



# SPAFID CONNECT

Informazione Regolamentata n. 0118-29-2019	Data/Ora Ricezione 14 Novembre 2019 07:45:11	MTA
--	--	-----

Societa' : ERG

Identificativo : 124714

Informazione  
Regolamentata

Nome utilizzatore : ERGN01 - Marescotti

Tipologia : REGEM

Data/Ora Ricezione : 14 Novembre 2019 07:45:11

Data/Ora Inizio : 14 Novembre 2019 07:45:13

Diffusione presunta

Oggetto : Il CdA approva il Resoconto Intermedio  
sulla Gestione al 30/09/19-The BoD  
approves the Interim Report on Operations  
as at 30/09/19

*Testo del comunicato*

Vedi allegato.



## Comunicato stampa

### Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. approva il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2019

#### Terzo trimestre 2019

- **MOL consolidato adjusted<sup>1</sup>: 107 milioni di Euro, 105 milioni nel terzo trimestre 2018 adjusted**
- **Risultato netto di Gruppo adjusted: 7 milioni di Euro, 17 milioni nel terzo trimestre 2018 adjusted**

#### Primi nove mesi 2019

- **MOL consolidato adjusted: 380 milioni di Euro, 381 milioni nei nove mesi 2018 adjusted**
- **Risultato netto di Gruppo adjusted: 75 milioni di Euro, 92 milioni nei nove mesi 2018 adjusted**

Genova, 14 novembre 2019 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2019.

#### Risultati finanziari consolidati *adjusted*

III Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Primi nove mesi		
2019	2018	Var. %		2019	2018	Var. %
107	105	2%	<b>MOL</b>	380	381	0%
29	38	-23%	<b>Risultato operativo netto</b>	157	178	-12%
7	17	-58%	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	75	92	-19%

	30.09.19	31.12.18	Variazione
<b>Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)</b>	1.569	1.343	+226
<b>Leverage<sup>2</sup></b>	47%	42%	

Luca Bettonte Amministratore Delegato di ERG ha commentato: “**Il risultato operativo del terzo trimestre 2019, leggermente superiore all’anno scorso, ha beneficiato della maggiore capacità installata nell’eolico all’estero e nel solare in Italia, oltreché di una solida performance nel termoelettrico. Tali effetti tuttavia hanno risentito di una marcata minore idraulicità rispetto alla straordinaria produzione dello scorso anno e di una ventosità particolarmente debole nei mesi estivi in Italia, in un contesto di prezzi medi unitari dell’energia complessivamente inferiori, ancorché mitigati da azioni di copertura. Il nostro percorso di crescita continua. Nel periodo abbiamo aumentato di 190 MW la capacità installata rispetto allo stesso periodo del 2018, di cui 138 MW nell’Eolico fra Francia e Germania e 51 MW nel Solare in Italia.**

Per l’esercizio 2019 confermiamo la *guidance* relativamente al Margine Operativo Lordo grazie anche al contributo della maggiore capacità installata, compreso tra i 495 e i 505 milioni di euro in rialzo rispetto al 2018. Prevediamo un aumento degli investimenti tra i 430 e i 450 milioni di euro a seguito della recente acquisizione di parchi eolici in Germania, e di conseguenza aggiorniamo l’indebitamento netto di fine anno previsto ora in un range tra 1.500 e 1.560 milioni di euro.”

<sup>1</sup> Al fine di facilitare la comprensione dell’andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l’esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione “adjusted”. Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella specifica sezione del presente Comunicato “Indicatori Alternativi di Performance”

<sup>2</sup> Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il project financing) ed il capitale investito netto

## Premesse

### Indicatori alternativi di performance (IAP) e Risultati adjusted

Nel presente comunicato sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business, i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "**Risultati adjusted**".

### IFRS 16

A partire dal 1° gennaio 2019, è stato applicato il principio IFRS 16.

Il Gruppo, in qualità di locatario, ha rilevato nuove passività per leasing e maggiori asset per Diritto di utilizzo ("right of use") per circa 63 milioni al 1° gennaio 2019 correlate principalmente al business Eolico e relativi all'utilizzo di terreni, magazzini, immobili, attrezzature, sottostazioni e parco macchine.

L'applicazione del nuovo Principio ha modificato la natura e la rappresentazione a conto economico dei costi per leasing operativi: tali costi sono ora rilevati come ammortamento dei diritti d'utilizzo e come oneri finanziari correlati al debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione. Precedentemente, il Gruppo contabilizzava i costi per leasing operativi a quote costanti lungo la durata del leasing, sostanzialmente in linea con la manifestazione finanziaria dei relativi canoni.

L'applicazione del principio IFRS 16 ha comportato quindi:

- il miglioramento del Margine Operativo Lordo nella misura dei canoni di locazione che rientrano nello scopo dell'IFRS 16, pari a circa 6,4 milioni nei primi nove mesi 2019;
- l'incremento (circa 73 milioni al 30 settembre 2019) dell'indebitamento finanziario netto e del capitale investito netto (circa 72 milioni) in relazione all'applicazione del metodo patrimoniale indicato dal nuovo principio;
- maggiori ammortamenti (5,0 milioni) e maggiori oneri finanziari (2,4 milioni) legati all'applicazione del metodo di cui sopra.

In sede di prima applicazione, ERG si è avvalsa della facoltà di utilizzare il metodo retroattivo modificato, senza effettuare quindi il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto.

