provisiones (***)	2.445	2.212
Fondos propios	5.926	6.165
Otros pasivos	31	28
Total	7.787	8.597

(*) A efectos comparables después de la aplicación de NIIF 9.

(**) El apartado "Otros activos, neto" contiene los siguientes epígrafes del Balance de situación consolidado: Otros activos financieros corrientes, Inversiones contabilizadas según el método de la participación, Otros activos financieros, Otros activos, Otros pasivos financieros corrientes, Otros pasivos financieros, Activos por impuesto corriente, Pasivos por impuesto corriente, Activos por impuesto diferido y Pasivos por impuesto diferido.

(***) El apartado "Provisiones" contiene los siguientes epígrafes del Balance de situación consolidado: Provisiones Corrientes y no Corrientes y Obligaciones por prestaciones al personal.

Nota: Balance resumido mostrando las principales posiciones netas de balance principalmente en el lado de los activos.

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 (*)	31.03.2018	30.06.2018	30.09.2018	30.09.2018 (*)
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.659	1.504	1.455	2.429	2.429
Deuda financiera corriente	(797)	(1.172)	(1.471)	(991)	(991)
Deuda financiera a largo plazo	(485)	(445)	(138)	(823)	(823)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	377	(112)	(154)	615	615

(*) 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.

M€	31.03.2019	30.06.2019
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.353	954
Deuda financiera corriente	(345)	(471)
Deuda financiera a largo plazo	(1.126)	(674)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	(118)	(191)

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€	31.03.2018 Reportado 3T 18 (*)	30.06.2018	30.09.2018	30.09.2018 Comp. (**)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.050	1.124	1.114	1.111
Deudores comerciales, empresas vinculadas	41	34	28	28
Activos por contrato	1.148	1.311	1.572	1.569
Existencias	1.805	1.700	1.499	1.499
Otros activos corrientes	404	404	362	362
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(1.807)	(1.962)	(2.416)	(2.416)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(71)	(77)	(342)	(342)
Pasivos por contrato	(1.571)	(1.570)	(1.670)	(1.670)
Otros pasivos corrientes	(708)	(697)	(684)	(684)
Capital Circulante	291	265	(536)	(542)

(*) 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 a partir del 1 de octubre de 2018, 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 antes de impuestos en el patrimonio del Grupo que disminuye en 4,6 M€ (incluyendo el efecto fiscal).

M€	31.12.2018	31.03.2019	30.06.2019
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.093	1.137	1.421
Deudores comerciales, empresas vinculadas	42	35	39
Activos por contrato	2.033	1.771	1.952
Existencias	1.925	2.006	2.044
Otros activos corrientes	417	464	651
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.283)	(2.352)	(2.483)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(274)	(153)	(250)
Pasivos por contrato	(2.340)	(1.991)	(2.267)
Otros pasivos corrientes	(641)	(706)	(869)
Capital Circulante	(27)	211	238

La 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€	3T 18	3T 19	9M 18	9M 19
Adquisición de activos intangibles	(28)	(46)	(87)	(121)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(64)	(81)	(172)	(195)
CAPEX	(92)	(127)	(258)	(316)

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

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Adquisición de activos intangibles	(42)	(31)	(44)	(46)	(163)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(114)	(50)	(64)	(81)	(309)
CAPEX	(156)	(81)	(108)	(127)	(472)

M€	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
Adquisición de activos intangibles	(12)	(33)	(26)	(28)	(99)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(95)	(50)	(58)	(64)	(267)
CAPEX	(107)	(83)	(84)	(92)	(366)

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).

M€	9M 18	9M 19
Resultado antes de impuestos	103	138
Amortizaciones + PPA	460	443
Otros PyG (*)	(1)	(3)
Dotación de provisiones	200	153
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(301)	(276)
Pago de impuestos	(74)	(169)
Flujo de caja operativo bruto	387	286

M€	3T 18	3T 19
Resultado antes de impuestos	37	35
Amortizaciones + PPA	143	148
Otros PyG (*)	(5)	2
Dotación de provisiones	69	85
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(123)	(91)
Pago de impuestos	(27)	(33)
Flujo de caja operativo bruto	94	146

(*) 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.

	3T 18 (*)	4T 18	1T 19 (*)	2T 19 (*)	3T 19 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.166	1.985	1.793	1.167	1.695
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.660	2.631	2.370	1.742	2.130
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,70	0,75	0,76	0,67	0,80

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 3T 18 a 9 M€, en el 1T 19 a 6 M€, en el 2T 19 a 33 M€ y en el 3T 19 a 1 M€.

