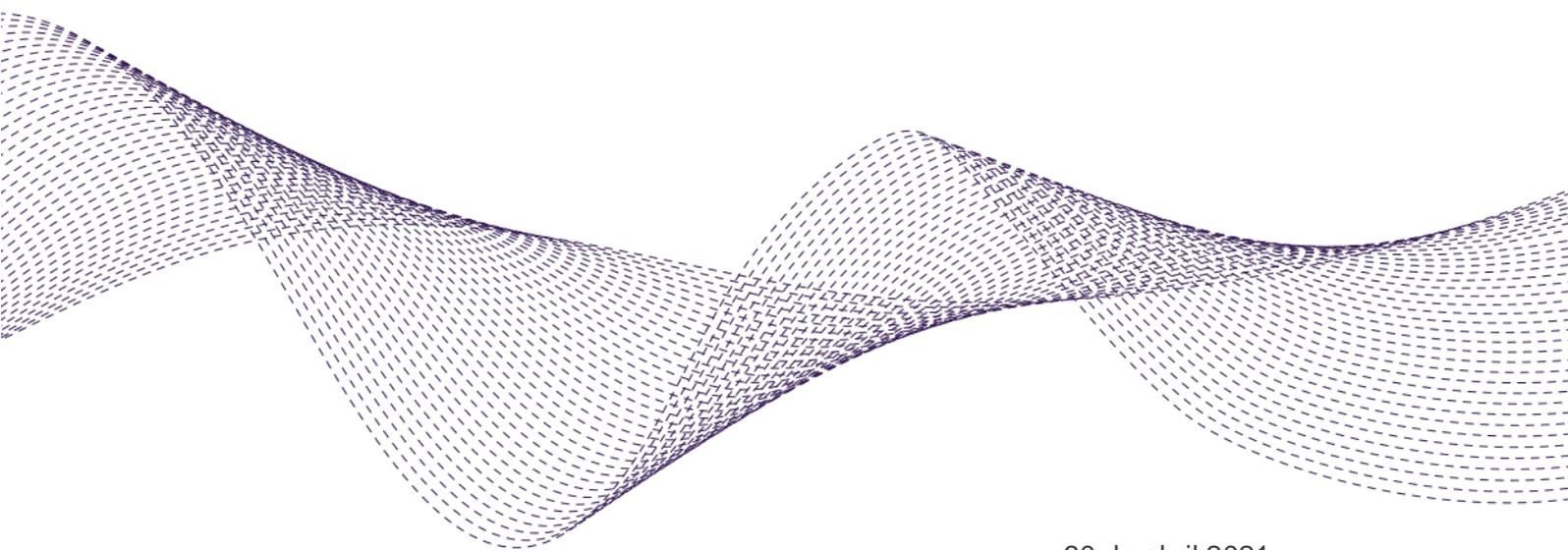


# Informe de Actividad

Segundo trimestre año fiscal 2021

Resultados enero-marzo 2021



30 de abril 2021

## Contenidos

<b>Introducción</b> .....	<b>3</b>
Principales magnitudes consolidadas 2T 21 .....	4
<b>Mercados y pedidos</b> .....	<b>4</b>
<b>Principales magnitudes del desempeño económico-financiero</b> .....	<b>8</b>
Aerogeneradores .....	10
Servicios de Operación y Mantenimiento .....	12
<b>Sostenibilidad</b> .....	<b>13</b>
<b>Perspectivas</b> .....	<b>14</b>
Entorno económico .....	14
Perspectivas eólicas globales a corto, medio y largo plazo .....	14
Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica en 2T 21 .....	16
<b>Guías FY21</b> .....	<b>19</b>
<b>Anexo</b> .....	<b>20</b>
Estados Financieros Enero 2021 - Marzo 2021 .....	20
Medidas Alternativas de Rendimiento .....	24
<b>Glosario y definiciones para Medidas Alternativas de Rendimiento</b> .....	<b>41</b>

## Introducción

Siemens Gamesa<sup>1</sup> ha cerrado el segundo trimestre del ejercicio fiscal 2021 (2T 21) con unas ventas del Grupo de 2.336 M€ (+6% a/a) y un margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de un 4,8%. Las ventas del primer semestre de 2021 (1S 21) han ascendido a 4.631 M€ (+10% a/a) y el EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración a 232 M€ equivalente a un margen de un 5,0%.

El crecimiento de las ventas tanto en 2T 21 (+6% a/a) como en 1S 21 (+10%) ha sufrido un impacto negativo de moneda. Excluyendo dicho impacto, las ventas de 2T 21 hubieran ascendido a 2.435 M€, un 11% por encima de las ventas del segundo trimestre del ejercicio 2020 (2T 20), y las ventas de 1S 21 a 4.861 M€, un 16% por encima de las ventas del primer semestre del ejercicio 2020 (1S 20).

El margen EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración se ve favorecido por el desempeño del Grupo en el mercado Offshore y en la actividad de Servicios, tanto en 2T 21 (4,8%) como en 1S 21 (5,0%). El ejercicio de reestructuración en Onshore continúa progresando. Durante 2T 21 se ha alcanzado el acuerdo con los trabajadores para el cierre de las plantas de Cuenca y Somozas. El Grupo espera que el desempeño de Aerogeneradores en la segunda mitad del ejercicio fiscal 2021 (2S 21) se vea impactado por el lanzamiento de la fabricación de la SG 11.0-200 DD en el cuarto trimestre del año (4T 21) y por la subida del coste de suministros. El aumento del coste de los suministros está ligado tanto al aumento de precios de las materias primas como a la reducción del volumen de compra en comparación a los compromisos adquiridos con nuestros proveedores clave.

Incluyendo los gastos de integración y reestructuración (71 M€ en 2T 21) y el impacto del PPA en la amortización de los activos intangibles (59 M€ en 2T 21), el EBIT reportado en 2T 21 ha ascendido a -19M€ y el beneficio neto atribuible a los accionistas de SGRE a -66 M€. El EBIT reportado en 1S 21 ha ascendido a -5 M€ incluyendo el impacto de gastos de integración y reestructuración por importe de 118 M€ y el impacto del PPA en la amortización de activos intangibles por importe de 119 M€. El beneficio neto reportado en 1S 21 ha ascendido a -54 M€.

Siemens Gamesa cierra marzo de 2021 con una posición de deuda neta de -771 M€. El aumento de la deuda neta durante 1S 21 se ha producido principalmente por un aumento de capital circulante, vinculado con las cuentas a pagar, que cierra 1S 21 con un valor de -1.639 M€, equivalente a un -17% sobre las ventas de los últimos doce meses y por un aumento de los pasivos por arrendamiento<sup>2</sup>. A 31 de marzo de 2021, Siemens Gamesa cuenta con c. 4.500 M€ en líneas de financiación autorizadas, de las cuales se han dispuesto c.1.500 M€, y con una liquidez total disponible de c. 4.500 M€ teniendo en cuenta la posición de caja en balance a cierre de 1S 21.

En lo que respecta a la actividad comercial, el Grupo cierra 2T 21 con un libro de pedidos récord de 33.743 M€, 5.120 M€ por encima del libro de pedidos a marzo de 2020, tras firmar 5.500 M€ en 2T 21. El volumen de pedidos de 2T 21 y su evolución anual refleja el perfil volátil del mercado Offshore que afecta la entrada de pedidos tanto de Aerogeneradores como de Servicios.

Tras los resultados de 1S 21 y con información adicional sobre el impacto de la pandemia en el desarrollo del mercado eólico y la evolución del precio de las materias primas, Siemens Gamesa ha decidido estrechar el rango de guías<sup>3</sup> de ventas comunicado al mercado en noviembre 2020. Las ventas esperadas en FY21 se sitúan entre 10.200 M€ y 10.500 M€, mientras que el rango de margen EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración se mantiene entre un 3% y un 5%. El nuevo rango de ventas refleja el impacto de la evolución de la actividad comercial y de ventas, especialmente en países más afectados por la COVID-19 y por la situación económica como India y Brasil, y retrasos en la ejecución de proyectos, que impiden alcanzar el rango superior de los volúmenes inicialmente previstos para el ejercicio 2021 (FY21).

---

<sup>1</sup>Siemens 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).

<sup>2</sup>A 31 de marzo de 2021 el importe de los pasivos por arrendamiento ascendía a 841 M€. A 30 de septiembre de 2020 el importe de los pasivos por arrendamiento ascendía a 611 M€.

<sup>3</sup>Las guías excluyen los cargos relacionados con asuntos legales y regulatorios y se da a tipos de cambio constantes. No incluye ningún impacto de un posible bloqueo de las actividades de fabricación o interrupciones graves en la cadena de suministro debido a los desarrollos de la COVID-19.

## Principales magnitudes consolidadas 2T 21

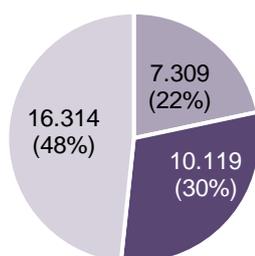
- Ventas: 2.336 M€ (+6% a/a)
- EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración<sup>4</sup>: 111 M€ (3,4x a/a)
- Beneficio neto: -66 M€ (N.A.)
- Caja (deuda) financiera neta (DFN)<sup>5</sup>: -771 M€
- MWe vendidos: 2.657 MWe (+22% a/a)
- Cartera de pedidos: 33.743 M€ (+18% a/a)
- Entrada de pedidos en firme en 2T: 5.500 M€ (+2,5x a/a)
- Entrada de pedidos en firme últimos doce meses: 15.686 M€ (+8% a/a)
- Entrada de pedidos en firme AEG en 2T: 4.720 MW (+2,9x a/a)
- Entrada de pedidos en firme en AEG en los últimos 12 meses: 13.853 MW (+12% a/a)
- Flota instalada: 111.728 MW
- Flota en mantenimiento: 77.101 MW

## Mercados y pedidos

Las energías renovables, y dentro de ellas la eólica, han mostrado una gran resiliencia durante la pandemia. La aceleración de los compromisos de descarbonización y el papel de las renovables dentro de los programas de recuperación económica han tenido un impacto 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 15.686 M€ (+8% a/a), equivalente a 1,6 veces las ventas en el periodo, terminando 2T 21 con una cartera de pedidos de 33.743 M€ (+18% a/a), 5.120 M€ por encima de la cartera en 2T 20 y un récord para la compañía.

