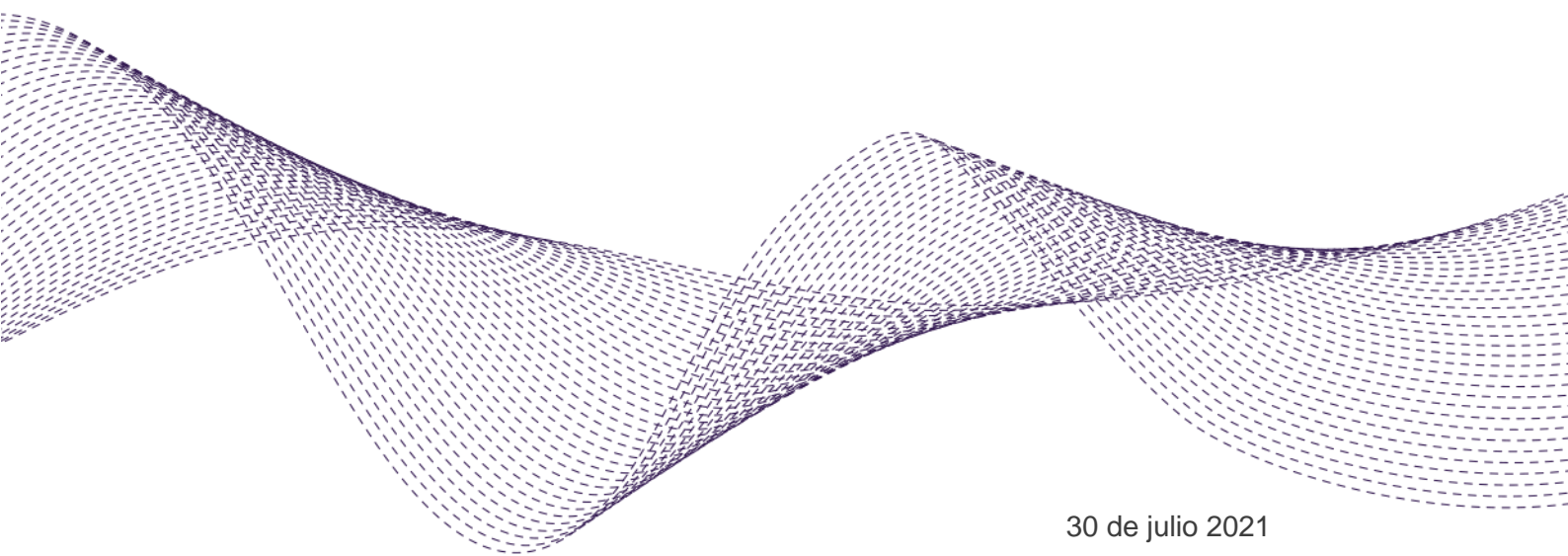


Informe de Actividad

Tercer trimestre año fiscal 2021

Resultados abril-junio 2021



30 de julio 2021

Contenidos

Introducción	3
Principales magnitudes consolidadas 3T 21	4
Mercados y pedidos	5
Principales magnitudes del desempeño económico-financiero	8
Aerogeneradores	10
Servicios de Operación y Mantenimiento	11
Sostenibilidad	12
Perspectivas	13
Guías FY21	17
Anexo	18
Estados Financieros Octubre 2021 - Junio 2021.....	18
Medidas Alternativas de Rendimiento.....	22
Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento	40

Introducción

Siemens Gamesa¹ ha cerrado el tercer trimestre del ejercicio fiscal 2021 (3T 21) con unas ventas del Grupo de 2.704 M€ (+12% a/a) y un margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de un -5,6%.

El margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 3T 21 se ha visto afectado por el impacto que el aumento de los precios de las materias primas y los mayores costes de lanzamiento de la plataforma Siemens Gamesa 5.X han tenido sobre la rentabilidad de la cartera de pedidos de Aerogeneradores. La persistencia de la pandemia ha contribuido a exacerbar el impacto de ambos factores, especialmente en los pedidos en Brasil con entrega en 2022 (FY22) y 2023 (FY23), y que ha resultado en una provisión por contratos onerosos de c. 229 M€ (equivalente a c. 8,5% de las ventas del trimestre).

Es importante destacar que, más allá de incorporar la inflación de costes en los contratos comerciales, la compañía está trabajando en mecanismos adicionales, como son las cláusulas de indexación al acero de la torre en Onshore, para reducir el riesgo ante la volatilidad y los altos precios de las materias primas. Asimismo, continúa ejecutando los programas de ahorro de coste y mejoras tecnológicas con el propósito de reducir el impacto que los mayores costes de suministro tienen en el coste de energía de las distintas plataformas.

Las ventas de los primeros nueve meses de 2021 (9M 21) han ascendido a 7.335 M€ (+11% a/a) y el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración a 81 M€ equivalente a un margen de un 1,1%. Este desempeño se ve afectado por la provisión por contratos onerosos de 3T 21 que compensa la solidez de la actividad de Servicios y de la ejecución de los proyectos en el mercado Offshore.

Incluyendo los costes de integración y reestructuración (31 M€ en 3T 21) y el impacto del PPA en la amortización de los activos intangibles (56 M€ en 3T 21), el EBIT reportado en 3T 21 ha ascendido a -238 M€ y el beneficio neto atribuible a los accionistas de SGRE a -314 M€. El EBIT reportado en 9M 21 ha ascendido a -243 M€ incluyendo el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 149 M€ y el impacto del PPA en la amortización de activos intangibles por importe de 175 M€. El beneficio neto reportado en 9M 21 ha ascendido a -368 M€.

Siemens Gamesa cierra junio de 2021 con una posición de deuda financiera neta de -838 M€. El aumento de la deuda neta durante 9M 21 se ha producido parcialmente por un aumento de capital circulante que cierra 9M 21 con un valor de -1.621 M€, equivalente a un -16% sobre las ventas de los últimos doce meses y por un aumento de los pasivos por arrendamiento². A 30 de junio de 2021, Siemens Gamesa cuenta con c. 4.450 M€ en líneas de financiación autorizadas, de las cuales se han dispuesto c. 1.400 M€, y con una liquidez total disponible de c. 4.450 M€ teniendo en cuenta la posición de caja en balance a cierre de 9M 21 que asciende a c. 1.400 M€. Siemens Gamesa mantiene una calificación crediticia de grado de inversión: BBB con S&P (perspectiva estable) y BBB- con Fitch (perspectiva negativa).

En lo que respecta a la actividad comercial, el Grupo cierra 3T 21 con un libro de pedidos de 32.561 M€, 1.100 M€ por encima del libro de pedidos a junio de 2020, tras firmar 1.520 M€ en 3T 21 y 11.864 M€ en los últimos doce meses. El volumen de pedidos de 3T 21 y su evolución anual refleja el perfil volátil del mercado Offshore que afecta a la entrada de pedidos tanto de Aerogeneradores como de Servicios.

En base al desempeño de la compañía durante 9M 21, y especialmente por el impacto de provisiones por contratos onerosos, Siemens Gamesa ha decidido ajustar sus guías para el ejercicio 2021 en los términos siguientes:

- Se espera que las ventas del grupo para el ejercicio 2021 se encuentren en la parte inferior del rango comunicado junto con los resultados del segundo trimestre el pasado 30 de abril de 2021 (€10.200-€10.500 millones).
- Se ajusta el margen EBIT antes de PPA y costes I&R del Grupo para el ejercicio 2021 a un rango de -1% a 0%.

¹Siemens Gamesa Renewable Energy (Siemens Gamesa o SGRE) 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).

²A 30 de junio de 2021 el importe de los pasivos por arrendamiento ascendía a 822 M€. A 30 de septiembre de 2020 el importe de los pasivos por arrendamiento ascendía a 611 M€.

Dentro del área de ESG cabe destacar que durante 3T 21 Siemens Gamesa

- Se convierte en el primer fabricante de aerogeneradores en recibir un rating ESG de S&P, con una puntuación de 84 sobre 100.
- Ha alcanzado la primera posición en su sector (Petróleo y Gas - Energías Alternativas - Equipos de Energía Renovable) del FTSE Russell, con una puntuación de 4,6/5, y permanece desde 2005 en los índices FTSE4Good.

Principales magnitudes consolidadas 3T 21

- Ventas: 2.704 M€ (+12% a/a)
- EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración³: -151 M€ (N.A)
- Beneficio neto: -314 M€ (N.A.)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN)⁴: -838 M€
- MWe vendidos: 3.079 MWe (+17% a/a)
- Cartera de pedidos: 32.561 M€ (+3% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en 3T: 1.520 M€ (-72% a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 11.864 M€ (-22% a/a)
- Entrada de pedidos en firme AEG en 3T: 1.376 MW (-66% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 11.169 MW (-13% a/a)
- Flota instalada: 114.590 MW
- Flota en mantenimiento: 77.745 MW

³El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 31 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (*Purchase Price Allocation*) por importe de 56 M€.

⁴Caja/(Deuda) financiera neta se define como las partidas de caja y equivalentes menos deuda financiera a largo plazo y a corto plazo, incluyendo los pasivos por arrendamiento. El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019. A 30 de junio de 2021 el importe de los pasivos por arrendamiento asciende a 822 M€: 212 M€ a corto plazo y 610 M€ a largo plazo.