In considerazione di quanto sopra, e stante la natura tipica della posta, al fine di rappresentare al meglio la marginalità dei business si è ritenuto opportuno esporre, nel Conto Economico adjusted, i costi di locazione all'interno del Margine Operativo Lordo Adjusted in continuità con la rappresentazione dei precedenti esercizi ed in coerenza con la manifestazione finanziaria (canone periodico) degli stessi.

Coerentemente anche l'**indebitamento finanziario netto adjusted** ed il **capitale investito netto adjusted** sono rappresentati al netto del debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione.

## Variatione perimetro di business nel terzo trimestre 2019

### Eolico - Germania

In data **19 agosto 2019** ERG, tramite la propria controllata ERG Windpark Beteiligungs GmbH, ha perfezionato un accordo con una società controllata da Aquila Capital, società di investimenti tedesca, per l'acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco titolari di altrettanti parchi eolici situati nella regione di Mecklenburg-Western Pomerania nel nord-est del paese.

I parchi, con una potenza installata complessiva di 34 MW ed equipaggiati con 11 turbine Vestas V112, sono entrati in esercizio nel 2014 ed hanno avuto negli ultimi quattro anni una produzione annua media di circa 89 GWh corrispondente ad oltre 2.600 ore equivalenti e pari a circa 67.000 t di emissioni di CO2 evitate all'anno. I parchi beneficiano per 20 anni dalla data di entrata in esercizio di una tariffa incentivata complessiva che, per il 2018, è stata pari in media a 97 Euro/MWh.

L'operazione, il cui closing è avvenuto in data **13 settembre 2019**, a seguito dell'autorizzazione dell'Antitrust in Germania, ha previsto un prezzo in termini di *equity value* pari a 37 milioni di Euro a cui è corrisposto un *enterprise value* di 84 milioni di Euro.

## Terzo trimestre

### Risultati finanziari consolidati

Nel **terzo trimestre 2019** i **ricavi** sono pari a 231 milioni, in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2018 (250 milioni) principalmente a seguito dei volumi nell'idroelettrico molto inferiori a quelli eccezionalmente elevati del terzo trimestre 2018, e nell'Eolico Italia per effetto di una ventosità eccezionalmente debole nei mesi estivi. Tali effetti sono stati solo in parte compensati dall'ampliamento del portafoglio di asset eolici gestiti all'estero e nel solare in Italia.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 107 milioni, sostanzialmente in linea con i 105 milioni registrati nel medesimo periodo del 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Eolico (+4 milioni):** margine operativo lordo pari a 43 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (40 milioni) in un ambito anemologico meno favorevole in Italia. In particolare, i risultati dei parchi eolici in Italia (23 milioni, in diminuzione rispetto ai 30 milioni dell'esercizio precedente) in un contesto di prezzi medi unitari complessivi inferiori, hanno risentito delle minori produzioni, di cui quelle incentivate in lieve calo dal 74% al 72%. Con riferimento al Portafoglio Italia gli effetti negativi derivanti dallo scenario prezzi per l'Energia Elettrica, in forte contrazione, nonché del minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), sono stati neutralizzati dalle azioni di copertura. I risultati all'estero sono in forte crescita (+10 milioni) grazie principalmente ai maggiori volumi associati ai 138 MW dei nuovi parchi acquisiti in Francia e Germania.

**Solare (+10 milioni):** il margine operativo lordo, pari a 22 milioni, è sostanzialmente raddoppiato rispetto al medesimo periodo del 2018 (12 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici.

**Idroelettrico (-18 milioni):** margine operativo lordo di 20 milioni (38 milioni nel terzo trimestre 2018), in forte diminuzione rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente. La performance ha risentito di volumi in significativa riduzione per effetto della minore idraulicità registrata nel periodo rispetto sia quella storica che a quella particolarmente elevata dello scorso anno. Il minor scenario prezzi per l'Energia Elettrica ed il minor valore dell'incentivo (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), sono stati solo in parte compensati con azioni di copertura.

**Termoelettrico (+6 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 25 milioni, è superiore rispetto ai 18 milioni del terzo trimestre 2018 a seguito di un migliore spark spread, inclusivo dell'effetto delle azioni di copertura, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO<sub>2</sub>, e alle maggiori quantità vendute ai clienti del Sito di Priolo nonché alla performance degli impianti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 29 milioni (38 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 78 milioni in aumento di 11 milioni rispetto al terzo trimestre 2018 (67 milioni) a seguito dei nuovi investimenti nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 7 milioni, inclusivo di circa 1 milione di competenza delle *minorities*, in diminuzione rispetto al risultato di 17 milioni del terzo trimestre 2018, in conseguenza principalmente dei già commentati risultati operativi e, in misura minore, di un tax rate effettivo superiore principalmente per il venire meno delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE).

Il **risultato netto di Gruppo**, che recepisce l'applicazione dei principi IFRS 16 e IFRS 9 oltreché gli *special items*, è stato pari a 4 milioni rispetto a 19 milioni del terzo trimestre 2018 e riflette i già commentati minori risultati operativi. Si ricorda inoltre che il terzo trimestre 2018 includeva il plusvalore legato ai rifinanziamenti del periodo in applicazione del principio IFRS 9.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.569 milioni**, in diminuzione (93 milioni) rispetto al 30 giugno 2019 (1.662 milioni) e riflette il positivo flusso di cassa operativo netto (213 milioni) a seguito della positiva dinamica del circolante che ha ulteriormente beneficiato della riduzione delle tempistiche degli incassi degli incentivi (152 milioni) relativi ai primi sette mesi del 2019 ed all'incasso dei Titoli di Efficienza Energetica (26 milioni) prodotti nel 2018, compensati parzialmente dall'acquisizione dei parchi eolici in Germania (84 milioni), dal pagamento delle imposte (25 milioni) e dagli investimenti del periodo (11 milioni).