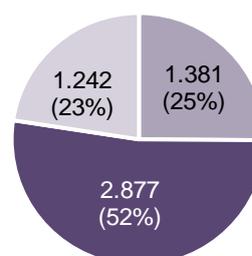
Al final de 2T 21 el 48% del libro de pedidos, 16.314 M€, corresponde a la actividad de Servicios, con niveles de rentabilidad superiores y que crece un 13% año a año. El libro de pedidos de la actividad de Aerogeneradores se divide en 10.119 M€ de pedidos Offshore (+46% a/a) y 7.309 M€ de pedidos Onshore (+1% a/a).

Ilustración 1: Cartera de pedidos a 31.03.21 (M€)



■ Onshore ■ Offshore ■ Servicios

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



■ Onshore ■ Offshore ■ Servicios

Durante 2T 21 la entrada de pedidos del Grupo alcanza un valor de 5.500 M€ frente a 2.203 M€ firmados en 2T 20. La evolución anual refleja principalmente la volatilidad del mercado Offshore, con una concentración de pedidos

<sup>4</sup>El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración excluye el impacto de costes de integración y reestructuración por importe de 71 M€ y el impacto de la amortización del valor razonable del inmovilizado inmaterial procedente del PPA (*Purchase Price Allocation*) por importe de 59 M€.

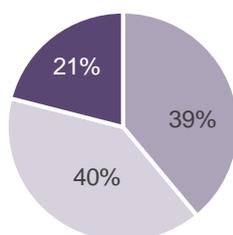
<sup>5</sup>Caja/(Deuda) financiera neta se define como las partidas de caja y equivalentes menos deuda financiera a largo plazo y a corto plazo, incluyendo los pasivos por arrendamiento. El Grupo Siemens Gamesa ha adoptado la NIIF 16 a partir del 1 de octubre de 2019. A 31 de marzo de 2021 el importe de los pasivos por arrendamiento asciende a 841 M€: 251 M€ a corto plazo y 591 M€ a largo plazo.

tanto de Aerogeneradores como de Servicios en 2T 21 y, en segundo lugar, el impacto negativo de la pandemia en la actividad comercial de Onshore en 2T 20.

Los contratos en cartera a marzo 2021 proporcionan una cobertura de un 99% sobre el límite inferior del rango de guías de ventas de 10.200 M€ a 10.500 M€, y un 97% sobre el punto medio. Durante 1S 21 se ha producido un retraso en la firma de ciertos contratos Onshore cuya ejecución estaba prevista en FY21 en mercados como la India, fuertemente afectado por la COVID-19.

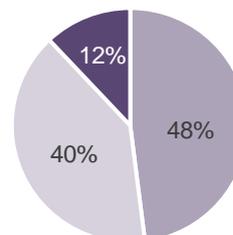
La actividad comercial Onshore cierra el trimestre con un nivel de contratación de 1.381 M€ (+2% a/a), equivalente a un *Book-to-Bill* de 1,2x, y 2.113 MW (+28% a/a). El aumento en el volumen de contratación refleja el impacto negativo de la pandemia en la actividad comercial Onshore en 2T 20 mientras que el menor aumento en el volumen monetario es consecuencia del impacto negativo de moneda extranjera, la dilución por un mayor peso de turbinas de mayor potencia y un alcance de proyecto y mix geográfico distinto. El volumen de contratación Onshore de los últimos doce meses alcanza los 8.387 MW y un importe de 5.570 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 2T 21 (%)



■ EMEA ■ Américas ■ APAC

Dentro de los 44 países que han contribuido a la entrada de pedidos (M€) en Onshore en los últimos doce meses, EE.UU., Suecia, Brasil, Vietnam y España son los mercados más importantes para la compañía, con una contribución al total de pedidos de un 22%, un 12%, un 11%, un 8% y un 7% respectivamente. Le siguen India y Marruecos con un 5% y un 4% cada uno. En 2T 21 los principales contribuyentes a la entrada de pedidos han sido: Brasil y España con un 18% cada uno, Suecia con un 17% y Nueva Zelanda y Perú con un 10% cada uno.

El incremento de los pedidos de la plataforma Siemens Gamesa 5.X continúa durante 2T 21 con 782 MW o un 37% de los pedidos firmados en el trimestre, 15 p.p. por encima de la contribución a la entrada de pedidos en 2T 20, y la entrada en dos nuevos mercados, Alemania y Reino Unido. De esta forma el 76% de los pedidos recibidos en 2T 21 pertenecen a plataformas con potencia superior o igual a 4 MW (41 p.p. por encima de la contribución en 2T 20). El volumen de contratación total de la plataforma Siemens Gamesa 5.X desde su lanzamiento asciende a 2,6 GW.

Tabla 1: Entrada de pedidos Onshore (MW)

<i>Entrada de pedidos Onshore (MW)</i>	LTM	2T 21
Américas	3.441	929
EE.UU.	1.872	125
Brasil	899	434
EMEA	2.906	941
España	655	449
Suecia	978	282
APAC	2.040	243
India	479	6
<b>Total (MW)</b>	<b>8.387</b>	<b>2.113</b>

En Offshore, la tradicional volatilidad de la entrada de pedidos se ha traducido en un volumen de contratación de 2.877 M€ en 2T 21, equivalente a un *Book-to-Bill* de 3,8x las ventas del periodo con la entrada de Courseulles-Sur-Mer (448 MW), Hollandse Kust Noord (759 MW) y Sofia (1.400 MW) –cuya firma estaba prevista para el tercer trimestre de 2021 (3T 21)- como contratos en firme en el trimestre. El volumen de contratación de Offshore de los últimos doce meses alcanza 6.467 M€, equivalente a una ratio *Book-to-Bill* de 2,0 veces 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 (25 GW previstas para los próximos 9 meses) y años siguientes, dado el papel de Offshore como primera fuente de energía para alcanzar los objetivos de descarbonización. A principios del mes de abril, Polonia ha adjudicado contratos por diferencias (CfD<sup>6</sup> por sus siglas en inglés) a los parques Baltica 2 y 3 (2,5 GW) y al proyecto FEW Baltic II (350 MW).

Tras la conversión de los pedidos de Courseulles-Sur-Mer y Sofia en contratos en firme, la cartera de contratos condicionales ascendía a 7,4 GW.

La volatilidad del mercado Offshore también ha tenido un impacto positivo en la actividad comercial de Servicios en 2T 21 que se cierra con un volumen de contratación de 1.242 M€ en 2T 21, equivalente a una ratio *book-to-bill* de 2,9. Dentro de la actividad comercial de Servicios hay que destacar la firma de contratos de mantenimiento por 15 años para los parques Offshore de Courseulles-Sur-Mer y Hollandse Kust Noord, así como la extensión hasta 2036 del mantenimiento del parque Offshore Gemini.

El volumen de contratación de Servicios de los últimos doce meses alcanza 3.649 M€, equivalente a una ratio *Book-to-Bill* de 2,0 veces las ventas de Servicios del periodo.

Tabla 2: Entrada de Pedidos (M€)

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

Con respecto a la evolución de los precios comparables en el mercado Onshore, continúa manteniéndose la estabilidad de los dos últimos ejercicios. La evolución del precio medio de venta está afectada tanto por el impacto moneda (negativo a/a) como por el alcance de proyecto (negativo, con menor alcance en 2T 21). La mayor contribución de aerogeneradores de mayor potencia nominal continúa teniendo un efecto de dilución.

<sup>6</sup>Contrato por diferencias (CfD por sus siglas en inglés) se refiere al esquema de remuneración de la subasta.

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

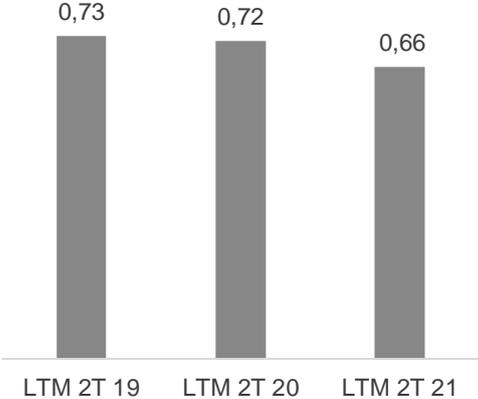
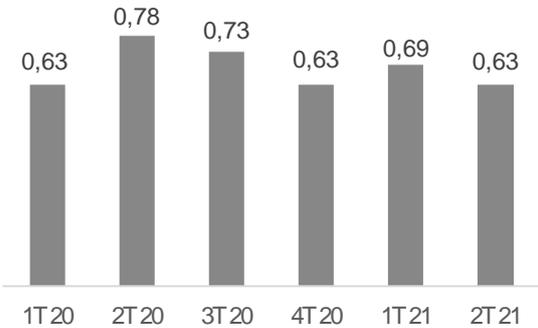


Ilustración 6: Precio medio de venta – entrada de pedidos Onshore (M€/MW)



## Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

En la siguiente tabla se recogen las principales magnitudes económico-financieras del segundo trimestre (enero – marzo) del ejercicio fiscal 2021 (2T 21) y del ejercicio fiscal 2020 (2T 20) así como las variaciones entre los periodos. También se recogen las magnitudes principales del primer semestre de FY21 (1S 21) y sus variaciones.

Tabla 3: Principales magnitudes del desempeño económico-financiero

M€	2T 20	2T 21	Var. a/a	1S 21	Var. a/a
Ventas del Grupo	2.204	2.336	+6,0%	4.631	+10,1%
AEG	1.808	1.902	+5,2%	3.801	+10,4%
Servicios	395	434	+9,9%	830	+9,0%
Volumen AEG (MWe)	2.183	2.657	+21,7%	5.135	+24,8%
Onshore	1.649	1.927	+16,8%	3.671	+8,1%
Offshore	534	730	+36,6%	1.464	2,0x
EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	33	111	3,4x	232	N.A.
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de I&R	1,5%	4,8%	+3,3 p.p.	5,0%	+7,5 p.p.
Margen EBIT AEG pre PPA y antes de costes de I&R	-3,0%	1,3%	+4,3 p.p.	1,1%	+9,2 p.p.
Margen EBIT Servicios pre PPA y antes de costes de I&R	21,9%	19,9%	-2,0 p.p.	22,8%	-0,2 p.p.
Amortización de PPA <sup>1</sup>	69	59	-14,3%	119	-11,9%
Costes de integración y reestructuración	82	71	-13,2%	118	+8,0%
EBIT reportado	-118	-19	N.A.	-5	N.A.
Beneficio neto atribuible a los accionistas de SGRE	-165	-66	N.A.	-54	N.A.
Beneficio neto por acción de los accionistas <sup>2</sup>	-0,24	-0,10	N.A.	-0,08	N.A.
CAPEX	109	149	+40	289	+88
CAPEX/ventas (%)	5,0%	6,4%	+1,4 p.p.	6,2%	+1,5 p.p.
Capital circulante	-865	-1.639	-774	-1.639	-774
Capital circulante/ventas LTM (%)	-8,8%	-16,5%	-7,7 p.p.	-16,5%	-7,7 p.p.
(Deuda)/Caja neta <sup>3</sup>	-295	-771	-476	-771	-476
(Deuda) neta/EBITDA LTM	-0,61	-3,25	-2,63	-3,25	-2,63

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: 2T 20: 679.399.017; 2T 21: 679.981.880; 1S 20: 679.516.555; 1S 21: 679.745.848.