Mercados y pedidos

Las energías renovables, y dentro de ellas la eólica, continúan mostrando una gran resiliencia en un entorno todavía afectado por la pandemia. El aumento continuo de los compromisos de descarbonización y el papel de las renovables dentro de los programas de recuperación económica están teniendo un impacto muy positivo en las perspectivas de demanda a corto, medio y largo plazo. En este entorno, durante los últimos doce meses, Siemens Gamesa ha firmado pedidos por un importe total de 11.864 M€, equivalente a 1,2 veces las ventas en el periodo, terminando 3T 21 con una cartera de pedidos de 32.561 M€ (+3% a/a), 1.100 M€ por encima de la cartera en 3T 20.

Al final de 3T 21 el 50% del libro de pedidos, 16.238 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece un 7% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 9.404 M€ de pedidos Offshore y 6.919 M€ de pedidos Onshore, ambos estables con los niveles a junio de 2020.

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 30.06.21 (M€)

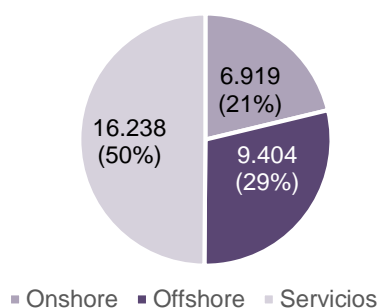
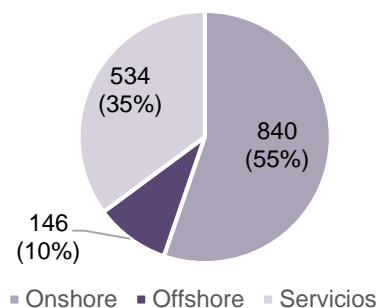


Ilustración 2: Entrada de pedidos 3T 21 (M€)

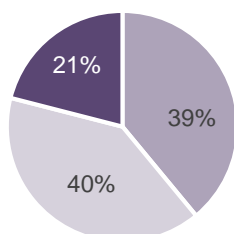


Durante 3T 21 la entrada de pedidos del Grupo alcanza un valor de 1.520 M€. El volumen de pedidos refleja principalmente la volatilidad del mercado Offshore, con una fuerte concentración de pedidos tanto de Aerogeneradores como de Servicios durante el segundo trimestre del ejercicio en curso (2T 21), y, en segundo lugar, el deslizamiento a 4T 21 de la firma de los primeros contratos de la plataforma SG 3.4-145 en India, donde a comienzos de julio se firman 623 MW en pedidos.

Los contratos en cartera a junio 2021 permiten cubrir el 100% de la guía de ventas comunicada para el ejercicio de c. 10.200 M€.

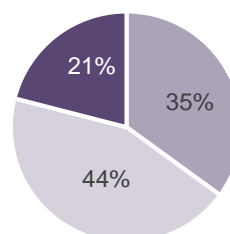
La actividad comercial Onshore cierra el trimestre con un volumen de contratación de 1.352 MW (+13% a/a) y un importe monetario de 840 M€ (-4% a/a), equivalente a una ratio *book-to-bill* de 0,6x. El aumento en el volumen (MW) de contratación a/a refleja el impacto negativo de la pandemia en la actividad comercial Onshore en 3T 20. El volumen de contratación Onshore de los últimos doce meses alcanza los 8.538 MW y un importe de 5.538 M€, equivalente a una ratio *book-to-bill* de 1,1 x.

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



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Ilustración 4: Entrada de pedidos (M€)
Onshore 3T 21 (%)



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Dentro de los 45 países que han contribuido a la entrada de pedidos (M€) en Onshore en los últimos doce meses, EE.UU., Suecia y Brasil son los mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total de pedidos de un 19%, un 13% y un 11% respectivamente. Le siguen Canadá y España con un 8% cada uno. En 3T 21 los principales contribuyentes a la entrada de pedidos han sido: Canadá, con un 34%, Japón, con un 21%, España con un 14%, Filipinas con un 10% y Suecia y EE.UU. con un 7% cada uno.

Los pedidos recibidos en 3T 21 que pertenecen a nuevas plataformas con potencia superior o igual a 4 MW ascienden a un 67% del total. El volumen de contratación total de la plataforma Siemens Gamesa 5.X desde su lanzamiento asciende a 2,7 GW.

En Offshore, la tradicional volatilidad de la entrada de pedidos se ha traducido en un volumen de contratación de 146 M€ en 3T 21 tras la firma anticipada de Sofia (1.400 MW) en 2T 21. El volumen de contratación de Offshore de los últimos doce meses alcanza 3.259 M€, equivalente a una ratio *book-to-bill* de 1,0 vez las ventas de Offshore del periodo.

Siemens Gamesa continúa manteniendo una colaboración muy cercana con sus clientes de cara a la preparación del alto volumen de subastas que se esperan en 2021 (17 GW previstos para los próximos 6 meses en el mercado Offshore) y años siguientes, dado el papel de Offshore como primera fuente de energía para alcanzar los objetivos de descarbonización.

Durante 3T 21, Siemens Gamesa gana la adjudicación de un nuevo contrato de suministro preferente en Taiwán: Hai Long 2B (232 MW) y Hai Long 3 (512 MW). El suministro de estos parques junto con Hai Long A (300 MW) se realizará con la turbina SG 14-222 DD. A 30 de junio de 2021 la cartera de contratos condicionales ascendía a 7,8 GW.

La volatilidad del mercado Offshore también ha tenido un impacto en la actividad comercial de Servicios en 3T 21 que se cierra con un volumen de contratación de 534 M€ en 3T 21, equivalente a una ratio *book-to-bill* de 1,0.

El volumen de contratación de Servicios de los últimos doce meses alcanza 3.068 M€, equivalente a una ratio *book-to-bill* de 1,6 veces las ventas de Servicios del periodo.

Tabla 1: Entrada de Pedidos (M€)

	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21
AEG	3.158	1.424	4.227	1.776	1.776	4.258	986
Onshore	1.611	1.350	872	1.698	1.619	1.381	840
Offshore	1.547	74	3.355	78	157	2.877	146
Servicios	1.470	779	1.115	787	505	1.242	534
Grupo	4.628	2.203	5.342	2.564	2.281	5.500	1.520

La evolución del precio medio de venta durante 3T 21 está afectada de forma negativa por un menor alcance de proyecto, con más ventas en Américas y APAC con menor alcance, por la dilución ocasionada por el aumento de la potencia media de las plataformas y, ligeramente por efecto moneda. Asimismo, está afectado de forma positiva por la contribución por país dentro de las regiones de EMEA y APAC, y por un aumento de los precios comparables.

Durante 3T 21 Siemens Gamesa ha continuado integrando en sus contratos la inflación de costes y ha comenzado a introducir herramientas para conseguir un perfil de riesgo comercial más equilibrado frente a los precios de materias primas. Entre estas herramientas se encuentran las cláusulas de indexación de materias primas (principalmente al acero de la torre) que se empiezan a introducir en las ofertas que se presentan para el mercado Onshore.

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

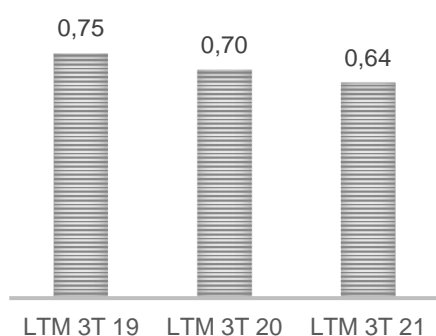
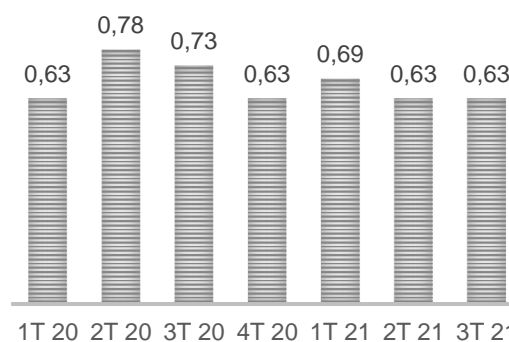


Ilustración 6: Precio medio de venta – entrada de pedidos Onshore (M€/MW)



Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del tercer trimestre (abril – junio) del ejercicio fiscal 2021 (3T 21) y del ejercicio fiscal 2020 (3T 20) así como las variaciones entre los periodos. También se recogen las magnitudes principales de los nueve primeros meses del año fiscal 2021 (9M 21), del año fiscal 2020 (9M 20), y sus variaciones.