### Primi nove mesi

Nei **primi nove mesi del 2019** i **ricavi** sono pari a 762 milioni, in lieve diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2018 (766 milioni) principalmente a seguito dei volumi nell'idroelettrico molto inferiori a quelli eccezionalmente elevati dello scorso anno, in parte compensati dall'aumento della produzione dell'eolico e del solare, sia in Italia che all'estero anche a seguito dell'ampliamento del portafoglio di asset gestiti, del solare e del termoelettrico.

Il **marginale operativo lordo adjusted** si attesta a 380 milioni, sostanzialmente in linea con i 381 milioni registrati nel 2018. La variazione riflette i seguenti fattori:

**Eolico (+15 milioni):** margine operativo lordo pari a 214 milioni, in aumento rispetto all'analogo periodo del 2018 (199 milioni) in un ambito anemologico più favorevole in Italia. In particolare, i risultati dei parchi eolici in Italia (140 milioni, in diminuzione rispetto ai 146 milioni dell'esercizio precedente) risentono principalmente del minor valore dell'incentivo unitario (92 Euro/MWh rispetto ai 99 Euro/MWh), nonché di una minore produzione

incentivata. L'andamento sfavorevole dei prezzi dell'energia è stato compensato dalle operazioni di copertura. I risultati all'estero sono in crescita (+21 milioni) grazie principalmente al contributo dei 138 MW di nuovi parchi in Francia e Germania, alle maggiori produzioni dei parchi eolici in tutti i paesi esteri, nonché a seguito del miglior scenario prezzi nei paesi dell'est Europa. Si ricorda che i primi nove mesi del 2018 avevano beneficiato del contributo del parco di Brockaghboy di 48 MW (+3 milioni), ceduto in data 7 marzo 2018.

**Solare (+28 milioni):** il margine operativo lordo, pari a 56 milioni, è raddoppiato rispetto ai primi nove mesi 2018 (28 milioni) grazie al contributo dei 51 MW dei neoacquisiti impianti fotovoltaici in un contesto favorevole di irraggiamento.

**Idroelettrico (-54 milioni):** margine operativo lordo di 64 milioni (118 milioni nel 2018), in forte diminuzione rispetto all'esercizio precedente. La performance ha risentito della significativa ridotta idraulicità registrata nel periodo rispetto a quella storica ed in particolare a quella particolarmente elevata dello scorso anno, con effetto sui volumi e sull'incentivo GRIN e, in minor misura, del prezzo GRIN, più basso rispetto allo scorso anno.

**Termoelettrico (+11 milioni):** il margine operativo lordo del termoelettrico, pari a 59 milioni, è superiore rispetto ai 48 milioni del 2018 a seguito di un migliore spark spread, dovuto alla significativa riduzione del costo del gas naturale che ha più che compensato l'andamento crescente dei prezzi della CO2, e alle maggiori quantità vendute ai clienti del Sito di Priolo nonché della performance degli impianti.

Il **risultato operativo netto adjusted** è stato pari a 157 milioni (178 milioni nel 2018) dopo ammortamenti per 223 milioni in aumento di 20 milioni rispetto ai primi nove mesi 2018 (203 milioni) riconducibili principalmente ai nuovi investimenti effettuati nel Solare e alle acquisizioni dei parchi eolici operativi in Francia e Germania avvenute nel corso del 2019.

Il **risultato netto di Gruppo adjusted** è stato pari a 75 milioni, inclusivo di circa 1,5 milioni spettanti alle minorities, in diminuzione rispetto al risultato di 92 milioni dei primi nove mesi 2018, in conseguenza dei già commentati risultati operativi e di un tax rate effettivo superiore per il venire meno delle agevolazioni fiscali legate alla crescita economica (ACE). Nonostante un indebitamento in crescita, gli oneri finanziari sono risultati sensibilmente inferiori rispetto al corrispondente periodo del 2018 per il ridursi del costo del debito grazie alle importanti operazioni di liability management effettuate nel corso del secondo trimestre 2019 e la contestuale emissione di un Green Bond a condizioni migliorative.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 6 milioni rispetto a 124 milioni dei primi nove mesi 2018 e risente principalmente, rispetto al già commentato risultato netto di Gruppo *adjusted*, degli oneri straordinari legati alla ristrutturazione del debito attraverso l'emissione del primo Green Bond e la contestuale chiusura di due importanti facility di Project Financing. Si ricorda inoltre che i primi nove mesi 2018 beneficiavano della plusvalenza relativa alla cessione del parco eolico di Brockaghboy nel Regno Unito (27 milioni).

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.569 milioni**, in aumento (226 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (401 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare in Italia e nell'eolico in Francia e Germania, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni), l'incremento del fair value dei derivati di copertura, il pagamento delle imposte (25 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (372 milioni) anche a seguito della riduzione delle tempistiche di incasso degli incentivi in Italia.

Come sopra riportato, l'indebitamento finanziario netto *adjusted* è rappresentato al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 settembre 2019 a circa 73 milioni.