3. Pasivos por arrendamiento a 31 de marzo de 2020: 606 M€ y a 31 de marzo de 2021: 841 M€.

Las ventas del Grupo han ascendido a 2.336 M€, un 6% por encima de las ventas alcanzadas en 2T 20. El crecimiento de las ventas se apoya en el crecimiento de las ventas Offshore, que crecen un 13% con respecto a 2T 20, y de las ventas de Servicios, que crecen un 10% anualmente. Durante 2T 21 las ventas, especialmente en Onshore y Servicios, han sufrido un impacto por el deterioro de las monedas en varios de los mercados en los que opera el Grupo. Excluyendo dicho impacto, el crecimiento de las ventas del Grupo hubiera ascendido a un 11% a/a<sup>7</sup>. Las ventas alcanzadas en el primer semestre han ascendido a 4.631 M€ (+10% a/a). A moneda constante las ventas de 1S 21 ascienden a 4.861 M€ (+16% a/a).

El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 2T 21 alcanza 111 M€, equivalente a un margen sobre ventas de un 4,8%, una mejora del margen sobre ventas de 3,3 puntos porcentuales año a año.

La evolución del EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración del Grupo en 2T 21 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, y el mix y alcance de proyectos.

(+) Las mejoras de productividad que compensan tanto la reducción de precios como el impacto del mix de proyecto.

<sup>7</sup>A moneda constante las ventas ascienden a 2.435 M€. El impacto del promedio ponderado de la depreciación anual de las monedas en las que opera el Grupo asciende a -99 M€ en 2T 21.

(+) El mayor volumen de actividad del Grupo, especialmente de Offshore, que permite una mayor absorción de los gastos de estructura.

Adicionalmente, la anticipación de la carga de fabricación Offshore, en previsión del lanzamiento de fabricación del nuevo aerogenerador SG 11.0-200 DD en 4T 21, ha tenido un impacto positivo adicional en la rentabilidad de 2T 21.

El EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración ha ascendido a 232 M€ en el primer semestre, equivalente a un margen sobre ventas de un 5,0%, una mejora de 7,5 p.p. con respecto a 1S 20. Esta mejora se debe principalmente a la reducción de los costes asociados a la pandemia, a la ejecución de proyectos Onshore en el norte de Europa y a la ralentización del mercado indio que impactaron en 1S 20. Adicionalmente el margen EBIT de 1S 21 se ha beneficiado de un mayor volumen de proyectos Offshore dentro del mix de ventas de Aerogeneradores, la reversión de las provisiones de garantía asociadas con una reducción comparativamente alta de la tasa de fallo de producto, una reevaluación de la comerciabilidad de los inventarios de Aerogeneradores y unos menores costes de mantenimiento.

El impacto del PPA en la amortización de intangibles se sitúa en 59 M€ en 2T 21 (119 M€ en 1S 21) y los costes de integración y reestructuración (I&R) en 71 M€ en el mismo periodo (118 M€ en 1S 21). El aumento de los gastos de integración y reestructuración durante 2T 21 está ligado al progreso en las acciones de reestructuración, con el anuncio del cierre de las fábricas de Somozas y Cuenca durante el mes de enero 2021 y el acuerdo con los trabajadores que se ha alcanzado en el mismo trimestre. El ejercicio de reestructuración continúa durante 3T 21 con medidas de reducción de los gastos de estructura asociados al mercado Onshore.

Los gastos de integración y reestructuración de 2T 21 incluyen c. 3 M€ (c. 7 M€ en 1S 21) correspondientes a la integración de Servión incluido Vagos.

El EBIT reportado, incluyendo el impacto del PPA en la amortización de intangibles y los gastos de integración y reestructuración ha ascendido a -19 M€ en 2T 21, y a -5 M€ en 1S 21, una mejora de 342 M€ frente a 1S 20.

Los gastos financieros netos han ascendido a 11 M€ en 2T 21 (20 M€ en 2T 20) y el gasto por impuesto a -35 M€ (un gasto de 28 M€ en 2T 20). Los gastos financieros netos han ascendido a 23 M€ en 1S 21 y el gasto por impuestos a 27 M€.

Como resultado, el Grupo termina 2T 21 con una pérdida neta reportada de 66 M€ (-165 M€ en 2T 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 93 M€ en 2T 21. La pérdida neta por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a -0,10 € (-0,24 € en 2T 20). La pérdida neta en 1S 21 asciende a 54 M€, una mejora de 285 M€ frente a 1S 20, y la pérdida neta por acción para los accionistas de Siemens Gamesa asciende a -0,08 € (-0,50 € en 1S 20).

El capital circulante del Grupo alcanza un valor de -1.639 M€ en 2T 21, equivalente a un -17% sobre las ventas de los últimos doce meses. El aumento de 336 M€ desde el cierre del ejercicio fiscal 2020 (FY20) es el resultado de los siguientes factores: la planificación anual de la actividad con un mayor volumen de entrega durante la segunda mitad del ejercicio y especialmente en el último trimestre, la necesidad de mantener inventarios de componentes críticos para asegurar la continuidad del negocio ante la persistencia de la pandemia y, finalmente, a una normalización del nivel de circulante con respecto a la cifra alcanzada a cierre de FY20 (-1.976 M€, equivalente a -21% sobre las ventas de los últimos doce meses). El Grupo continuará con la política de gestión de activos para mantener un nivel óptimo de capital circulante.

Tabla 4: Capital circulante (M€)

Capital circulante (M€)	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	Oct. 1, 20 <sup>2</sup>	1T 21	2T 21	Var. a/a
Cuentas a cobrar	1.108	1.073	1.211	1.141	1.143	1.152	1.058	-14
Existencias	2.071	2.115	2.064	1.820	1.820	1.718	1.886	-229
Activos por contrato	1.801	1.808	1.715	1.538	1.538	1.517	1.464	-345
Otros activos corrientes <sup>1</sup>	578	466	584	398	398	467	449	-17
Cuentas a pagar	-2.471	-2.544	-2.781	-2.964	-2.964	-2.393	-2.531	+13
Pasivos por contrato	-3.193	-3.101	-3.362	-3.148	-3.171	-3.393	-3.237	-136
Otros pasivos corrientes	-833	-682	-929	-761	-735	-767	-728	-46
<b>Capital circulante</b>	<b>-939</b>	<b>-865</b>	<b>-1.498</b>	<b>-1.976</b>	<b>-1.971</b>	<b>-1.699</b>	<b>-1.639</b>	<b>-774</b>
Var. t/t	-106 <sup>1</sup>	74	-633	-477		277 <sup>2</sup>	59	
<b>Capital circulante/Ventas LTM</b>	<b>-9,4%</b>	<b>-8,8%</b>	<b>-15,7%</b>	<b>-20,8%</b>	<b>-20,8%</b>	<b>-17,4%</b>	<b>-16,5%</b>	

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 Senvion, de acuerdo con IFRS 3). Considerando este ajuste, el capital circulante decrece 273 M€ en 1T 21,

El CAPEX de 2T 21 se sitúa en 149 M€ (289 M€ en 1S 21), en línea con las guías del ejercicio. 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 del ejercicio, inversión necesaria para hacer frente al crecimiento de la demanda de los próximos años.

La posición de deuda neta aumenta en 722 M€<sup>8</sup> desde el comienzo del ejercicio, hasta una cifra de deuda neta de -771 M€ a final de 2T 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. 4.500 M€ en líneas autorizadas y una posición de liquidez de c. 4.500 M€ entre líneas de financiación disponibles y caja.

## Aerogeneradores

Tabla 5: Aerogeneradores (M€)

M€	1T 20	2T 20	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	Var. a/a
Ventas	1.634	1.808	1.947	2.325	1.899	1.902	+5,2%
Onshore	1.116	1.149	1.143	1.499	1.061	1.154	+0,4%
Offshore	518	660	805	826	838	748	+13,4%
Volumen (MWe)	1.932	2.183	2.627	3.226	2.478	2.657	+21,7%
Onshore	1.747	1.649	1.876	2.433	1.744	1.927	+16,8%
Offshore	185	534	751	793	734	730	+36,6%
EBIT pre PPA y antes de costes I&R	-224	-54	-256	-99	18	25	N.A.
Margen EBIT pre PPA y costes I&R	-13,7%	-3,0%	-13,2%	-4,3%	1,0%	1,3%	4,3 p.p.

Durante 2T 21 las ventas de la división de Aerogeneradores ascienden a 1.902 M€, un 5% por encima de las ventas de 2T 20, apoyadas en el crecimiento de las ventas Offshore (+13% a/a).

El aumento de las ventas Offshore se apoya en el aumento de la actividad de fabricación (MWe), que es necesario para acometer las entregas previstas para el ejercicio FY21. Durante 2T 21 se fabrican 730 MWe Offshore para los parques de Hornsea 2, Kriegers Flak, y Formosa 2 principalmente.

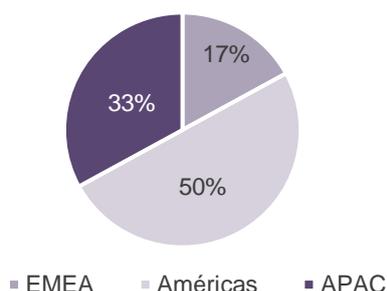
La estabilidad anual de las ventas Onshore en 2T 21 (+0,4% a/a) con volúmenes de fabricación crecientes (1.927 MWe en 2T 21 vs. 1.649 MWe en 2T 20) responde a una menor actividad de instalación (1.308 MW en 2T 21 vs.