Tabla 2: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	3T 20	3T 21	Var. a/a	9M 20	9M 21	Var. a/a
Ventas del Grupo	2.411	2.704	+12,1%	6.615	7.335	+10,9%
AEG	1.947	2.179	+11,9%	5.390	5.980	+10,9%
Servicios	464	525	+13,2%	1.226	1.355	+10,6%
Volumen AEG (MWe)	2.627	3.079	+17,2%	6.742	8.214	+21,8%
Onshore	1.876	2.404	+28,2%	5.271	6.075	+15,2%
Offshore	751	675	-10,2%	1.471	2.139	+45,4%
EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	-161	-151	N.A.	-264	81	N.A.
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	-6,7%	-5,6%	+1,1 p.p.	-4,0%	1,1%	+5,1 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y antes de costes de I&R	-13,2%	-12,0%	+1,2 p.p.	-9,9%	-3,6%	+6,3 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y antes de costes de I&R	20,6%	21,0%	+0,4 p.p.	22,1%	22,1%	+0,0 p.p.
Amortización de PPA ¹	68	56	-17,1%	203	175	-13,6%
Costes de integración y reestructuración	243	31	-87,3%	352	149	-57,7%
EBIT reportado	-472	-238	N.A.	-819	-243	N.A.
Beneficio neto atribuible a los accionistas de SGRE	-466	-314	N.A.	-805	-368	N.A.
Beneficio neto por acción de los accionistas ²	-0,69	-0,46	N.A.	-1,19	-0,54	N.A.
CAPEX	151	163	+12	352	452	+100
CAPEX/ventas (%)	6,3%	6,0%	-0,2 p.p.	5,3%	6,2%	+0,8 p.p.
Capital circulante	-1.498	-1.621	-122	-1.498	-1.621	-122
Capital circulante/ventas LTM (%)	-15,7%	-15,9%	-0,2 p.p.	-15,7%	-15,9%	-0,2 p.p.
(Deuda)/Caja neta ³	-90	-838	-748	-90	-838	-748
(Deuda) neta/EBITDA LTM	-0,94	-2,25	-1,31	-0,94	-2,25	-1,31

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 20: 679.517.513; 3T 21: 680.067.397; 9M 20: 679.516.874; 9M 21: 679.853.425.
3. Pasivos por arrendamiento a 30 de junio de 2020: 606 M€ y a 30 de junio de 2021: 822 M€.

Las ventas del Grupo han ascendido a 2.704 M€, un 12% por encima de las ventas alcanzadas en 3T 20. El crecimiento de las ventas se apoya en los tres mercados, pero especialmente en Onshore, cuyas ventas crecen un 16% con respecto a 3T 20, y en las ventas de Servicios, que crecen un 13% anualmente. Las ventas alcanzadas en los primeros nueve meses del ejercicio han ascendido a 7.335 M€ (+11% a/a), impulsadas por el mercado Offshore con un crecimiento de un 23% a/a y de Servicios, con un crecimiento de un 11% a/a.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 3T 21 asciende a -151 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un -5,6% (-6,7% en 3T 20). El principal impacto sobre el EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración corresponde a la dotación de una provisión por contratos onerosos por importe de c. 229 M€. Dicha provisión procede de la reevaluación de la rentabilidad de la cartera de pedidos de Aerogeneradores ante dos eventos principales:

- El fuerte y rápido ascenso de los precios de materias primas.
- Los mayores costes de lanzamiento de la plataforma Onshore Siemens Gamesa 5.X.

El impacto de estos factores se ha visto exacerbado por la pandemia, especialmente en países como Brasil donde la compañía se enfrenta a deficiencias en la cadena de suministro y cuellos de botella relacionados con la ejecución.

La evolución anual, más allá del impacto de la provisión por contratos onerosos en 3T 21 y de los impactos de los costes adicionales en la ejecución de proyectos Onshore en el Norte de Europa, la ralentización del mercado indio y el impacto de la pandemia en 3T 20, refleja:

- (-) La composición y el alcance de proyectos Onshore y la reducción de precios incorporada en el libro de pedidos de Offshore y Servicios.
- (+) Las mejoras de productividad derivadas del programa LEAP que sobre compensan el impacto de la composición y alcance de proyectos y la reducción de precios.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración ha ascendido a 81 M€ en 9M 21, equivalente a un margen sobre ventas de un 1,1% (-4,0% en 9M 20).

El impacto del PPA en la amortización de intangibles se sitúa en 56 M€ en 3T 21 (175 M€ en 9M 21) y los costes de integración y reestructuración (I&R) en 31 M€ en el mismo periodo (149 M€ en 9M 21). Los costes de integración y reestructuración de 3T 21 incluyen c. 3 M€ (c. 10 M€ en 9M 21) correspondientes a la integración de Servnion incluido Vagos.

El EBIT reportado, incluyendo el impacto del PPA en la amortización de intangibles y los costes de integración y reestructuración ha ascendido a -238 M€ en 3T 21 (-472 M€ en 3T 20), y a -243 M€ en 9M 21 (-819 M€ en 9M 20).

Los gastos financieros netos han ascendido a 9 M€ en 3T 21 (11 M€ en 3T 20) y el gasto por impuesto a 71 M€ (un ingreso de 19 M€ en 3T 20). Los gastos financieros netos han ascendido a 32 M€ en 9M 21 (43 M€ en 9M 20) y el gasto por impuestos a 98 M€ (ingreso de 60 M€ en 9M 20).

Como resultado, el Grupo termina 3T 21 con un beneficio neto reportado de -314 M€ (-466 M€ en 3T 20), que incluye el impacto de la amortización procedente del PPA y de los costes de integración y reestructuración, ambos netos de impuestos por un importe total de 62 M€ en 3T 21 (230 M€ en 3T 20). El beneficio neto por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a -0,46 € (-0,69 € en 3T 20). El beneficio neto en 9M 21 asciende a -368 M€ (-805 M€ en 9M 20) y el beneficio neto por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a -0,54 € (-1,19 € en 9M 20).

El capital circulante del Grupo alcanza un valor de -1.621 M€ en 3T 21, equivalente a un -16% sobre las ventas de los últimos doce meses. El aumento de 351 M€ desde el cierre del ejercicio fiscal 2020 (FY20) es el resultado de un aumento de los activos netos por contratos derivado de la planificación de la actividad anual y de menores anticipos por una menor entrada de pedidos en el trimestre, y del aumento de otros activos corrientes. El Grupo continuará con la política de gestión de activos para mantener un nivel óptimo de capital circulante.

Tabla 3: Capital circulante (M€)

Capital circulante (M€)	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	Oct. 1, 20 ²	1T 21	2T 21	3T 21	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.108	1.073	1.211	1.141	1.143	1.152	1.058	1.162	-50
Existencias	2.071	2.115	2.064	1.820	1.820	1.718	1.886	1.901	-163
Activos por contrato	1.801	1.808	1.715	1.538	1.538	1.517	1.464	1.657	-58
Otros activos corrientes ¹	578	466	584	398	398	467	449	553	-31
Cuentas a pagar	-2.471	-2.544	-2.781	-2.964	-2.964	-2.393	-2.531	-2.904	-123
Pasivos por contrato	-3.193	-3.101	-3.362	-3.148	-3.171	-3.393	-3.237	-3.209	+152
Otros pasivos corrientes	-833	-682	-929	-761	-735	-767	-728	-780	+149
Capital circulante	-939	-865	-1.498	-1.976	-1.971	-1.699	-1.639	-1.621	-122
Var. t/t	-106 ¹	+74	-633	-477		+277 ²	+59	+19	
Capital circulante/Ventas LTM	-9,4%	-8,8%	-15,7%	-20,8%	-20,8%	-17,4%	-16,5%	-15,9%	-0,2 p.p.

1. La aplicación de la NIIF 16 modifica el saldo de apertura de la cuenta "Otros activos corrientes" en 10 M€: de 461 M€ a cierre del año fiscal 2019 (FY19) a 451 M€ a apertura del ejercicio fiscal 2020. El capital circulante a apertura de FY20 asciende a -843 M€, 10 M€ menos que el capital circulante a cierre de FY19. Teniendo en cuenta el impacto de la aplicación de la NIIF 16, la variación de capital circulante durante el primer trimestre de FY20 asciende a una reducción de 95 M€.

2. A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del Precio de Compra, "PPA", de las combinaciones de negocio de Servnion, de acuerdo con IFRS 3). Considerando este ajuste, el capital circulante decrece 273 M€ en 1T 21.

El CAPEX de 3T 21 se sitúa en 163 M€ (452 M€ en 9M 21). La inversión se ha concentrado en el desarrollo de nuevos productos Onshore y Offshore, en utillaje y en equipos y en la fábrica de góndolas y palas de Le Havre.

Offshore ha concentrado más de la mitad de la inversión de 9M 21, inversión necesaria para hacer frente al crecimiento de la demanda de los próximos años.

La posición de deuda neta aumenta en 790 M€⁵ desde el comienzo del ejercicio, hasta una cifra de deuda neta de -838 M€ a final de 3T 21, como consecuencia de la evolución del capital circulante y del aumento de la deuda financiera asociada a pasivos por arrendamiento. La compañía mantiene una sólida posición financiera con acceso a c. 4.450 M€ en líneas autorizadas y una posición de liquidez de c. 4.450 M€ entre líneas de financiación disponibles y caja en balance (c. 1.400 M€).

Aerogeneradores

Tabla 4: Aerogeneradores (M€)

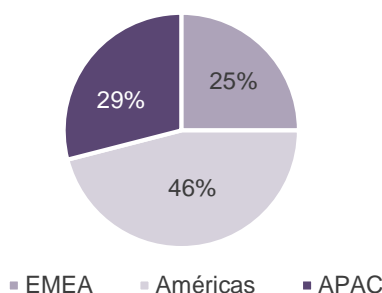
M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	Var. a/a
Ventas	1.634	1.808	1.947	2.325	1.899	1.902	2.179	+11,9%
Onshore	1.116	1.149	1.143	1.499	1.061	1.154	1.328	+16,2%
Offshore	518	660	805	826	838	748	851	+5,8%
Volumen (MWe)	1.932	2.183	2.627	3.226	2.478	2.657	3.079	+17,2%
Onshore	1.747	1.649	1.876	2.433	1.744	1.927	2.404	+28,2%
Offshore	185	534	751	793	734	730	675	-10,2%
EBIT pre PPA y antes de costes I&R	-224	-54	-256	-99	18	25	-261	N.A.
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	-13,7%	-3,0%	-13,2%	-4,3%	1,0%	1,3%	-12,0%	+1,2 p.p.