## Investimenti

III Trimestre		Milioni di Euro	Primi nove mesi	
2019	2018		2019	2018
92	32	Eolico	172	130
0	0	Solare	220	345
1	2	Termoelettrico	5	4
1	2	Idroelettrico	3	3
0	1	Corporate	1	2
<b>94</b>	<b>37</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>401</b>	<b>484</b>

Nel terzo trimestre 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **94 milioni** (37 milioni nel terzo trimestre 2018) e si

riferiscono all'acquisizione di parchi eolici in Germania (84 milioni di Euro). Inoltre, nel corso del trimestre sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 11 milioni** di cui il 73% nel settore Eolico (64% nel terzo trimestre 2018), il 10% nel settore Termoelettrico (13% nel 2018), l'11% nel settore Idroelettrico (15% nel 2018), il 2% nel Solare e il 4% nel settore Corporate (6% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

Nei primi nove mesi 2019 gli **investimenti** sono stati pari a **401 milioni** (484 milioni nel 2018) e si riferiscono principalmente all'acquisizione di due impianti fotovoltaici in Italia (220 milioni di Euro), di parchi eolici operativi in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni), e di una pipeline di 224 MW in Germania (2 milioni). Inoltre, nel corso del periodo sono stati effettuati investimenti **in immobilizzazioni materiali ed immateriali per 37 milioni** di cui il 75% nel settore Eolico (74% nel 2018), principalmente correlati al completamento del parco eolico in Germania (Windpark Linda), il 14% nel settore Termoelettrico (11% nel 2018), il 8% nel settore Idroelettrico (9% nel 2018) e il 3% nel settore Corporate (5% nel 2018), principalmente riguardanti l'area ICT.

**Eolico:** gli investimenti del terzo trimestre 2019 (**92 milioni**) si riferiscono principalmente all'investimento effettuato nel trimestre per l'acquisizione di 34MW di parchi eolici operativi in Germania.

Gli investimenti dei primi nove mesi 2019 (**172 milioni**) si riferiscono principalmente all'investimento effettuato per l'acquisizione di 52 MW di parchi eolici in Francia, oltre che per lo sviluppo del parco eolico Windpark Linda in Germania, la cui entrata in operatività è avvenuta alla fine del mese di giugno ed alla già citata acquisizione dei parchi eolici in Germania. E' stato inoltre completato con successo il primo intervento di reblading, effettuato su un parco eolico di 13,2 MW in Italia.

**Solare:** gli investimenti dei primi nove mesi del 2019 si riferiscono all'acquisizione di 2 impianti fotovoltaici, ubicati a Montalto di Castro (Lazio), con una capacità installata di 51,4 MW ed una produzione stimata annua di circa 96 GWh, che beneficiano degli incentivi del Secondo Conto Energia per 20 anni sino al 2030. L'*enterprise value* dell'operazione è stato pari a circa 220 milioni di Euro.

**Idroelettrico:** gli investimenti dell'idroelettrico nei primi nove mesi, pari a circa 3 milioni, si riferiscono principalmente a commesse di mantenimento ed a progetti previsti in ambito di miglioramento sismico delle infrastrutture e di Salute, Sicurezza e Ambiente.

**Termoelettrico:** gli investimenti del 2019 (1 milione nel trimestre e 5 milioni nei primi nove mesi del 2019) si riferiscono principalmente all'impianto CCGT di ERG Power, che ha proseguito le iniziative mirate di investimento volte a preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

## Dati operativi

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'Energy Management di ERG Power Generation S.p.A., fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dai propri impianti eolici, termoelettrici, idroelettrici e solari, nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel corso **del terzo trimestre 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 3,5 TWh (3,1 TWh nel 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,8 TWh (1,6 TWh nell'analogo periodo del 2018), di cui circa 0,4 TWh all'estero e 1,4 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,6% della domanda di energia elettrica in Italia (1,6% nel terzo trimestre del 2018).

Nel corso **dei primi nove mesi del 2019**, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 11,2 TWh (10,2 TWh nel 2018), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,8 TWh (5,7 TWh nell'analogo periodo del 2018), di cui circa 1,3 TWh all'estero e 4,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa il 1,9% della domanda di energia elettrica in Italia (1,9% nei primi nove mesi del 2018).

L'energia venduta *wholesale* include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) sia nel "mercato infragiornaliero" (MI) e nel "mercato per il servizio di dispacciamento" (MSD), nonché le vendite a principali operatori del settore su piattaforma "over the counter" (OTC). Queste ultime vengono realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo delle attività di contrattazione a termine anche con l'obiettivo di *hedging* della generazione, in linea con le *risk policy* di Gruppo.

Nel terzo trimestre 2019 sono state effettuate vendite di vapore<sup>3</sup> per 186 migliaia di tonnellate, in incremento rispetto alle 154 migliaia di tonnellate dell'analogo periodo del 2018; 679 migliaia di tonnellate nel corso dei primi nove mesi del 2019 (498 migliaia di tonnellate nell'analogo periodo del 2018).

3° trimestre				Produzioni Energia Elettrica (GWh)	Primi nove mesi			
2019	2018	Δ	Δ%		2019	2018	Δ	Δ%
692	578	114	20%	<b>Produzione eolica</b>	2.846	2.509	337	13%
317	338	-21	-6%	<i>di cui Italia</i>	1.575	1.490	85	6%
374	240	135	56%	<i>di cui Estero</i>	1.271	1.019	252	25%
75	45	30	68%	<b>Produzione solare</b>	194	109	85	77%
274	401	-127	-32%	<b>Produzione idroelettrica</b>	867	1.402	-535	-38%
725	591	135	23%	<b>Produzione termoelettrica</b>	1.941	1.645	297	18%
1.767	1.615	152	9%	<b>Produzioni complessive impianti ERG</b>	5.848	5.665	184	3%

Per quanto riguarda le produzioni, nel **terzo trimestre del 2019** si segnala in particolare:

**Eolico:** la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 692 GWh, in incremento rispetto al corrispondente periodo del 2018 (578 GWh), a seguito di una produzione in aumento del 56% all'estero (passata da 240 GWh a 374 GWh), parzialmente compensata da diminuzione del 6% circa in Italia (passata da 338 GWh a 317 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-21 GWh) è legato a condizioni anemologiche inferiori a quelle registrate nell'analogo periodo del 2018 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sardegna.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 135 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Germania (+73 GWh che includono le produzioni anche del primo semestre del neo acquisito impianto in Germania per 47 GWh) e Francia (+63 GWh), sostanzialmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nel secondo semestre del 2018.