<sup>8</sup>Deuda financiera neta a 31 de marzo de 2021: -771 M€, incluyendo 841 M€ en pasivos por arrendamiento. Deuda financiera neta a 30 de septiembre de 2020: -49 M€, incluyendo 611 M€ en pasivos por arrendamiento.

1.543 MW en 2T 20), al alcance de proyectos y mix geográfico y al impacto negativo procedente de la depreciación de las monedas en las que opera el Grupo. El menor ritmo de instalación obedece parcialmente a retrasos provocados por la COVID-19.

Durante 2T 21, EE.UU., China, India y Brasil son los mayores contribuyentes a las ventas de Onshore (en MWe), con un 32%, un 23% y un 9% (India y Brasil) de participación respectivamente.

Ilustración 7: Volumen de ventas (MWe) Onshore 2T 21 (%)



El EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración asciende a 25 M€ en 2T 21, equivalente a un margen sobre ventas de 1,3%, 4,3 puntos porcentuales por encima del margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración de 2T 20.

La mejora de la rentabilidad de la división de Aerogeneradores refleja tanto la gestión Offshore como una mayor contribución del mercado Offshore a las ventas de Aerogeneradores. El desempeño Offshore se apoya adicionalmente en una carga de fabricación mayor, anticipando el impacto del lanzamiento de la fabricación del aerogenerador SG 11.0-200 DD en 4T 21.

Es importante destacar que la contribución relativa a las ventas de Aerogeneradores de los proyectos Offshore disminuirá en el segundo semestre del ejercicio con el correspondiente impacto en la rentabilidad de la división. Este impacto será especialmente relevante en 4T 21 cuando se lance la fabricación de la SG 11.0-200 DD.

Adicionalmente 2T 21 no sufre el impacto severo por interrupciones en la cadena de suministro y en las actividades de fabricación ocasionados por la COVID-19 que caracterizaron 2T 20.

El impacto esperado de menores precios continúa compensado por las eficiencias ligadas ahora al programa LEAP. Más allá de las medidas de productividad orientadas a la reducción de costes, entre las que se encuentra una reducción anual de un c. 5% en el coste de los suministros externos y un estricto control de costes fijos, la compañía continúa avanzando con las medidas orientadas a devolver la rentabilidad a la división de Aerogeneradores. Durante 2T 21 se ha continuado adaptando la capacidad a la demanda y se ha llegado a un acuerdo para el cierre de Somozas y Cuenca. La compañía continuará evaluando su capacidad y presencia fabril a la demanda de forma continuada. También en abril se han comunicado medidas de reorganización y reducción de la estructura de costes fijos asociada al mercado Onshore.

Es importante destacar que, a pesar del buen desarrollo de la unidad de Aerogeneradores durante la primera mitad del ejercicio, la segunda mitad se verá afectada por los siguientes elementos que impiden extrapolar el margen:

- Aumento del coste de los suministros ligado tanto al aumento de precios de las materias primas como a la reducción del volumen de compra en comparación a los compromisos adquiridos con nuestros proveedores clave.
- Lanzamiento de la fabricación del aerogenerador SG 11.0-200 DD en el cuarto trimestre del ejercicio (4T 21), mencionado con anterioridad.

## Servicios de Operación y Mantenimiento

Tabla 6: Operación y mantenimiento (M€)

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

En la actividad de Servicios, las ventas suben un 10% con respecto a 2T 20 hasta 434 M€. Este crecimiento refleja por un lado el impacto positivo de la integración del negocio de servicios en Europa adquiridos a Servion en enero de 2020, y por otro el impacto negativo de la depreciación de moneda en varios países en los que opera el Grupo. En 1S 21 las ventas han ascendido a 830 M€ (+9% a/a).

La flota bajo mantenimiento se sitúa en 77,1 GW, un 8% por encima de la flota bajo mantenimiento en 2T 20. La flota Offshore, con 11,8 GW bajo mantenimiento, crece un 4% a/a mientras que la flota de Onshore crece un 9% a/a hasta los 65,3 GW. La flota en mantenimiento de terceras tecnologías asciende a 11,2 GW<sup>9</sup> a 31 de marzo de 2021.

La tasa de renovación se sitúa en un 85% en 2T 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 86 M€ en 2T 21, equivalente a un margen sobre ventas de un 19,9%, en línea con las expectativas de margen para la unidad de Servicios en FY21. En 1S 21 el EBIT de Servicios asciende a 189 M€, equivalente a un margen de un 22,8%.

<sup>9</sup>Flota en mantenimiento de terceras tecnologías se redefina excluyendo tecnologías de compañías adquiridas antes de la fusión de Siemens Wind Power con Gamesa Corporación Tecnológica (MADE, Bonus y Adwen).

## Sostenibilidad

Tabla 7: Principales magnitudes de sostenibilidad

	1S 20 <sup>1</sup>	1S 21 <sup>1</sup>	Var. a/a
<b>Seguridad y salud laboral</b>			
Ratio accidentes con baja por millón horas trabajadas (LTIFR) <sup>2</sup>	1,10	1,28	+16%
Ratio accidentes registrables por millón horas trabajadas (TRIR) <sup>3</sup>	2,65	3,00	+13%
<b>Medioambiente</b>			
Energía primaria (directa) empleada (TJ)	283	330	+17%
Energía secundaria (indirecta) empleada (TJ)	379	392	+3%
de la cual, Electricidad (TJ)	325	338	+4%
de origen renovable (TJ)	199	336	+69%
de fuentes de combustión convencionales (TJ)	127	2	-99%
porcentaje de electricidad renovable (%)	61	100	+63%
Consumo de agua de red (miles de m3)	229	267	+17%
Residuos generados (kt)	33	36	+8%
de los cuales, peligrosos (kt)	6	5	-12%
de los cuales, no peligrosos (kt)	27	30	+12%
Residuos reciclados (kt)	23	28	+20%
<b>Empleados</b>			
Número de empleados (a final del periodo) <sup>4</sup>	24.356	25.947	+7%
empleados < 35 años (%)	36,4	35,3	-1,1 p.p.
empleados entre 35-44 años (%)	37,3	38,2	+0,9 p.p.
empleados entre 45-54 años (%)	18,6	19,4	+0,8 p.p.
empleados entre 55-60 años (%)	5,3	4,8	-0,5 p.p.
empleados > 60 años (%)	1,8	2,3	+0,5 p.p.
empleados no clasificados (%)	0,6	-	-
Mujeres en plantilla (%)	18,9	19,0	+0,1 p.p.
Mujeres en posiciones directivas (%)	10,8	11,9	+1,1 p.p.
<b>Cadena de suministro</b>			
Número de proveedores tier 1	14.816	14.408	-3%
Volumen de compra (M€)	3.612	3.273	-9%

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 S1 21 incluye la reciente adquisición de activos de Servion.

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

## Perspectivas

### Entorno económico

Tras un 2020 fuertemente marcado por la COVID-19, 2021 comienza con una mejora de las expectativas de recuperación económica. El último informe del Fondo Monetario Internacional<sup>10</sup> (FMI) estima que la economía global crecerá un 6,0% en 2021, y un 4,4% en 2022, 0,5 y 0,2 puntos porcentuales más respectivamente que la estimación de enero de 2021. El crecimiento global en el medio plazo se sitúa en un 3,3%. A pesar de esta mejora, las perspectivas globales continúan siendo inciertas y dependientes de la evolución de la pandemia, las políticas de apoyo, la evolución de las condiciones financieras y de los precios de las materias primas, y la capacidad de la economía para adaptarse a los impedimentos a la actividad relacionados con la salud.

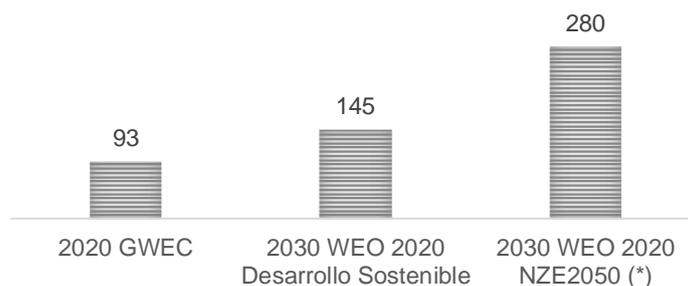
La velocidad de la recuperación será diferente entre las economías desarrolladas y en desarrollo, y para los países que se integran en cada grupo. Según el FMI, el grupo de las economías avanzadas alcanzará un crecimiento de un 5,1% y de un 3,6% en 2021 y 2022 y el grupo de las economías emergentes (incluyendo China) crecerá un 6,7% en 2021 y un 5,0% en 2022.

En el corto y medio plazo la recuperación dependerá de medidas que aseguren la salida de la crisis, como el gasto en vacunación, políticas de apoyo fiscal adecuadas y una política monetaria expansiva. En el largo plazo, superar el impacto de la pandemia y sentar las bases de un crecimiento sólido requerirá la formulación de políticas y la puesta en marcha de reformas integrales que conduzcan a un desarrollo económico equitativo y sostenible en un entorno de fuerte cooperación internacional. Las acciones de mitigación del cambio climático, incluida la inversión en infraestructuras “verdes”, desempeñarán un papel central en la consecución de dicho desarrollo.

### Perspectivas eólicas globales a corto, medio y largo plazo

Como se ha indicado en la sección anterior, las medidas orientadas a la mitigación del cambio climático, incluida la inversión en infraestructuras “verdes”, juegan un papel central no solamente en la recuperación económica a corto plazo sino en el asentamiento de un crecimiento sólido y sostenible en el largo plazo. El reconocimiento de este papel ha impulsado a gobiernos, organismos supranacionales, empresas y entidades sin ánimo de lucro a anunciar la intención de acelerar sus objetivos de reducción de emisiones, mejorando como resultado las perspectivas eólicas a largo plazo como se refleja en las estimaciones de los distintos escenarios preparados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en su informe WEO 2020<sup>11</sup>.

**Ilustración 8: Instalaciones anuales 2020 vs. 2030E (GW/año<sub>e</sub>)<sup>11, 12</sup>**



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

Tanto el Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC por sus siglas en inglés) como BloombergNEF llegan a conclusiones similares sobre las necesidades de aumentar el ritmo de instalaciones eólicas para conseguir los objetivos de descarbonización. Según el último informe de GWEC<sup>12</sup>, el ritmo de instalaciones eólicas es un 50% inferior a lo que se necesita para alcanzar un objetivo compatible con el control del cambio climático, equivalente

<sup>10</sup>Fondo Monetario Internacional (FMI). *World Economic Outlook*. Abril 2021.