Durante 3T 21 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 2.179 M€, un 12% por encima de las ventas de 3T 20, apoyadas principalmente en el crecimiento de las ventas Onshore (+16% a/a) cuya actividad, como se adelantó en el primer semestre del ejercicio 2021 (1S 21), se concentra en la segunda mitad del año. La concentración de la actividad en la segunda mitad del ejercicio se ha debido parcialmente a la persistencia de la pandemia.

El crecimiento de las ventas monetarias Onshore en 3T 21 (+16% a/a) por debajo del crecimiento del volumen de fabricación (+28% a/a) se produce principalmente por un impacto negativo de composición geográfica, con una mayor contribución de APAC a las ventas del periodo, y por una depreciación de las monedas en las que opera la compañía frente al euro.

Durante 3T 21, EE.UU., Vietnam y Brasil son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 32%, un 18% y un 8% de participación respectivamente.

Ilustración 7: Volumen de ventas (MWe) Onshore 3T 21 (%)



En el mercado Offshore, el crecimiento de las ventas (+6% a/a) se apoya en el aumento de la actividad de instalación con c. 1.200 MW instalados en 3T 21, más de dos veces los MW instalados en 3T 20 (c. 500 MW), mientras disminuye, en línea con lo planificado, el volumen (MWe) de la actividad de fabricación (-10% a/a). Dentro

⁵Deuda financiera neta a 30 de junio de 2021: -838 M€, incluyendo 822 M€ en pasivos por arrendamiento. Deuda financiera neta a 30 de septiembre de 2020: -49 M€, incluyendo 611 M€ en pasivos por arrendamiento.

de la actividad de instalación hay que destacar la instalación, puesta en servicio y entrega del parque eólico Kriegers Flak (c. 600 MW) que se logró con un rendimiento sobresaliente, completándose con éxito, de manera segura y antes de lo programado, a pesar de los desafíos logísticos que ha traído la COVID-19.

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración asciende a -261 M€ en 3T 21, equivalente a un margen sobre ventas de -12,0% (-13,2% en 3T 20). A pesar de la fortaleza del desempeño en el mercado Offshore y las mejoras de productividad generadas por el programa LEAP, el EBIT de Aerogeneradores se ha visto afectado por el impacto que han tenido tanto el aumento de precios de las materias primas como unos mayores costes de lanzamiento de la plataforma Siemens Gamesa 5.X en la rentabilidad de la cartera de pedidos, y que ha dado lugar a una provisión por contratos onerosos de c. 229 M€.

Las ventas de Aerogeneradores en 9M 21 ascienden a 5.980 M€ (+11% a/a) apoyadas especialmente en el crecimiento de Offshore cuyas ventas de 2.438 M€ crecen un 23% a/a. El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración en 9M 21 asciende a -218 M€, equivalente a un -3,6% sobre las ventas del periodo.

Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 5: Operación y mantenimiento (M€)

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	Var. a/a
Ventas	366	395	464	543	396	434	525	+13,2%
EBIT pre PPA y costes I&R	88	87	96	130	102	86	110	+15,2%
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	24,1%	21,9%	20,6%	24,0%	25,9%	19,9%	21,0%	+0,4 p.p.
Flota en mantenimiento (MW)	63.544	71.476	72.099	74.240	75.493	77.101	77.745	+7,8%

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 13% con respecto a 3T 20 hasta 525 M€ y las ventas de 9M 21 ascienden a 1.355 M€ (+11% a/a).

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 77,7 GW, un 8% por encima de la flota bajo mantenimiento en 3T 20. La flota Offshore, con 11,9 GW bajo mantenimiento, crece un 6% a/a mientras que la flota de Onshore crece un 8% a/a hasta los 65,8 GW. La flota en mantenimiento de terceras tecnologías asciende a 11,1 GW⁶ a 30 de junio de 2021.

La tasa de renovación se sitúa en un 78% en 3T 21, por encima de la tasa de renovación de FY20 (70%).

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de Servicios asciende a 110 M€ en 3T 21, equivalente a un margen sobre ventas de un 21,0%, en línea con las expectativas de margen para la unidad de Servicios en FY21. En 9M 21 el EBIT de Servicios asciende a 299 M€, equivalente a un margen de un 22,1%.

⁶Flota en mantenimiento de terceras tecnologías se redefine excluyendo tecnologías de compañías adquiridas antes de la fusión de Siemens Wind Power con Gamesa Corporación Tecnológica (MADE, Bonus y Adwen).

Sostenibilidad

Tabla 6: Principales magnitudes de sostenibilidad

	9M 20 ¹	9M 21 ¹	Var. a/a
Seguridad y salud laboral			
Ratio accidentes con baja por millón horas trabajadas (LTIFR) ²	1,36	1,41	+4%
Ratio accidentes registrables por millón horas trabajadas (TRIR) ³	3,06	3,10	+1%
Medioambiente			
Energía primaria (directa) empleada (TJ)	404	398	-1%
Energía secundaria (indirecta) empleada (TJ)	552	580	+5%
de la cual, Electricidad (TJ)	484	494	+2%
de origen renovable (TJ)	313	494	+58%
de fuentes de combustión convencionales (TJ)	171	0	-100%
porcentaje de electricidad renovable (%)	65	100	+35 p.p.
Consumo de agua de red (miles de m3)	326	323	-1%
Residuos generados (kt)	51	50	-2%
de los cuales, peligrosos (kt)	8	6	-21%
de los cuales, no peligrosos (kt)	43	44	+1%
Residuos reciclados (kt)	36	39	+10%
Empleados			
Número de empleados (a final del periodo) ⁴	24.614	26.071	+6%
empleados < 35 años (%)	37,2	34,9	-2,3 p.p.
empleados entre 35-44 años (%)	37,2	38,4	+1,2 p.p.
empleados entre 45-54 años (%)	18,9	19,4	+0,5 p.p.
empleados entre 55-60 años (%)	4,6	4,9	+0,3 p.p.
empleados > 60 años (%)	2,2	2,4	+0,2 p.p.
empleados no clasificados (%)	-	-	-
Mujeres en plantilla (%)	18,9	19,0	+0,1 p.p.
Mujeres en posiciones directivas (%)	11,2	11,8	+0,6 p.p.
Cadena de suministro			
Número de proveedores tier 1	16.282	16.844	+3%
Volumen de compra (M€)	5.287	5.340	+1%

1. Cifras no auditadas.

2. El índice LTIFR se calcula para 1.000.000 de horas de trabajo e incluye todos los accidentes que provocan pérdida de al menos una jornada de trabajo.

3. El índice TRIR se calcula para 1.000.000 de horas de trabajo e incluye todas las fatalidades, accidentes con baja laboral, trabajos restringidos y casos de tratamiento médico.

4. El total de la plantilla en 9M 21 incluye la reciente adquisición de activos de Servion.

Nota: TJ=Terajulios; 1Terajulio= 277,77 MWh; kt=miles de toneladas

Perspectivas

Las medidas orientadas a la mitigación del cambio climático, incluida la inversión en infraestructuras “verdes”, están jugando un papel central tanto en la recuperación económica a corto plazo como en el asentamiento de un crecimiento sólido y sostenible a largo plazo. Durante los últimos doce meses, gobiernos, organismos supranacionales, empresas y entidades sin ánimo de lucro han anunciado la intención de acelerar sus objetivos de reducción de emisiones.

Con aproximadamente dos tercios de las emisiones procedentes del sector energético, las energías renovables y entre ellas la eólica juegan un papel fundamental para conseguir dicha reducción. Este papel se refleja en el continuo aumento de las estimaciones de instalaciones necesarias para alcanzar dichos objetivos. La Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su informe WEO 2020⁷, estimaba que las instalaciones eólicas alcanzarían un ritmo de 145 GW anuales en 2030 en un escenario de “Desarrollo Sostenible”, mientras que para alcanzar cero emisiones netas en 2050 serían necesarios 280 GW/año. En su último informe *Net Zero by 2050*⁸ publicado en mayo de 2021, la AIE incrementa esta cifra a un ritmo de 390 GW/año en 2030.

Ilustración 8: Instalaciones anuales 2020 vs. 2030E (GW/año)^{7, 8, 9}



(*) NZE2050: Escenario de cero emisiones a nivel global en 2050

Hay que destacar la importancia de dos elementos en la consecución del objetivo de descarbonización en la fecha prevista y que por tanto influirán en el ritmo efectivo de instalaciones eólicas:

- La competitividad de la energía eólica, cuyos costes continuarán reduciéndose gracias a las mejoras tecnológicas y el bajo coste de financiación.

La AIE⁸ considera que el coste de generación de la energía eólica Offshore era menor ya en 2020 que el coste de generación con fuentes tradicionales en la Unión Europea, sumándose así al de la energía eólica Onshore que ya lo era a nivel global. Además, estima que para Offshore el coste se reducirá entre un 46% y un 53% en 2030 y entre un 65% y un 68% en 2050, comparado con 2020, mientras que para Onshore, se reducirá entre un 0% y un 18% en 2030, y entre un 14% y un 27% en 2050, también comparado con 2020.