**Solare:** le produzioni sono risultate pari a circa 75 GWh di cui 31 GWh relativi ai neo acquisiti impianti; il load factor complessivo è stato pari al 24% (23% nel terzo trimestre 2018).

**Idroelettrico:** le produzioni complessive di ERG Hydro nel terzo trimestre 2019 pari a 274 GWh hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo (in riduzione di 7 euro/MWh) nonché delle azioni di copertura ed altre componenti minori, pari complessivamente a circa 106 Euro/MWh nel trimestre, inferiore ai 119 Euro/MWh nel terzo trimestre 2018, sia a seguito dello scenario prezzi che di una minore modulazione dell'impianto.

**Termoelettrico:** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 725 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (591 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO2. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

Nei **primi nove mesi del 2019:**

**Eolico:** la produzione di energia elettrica da fonte eolica è stata pari a 2.846 GWh, in incremento rispetto al corrispondente periodo del 2018 (2.509 GWh), a seguito di una produzione in aumento circa del 6% in Italia (da 1.490 GWh a 1.575 GWh) e del 25% all'estero (da 1.019 GWh a 1.271 GWh).

L'incremento delle produzioni in Italia (+85 GWh) è legato a condizioni anemologiche superiori a quelle registrate nell'analogo periodo del 2018 sostanzialmente in tutte le regioni, eccetto la Sicilia e la Calabria.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento netto di 252 GWh è attribuibile alle maggiori produzioni in Francia (+152 GWh, sostanzialmente riconducibili alle produzioni degli impianti di recente acquisizione o entrati in esercizio commerciale nell'ultimo semestre dell'anno 2018), in Germania (+93 GWh principalmente a seguito delle recenti acquisizioni), nonché nell'Europa dell'Est (+35 GWh), al netto del venire meno delle produzioni in

<sup>3</sup> Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

UK (-29 GWh) a seguito della cessione del parco di Brockaghboy.

**Solare:** le produzioni sono risultate pari a circa 194 GWh ed il relativo load factor pari al 21% (19% nei primi nove mesi del 2018).

**Idroelettrico:** le produzioni complessive di ERG Hydro nei primi nove mesi del 2019 pari a 867 GWh, hanno beneficiato di un ricavo netto unitario, considerando il valore di cessione dell'energia dei ricavi da MSD e da incentivi sostitutivi del periodo ed altre componenti minori, pari a circa 105 Euro/MWh nei nove mesi, in linea con i 105 Euro/MWh nei nove mesi 2018.

**Termoelettrico:** la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 1.941 GWh, in aumento rispetto allo stesso periodo del 2018 (1.645 GWh) a fronte di un contesto di mercato più favorevole con margini netti di generazione in aumento, principalmente per effetto della significativa diminuzione dei prezzi del gas nonostante un incremento significativo nei prezzi della CO<sub>2</sub>. Tale trend è stato superiore a quello più generale registrato in Italia per l'intero comparto termoelettrico.

## Fatti di rilievo avvenuti nel corso del trimestre

In data **2 agosto 2019** il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha nominato Paolo Luigi Merli Direttore Generale con la qualifica di "Corporate General Manager & CFO" (v. Comunicato Stampa del 02.08.2019).

In data **19 agosto 2019** ERG ha sottoscritto un accordo con Aquila Capital per l'**acquisizione del 100% del capitale di tre società di diritto tedesco** titolari di altrettanti parchi eolici, con una potenza installata complessiva di 34 MW (v. Comunicato Stampa del 19.08.2019). Il closing dell'operazione è avvenuto in data **13 settembre (v. Comunicato Stampa del 13.09.2019)**.

## Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del trimestre

In data **18 ottobre 2019** ERG ha sottoscritto due Power Purchase Agreement (PPA) tra ERG Power Generation ed ACEA per la fornitura di complessivi 1,5 TWh di energia nel periodo 2020-2022 (**v. Comunicato Stampa del 18.10.2019**).

## Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2019:

**Eolico:** per l'eolico **in Italia**, sebbene si prevedano produzioni leggermente superiori rispetto al 2018, l'attesa di minori prezzi sui mercati dell'energia elettrica, seppure in buona parte mitigata dalle azioni di copertura, associata al minor ricavo unitario dell'incentivo ed a maggiori costi di produzione per alcune attività di manutenzione, portano a prevedere un risultato leggermente inferiore all'anno precedente. Per quanto riguarda **l'Estero**, al contrario, sono attesi risultati in apprezzabile crescita rispetto al 2018, principalmente a seguito di:

- o maggiore potenza installata in Francia di circa 90 MW pienamente operativi per l'intero anno 2019;
- o maggiore capacità installata in Germania di 55 MW anche grazie ai recenti investimenti effettuati;
- o migliori performance degli asset esistenti, sia in termini di volume che per i maggiori prezzi dell'energia elettrica parzialmente compensati dalla minore presenza nel Nord Irlanda a seguito della cessione di un parco eolico di 48 MW avvenuta nel marzo 2018.