<sup>11</sup>Agencia Internacional de la Energía (AIE). *World Energy Outlook 2020 (WEO 2020)*. Octubre 2020.

<sup>12</sup>Consejo Mundial de la Energía Eólica (GWEC). *Global Wind Report 2021*. Marzo 2021.

a un promedio de 180 GW por año. Por su parte, BloombergNEF<sup>13</sup> estima un promedio de 375 GW al año como necesario para reducir el calentamiento global por debajo de 2°C.

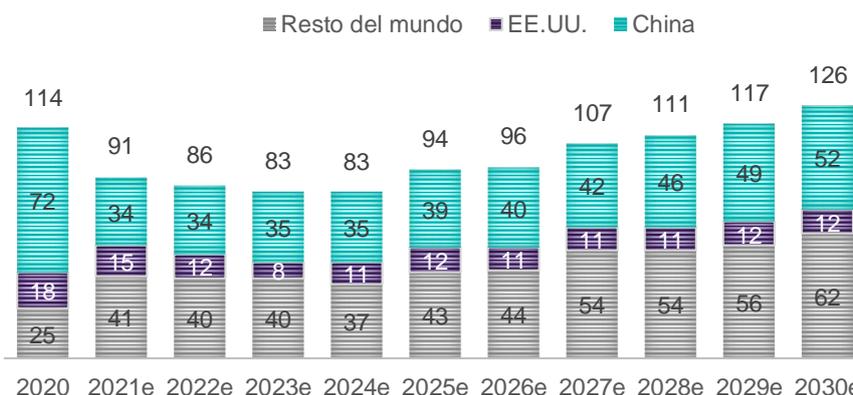
Es importante destacar dos elementos que jugarán un papel importante en la consecución del objetivo de descarbonización a largo plazo:

- El establecimiento de objetivos parciales a corto y medio plazo, y de marcos regulatorios efectivos y sistemas de incentivos adecuados.
- La creciente competitividad de la energía eólica, cuyos costes continuarán reduciéndose gracias a las mejoras tecnológicas y el bajo coste de financiación: IRENA estima que el coste de la energía eólica Onshore se reducirá en un 25% y el de la eólica Offshore en un 55% hasta 2030, con respecto al coste de 2018.

El impacto del marco regulatorio y los incentivos en el desarrollo de la demanda ha quedado reflejado en la elevada cifra de instalaciones en 2020: 114 GW instalados (+82% a/a), según Wood Mackenzie<sup>14</sup>. Este crecimiento se ha concentrado en el mercado chino, principalmente, y estadounidense, ambos impulsados por el cambio esperado en los regímenes de incentivos 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 anuales hasta 2024, reducción que se concentra exclusivamente en el mercado Onshore, y muy particularmente en China y EE.UU. El ritmo de instalaciones globales retoma el crecimiento positivo en 2025, crecimiento que se mantiene durante la segunda mitad de la década (con un volumen total esperado de 556 GW vs. 436 GW en la primera mitad).

Ilustración 9: Instalaciones anuales 2020-2030E (GW/año<sub>e</sub>)<sup>14</sup>



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.

Ilustración 10: Promedio anual de instalaciones eólicas (Onshore y Offshore) 2018-29E (GW)<sup>14</sup>

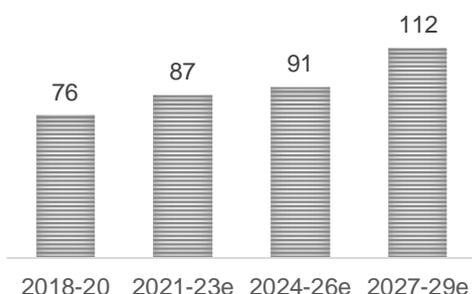


Ilustración 11: Promedio anual de instalaciones eólicas Offshore 2018-29E (GW)<sup>14</sup>



<sup>13</sup>BloombergNEF. *New Energy Outlook 2020* (NEO 2020). Octubre 2020.

<sup>14</sup>Wood Mackenzie (WM). *Global Wind Power Market Outlook Update: Q1 2021*. Marzo 2021.

La evolución de las expectativas de mercado con respecto a las previsiones publicadas por Wood Mackenzie en el trimestre anterior (*Global Wind Market Outlook Q4 20*) muestran un aumento neto en las instalaciones globales acumuladas durante esta década de 95 GW, aumento que corresponde principalmente a China (+90 GW) y EE.UU. (+8 GW), y al mercado Onshore que concentra el 81% de la mejora. La mejora de las expectativas en el mercado chino es fruto del nuevo objetivo de 1.200 GW acumulados en 2030 para la energía eólica y solar, anunciados en diciembre 2020. En EE.UU., la mejora responde a la extensión de los PTCs (créditos fiscales a la producción, por sus siglas en inglés). En Europa, los aumentos en las estimaciones de demanda durante esta década están liderados por España (+1,5 GW) y Alemania (+1 GW), mientras que Oriente Medio y África (MEA por sus siglas en inglés), ha visto una rebaja en las estimaciones esperadas para los próximos 9 años (-4,6 GW). Esta rebaja sigue el peor comportamiento del ritmo de instalaciones en 2020 (con c. 900 MW instalados frente a las expectativas de 1,5 GW a final de 2020) por motivo de la pandemia. Hay que destacar que las previsiones esperadas para el mercado principal en esta región, Sudáfrica (12 GW en instalaciones acumuladas en 2021-2029), se han mantenido constantes.

China (335 GW), EE.UU. (82 GW), India (63 GW) y Alemania (27 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 Turquía, contribuyen en un 12%, con instalaciones acumuladas entre 10 GW y 20 GW por país en el mismo periodo.

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 85 GW, contribuyendo un 39% al total. EE.UU. y Taiwán les siguen con 32 GW y 10 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).

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. Según BloombergNEF<sup>15</sup>, el precio medio por MW Onshore para contratos firmados en la segunda mitad de 2020 se sitúa en 0,77 M€/MW incluyendo instalación (0,72 M€/MW excluyendo instalación), en línea con el precio medio de contratos firmados en la primera mitad de 2020. En términos de producto, según Wood Mackenzie<sup>16</sup> 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 Mackenzie<sup>16</sup>, la potencia promedio para los contratos firmados en 2021 supera los 13 MW.

## Resumen de los principales eventos relacionados con la energía eólica en 2T 21<sup>17</sup>

Durante 2T 21 se ha publicado la siguiente información y se han adoptado las siguientes medidas relacionadas con los compromisos y acciones gubernamentales alineadas con la transición energética.

Con relación a los compromisos de reducción de emisiones y de generación con energías renovables:

- **COP 26:** un informe de las Naciones Unidas señala que, aunque la mayoría de las partes han incrementado sus compromisos para reducir las emisiones, la reducción global de acuerdo con los compromisos actuales solo sería del 1% en 2030 respecto a 2010. Esta reducción está lejos del 25% requerido para mantener el calentamiento global por debajo de 2°C, y del 45% requerido para mantenerlo por debajo de 1,5°C. Se necesita que las partes refuercen más sus compromisos de reducción de emisiones.
- **España:** se aprueba el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, incluyendo el objetivo de alcanzar 50 GW eólicos en 2030, 10 GW más de los que WM<sup>14</sup> proyecta para esa fecha.
- **Irlanda:** se adopta el compromiso vinculante de reducir en un 51% las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 comparado con las emisiones de 2018, en la senda para alcanzar una economía

<sup>15</sup>BloombergNEF. *2H 2020 Wind Turbine Price Index*. Diciembre 2020.

<sup>16</sup>Wood Mackenzie (WM). *Global wind turbine order database*. Marzo 2021.

<sup>17</sup>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.

climáticamente neutra no más tarde de 2050. Para este objetivo, se considera que la contribución de la energía eólica Offshore será muy importante.

- **Reino Unido:** se publica la estrategia para alcanzar la descarbonización industrial en 2050, en la que el sistema de comercio de emisiones (ETS por sus siglas en inglés) tendrá un papel fundamental. Este ETS supondría un incentivo para firmar acuerdos de suministro con plantas de generación limpia, ya que el coste de alternativas con energías no limpias sería superior.
- **EE.UU.:** se hace efectiva la vuelta al Acuerdo de París. Además, la nueva administración ha firmado varias órdenes ejecutivas para abordar el cambio climático y poner a EE.UU. en la senda para tener un sistema energético libre de emisiones en 2035, y una economía con cero emisiones netas en 2050.
- **China:** se aprueba el decimocuarto plan a 5 años y los objetivos a largo plazo para 2035, por el que China se compromete de forma no vinculante a incrementar hasta aproximadamente un 20% el peso de las fuentes con combustibles no fósiles en el mix energético en 2025 (en 2020 se ha alcanzado un 15,8%). El documento incluye el compromiso anunciado en 2020 de alcanzar la neutralidad en carbono en 2060.

Además, se ha publicado la siguiente información y se han adoptado las siguientes medidas:

- **Alemania:** la Comisión Europea ha aprobado el mecanismo de apoyo a los proyectos de energía eólica Offshore, con lo que quedan aprobadas las subastas previstas entre 2021 y 2025. Sin embargo, no ha aprobado aún la Ley de Energías Renovables (EEG por sus siglas en alemán) que lleva en vigor desde enero de 2021, lo que está provocando retrasos en el anuncio de los resultados de las subastas Onshore.
- **Reino Unido:** se completa la subasta para los derechos sobre fondos marinos que permitirán el desarrollo de aproximadamente 8 GW de eólica Offshore en aguas de Inglaterra y Gales, alcanzando un precio récord de 154.000 libras/año/MW. Los proyectos ganadores se instalarán aproximadamente en 2030.
- **EE.UU.:**
  - Se propone un plan para fortalecer las infraestructuras que incluye una extensión de 10 años de los PTC y de los ITC (PTC - créditos fiscales a la producción e ITC - créditos fiscales a la inversión, por sus siglas en inglés) para proyectos con energías renovables.
  - Se anuncia un objetivo de 30 GW Offshore para 2030 a nivel federal, que coincide con la proyección actual de WM<sup>14</sup> (32 GW), y que sitúa a la nación en la senda para alcanzar 110 GW en 2050. Por su parte, Massachusetts aprueba el incremento de 2,4 GW en el objetivo Offshore para 2035 propuesto el pasado trimestre. Así, se abren nuevas oportunidades de desarrollos añadidos a los 1,6 GW ya contratados, y a los 1,6 GW cuyas subastas se esperan en 2021 y que se incluyen en el resumen de subastas de la siguiente sección de este informe.
  - La oficina de administración de energía oceánica (BOEM por sus siglas en inglés), tras completar la revisión medioambiental del proyecto Vineyard Wind y aprobar su plan de construcción y operación, ha anunciado la intención de iniciar la revisión del proyecto Ocean Wind y otros 10 proyectos adicionales durante este año. Además, planea completar antes de 2025 la revisión medioambiental de al menos 16 proyectos adicionales que suponen algo más de 19 GW y lanzar nuevas subastas para el arrendamiento de fondos marinos en la ensenada de Nueva York para aproximadamente 10 GW en 2021 o 2022.
- **India:** se aprueban nuevas normas que mejoran las condiciones de los contratos de compraventa de energía firmados con las empresas de distribución de electricidad (DISCOM), incrementando el interés de los desarrolladores de proyectos renovables. Por otro lado, el Ministerio de Nuevas Energías Renovables (MNRE por sus siglas en inglés) ha aprobado una extensión de hasta 6 meses (incluyendo el aumento anterior de 5 meses) para el plazo de ejecución de proyectos afectados por la COVID-19, que ha provocado que algunos proyectos inicialmente previstos para 2020 se hayan desplazado a 2021.