- El establecimiento de objetivos parciales a corto y medio plazo, y de marcos regulatorios efectivos y sistemas de incentivos adecuados. En este sentido hay que destacar que, aunque hay ya 44 países y la Unión Europea⁸ comprometidos en alcanzar cero emisiones netas en 2050, son todavía pocos los que avanzan en el establecimiento de un marco regulatorio adecuado.

Dentro de los compromisos a largo plazo, durante 3T 21 varios países han aumentado y/o adelantado los objetivos de reducción de emisiones:

- La Unión Europea (UE) en su paquete “Fit for 55”, publicado el 14 de julio, ha anunciado un incremento del objetivo de renovables sobre el total de la energía hasta un 40% para 2030 frente al 32% actual.
- Alemania ha adelantado el objetivo de neutralidad climática a 2045.

⁷Agencia Internacional de la Energía (AIE). *World Energy Outlook 2020* (WEO 2020). Octubre 2020.

⁸Agencia Internacional de la Energía (AIE). *Net Zero by 2050: A roadmap for the Global Energy Sector (Net Zero by 2050)*. Mayo 2021.

⁹Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC). *Global Wind Report 2021*. Marzo 2021.

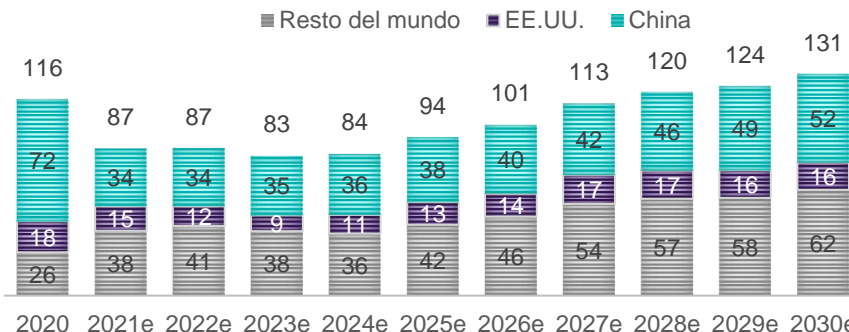
- Reino Unido ha aumentado el objetivo de reducción de emisiones a un 78% en 2035, respecto a 1990, y un 68% en 2030.
- Estados Unidos ha establecido un objetivo de reducción de emisiones de entre un 50% y un 52% en 2030 respecto a 2005.
- Brasil se ha comprometido a reducir emisiones en un 50% para 2030 y alcanzar emisiones cero en 2050, 10 años antes que su objetivo anterior.
- Japón se ha convertido en el primer país de Asia en legislar el objetivo de descarbonización para el 2050, con un objetivo de reducir emisiones en un 46% en 2030 (vs. 2013).

El impacto del marco regulatorio y de los incentivos en el desarrollo de la demanda ha quedado reflejado en la cifra de instalaciones en 2020: 116 GW instalados según Wood Mackenzie¹⁰, (+84% a/a). Este crecimiento se ha concentrado en el mercado chino, principalmente, y en el estadounidense, ambos impulsados por el cambio esperado en los regímenes de incentivos para proyectos Onshore (en China a partir de enero 2021 y en EE.UU. a partir de enero 2022).

Este pico de instalaciones en 2020 ayuda a entender la reducción prevista en instalaciones globales anuales hasta 2023, reducción que se concentra exclusivamente en el mercado Onshore, y muy particularmente en China y EE.UU. La reducción en ambos mercados, los mayores del mundo, compensa la continuación del crecimiento en el resto de los países que alcanzan un pico temporal en 2022.

El ritmo de instalaciones globales retoma el crecimiento en 2024, crecimiento que se mantiene durante la segunda mitad de la década (con un volumen total esperado de 588 GW entre 2026-2030 vs. 433 GW entre 2021-2025).

Ilustración 9: Instalaciones anuales Onshore y Offshore 2020-2030E (GW/año)¹⁰



Excluyendo el impacto de picos y valles puntuales, la previsión del ritmo normalizado de instalaciones es creciente durante toda la década, como lo es el ritmo de instalaciones anuales en el mercado Offshore.

¹⁰Wood Mackenzie (WM). *Global Wind Power Market Outlook Update: Q2 2021*. Junio 2021.

Ilustración 10: Promedio anual de instalaciones Onshore y Offshore 2018-29E (GW)¹⁰

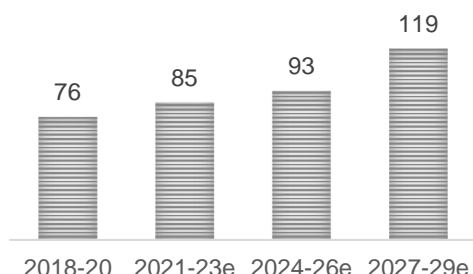
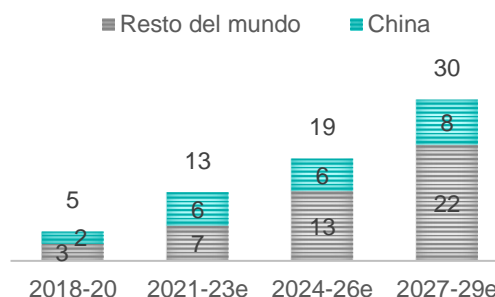


Ilustración 11: Promedio anual de instalaciones Offshore 2018-29E (GW)¹⁰



La evolución de las proyecciones de mercado con respecto a las publicadas por Wood Mackenzie en el trimestre anterior (*Global Wind Market Outlook Q1 21*) muestran un aumento neto en las instalaciones globales acumuladas durante esta década (2021-2030) de 29 GW, aumento que corresponde principalmente al mercado Onshore en EE.UU. (+26 GW), incluyendo ahora el impacto de la potencial extensión de los PTCs (créditos fiscales a la producción, por sus siglas en inglés).

Destacan además en el mercado Onshore, el incremento de 3 GW en las proyecciones para Alemania en esta década, y una nueva reducción de las proyecciones para India de 5.6 GW que se concentra entre 2021 y 2024.

China (335 GW), EE.UU. (108 GW), India (58 GW) y Alemania (30 GW) continúan siendo los mayores mercados Onshore, contribuyendo con un 66% de las instalaciones totales acumuladas previstas en 2021-2030. Brasil, Francia, España, Sudáfrica, Suecia y Australia, contribuyen en un 12%, con instalaciones acumuladas entre 11 GW y 20 GW por país en el mismo periodo.

En el mercado Offshore, destaca el incremento de 2 GW en las proyecciones de Taiwán entre 2021 y 2030, que responde al anuncio del nuevo objetivo de añadir 15 GW en nuevas instalaciones entre 2026 y 2035.

El mercado Offshore continúa siendo mucho más concentrado, a pesar de la aparición de nuevos mercados. China con 73 GW en instalaciones entre 2021 y 2030 contribuye un 33% al total de instalaciones en el periodo. Europa, liderada por Reino Unido con 30 GW en instalaciones en ese mismo periodo, instala 86 GW, contribuyendo un 39% al total. EE.UU. y Taiwán les siguen con 32 GW y 13 GW respectivamente entre 2021 y 2030. La contribución de los nuevos mercados como EE.UU. se concentra especialmente en la segunda mitad de la década (2026-2030).

El apoyo de los distintas instituciones al desarrollo del mercado Offshore se refleja en los 8,6 GW asignados en subastas cuyos resultados se han publicado durante este último trimestre (Tabla 7), y en los 78 GW de subastas esperadas para 2021 y años siguientes (Ilustración 12)¹¹.

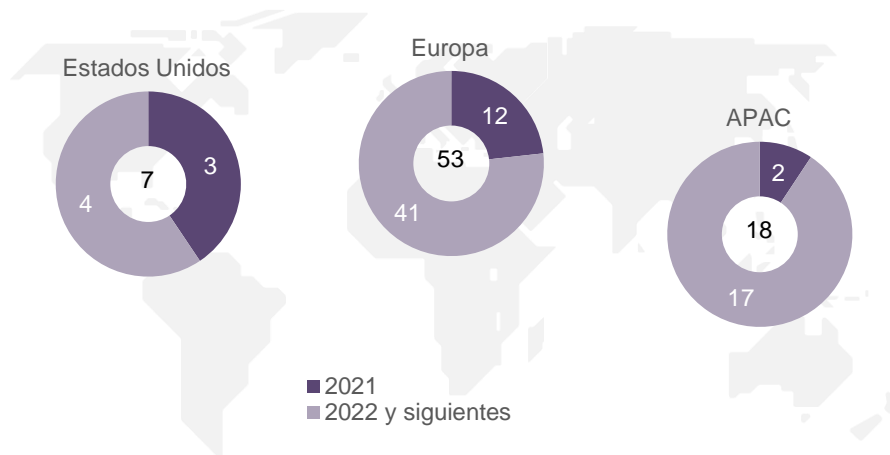
Tabla 7: Principales subastas Offshore cuyos resultados se han publicado durante 3T 21

Subasta	MW	Precio Medio €/MWh ¹	Fecha Operación ²
Polonia – asignación directa ³	5.904	70	2027
EE.UU. – Nueva Jersey	2.658	72	2028-2029
Japón – Goto	17	no publicado	2024

1. Aplicado tipo de cambio a fecha de publicación de resultados.
2. Fecha de operación comercial esperada de acuerdo con las condiciones de la subasta (no necesariamente vinculante).
3. Los 5,9 GW se han anunciado durante el 3T 21, de los cuales 2,85 GW se mencionaron en el Informe de Actividad de 2T 21.