In generale **il risultato operativo lordo complessivo del Wind** è atteso in crescita rispetto all'anno precedente grazie all'incremento di capacità e produzioni all'estero che più che compensano la lieve diminuzione dei risultati attesi in Italia.

**Solare:** i risultati attesi per il 2019 sono significativamente superiori rispetto al 2018, grazie alla buona performance degli impianti esistenti ed al contributo di quelli nuovi acquisiti a gennaio di quest'anno. Si stima per l'intero esercizio 2019 un **Margine Operativo Lordo più che raddoppiato** rispetto ai 32 milioni di euro del 2018.

**Idroelettrico:** per tale asset si prevedono risultati in significativa diminuzione rispetto a quelli del 2018, a causa di una marcata persistente minore idraulicità rispetto sia alla media storica che ai valori eccezionalmente alti registrati nell'anno precedente. Inoltre ciò influisce negativamente anche sulla possibilità di modulare gli impianti e di partecipare al mercato dei servizi di dispacciamento come nel 2018. Il **Margine Operativo Lordo dell'idroelettrico è pertanto atteso in forte diminuzione** rispetto ai valori eccezionalmente elevati dello scorso anno.



**Termoelettrico:** prevediamo un **Margine Operativo Lordo in significativo aumento rispetto al 2018** grazie ai prezzi molto bassi del gas naturale ed ai maggiori prezzi dell'energia elettrica in Sicilia, che più che compensano la crescita dei costi della CO2, con conseguenti Clean Spark Spread più elevati. Contribuiranno a tali migliori risultati anche il controllo dei costi e la maggiore produzione di Certificati Bianchi (TEE).

In sintesi, per l'esercizio 2019 a livello consolidato, si stima un **Margine operativo lordo superiore rispetto al 2018 (491 milioni), nell'intervallo compreso tra 495 e 505 milioni di Euro**, confermando la precedente indicazione. Si stima tale crescita malgrado un perimetro incentivato in diminuzione nell'Eolico in Italia e il minor prezzo dell'incentivo unitario sia per l'Eolico che per l'Idroelettrico, e nonostante una previsione di forte calo dei risultati dell'Idroelettrico rispetto a quelli straordinari del precedente esercizio. Tali effetti vengono infatti più che compensati dalla crescita della capacità installata all'estero, da migliori risultati attesi da tutti gli altri assets di generazione e dall'attività di energy management.

Gli **Investimenti per il 2019 sono attesi nel range compreso tra 430 e 450 milioni di Euro**, superiori rispetto alla precedente indicazione (tra 340 e 370 milioni), in conseguenza della recente acquisizione effettuata nel Wind Germania (83 milioni, 34 MW), ed in riduzione di circa 70 milioni rispetto al 2018 (510 milioni).

La generazione di cassa operativa consentirà di contenere il **previsto incremento dell'Indebitamento Finanziario Netto dai 1,34 miliardi nel 2018 ad un ammontare compreso tra 1,5 e 1,56 miliardi di fine 2019** (precedente indicazione tra 1,39 e 1,47 miliardi, incrementata per tenere conto dei maggiori investimenti), compensando parzialmente gli investimenti del periodo, la distribuzione del dividendo ordinario di 0,75€ per azione e il pagamento degli oneri finanziari.

*In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nel presente documento ed in particolare nella sezione Evoluzione prevedibile della gestione, si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, le condizioni anemologiche, di idraulicità e di irradiazione, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico e in materia ambientale, altri cambiamenti nelle condizioni di business e nell'azione della concorrenza.*

*La forma dei prospetti contabili corrisponde a quella degli schemi indicati nel Resoconto Intermedio sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato adjusted.*

*Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Paolo Luigi Merli, dichiara ai sensi del comma 2, articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.*

*I risultati del terzo trimestre saranno illustrati ad analisti ed investitori oggi, alle ore 9,30 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)); la relativa presentazione sarà resa disponibile sul medesimo sito, nella sezione "Investor Relations/Presentazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) 15 minuti prima della conference call.*

*Il presente comunicato stampa, emesso il 14 novembre 2019 alle ore 7,45 (CET), è a disposizione del pubblico sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Media/Comunicati Stampa", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)). Il Resoconto Intermedio sulla Gestione al 30 settembre 2019 è a disposizione del pubblico presso la sede della Società in Genova, via De Marini 1, sul sito internet della Società ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) nella sezione "Investor Relations/Bilanci e relazioni", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato eMarket Storage ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

## **Contatti:**

**Sabina Alzona** Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 cell. + 39 340 1091311 – [salzona@erg.eu](mailto:salzona@erg.eu)

**Emanuela Delucchi** IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu) - [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)