## Resumen de subastas<sup>18</sup>

Durante 2T 21 se han asignado c. 5,8 GW eólicos (tabla 8).

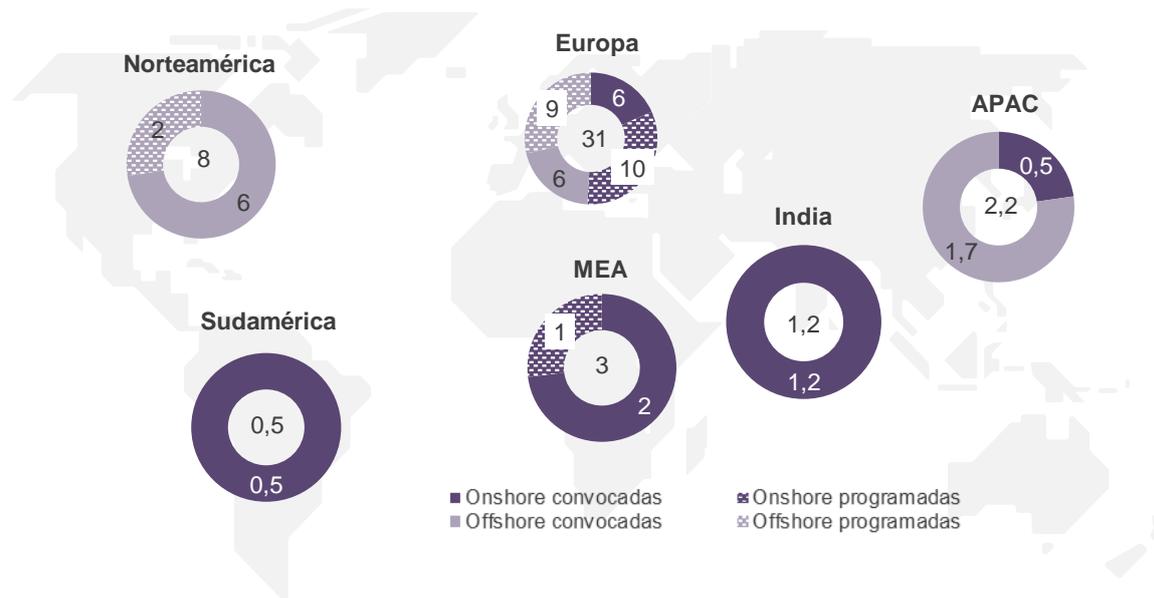
Tabla 8: Principales subastas cuyos resultados se han publicado durante 2T 21

Subasta	Tipo	Tecnología	MW <sup>1</sup>	Precio Medio €/MWh <sup>2</sup>	Fecha Operación <sup>3</sup>
España	Neutral	ON	998	25	2024
Francia – VII	Específica	ON	520	60	2024
Italia – IV	Neutral	ON	259	69	2023
Polonia – asignación directa <sup>4</sup>	Específica	OF	2.850	70	2027
India – SECI X	Específica	ON	1.200	32	2022

1. MW adjudicados a ON o OF.
2. Aplicado tipo de cambio a fecha de publicación de resultados.
3. Fecha de operación comercial esperada de acuerdo con las condiciones de la subasta (no necesariamente vinculante).
4. Anunciado en abril de 2021, por lo que correspondería a 3T 21.

Para el resto de 2021 se esperan subastas por un total de 46 GW eólicos (ilustración 12): 21 GW para proyectos Onshore y 25 GW para proyectos Offshore. Estas cifras incluyen la subasta CfD 4 en Reino Unido, de la que se estiman 9 GW para Offshore y 2 GW para Onshore, pero no incluyen las subastas previstas en Brasil, ya que no se puede hacer una estimación certera de la capacidad que se asignará (en 2019 se asignó 1 GW a proyectos eólicos Onshore).

Ilustración 12: Subastas [GW] previstas para 2021 (año natural)<sup>19</sup>



Además, ya hay planificados otros 98 GW adicionales para años posteriores en Alemania, Bélgica, Dinamarca, España, Francia, Irlanda, Lituania, Países Bajos, Polonia, Reino Unido, Sudáfrica, Estados Unidos, Japón, y Taiwán, de los que 52 GW serán para proyectos Onshore y 45 GW para proyectos Offshore.

<sup>18</sup>Esta sección no es una lista exhaustiva de todos los resultados de subastas publicados ni de todas las subastas previstas.

<sup>19</sup>En la ilustración, "convocadas" hace referencia a las subastas que ya están oficialmente convocadas, mientras que "programadas" hace referencia a subastas con certidumbre elevada, en algunos casos ya reflejadas en los planes de las administraciones competentes, pero para las que aún no hay una convocatoria oficial.

## Guías FY21

	1S 21	Guías noviembre 2020	Guías abril 2021
Ventas (€M)	4.631	10.200-11.200	10.200-10.500
Margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración (%)	5,0%	3,0%-5,0%	3,0%-5,0%

Estas guías no incluyen cargas derivadas de asuntos legales o regulatorios y se dan a tipo de cambio constante. 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.

El ejercicio FY21 ha tenido un sólido comienzo, tanto a nivel operativo como comercial. Las ventas del primer semestre crecen un 10% hasta 4.631 M€ (16% en moneda constante) y el margen EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración ascienden a un 5,0%. El libro de pedidos a 31 de marzo de 2020 de 33.743 M€ cubre el 99% del extremo inferior del rango de la guía de ventas para FY21.

Este desempeño no es, sin embargo, extrapolable a la segunda mitad del ejercicio en la que junto a un mayor nivel de actividad de Onshore y Servicios, también se prevé un mayor coste de suministros y una menor contribución de proyectos Offshore al mix de ventas de Aerogeneradores, especialmente en 4T 21 con el lanzamiento de la nueva plataforma SG 11.0-200 DD. En el área comercial se prevé una reducción en el volumen de contratos ligada a la estrategia de priorizar la rentabilidad en el mercado Onshore y a la volatilidad del mercado Offshore, incluyendo el impacto de la firma de Sofia en 2T 21 e inicialmente prevista para 3T 21.

Tras los resultados del primer semestre, y con información adicional sobre el impacto de la pandemia en el desarrollo del mercado eólico y sobre la evolución del precio de las materias primas, Siemens Gamesa ha decidido estrechar el rango de guías provisto en noviembre 2020. Las ventas esperadas se sitúan ahora entre 10.200 M€ y 10.500 M€ mientras que se mantiene el rango de margen EBIT pre PPA y antes de gastos de integración y reestructuración entre un 3% y un 5%.

Las nuevas guías de ventas reflejan la evolución de actividad comercial con retrasos en la firma de contratos tanto de Aerogeneradores Onshore como de repotenciación, previstos para su ejecución en FY21, y de la ejecución de proyectos. En este sentido, es especialmente destacable la debilidad de la demanda en el mercado indio y de la ejecución de proyectos en Brasil en 1S 21. El volumen de actividad también se ve impactado por retrasos en la ejecución y entrega de proyectos, parcialmente derivados de la planificación de actividad de nuestros clientes.

La guía de margen EBIT pre PPA y antes de costes de integración y reestructuración se mantiene sobre la base de:

- El desempeño durante el primer semestre y las medidas de eficiencia continua vinculadas al programa LEAP.
- La normalización del margen EBIT de Servicios (bajas tasas de fallo y reducción del gasto de terceros en 1T 21).
- Menor contribución de los proyectos Offshore especialmente en 4T 21 debido a la introducción de la fabricación del nuevo SG 11.0-200 DD.
- El aumento esperado del coste de suministro impulsado por:
  - Aumento del precio de la materia prima.
  - Reducción de volumen.

Dentro de los gastos de integración y reestructuración (118 M€ en 1S 21), los gastos de reestructuración irán aumentando en los próximos trimestres a medida que se aceleran las acciones para devolver la división de Aerogeneradores a un nivel de rentabilidad normalizado y sostenible en el largo plazo. Las expectativas para el año se mantienen en c. 300 M€.

El impacto estimado del PPA en la amortización de intangibles se mantiene en c. 250 M€ en FY21 (119 M€ en 1S 21) y el impacto en la caja derivado de los usos de las provisiones de Adwen en 125 M€ (35 M€ en 1S 21).