¹¹La Tabla 7 y la Ilustración 12 no son una lista exhaustiva de todos los resultados de subastas publicados ni de todas las subastas previstas.

Ilustración 12: Subastas [GW] Offshore previstas excluyendo China¹²



Más allá del ritmo de instalaciones, la dinámica de precios en el mercado Onshore permanece relativamente estable. Según BloombergNEF¹³, el precio medio por MW Onshore para contratos firmados en la primera mitad de 2021 se sitúa en 0,75 M€/MW incluyendo instalación (0,69 M€/MW excluyendo instalación), en línea con el precio medio de contratos firmados en 2020. En términos de producto, según Wood Mackenzie¹⁴ la categoría >3 MW domina el mercado Onshore, y la potencia promedio para los contratos firmados en 2021 supera los 4 MW. En el mercado Offshore, la reducción de precios ha sido limitada hasta la fecha y totalmente compensada por las eficiencias operativas. Su desarrollo a futuro estará ligado tanto a los resultados de las subastas como a la contribución del desarrollo tecnológico y las eficiencias generadas en la cadena de suministro a la reducción del coste de energía. En términos de producto, las categorías de entre 7 MW y 10 MW dominan el mercado excluyendo China, mientras que también según Wood Mackenzie¹⁴, la potencia promedio para los contratos firmados en 2021 supera los 13 MW.

¹²De los 78 GW previstos, están convocados oficialmente 3 GW en Estados Unidos, 4 GW en Europa, y 2 GW en APAC. El resto son subastas previstas que en algunos casos están reflejadas en los planes de las administraciones competentes.

¹³BloombergNEF. *1H 2021 Wind Turbine Price Index*. Julio 2021.

¹⁴Wood Mackenzie (WM). *Global wind turbine order database*. Mayo 2021.

Guías FY21

	9M 21	Guías abril 2021	Guías julio 2021
Ventas (€M)	7.335	10.200-10.500	c. 10.200
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración (%)	1,1%	3,0%-5,0%	-1,0%-0,0%

Estas guías no incluyen cargas derivadas de asuntos legales o regulatorios y se dan a tipo de cambio constante a final de 3T 21 para 4T 21. Las guías excluyen cualquier impacto extraordinario derivado de disrupciones severas en la cadena de suministro o cese de la actividad de fabricación debido a la pandemia COVID-19.

En base al desempeño de la compañía durante 9M 21, Siemens Gamesa ha decidido ajustar sus guías para el ejercicio en curso. Esta revisión viene causada fundamentalmente por provisiones para proyectos onerosos afectados por los siguientes factores determinantes:

- El acusado aumento de los precios de las materias primas.
- El aumento de las estimaciones de costes de lanzamiento de la plataforma 5.X de Siemens Gamesa, especialmente en Brasil.

El impacto de estos factores se ha visto exacerbado por la pandemia, especialmente en países como Brasil donde la compañía se enfrenta a deficiencias en la cadena de suministro y cuellos de botella relacionados con la ejecución.

Con base en lo anterior, SGRE ajusta sus guías de mercado para el ejercicio 2021 en los términos siguientes:

- Se espera que las ventas del grupo para el ejercicio 2021 se encuentren en la parte inferior del rango comunicado junto con los resultados del segundo trimestre el pasado 30 de abril de 2021 (€10.200-€10.500 millones).
- Se ajusta el margen EBIT antes de PPA y costes I&R del Grupo para el ejercicio 2021 a un rango de -1% a 0%.

Durante 3T 21 Siemens Gamesa ha comenzado a introducir, en sus contratos Onshore, mecanismos de protección frente a la volatilidad de los precios de las materias primas, principalmente al acero de las torres. Junto a la introducción de estos mecanismos, Siemens Gamesa continúa incorporando la inflación de costes en el precio de los contratos y asegurando los suministros necesarios para la ejecución de la cartera de proyectos en FY22. Adicionalmente, la compañía tiene en marcha programas de reducción de costes con el propósito de mitigar el impacto de los mayores precios de componentes en el coste de energía de las plataformas y está trabajando en la introducción de nuevas características técnicas con el mismo propósito de aumentar la competitividad de la energía eólica.

Todo ello se une al programa LEAP encaminado a conseguir la rentabilidad en el mercado Onshore y a la consecución de la visión de largo plazo de la compañía a través de:

- Focalización en la rentabilidad y la reducción del riesgo en los contratos.
- Innovación tecnológica.
- Simplificación de la cadena de suministro y reducción del gasto de suministro de terceros.
- Mejora de la capacidad de ejecución de proyectos, estandarización de procesos y fortalecimiento de los criterios de calidad.
- Reorganización para optimizar el desempeño.

Por último, es importante destacar que, a pesar de la complejidad del entorno de mercado, el mercado Offshore y la actividad de Servicios, que constituyen casi un 80% de la cartera de pedidos del grupo, han tenido un fuerte desempeño durante 9M 21.

Anexo

Estados Financieros Octubre 2021 - Junio 2021

Cuenta de Resultados

EUR en millones	Abril - Junio 2020	Abril - Junio 2021	Octubre 2019 - Junio 2020	Octubre 2020 - Junio 2021
Importe neto de la cifra de negocios	2.411	2.704	6.615	7.335
Coste de ventas	(2.607)	(2.733)	(6.806)	(6.963)
Margen Bruto	(196)	(29)	(190)	372
Gastos de Investigación y Desarrollo	(52)	(81)	(154)	(235)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(221)	(133)	(481)	(386)
Otros ingresos de explotación	(2)	5	11	10
Otros gastos de explotación	(1)	-	(4)	(5)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	(3)	4	(4)	5
Ingresos financieros	2	3	8	8
Gastos financieros	(17)	(13)	(50)	(38)
Otros ingresos (gastos) financieros	4	1	(2)	(2)
Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos	(486)	(243)	(866)	(269)
Impuestos sobre beneficios	19	(71)	60	(98)
Resultados de operaciones continuadas	(466)	(314)	(806)	(367)
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas, neto de participaciones no dominantes	-	-	-	-
Participaciones no dominantes	-	-	1	(1)
Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE	(466)	(314)	(805)	(368)

Balance de situación

M€	30.06.2020	30.09.2020	01.10.2020 (*)	30.06.2021
Activos:				
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.695	1.622	1.622	1.400
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.174	1.141	1.142	1.157
Otros activos financieros corrientes	104	212	212	269
Deudores comerciales, empresas vinculadas	37	1	1	4
Activos por contrato	1.715	1.538	1.538	1.657
Existencias	2.064	1.820	1.820	1.901
Activos por impuesto corriente	202	198	198	184
Otros activos corrientes	584	398	398	553
Total activo corriente	7.574	6.929	6.931	7.126
Fondo de comercio	4.610	4.550	4.562	4.566
Otros activos intangibles	1.833	1.780	1.780	1.676
Inmovilizado material	2.127	2.239	2.238	2.543
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	66	66	66	73
Otros activos financieros	287	235	235	220
Activos por Impuesto diferido	536	529	526	529
Otros activos	5	4	4	6
Total activo no corriente	9.464	9.403	9.411	9.613
Total activo	17.038	16.332	16.342	16.739
Pasivo y Patrimonio neto:				
Deuda financiera corriente	546	434	434	540
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.544	2.956	2.956	2.880
Otros pasivos financieros corrientes	65	127	127	207
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	237	8	8	25
Pasivos por contrato	3.362	3.148	3.171	3.209
Provisiones corrientes	681	723	715	693
Pasivos por impuesto corriente	159	177	180	162
Otros pasivos corrientes	929	761	735	780
Total pasivo corriente	8.523	8.335	8.327	8.496
Deuda financiera	1.239	1.236	1.236	1.698
Obligaciones por prestaciones al personal	16	20	20	22
Impuestos diferidos pasivos	320	229	225	220
Provisiones	1.501	1.422	1.443	1.559
Otros pasivos financieros	216	126	126	117
Otros pasivos	61	29	29	30
Total pasivo no corriente	3.353	3.062	3.080	3.646
Capital social	116	116	116	116
Prima de emisión	5.932	5.932	5.932	5.932
Resultado ejercicio anterior y otros componentes del P.Neto	(886)	(1.114)	(1.114)	(1.452)
Participaciones minoritarias	1	1	1	1
Total Patrimonio Neto	5.162	4.935	4.935	4.597
Total Pasivo y Patrimonio Neto	17.038	16.332	16.342	16.739

(*) A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del precio de compra ("PPA") de las combinaciones de negocio de Senvion, de acuerdo con IFRS 3).

Estado de flujos de efectivo

EUR en millones	Abril - Junio 2020	Abril - Junio 2021	Octubre 2019 - Junio 2020	Octubre 2020 - Junio 2021
Resultado antes de impuestos	(486)	(243)	(866)	(269)
Amortizaciones + PPA	290	192	644	555
Otros PyG (*)	15	(17)	10	(8)
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (***)	705	15	739	(334)
Dotación de provisiones (**)	28	299	267	388
Uso de provisiones (**)	(78)	(95)	(257)	(252)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(151)	(163)	(352)	(452)
Inversiones en arrendamientos (****)	(36)	(13)	(109)	(285)
Uso provisiones de Adwen (**)	(46)	(25)	(102)	(60)
Pago de impuestos	(7)	(31)	(143)	(109)
Adquisiciones de negocios, neto del efectivo adquirido	(26)	-	(177)	-
Otros	(3)	13	(24)	36
Flujo de caja del ejercicio	205	(67)	(370)	(790)
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	(295)	(771)	280	(49)
Caja / (Deuda financiera neta) Final	(90)	(838)	(90)	(838)
Variación de Caja Financiera Neta	205	(67)	(370)	(790)

(*) 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).