[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## Sintesi dei risultati

3° trimestre

9 Mesi 2019

2019	2018	(milioni di Euro)		2019	2018
<b>Principali dati economici</b>					
231	250	Ricavi adjusted		762	766
<b>107</b>	<b>105</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>		<b>380</b>	<b>381</b>
<b>29</b>	<b>38</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>		<b>157</b>	<b>178</b>
5	19	Risultato netto		8	124
4	19	di cui Risultato netto di Gruppo		6	124
<b>7</b>	<b>17</b>	<b>Risultato netto di Gruppo adjusted<sup>(1)</sup></b>		<b>75</b>	<b>92</b>
<b>Principali dati finanziari</b>					
<b>3.320</b>	<b>3.209</b>	<b>Capitale investito netto adjusted<sup>(2)</sup></b>		<b>3.320</b>	<b>3.209</b>
1.751	1.819	Patrimonio netto		1.751	1.819
1.569	1.389	Indebitamento finanziario netto totale <i>adjusted</i> <sup>(2)</sup>		1.569	1.389
843	1.228	di cui <i>Project Financing non recourse</i> <sup>(3)</sup>		843	1.228
47%	43%	Leva finanziaria		47%	43%
<b>46%</b>	<b>42%</b>	<b>Ebitda Margin %</b>		<b>50%</b>	<b>50%</b>
<b>Dati operativi</b>					
<b>1.929</b>	<b>1.791</b>	<b>Capacità installata impianti eolici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>1.929</b>	<b>1.791</b>
692	578	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	<i>milioni di KWh</i>	2.846	2.509
<b>480</b>	<b>480</b>	<b>Capacità installata impianti termoelettrici</b>	<i>MW</i>	<b>480</b>	<b>480</b>
725	591	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	<i>milioni di KWh</i>	1.941	1.645
<b>527</b>	<b>527</b>	<b>Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>527</b>	<b>527</b>
274	401	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	<i>milioni di KWh</i>	867	1.402
<b>141</b>	<b>90</b>	<b>Capacità installata impianti solari a fine periodo</b>	<i>MW</i>	<b>141</b>	<b>90</b>
75	45	Produzione di energia elettrica da impianti solari	<i>milioni di KWh</i>	194	109
<b>3.549</b>	<b>3.133</b>	<b>Vendite totali di energia elettrica</b>	<i>milioni di KWh</i>	<b>11.191</b>	<b>10.218</b>
94	37	Investimenti <sup>(4)</sup>	<i>milioni di Euro</i>	401	484
<b>754</b>	<b>742</b>	<b>Dipendenti a fine periodo</b>	<i>Unità</i>	<b>754</b>	<b>742</b>
<b>Ricavi netti unitari<sup>(5)</sup></b>					
121,0	130,8	Eolico Italia	<i>Euro/MWh</i>	119,5	125,0
94,8	95,2	Eolico Germania	<i>Euro/MWh</i>	97,7	93,8
88,5	86,5	Eolico Francia	<i>Euro/MWh</i>	88,8	86,9
72,5	57,7	Eolico Polonia	<i>Euro/MWh</i>	71,2	57,7
66,8	72,7	Eolico Bulgaria	<i>Euro/MWh</i>	74,6	71,6
72,5	59,7	Eolico Romania	<i>Euro/MWh</i>	68,6	52,9
n.a.	n.a.	Eolico UK	<i>Euro/MWh</i>	n.a.	100,4
318,9	302,4	Solare	<i>Euro/MWh</i>	315,9	295,3
105,9	119,2	Idroelettrico	<i>Euro/MWh</i>	105,2	104,8
43,3	46,7	Termoelettrico	<i>Euro/MWh</i>	39,7	42,8

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business sono indicati i ricavi ed i risultati economici *adjusted* con l'esclusione pertanto degli *special items*.

<sup>(1)</sup> non include gli *special items* e le relative imposte teoriche correlate.

<sup>(2)</sup> come già indicato precedentemente, l'indebitamento finanziario netto *adjusted* e il Capitale Investito Netto *adjusted* sono rappresentati al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, non includendo pertanto la rilevazione degli assets e l'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione pari al 30 settembre 2019 a circa 73 milioni sull'indebitamento finanziario netto e circa 72 milioni sul capitale investito netto.

<sup>(3)</sup> al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il fair value dei derivati a copertura dei tassi.

<sup>(4)</sup> in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Comprendono inoltre gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition pari a 364 milioni effettuati nei primi nove mesi del 2019 per l'acquisizione di due impianti fotovoltaici da Soles Montalto GmbH con capacità installata complessiva pari a 51,4 MW (220 milioni), per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia e Germania (rispettivamente per 52 milioni e 84 milioni), di una pipeline in Germania (2 milioni) e di un progetto per la realizzazione di un parco eolico in Regno Unito (6 milioni). Nei primi nove mesi del 2018 gli investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition erano pari a 449 milioni per l'acquisizione delle società del Gruppo ForVei (Solare) e per le acquisizioni di società titolari di parchi eolici in Francia, Germania ed in Regno Unito.

<sup>(5)</sup> i ricavi netti unitari riportati sono espressi in €/MWh e vengono calcolati rapportando la produzione della tecnologia ai ricavi catturati sui mercati dell'energia, inclusivi degli impatti delle coperture, degli eventuali incentivi spettanti e dei relativi costi variabili associati alla produzione/vendita tra i quali a titolo di esempio i costi dei combustibili ed i costi di sbilanciamento.