## Anexo

### Estados Financieros Enero 2021 - Marzo 2021

#### Cuenta de Resultados

EUR en millones	Enero - Marzo 2020	Enero - Marzo 2021	Octubre 2019 - Marzo 2020	Octubre 2020 - Marzo 2021
Importe neto de la cifra de negocios	2.204	2.336	4.204	4.631
Coste de ventas	(2.141)	(2.137)	(4.198)	(4.230)
<b>Margen Bruto</b>	<b>63</b>	<b>199</b>	<b>6</b>	<b>401</b>
Gastos de Investigación y Desarrollo	(53)	(87)	(102)	(154)
Gastos de ventas y gastos generales de administración	(137)	(132)	(260)	(253)
Otros ingresos de explotación	11	3	13	5
Otros gastos de explotación	(2)	(2)	(3)	(5)
Ingresos (pérdidas) de inversiones contabilizadas según el método de la participación	(1)	-	(1)	1
Ingresos financieros	4	2	6	5
Gastos financieros	(19)	(9)	(33)	(25)
Otros ingresos (gastos) financieros	(4)	(4)	(6)	(3)
<b>Ingreso de operaciones continuadas antes de impuestos</b>	<b>(139)</b>	<b>(31)</b>	<b>(381)</b>	<b>(27)</b>
Impuestos sobre beneficios	(28)	(35)	40	(27)
<b>Resultados de operaciones continuadas</b>	<b>(166)</b>	<b>(65)</b>	<b>(340)</b>	<b>(54)</b>
Resultado del ejercicio procedente de operaciones interrumpidas, neto de participaciones no dominantes	-	-	-	-
Participaciones no dominantes	1	-	1	(1)
<b>Resultado del ejercicio atribuible a los accionistas de SGRE</b>	<b>(165)</b>	<b>(66)</b>	<b>(339)</b>	<b>(54)</b>

## Balance de situación

M€	31.03.2020	30.09.2020	01.10.2020 (*)	31.03.2021
<b>Activos:</b>				
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.421	1.622	1.622	1.515
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.036	1.141	1.142	1.054
Otros activos financieros corrientes	299	212	212	252
Deudores comerciales, empresas vinculadas	37	1	1	5
Activos por contrato	1.808	1.538	1.538	1.464
Existencias	2.115	1.820	1.820	1.886
Activos por impuesto corriente	210	198	198	194
Otros activos corrientes	466	398	398	449
<b>Total activo corriente</b>	<b>7.392</b>	<b>6.929</b>	<b>6.931</b>	<b>6.819</b>
Fondo de comercio	4.629	4.550	4.562	4.610
Otros activos intangibles	1.946	1.780	1.780	1.715
Inmovilizado material	2.087	2.239	2.238	2.530
Inversiones contabilizadas según el método de la participación	70	66	66	67
Otros activos financieros	191	235	235	221
Activos por Impuesto diferido	534	529	526	490
Otros activos	6	4	4	5
<b>Total activo no corriente</b>	<b>9.463</b>	<b>9.403</b>	<b>9.411</b>	<b>9.638</b>
<b>Total activo</b>	<b>16.855</b>	<b>16.332</b>	<b>16.342</b>	<b>16.457</b>
<b>Pasivo y Patrimonio neto:</b>				
Deuda financiera corriente	487	434	434	607
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	2.332	2.956	2.956	2.493
Otros pasivos financieros corrientes	150	127	127	145
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	212	8	8	38
Pasivos por contrato	3.101	3.148	3.171	3.237
Provisiones corrientes	723	723	715	672
Pasivos por impuesto corriente	138	177	180	130
Otros pasivos corrientes	682	761	735	728
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>7.825</b>	<b>8.335</b>	<b>8.327</b>	<b>8.051</b>
Deuda financiera	1.229	1.236	1.236	1.680
Obligaciones por prestaciones al personal	14	20	20	18
Impuestos diferidos pasivos	391	229	225	191
Provisiones	1.472	1.422	1.443	1.388
Otros pasivos financieros	174	126	126	111
Otros pasivos	53	29	29	28
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>3.333</b>	<b>3.062</b>	<b>3.080</b>	<b>3.416</b>
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.Netto	(351)	(1.114)	(1.114)	(1.059)
Participaciones minoritarias	1	1	1	1
<b>Total Patrimonio Neto</b>	<b>5.697</b>	<b>4.935</b>	<b>4.935</b>	<b>4.990</b>
<b>Total Pasivo y Patrimonio Neto</b>	<b>16.855</b>	<b>16.332</b>	<b>16.342</b>	<b>16.457</b>

(\*) 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	Enero - Marzo 2020	Enero - Marzo 2021	Octubre 2019 - Marzo 2020	Octubre 2020 - Marzo 2021
Resultado antes de impuestos	(139)	(31)	(381)	(27)
Amortizaciones + PPA	182	182	354	363
Otros PyG (*)	(4)	2	(5)	9
Variación capital circulante con efecto en flujo de caja (***)	(98)	(31)	34	(349)
Dotación de provisiones (**)	61	38	240	89
Uso de provisiones (**)	(73)	(74)	(179)	(157)
Inversiones en activos fijos - CAPEX	(109)	(149)	(201)	(289)
Inversiones en arrendamientos (****)	(54)	(180)	(73)	(272)
Uso provisiones de Adwen (**)	(15)	(11)	(56)	(35)
Pago de impuestos	(50)	(70)	(135)	(78)
Adquisiciones de negocios, neto del efectivo adquirido	(151)	-	(151)	-
Otros	(20)	28	(21)	23
<b>Flujo de caja del ejercicio</b>	<b>(470)</b>	<b>(295)</b>	<b>(575)</b>	<b>(722)</b>
Caja / (Deuda financiera neta) Inicial	175	(476)	280	(49)
Caja / (Deuda financiera neta) Final	(295)	(771)	(295)	(771)
<b>Variación de Caja Financiera Neta</b>	<b>(470)</b>	<b>(295)</b>	<b>(575)</b>	<b>(722)</b>

(\*) 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	31.03.2020	30.09.2020	01.10.2020 (*)	31.03.2021
Propiedad, planta y equipos	2.087	2.239	2.238	2.530
Fondo de comercio e intangibles	6.575	6.330	6.342	6.325
Capital Circulante	(865)	(1.976)	(1.971)	(1.639)
Otros activos, neto (**)	458	584	582	652
<b>Total</b>	<b>8.254</b>	<b>7.177</b>	<b>7.191</b>	<b>7.868</b>
Deuda neta / (caja)	295	49	49	771
Provisiones (***)	2.209	2.165	2.178	2.078
Fondos propios	5.697	4.935	4.935	4.990
Otros pasivos	53	29	29	28
<b>Total</b>	<b>8.254</b>	<b>7.177</b>	<b>7.191</b>	<b>7.868</b>

(\*) 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€	31.03.2019	30.06.2019	30.09.2019	01.10.2019 (*)	31.12.2019
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.353	954	1.727	1.727	1.661
Deuda financiera corriente	(345)	(471)	(352)	(418)	(513)
Deuda financiera a largo plazo	(1.126)	(674)	(512)	(1.029)	(974)
<b>Caja / (Deuda Financiera Neta)</b>	<b>(118)</b>	<b>(191)</b>	<b>863</b>	<b>280</b>	<b>175</b>

M€	31.03.2020	30.06.2020	30.09.2020	31.12.2020	31.03.2021
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.421	1.695	1.622	1.533	1.515
Deuda financiera corriente	(487)	(546)	(434)	(636)	(607)
Deuda financiera a largo plazo	(1.229)	(1.239)	(1.236)	(1.372)	(1.680)
<b>Caja / (Deuda Financiera Neta)</b>	<b>(295)</b>	<b>(90)</b>	<b>(49)</b>	<b>(476)</b>	<b>(771)</b>

(\*) 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€	31.03.2019	30.06.2019	30.09.2019	01.10.2019	31.12.2019
	Comp. (*)				
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.137	1.421	1.287	1.287	1.079
Deudores comerciales, empresas vinculadas	35	39	22	22	29
Activos por contrato	1.771	1.952	2.056	2.056	1.801
Existencias	2.006	2.044	1.864	1.864	2.071
Otros activos corrientes	464	651	461	451	578
Acreeedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.352)	(2.483)	(2.600)	(2.600)	(2.282)
Acreeedores comerciales, empresas vinculadas	(153)	(250)	(286)	(286)	(188)
Pasivos por contrato	(1.991)	(2.267)	(2.840)	(2.840)	(3.193)
Otros pasivos corrientes	(706)	(869)	(798)	(798)	(833)
<b>Capital Circulante</b>	<b>211</b>	<b>238</b>	<b>(833)</b>	<b>(843)</b>	<b>(939)</b>

(\*) 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€ 31.03.2020 30.06.2020 30.09.2020 01.10.2020 31.12.2020 31.03.2021

(\*)

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.036	1.174	1.141	1.142	1.150	1.054
Deudores comerciales, empresas vinculadas	37	37	1	1	1	5
Activos por contrato	1.808	1.715	1.538	1.538	1.517	1.464
Existencias	2.115	2.064	1.820	1.820	1.718	1.886
Otros activos corrientes	466	584	398	398	467	449
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	(2.332)	(2.544)	(2.956)	(2.956)	(2.346)	(2.493)
Acreedores comerciales, empresas vinculadas	(212)	(237)	(8)	(8)	(47)	(38)
Pasivos por contrato	(3.101)	(3.362)	(3.148)	(3.171)	(3.393)	(3.237)
Otros pasivos corrientes	(682)	(929)	(761)	(735)	(767)	(728)
<b>Capital Circulante</b>	<b>(865)</b>	<b>(1.498)</b>	<b>(1.976)</b>	<b>(1.971)</b>	<b>(1.699)</b>	<b>(1.639)</b>

(\*) 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€	2T 20	2T 21	1S 20	1S 21
Adquisición de activos intangibles	(42)	(50)	(84)	(89)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(67)	(99)	(117)	(200)
<b>CAPEX</b>	<b>(109)</b>	<b>(149)</b>	<b>(201)</b>	<b>(289)</b>

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

M€	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
Adquisición de activos intangibles	(54)	(44)	(39)	(50)	(187)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(97)	(205)	(101)	(99)	(502)
<b>CAPEX</b>	<b>(151)</b>	<b>(249)</b>	<b>(140)</b>	<b>(149)</b>	<b>(689)</b>

M€	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	LTM Mar 20
Adquisición de activos intangibles	(46)	(38)	(42)	(42)	(169)
Adquisición de propiedades, planta y equipo	(81)	(143)	(50)	(67)	(341)
<b>CAPEX</b>	<b>(127)</b>	<b>(181)</b>	<b>(92)</b>	<b>(109)</b>	<b>(510)</b>

## 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€	1S 20	1S 21
Resultado antes de impuestos	(381)	(27)
Amortizaciones + PPA	354	363
Otros PyG (*)	(5)	9
Dotación de provisiones	240	89
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(179)	(157)
Pago de impuestos	(135)	(78)
<b>Flujo de caja operativo bruto</b>	<b>(106)</b>	<b>199</b>

M€	2T 20	2T 21
Resultado antes de impuestos	(139)	(31)
Amortizaciones + PPA	182	182
Otros PyG (*)	(4)	2
Dotación de provisiones	61	38
Uso de provisiones (sin uso de Adwen)	(73)	(74)
Pago de impuestos	(50)	(70)
<b>Flujo de caja operativo bruto</b>	<b>(23)</b>	<b>47</b>

(\*) 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.