(****) Adquisición de activos bajo arrendamiento de acuerdo con NIIF 16; este concepto se encontraba incluido en el epígrafe "Variación capital circulante con efecto en flujo de caja" en la información financiera reportada previamente. Dicho epígrafe se ha modificado en la información comparativa para el desglose separado de las inversiones en arrendamientos.

Principales posiciones de balance

EUR en millones	30.06.2020	30.09.2020	01.10.2020 (*)	30.06.2021
Propiedad, planta y equipos	2.127	2.239	2.238	2.543
Fondo de comercio e intangibles	6.443	6.330	6.342	6.242
Capital Circulante	(1.498)	(1.976)	(1.971)	(1.621)
Otros activos, neto (**)	440	584	582	576
Total	7.512	7.177	7.191	7.740
Deuda neta / (caja)	90	49	49	838
Provisiones (***)	2.198	2.165	2.178	2.274
Fondos propios	5.162	4.935	4.935	4.597
Otros pasivos	61	29	29	30
Total	7.512	7.177	7.191	7.740

(*) A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del precio de compra ("PPA") de las combinaciones de negocio de Senvion, de acuerdo con IFRS 3).

(**) 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.

Anexo

Medidas Alternativas de Rendimiento

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

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

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

Deuda Financiera Neta – (DFN)

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

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

M€	30.06.2019	30.09.2019	01.10.2019 (*)	31.12.2019	31.03.2020
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	954	1.727	1.727	1.661	1.421
Deuda financiera corriente	(471)	(352)	(418)	(513)	(487)
Deuda financiera a largo plazo	(674)	(512)	(1.029)	(974)	(1.229)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	(191)	863	280	175	(295)

M€	30.06.2020	30.09.2020	31.12.2020	31.03.2021	30.06.2021
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.695	1.622	1.533	1.515	1.400
Deuda financiera corriente	(546)	(434)	(636)	(607)	(540)
Deuda financiera a largo plazo	(1.239)	(1.236)	(1.372)	(1.680)	(1.698)
Caja / (Deuda Financiera Neta)	(90)	(49)	(476)	(771)	(838)

(*) El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes "Otros activos no corrientes" y "Otros activos corrientes", por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros.

Capital Circulante – (WC)

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

El Capital Circulante refleja la parte del Capital Empleado invertido en activos operativos netos. Esta medida es utilizada por la Dirección de Siemens Gamesa Renewable Energy en la gestión y toma de decisiones relacionada con el ciclo de conversión de caja del negocio, en especial la gestión de inventarios, cuentas a cobrar comerciales y cuentas a pagar comerciales. Una gestión efectiva del capital circulante conlleva un nivel de inversión óptimo en capital circulante que no pone en riesgo la solvencia de la empresa para hacer frente a sus obligaciones de pago a corto plazo.

M€	30.06.2019	30.09.2019	01.10.2019	31.12.2019	31.03.2020
	Comp. (*)				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.421	1.287	1.287	1.079	1.036
Deudores comerciales, empresas vinculadas	39	22	22	29	37
Activos por contrato	1.952	2.056	2.056	1.801	1.808
Existencias	2.044	1.864	1.864	2.071	2.115
Otros activos corrientes	651	461	451	578	466
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.483)	(2.600)	(2.600)	(2.282)	(2.332)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(250)	(286)	(286)	(188)	(212)
Pasivos por contrato	(2.267)	(2.840)	(2.840)	(3.193)	(3.101)
Otros pasivos corrientes	(869)	(798)	(798)	(833)	(682)
Capital Circulante	238	(833)	(843)	(939)	(865)

(*) El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019 mediante el método retrospectivo sin reexpresar las cifras del periodo comparativo. Como consecuencia de lo anterior, se ha modificado el balance de inicio a 1 de octubre de 2019. Los principales impactos por la primera aplicación de NIIF 16 en el balance consolidado a 1 de octubre de 2019 son el incremento del Inmovilizado material correspondiente a los activos por derecho de uso por importe de 679 millones de euros, una disminución en los pagos anticipados registrados en los epígrafes “Otros activos no corrientes” y “Otros activos corrientes”, por un importe de 85 millones de euros y 10 millones de euros, respectivamente, y el correspondiente incremento de los pasivos corrientes y no corrientes (componentes de la Deuda Financiera Neta) por importe de 583 millones de euros.

M€ 30.06.2020 30.09.2020 01.10.2020 31.12.2020 31.03.2021 30.06.2021

(*)

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.174	1.141	1.142	1.150	1.054	1.157
Deudores comerciales, empresas vinculadas	37	1	1	1	5	4
Activos por contrato	1.715	1.538	1.538	1.517	1.464	1.657
Existencias	2.064	1.820	1.820	1.718	1.886	1.901
Otros activos corrientes	584	398	398	467	449	553
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.544)	(2.956)	(2.956)	(2.346)	(2.493)	(2.880)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(237)	(8)	(8)	(47)	(38)	(25)
Pasivos por contrato	(3.362)	(3.148)	(3.171)	(3.393)	(3.237)	(3.209)
Otros pasivos corrientes	(929)	(761)	(735)	(767)	(728)	(780)
Capital Circulante	(1.498)	(1.976)	(1.971)	(1.699)	(1.639)	(1.621)

(*) A efectos comparativos después de ajustes al balance de apertura de negocios adquiridos (Asignación del precio de compra ("PPA") de las combinaciones de negocio de Senvion, de acuerdo con IFRS 3).

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 una combinación de negocios (p.ej. la fusión de Siemens Wind Power y Gamesa). Esta MAR tampoco incluye las adiciones de activos por derecho de uso (primera aplicación de la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019).

M€	3T 20	3T 21	9M 20	9M 21
Adquisición de activos intangibles	(54)	(45)	(138)	(134)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(97)	(118)	(214)	(318)
CAPEX	(151)	(163)	(352)	(452)

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

M€	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
Adquisición de activos intangibles	(44)	(39)	(50)	(45)	(178)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(205)	(101)	(99)	(118)	(523)
CAPEX	(249)	(140)	(149)	(163)	(701)

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Adquisición de activos intangibles	(38)	(42)	(42)	(54)	(176)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(143)	(50)	(67)	(97)	(357)
CAPEX	(181)	(92)	(109)	(151)	(533)

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 20	9M 21
Resultado antes de impuestos	(866)	(269)
Amortizaciones + PPA	644	555
Otros PyG (*)	11	(8)
Dotación de provisiones	267	388
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(257)	(252)
Pago de impuestos	(142)	(109)
Flujo de caja operativo bruto	(344)	305

M€	3T 20	3T 21
Resultado antes de impuestos	(486)	(243)
Amortizaciones + PPA	290	192
Otros PyG (*)	15	(17)
Dotación de provisiones	28	299
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(78)	(95)
Pago de impuestos	(7)	(31)
Flujo de caja operativo bruto	(238)	106

(*) 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 20 (*)	4T 20 (*)	1T 21 (*)	2T 21 (*)	3T 21 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	872	1.698	1.619	1.330	856
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.200	2.713	2.360	2.113	1.352
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,73	0,63	0,69	0,63	0,63

(*) 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 20 a 0 M€, en el 4T 20 a 0 M€, en el 1T 21 a 0 M€, en el 2T 21 a 51 M€ y en el 3T 21 a -16 M€.

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

	4T 20 (*)	1T 21 (*)	2T 21 (*)	3T 21 (*)	LTM Jun 21
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.698	1.619	1.330	856	5.503
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.713	2.360	2.113	1.352	8.538
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,63	0,69	0,63	0,63	0,64

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 4T 20 a 0 M€, en el 1T 21 a 0 M€, en el 2T 21 a 51 M€ y en el 3T 21 a -16 M€.

	4T 19 (*)	1T 20 (*)	2T 20 (*)	3T 20 (*)	LTM Jun 20
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	2.238	1.611	1.289	872	6.010
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	3.147	2.563	1.645	1.200	8.555
ASP Entrada pedidos Wind Onshore	0,71	0,63	0,78	0,73	0,70

(*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 4T 19 a 2 M€, en el 1T 20 a 0 M€, en el 2T 20 a 61 M€ y en el 3T 20 a 0 M€.

	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€.

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 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
Grupo	2.564	2.281	5.500	1.520	11.864
De los cuales AEG ON	1.698	1.619	1.381	840	5.538

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Grupo	3.076	4.628	2.203	5.342	15.248
De los cuales AEG ON	2.240	1.611	1.350	872	6.073

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 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
Onshore	2.713	2.360	2.113	1.352	8.538

MW	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Onshore	3.147	2.563	1.645	1.200	8.555

Offshore:

MW	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
Offshore	-	-	2.607	24	2.631

MW	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Offshore	72	1.279	-	2.860	4.211

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

M€	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
AEG	2.325	1.899	1.902	2.179	8.305
Servicios	543	396	434	525	1.898
TOTAL	2.868	2.295	2.336	2.704	10.203

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
AEG	2.527	1.634	1.808	1.947	7.917
Servicios	417	366	395	464	1.642
TOTAL	2.944	2.001	2.204	2.411	9.559

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 y el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA (Asignación Precio de Compra).