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

	4T 18	1T 19 (*)	2T 19 (*)	3T 19 (*)	LTM Jun 19
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.985	1.793	1.167	1.695	6.641
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.631	2.370	1.742	2.130	8.873
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,75	0,76	0,67	0,80	0,75

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 1T 19 a 6 M€, en el 2T 19 a 33 M€ y en el 3T 19 a 1 M€.

	4T 17	1T 18 (*)	2T 18	3T 18 (*)	LTM Jun 18
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.498	1.600	1.834	1.166	6.098
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.167	2.208	2.464	1.660	8.498
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,69	0,72	0,74	0,70	0,72

(*) 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€ y en el 3T 18 a 9 M€.

	4T 16 (Pro-Forma)	1T 17 (Pro-Forma)	2T 17 (Pro-Forma)	3T 17	LTM Jun 17
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.647	1.491	1.460	680	5.278
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.063	1.862	1.599	693	6.218
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,80	0,80	0,91	0,98	0,85

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:

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 (M€)	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€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Grupo	2.625	2.541	2.466	4.666	12.298
De los cuales AEG ON	1.985	1.799	1.200	1.695	6.680

M€	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
Grupo	2.791	2.912	3.043	3.292	12.038
De los cuales AEG ON	1.498	1.688	1.834	1.175	6.195

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	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Onshore	2.631	2.370	1.742	2.130	8.873

MW	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
Onshore	2.167	2.208	2.464	1.660	8.498

Offshore:

MW	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Offshore	-	12	464	1.528	2.004

MW	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
Offshore	752	576	328	1.368	3.024

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

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
AEG	2.207	1.904	2.060	2.242	8.414
Servicios	411	358	330	390	1.488
TOTAL	2.619	2.262	2.389	2.632	9.902

M€	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
AEG	2.008	1.840	1.973	1.827	7.647
Servicios	321	287	268	308	1.185
TOTAL	2.329	2.127	2.242	2.135	8.833

EBIT (Earnings Before Interest and Taxes): resultado de explotación de la cuenta de resultados consolidada de los estados financieros. Se calcula como Resultado del 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€	9M 18	9M 19
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	103	138
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	(2)	-
(-) Ingresos financieros	(10)	(8)
(-) Gastos financieros	42	37
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	4	18
EBIT	138	186
(-) Costes de integración y reestructuración	100	90
(-) Impacto PPA	239	200
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	478	475

M€	3T 18	3T 19
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	37	35
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	(1)	1
(-) Ingresos financieros	(6)	(2)
(-) Gastos financieros	13	14
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	7	8
EBIT	50	56
(-) Costes de integración y reestructuración	25	36
(-) Impacto PPA	82	67
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	156	159

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€	9M 18	9M 19
EBIT	138	186
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	460	443
EBITDA	598	629

M€	3T 18	3T 19
EBIT	50	56
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	143	148
EBITDA	193	204

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

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
EBIT	73	40	90	56	259
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	185	148	147	148	628
EBITDA	258	188	237	204	886

M€	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
EBIT	(197)	35	54	50	(59)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	238	160	157	143	698
EBITDA	41	195	210	193	639

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 neto del ejercicio entre el número promedio de acciones en circulación (excluyendo acciones propias) en el periodo.

	3T 18	9M 18	3T 19	9M 19
Resultado del ejercicio (M€)	44	45	21	88
Número de acciones (unidades)	679.503.717	679.489.013	679.527.345	679.486.391
BNA (€/acción)	0,07	0,07	0,03	0,13

Otros indicadores

Cobertura de ventas: la 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	30.06.2018	30.09.2018	30.06.2019
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	-	6.504	-	7.283
Cartera de pedidos para la actividad FY (2)	6.049	2.770	8.408	2.973
Rango medio de ventas para el FY según guías a mercado (3) (*)	9.300	9.300	10.500	10.500
Cobertura de Ventas $(\frac{[1+2]}{3})$	65%	100%	80%	98%

(*) Nota: El rango de guía de ventas a mercado para FY 19 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 FY 18 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 de la 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€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Entrada pedidos	2.625	2.541	2.466	4.666	12.298
Ventas	2.619	2.262	2.389	2.632	9.902
Book-to-Bill	1,0	1,1	1,0	1,8	1,2

M€	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
Entrada pedidos	2.791	2.912	3.043	3.292	12.038
Ventas	2.329	2.127	2.242	2.135	8.833
Book-to-Bill	1,2	1,4	1,4	1,5	1,4