	2T 20 (*)	3T 20 (*)	4T 20 (*)	1T 21 (*)	2T 21 (*)
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.289	872	1.698	1.619	1.330
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.645	1.200	2.713	2.360	2.113
<b>ASP Entrada pedidos Wind Onshore</b>	<b>0,78</b>	<b>0,73</b>	<b>0,63</b>	<b>0,69</b>	<b>0,63</b>

(\*) Entrada de pedidos AEG ON solo incluye pedidos eólicos. Sin incluir pedidos de la actividad solar. Pedidos de la actividad solar ascienden en el 2T 20 a 61 M€, en el 3T 20 a 0 M€, en el 4T 20 a 0 M€, en el 1T 21 a 0 M€ y en el 2T 21 a 51 M€.

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

	3T 20 (*)	4T 20 (*)	1T 21 (*)	2T 21 (*)	LTM Mar 21
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	872	1.698	1.619	1.330	5.519
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.200	2.713	2.360	2.113	8.387
<b>ASP Entrada pedidos Wind Onshore</b>	<b>0,73</b>	<b>0,63</b>	<b>0,69</b>	<b>0,63</b>	<b>0,66</b>

(\*) 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€ y en el 2T 21 a 51 M€.

	3T 19 (*)	4T 19 (*)	1T 20 (*)	2T 20 (*)	LTM Mar 20
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.695	2.238	1.611	1.289	6.832
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	2.130	3.147	2.563	1.645	9.485
<b>ASP Entrada pedidos Wind Onshore</b>	<b>0,80</b>	<b>0,71</b>	<b>0,63</b>	<b>0,78</b>	<b>0,72</b>

(\*) 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 19 a 1 M€, en el 4T 19 a 2 M€ y en el 1T 20 a 0 M€ y en el 2T 20 a 61 M€.

	3T 18 (*)	4T 18	1T 19 (*)	2T 19 (*)	LTM Mar 19
Entrada pedidos Onshore Wind (M€)	1.166	1.985	1.793	1.167	6.112
Entrada pedidos Onshore Wind (MW)	1.660	2.631	2.370	1.742	8.402
<b>ASP Entrada pedidos Wind Onshore</b>	<b>0,70</b>	<b>0,75</b>	<b>0,76</b>	<b>0,67</b>	<b>0,73</b>

(\*) 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€ y en el 2T 19 a 33 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€	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
Grupo	5.342	2.564	2.281	5.500	15.686
De los cuales AEG ON	872	1.698	1.619	1.381	5.570

M€	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	LTM Mar 20
Grupo	4.666	3.076	4.628	2.203	14.573
De los cuales AEG ON	1.695	2.240	1.611	1.350	6.896

**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	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
Onshore	1.200	2.713	2.360	2.113	8.387

MW	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	LTM Mar 20
Onshore	2.130	3.147	2.563	1.645	9.485

**Offshore:**

<b>MW</b>	<b>3T 20</b>	<b>4T 20</b>	<b>1T 21</b>	<b>2T 21</b>	<b>LTM Mar 21</b>
Offshore	2.860	-	-	2.607	5.467

<b>MW</b>	<b>3T 19</b>	<b>4T 19</b>	<b>1T 20</b>	<b>2T 20</b>	<b>LTM Mar 20</b>
Offshore	1.528	72	1.279	-	2.879

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

<b>M€</b>	<b>3T 20</b>	<b>4T 20</b>	<b>1T 21</b>	<b>2T 21</b>	<b>LTM Mar 21</b>
AEG	1.947	2.325	1.899	1.902	8.073
Servicios	464	543	396	434	1.837
<b>TOTAL</b>	<b>2.411</b>	<b>2.868</b>	<b>2.295</b>	<b>2.336</b>	<b>9.910</b>

<b>M€</b>	<b>3T 19</b>	<b>4T 19</b>	<b>1T 20</b>	<b>2T 20</b>	<b>LTM Mar 20</b>
AEG	2.242	2.527	1.634	1.808	8.212
Servicios	390	417	366	395	1.568
<b>TOTAL</b>	<b>2.632</b>	<b>2.944</b>	<b>2.001</b>	<b>2.204</b>	<b>9.780</b>

**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€	1S 20	1S 21
RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS	(381)	(27)
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	1	(1)
(-) Ingresos financieros	(6)	(5)
(-) Gastos financieros	33	25
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	6	3
<b>EBIT</b>	<b>(347)</b>	<b>(5)</b>
(-) Costes de integración	58	56
(-) Costes de reestructuración	52	62
(-) Impacto PPA	135	119
<b>EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración</b>	<b>(103)</b>	<b>232</b>

<b>M€</b>	<b>2T 20</b>	<b>2T 21</b>
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>(139)</b>	<b>(31)</b>
(-) Resultado de inversiones contabilizadas por el método de la participación	1	-
(-) Ingresos financieros	(4)	(2)
(-) Gastos financieros	19	9
(-) Otros ingresos/gastos financieros, neto	4	4
<b>EBIT</b>	<b>(118)</b>	<b>(19)</b>
(-) Costes de integración	37	29
(-) Costes de reestructuración	45	42
(-) Impacto PPA	69	59
<b>EBIT pre-PPA y costes de integración y reestructuración</b>	<b>33</b>	<b>111</b>

**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€	1S 20	1S 21
EBIT	(347)	(5)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	354	363
<b>EBITDA</b>	<b>7</b>	<b>358</b>

M€	2T 20	2T 21
EBIT	(118)	(19)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	182	182
<b>EBITDA</b>	<b>63</b>	<b>163</b>

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

M€	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
EBIT	(472)	(139)	14	(19)	(615)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	290	200	180	182	853
<b>EBITDA</b>	<b>(181)</b>	<b>61</b>	<b>194</b>	<b>163</b>	<b>238</b>

M€	3T 19	4T 19	1T 20	2T 21	LTM Mar 20
EBIT	56	67	(229)	(118)	(224)
Amortización, depreciación y deterioros de activos intangibles y propiedad, planta y equipo	148	204	172	182	706
<b>EBITDA</b>	<b>204</b>	<b>271</b>	<b>(57)</b>	<b>63</b>	<b>481</b>

## 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.

	2T 20	1S 20	2T 21	1S 21
Resultado del ejercicio (M€)	(165)	(339)	(66)	(54)
Número de acciones (unidades)	679.399.017	679.516.555	679.981.880	679.745.848
<b>BNA (€/acción)</b>	<b>(0,24)</b>	<b>(0,50)</b>	<b>(0,10)</b>	<b>(0,08)</b>

## 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	31.03.2020	30.09.2020	31.03.2021
Ventas acumuladas para el año en curso N (1)	-	4.204	-	4.631
Cartera de pedidos para la actividad FY (2)	9.360	6.157	9.728	5.460
Rango medio de ventas para el FY según guías a mercado (3) (*)	10.400	10.400	10.700	10.350
<b>Cobertura de Ventas ([1+2]/3)</b>	<b>90%</b>	<b>100%</b>	<b>91%</b>	<b>97%</b>

(\*) Guía de ventas comunicada en noviembre 2020 estrechada en abril 2021 a un rango de entre 10.200 M€ y 10.500 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€	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
Entrada pedidos	5.342	2.564	2.281	5.500	15.686
Ventas	2.411	2.868	2.295	2.336	9.910
<b>Book-to-Bill</b>	<b>2,2</b>	<b>0,9</b>	<b>1,0</b>	<b>2,4</b>	<b>1,6</b>

M€	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	LTM Mar 20
Entrada pedidos	4.666	3.076	4.628	2.203	14.573
Ventas	2.632	2.944	2.001	2.204	9.780
<b>Book-to-Bill</b>	<b>1,8</b>	<b>1,0</b>	<b>2,3</b>	<b>1,0</b>	<b>1,5</b>

**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€	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
CAPEX (1)	151	249	140	149	689
Amortización, depreciación y deterioros (a)	290	200	180	182	853
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	33	28	31	29	122
Amortización PPA intangible (c)	68	59	60	59	246
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	189	112	90	94	485
<b>Tasa de reinversión (1/2)</b>	<b>0,8</b>	<b>2,2</b>	<b>1,6</b>	<b>1,6</b>	<b>1,4</b>

M€	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	LTM Mar 20
CAPEX (1)	127	181	92	109	510
Amortización, depreciación y deterioros (a)	148	204	172	182	706
Amortización, depreciación y deterioros de activos por derecho de uso (NIIF 16) (b)	-	-	25	27	52
Amortización PPA intangible (b)	67	67	66	69	268
Depreciación y Amortización (exc. PPA) (2=a-b-c)	81	137	81	86	386
<b>Tasa de reinversión (1/2)</b>	<b>1,6</b>	<b>1,3</b>	<b>1,1</b>	<b>1,3</b>	<b>1,3</b>

**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€	1S 20	1S 21
Beneficio Bruto	6	401
Amortización PPA intangible	88	89
Costes Integración	43	41
Costes Reestructuración	47	50
<b>Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&amp;R)</b>	<b>184</b>	<b>581</b>

M€	2T 20	2T 21
Beneficio Bruto	63	199
Amortización PPA intangible	45	44
Costes Integración	28	21
Costes Reestructuración	42	37
<b>Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&amp;R)</b>	<b>177</b>	<b>301</b>

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

M€	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
Beneficio Bruto	(196)	81	202	199	286
Amortización PPA intangible	45	45	45	44	179
Costes Integración	41	49	20	21	131
Costes Reestructuración	100	33	13	37	183
<b>Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&amp;R)</b>	<b>(10)</b>	<b>207</b>	<b>280</b>	<b>301</b>	<b>778</b>

M€	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	LTM Mar 20
Beneficio Bruto	220	291	(57)	63	517
Amortización PPA intangible	44	43	42	45	174
Costes Integración	30	62	15	28	135
Costes Reestructuración	2	5	6	42	54
<b>Beneficio Bruto (pre PPA y costes I&amp;R)</b>	<b>296</b>	<b>401</b>	<b>7</b>	<b>177</b>	<b>880</b>

**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	3T 20	4T 20	1T 21	2T 21	LTM Mar 21
Onshore	1.876	2.433	1.744	1.927	7.979

MWe	3T 19	4T 19	1T 20	2T 20	LTM Mar 20
Onshore	1.699	2.009	1.747	1.649	7.104

**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.