- Los costes de integración son gastos de carácter único (*one-time expense*) (naturaleza temporal – limitados en el tiempo) relacionados con la integración de las dos sociedades anteriores, o de otro negocio adquirido, excluyendo cualquier coste de reestructuración.
- Los costes de reestructuración son gastos de personal u otros no relacionados con el personal que se derivan de una reestructuración (por ejemplo, cierres de localizaciones), cuando la reestructuración hace referencia a medidas que modifican significativamente el alcance del negocio llevado a cabo o la manera en que se dirige el negocio.

M€	9M 20	9M 21
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	(866)	(269)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	4	(5)
(-) Ingresos financieros	(8)	(8)
(-) Gastos financieros	50	38
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	2	2
EBIT	(819)	(243)
(-) Costes de integración	117	84
(-) Costes de reestructuración	235	65
(-) Impacto PPA	203	175
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	(264)	81

M€	3T 20	3T 21
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	(486)	(243)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	3	(4)
(-) Ingresos financieros	(2)	(3)
(-) Gastos financieros	17	13
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	(4)	(1)
EBIT	(472)	(238)
(-) Costes de integración	59	28
(-) Costes de reestructuración	183	3
(-) Impacto PPA	68	56
EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración	(161)	(151)

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 20	9M 21
EBIT	(819)	(243)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	644	555
EBITDA	(175)	312

M€	3T 20	3T 21
EBIT	(472)	(238)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	290	192
EBITDA	(181)	(46)

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

M€	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
EBIT	(139)	14	(19)	(238)	(382)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	200	180	182	192	754
EBITDA	61	194	163	(46)	373

M€	4T 19	1T 20	2T 21	3T 20	LTM Jun 20
EBIT	67	(229)	(118)	(472)	(752)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	204	172	182	290	848
EBITDA	271	(57)	63	(181)	96

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 20	9M 20	3T 21	9M 21
Resultado del ejercicio (M€)	(466)	(805)	(314)	(368)
Número de acciones (unidades)	679.517.513	679.516.874	680.067.397	679.853.425
BNA (€/acción)	(0,69)	(1,19)	(0,46)	(0,54)

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€	30.09.2019	30.06.2020	30.09.2020	30.06.2021
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	-	6.615	-	7.335
Cartera de pedidos para la actividad FY (2)	9.360	3.145	9.728	2.885
Rango medio de ventas para el FY según guías a mercado (3) (*)	10.400	10.400	10.700	10.200
Cobertura de Ventas ([1+2]/3)	90%	94%	91%	100%

(*) Guía de ventas FY21 comunicada en noviembre a 2020 estrechada en julio 2021 a 10.200M€.

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 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
Entrada pedidos	2.564	2.281	5.500	1.520	11.864
Ventas	2.868	2.295	2.336	2.704	10.203
Book-to-Bill	0,9	1,0	2,4	0,6	1,2

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Entrada pedidos	3.076	4.628	2.203	5.342	15.248
Ventas	2.944	2.001	2.204	2.411	9.559
Book-to-Bill	1,0	2,3	1,0	2,2	1,6

Tasa de Reinversión: ratio de CAPEX dividido por la depreciación, amortización y deterioros (excluyendo el impacto de la amortización del valor razonable de los activos intangibles procedentes del PPA). De acuerdo con la definición de CAPEX, el importe de amortización, depreciación y deterioros no incluye la amortización, depreciación y deterioros de los activos por derecho de uso (primera aplicación de la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019).

M€	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
CAPEX (1)	249	140	149	163	701
Amortización, depreciación y deterioros (a)	200	180	182	192	754
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	28	31	29	30	119
Amortización PPA intangible (c)	59	60	59	56	235
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	112	90	94	105	401
Tasa de reinversión (1/2)	2,2	1,6	1,6	1,5	1,7

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
CAPEX (1)	181	92	109	151	533
Amortización, depreciación y deterioros (a)	204	172	182	290	848
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	-	25	27	33	85
Amortización PPA intangible (b)	67	66	69	68	269
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	137	81	86	189	494
Tasa de reinversión (1/2)	1,3	1,1	1,3	0,8	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 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.

- Los costes de integración son gastos de carácter único (*one-time expense*) (naturaleza temporal – limitados en el tiempo) relacionados con la integración de las dos sociedades anteriores, o de otro negocio adquirido, excluyendo cualquier coste de reestructuración.
- Los costes de reestructuración son gastos de personal u otros no relacionados con el personal que se derivan de una reestructuración (por ejemplo, cierres de localizaciones), cuando la reestructuración hace referencia a medidas que modifican significativamente el alcance del negocio llevado a cabo o la manera en que se dirige el negocio.

M€	9M 20	9M 21
Beneficio Bruto	(190)	372
Amortización PPA intangible	133	131
Costes Integración	84	60
Costes Reestructuración	147	54
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	174	617

M€	3T 20	3T 21
Beneficio Bruto	(196)	(29)
Amortización PPA intangible	45	42
Costes Integración	41	19
Costes Reestructuración	100	4
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	(10)	36

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

M€	4T 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
Beneficio Bruto	81	202	199	(29)	453
Amortización PPA intangible	45	45	44	42	175
Costes Integración	49	20	21	19	109
Costes Reestructuración	33	13	37	4	87
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	207	280	301	36	824

M€	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Beneficio Bruto	291	(57)	63	(196)	101
Amortización PPA intangible	43	42	45	45	176
Costes Integración	62	15	28	41	146
Costes Reestructuración	5	6	42	100	153
Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&R)	401	7	177	(10)	575

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 20	1T 21	2T 21	3T 21	LTM Jun 21
Onshore	2.433	1.744	1.927	2.404	8.508

MWe	4T 19	1T 20	2T 20	3T 20	LTM Jun 20
Onshore	2.009	1.747	1.649	1.876	7.280

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) se utilizan y divulgan en este informe de actividad y se utilizan además en la presentación asociada 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.

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.

Deuda financiera neta (DFN): calculada 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 netos.

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

- Los costes de integración son gastos de carácter único (one-time expense) (naturaleza temporal – limitados en el tiempo) relacionados con la integración de las dos sociedades anteriores, o de otro negocio adquirido, excluyendo cualquier coste de reestructuración.

- Los costes de reestructuración son gastos de personal u otros no relacionados con el personal que se derivan de una reestructuración (por ejemplo, cierres de localizaciones), cuando la reestructuración hace referencia a medidas que modifican significativamente el alcance del negocio llevado a cabo o la manera en que se dirige el negocio.

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.

PI: Propiedad Intelectual.

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).

TCAC: Tasa de crecimiento anual compuesto.

Advertencia

“El presente documento ha sido elaborado por Siemens Gamesa Renewable Energy, quien lo difunde exclusivamente a efectos informativos. Este documento contiene enunciados que son manifestaciones de futuro, e incluye declaraciones con respecto a nuestra intención, creencia o expectativas actuales sobre las tendencias y acontecimientos futuros que podrían afectar a nuestra condición financiera, a los resultados de nuestras operaciones o al precio de nuestra acción. Estas manifestaciones pueden identificarse con palabras como “esperamos”, “anticipamos”, “pretendemos”, “planeamos”, “creemos”, “buscamos”, “estimamos”, “haremos”, “proyectamos” o palabras de significado similar. También podemos hacer manifestaciones de futuro en otros informes, presentaciones, material entregado a los accionistas y comunicados de prensa. Además, nuestros representantes pueden hacer en alguna ocasión manifestaciones verbales a futuro. Estas manifestaciones de futuro no son garantías del desempeño e implican riesgos e incertidumbres. En consecuencia, los resultados reales pueden diferir considerablemente de los resultados de las manifestaciones de futuro, como consecuencia de diversos factores, riesgos e incertidumbres, tales como factores económicos, competitivos, regulatorios o comerciales. El valor de las inversiones puede subir o bajar, circunstancia que el inversor debe asumir incluso a riesgo de no recuperar el importe invertido, en parte o en su totalidad. Igualmente, el anuncio de rentabilidades pasadas no constituye promesa o garantía de rentabilidades futuras.

Los datos, opiniones, estimaciones y proyecciones que se incluyen en el presente documento se refieren a la fecha que figura en el mismo y se basan en previsiones de la propia compañía y en fuentes de terceras personas, por lo que Siemens Gamesa Renewable Energy, no garantiza que su contenido sea exacto, completo, exhaustivo y actualizado y, consecuentemente, no debe confiarse en él como si lo fuera. Tanto la información como las conclusiones contenidas en el presente documento se encuentran sujetas a cambios sin necesidad de notificación alguna. Siemens Gamesa Renewable Energy no asume ninguna obligación de actualizar públicamente ni revisar las manifestaciones de futuro, ya sea como resultado de nueva información, acontecimientos futuros o de otros efectos.

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

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

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

Siemens Gamesa Renewable Energy prepara y publica su Información Financiera en miles de euros (a menos que se indique de otra forma). Debido al redondeo, las cifras presentadas pueden no sumar exactamente los totales indicados.

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

Nota sobre Medidas Alternativas de Rendimiento (MARes)

Este documento incluye medidas financieras suplementarias que son o pueden ser medidas alternativas de rendimiento (medidas no PCGA). Estas medidas financieras complementarias no deben considerarse de forma aislada o como alternativas a las medidas de los activos netos y la situación financiera o los resultados de las operaciones de Siemens Gamesa Renewable Energy tal y como se presentan en sus estados financieros consolidados. Otras compañías que informan o describen medidas alternativas de rendimiento de título similar pueden calcularlas de forma diferente.