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€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
CAPEX (1)	156	81	108	127	472
Amortización, depreciación y deterioros (a)	185	148	147	148	628
Amortización PPA intangible (b)	66	66	66	67	266
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	119	82	80	81	362
Tasa de reinversión (1/2)	1,3	1,0	1,4	1,6	1,3

M€	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
CAPEX (1)	107	83	84	92	366
Amortización, depreciación y deterioros (a)	238	160	157	143	698
Amortización PPA intangible (b)	111	83	75	82	350
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b)	127	77	82	61	347
Tasa de reinversión (1/2)	0,8	1,1	1,0	1,5	1,1

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€	9M 18	9M 19
Beneficio Bruto	651	657
Amortización PPA intangible	166	131
Costes Integración y Reestructuración	68	63
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	884	851

M€	3T 18	3T 19
Beneficio Bruto	191	220
Amortización PPA intangible	80	44
Costes Integración y Reestructuración	17	32
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	288	296

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

M€	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Beneficio Bruto	304	200	237	220	961
Amortización PPA intangible	3	44	44	44	134
Costes Integración y Reestructuración	41	22	9	32	104
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	348	266	289	296	1.199

M€	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
Beneficio Bruto	15	198	262	191	666
Amortización PPA intangible	38	43	43	80	204
Costes Integración y Reestructuración	-	8	43	17	68
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	53	249	348	288	938

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, etc.) que también generan ventas monetarias.

MWe	4T 18	1T 19	2T 19	3T 19	LTM Jun 19
Onshore	1.926	1.520	1.707	1.699	6.853

MWe	4T 17	1T 18	2T 18	3T 18	LTM Jun 18
Onshore	1.384	1.651	1.397	1.703	6.135

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.

Se advierte que, debido al redondeo, es posible que las cifras presentadas en este documento no coincidan exactamente con los totales indicados y que los porcentajes no reflejen exactamente las cifras absolutas presentadas.

Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento

La definición y conciliación de las medidas de rendimiento alternativas (MAREs) que se incluyen en esta presentación se divulgan en el documento del Informe de actividad asociado a estos resultados y a resultados previos. Este glosario contiene un resumen de los principales términos y MAREs utilizados en este documento, pero no reemplaza las mencionadas definiciones y conciliaciones.

AEP (Annual Energy Production): producción anual de energía

Book & Bill: cantidad de pedidos (en €) que deben reservarse y cumplirse en un período de tiempo determinado para generar ingresos sin tiempo de entrega material (pedidos "entrantes" en un período de tiempo determinado).

Ratio Book-to-Bill: ratio de contratación nueva (€) sobre actividad o ventas (€) en un periodo dado. La evolución de la ratio Book-to-Bill da una indicación de la tendencia del volumen de ventas a futuro. La ratio Book-to-Bill también puede definirse en términos monetarios como la ratio de contratación nueva (en euros) sobre ventas (en euros).

Capital Circulante: 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 por su naturaleza se clasifiquen como Deuda Financiera Neta, como es el caso de la partida de Efectivo y equivalentes de efectivo.

CAPEX: Inversión en bienes de capital

Deuda financiera neta (DFN): calcula como la suma de las deudas con entidades financieras de la compañía menos el efectivo y los equivalentes de efectivo.

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 (neto).

EBIT 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 en la amortización del PPA (asignación precio de compra) en el valor razonable de los activos intangibles.

EBITDA: 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.

Flujo de Caja operativo bruto: cantidad de efectivo generada por las operaciones ordinarias de la compañía excluyendo el consumo de capital circulante, inversión en capital (CAPEX), pagos relacionados con provisiones de Adwen y otros, principalmente impactos de tipo de cambio. 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 añadir al beneficio neto durante el ejercicio aquellos elementos ordinarios que no tienen naturaleza de efectivo (depreciación y amortización, dotación de provisiones) y el resultado consolidado por el método de la participación.

Inversiones (CAPEX): se refiere a las inversiones realizadas durante el período en propiedades, planta y equipo y activos intangibles para generar beneficios futuros (y mantener la capacidad actual de generar beneficios, en el caso de las inversiones de mantenimiento).

LTM: últimos doce meses.

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.

Precio medio de venta (ASP), en la contratación: Valor medio de la contratación percibido por el segmento de AEG por unidad contratada (medido en MW). Excluye el valor de los pedidos solares.

Tasa de reinversión: ratio de CAPEX dividido por la depreciación y amortización (excluyendo el impacto de la amortización del PPA en el valor de los intangibles).