## Sintesi dei risultati per settore

3° trimestre		(milioni di Euro)	9 Mesi 2019	
2019	2018		2019	2018
		<b>Ricavi adjusted</b>		
70	70	<b>Eolico</b>	298	280
24	14	<b>Solare</b>	61	32
28	51	<b>Idroelettrico</b>	88	151
109	115	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	314	302
8	8	<b>Corporate</b>	26	25
(8)	(8)	<i>Ricavi infrasettori</i>	(26)	(25)
<b>231</b>	<b>250</b>	<b>Totale ricavi adjusted</b>	<b>762</b>	<b>766</b>
		<b>Margine operativo lordo adjusted</b>		
43	40	<b>Eolico</b>	214	199
22	12	<b>Solare</b>	56	28
20	38	<b>Idroelettrico</b>	64	118
25	18	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	59	48
(4)	(3)	<b>Corporate</b>	(13)	(11)
<b>107</b>	<b>105</b>	<b>Margine operativo lordo adjusted</b>	<b>380</b>	<b>381</b>
		<b>Ammortamenti e svalutazioni</b>		
(45)	(39)	<b>Eolico</b>	(127)	(120)
(11)	(5)	<b>Solare</b>	(31)	(15)
(14)	(14)	<b>Idroelettrico</b>	(43)	(43)
(7)	(8)	<b>Termoelettrico</b>	(21)	(23)
(1)	(1)	<b>Corporate</b>	(2)	(2)
<b>(78)</b>	<b>(67)</b>	<b>Ammortamenti adjusted</b>	<b>(223)</b>	<b>(203)</b>
		<b>Risultato operativo netto adjusted</b>		
(1)	1	<b>Eolico</b>	87	79
12	7	<b>Solare</b>	25	13
6	23	<b>Idroelettrico</b>	21	74
18	11	<b>Termoelettrico</b> <sup>(1)</sup>	38	25
(4)	(4)	<b>Corporate</b>	(15)	(13)
<b>29</b>	<b>38</b>	<b>Risultato operativo netto adjusted</b>	<b>157</b>	<b>178</b>
		<b>Investimenti</b> <sup>(2)</sup>		
92	32	<b>Eolico</b>	172	130
0	0	<b>Solare</b>	220	345
1	2	<b>Idroelettrico</b>	3	3
1	2	<b>Termoelettrico</b>	5	4
0	1	<b>Corporate</b>	1	2
<b>94</b>	<b>37</b>	<b>Totale investimenti</b>	<b>401</b>	<b>484</b>

<sup>(1)</sup> Include contributo residuale dei portafogli minori gestiti da Energy Management non attribuibili a singoli business

<sup>(2)</sup> Includono investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali ed investimenti tramite operazioni di Merger & Acquisition

## Conto Economico adjusted

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del Gruppo, come già indicato nelle Premesse, in questa sezione i risultati economici sono esposti con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione del principio IFRS 16 e IFRS 9 e degli *special items*.

Si ricorda che il presente Resoconto riflette gli impatti del consolidamento dal 1° gennaio 2019 delle neoacquisite società in Germania.

Per la definizione degli indicatori, la composizione degli schemi e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

3° trimestre		(milioni di Euro)	Primi 9 Mesi	
2019	2018		2019	2018
231,5	250,3	Ricavi della gestione caratteristica	761,9	766,0
2,0	2,8	Altri ricavi e proventi	8,3	16,8
<b>233,4</b>	<b>253,1</b>	<b>RICAVI TOTALI</b>	<b>770,2</b>	<b>782,9</b>
(71,1)	(93,8)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(217,7)	(233,4)
(40,2)	(39,9)	Costi per servizi e altri costi operativi	(125,0)	(122,7)
(15,5)	(14,8)	Costi del lavoro	(47,5)	(45,4)
<b>106,6</b>	<b>104,7</b>	<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>	<b>380,0</b>	<b>381,4</b>
(77,6)	(67,1)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(222,9)	(203,3)
<b>29,0</b>	<b>37,5</b>	<b>Risultato operativo netto</b>	<b>157,1</b>	<b>178,0</b>
(15,0)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(47,8)	(53,1)
0,0	0,1	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	0,1
<b>14,0</b>	<b>22,3</b>	<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>109,3</b>	<b>125,0</b>
(6,0)	(5,7)	Imposte sul reddito	(33,2)	(32,8)
<b>7,9</b>	<b>16,6</b>	<b>Risultato d'esercizio</b>	<b>76,1</b>	<b>92,2</b>
(0,9)	(0,0)	Risultato di azionisti terzi	(1,5)	(0,1)
<b>7,1</b>	<b>16,6</b>	<b>Risultato netto di Gruppo</b>	<b>74,6</b>	<b>92,1</b>

## Stato Patrimoniale adjusted

Lo stato patrimoniale riclassificato raggruppa i valori attivi e passivi dello schema di Bilancio, utilizzato nella redazione della relazione finanziaria annuale, evidenziando gli **impieghi** di risorse nel capitale immobilizzato e in quello circolante e le relative **fonti** di finanziamento.

Per la definizione degli indicatori delle grandezze utilizzate nello Stato Patrimoniale Riclassificato si rimanda a quanto indicato nella successiva sezione Indicatori Alternativi di Performance.

Di seguito è indicato lo Stato Patrimoniale riclassificato adjusted che non include, al 30 settembre 2019, gli impatti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a circa 73 milioni sull'indebitamento finanziario netto con contropartita sul Capitale investito netto pari a circa 72 milioni.

30/09/2018	Stato Patrimoniale riclassificato adjusted (milioni di Euro)	30/09/2019	30/06/2019	31/12/2018
3.312,7	Capitale immobilizzato	3.491,3	3.472,1	3.273,6
182,7	Capitale circolante operativo netto	107,1	225,5	179,3
(6,0)	Fondi per benefici ai dipendenti	(5,5)	(5,6)	(5,8)
316,4	Altre attività	337,5	333,8	291,7
(597,0)	Altre passività	(610,8)	(622,4)	(567,0)
<b>3.208,7</b>	<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.319,7</b>	<b>3.403,4</b>	<b>3.171,8</b>
1.819,3	Patrimonio netto di Gruppo	1.731,5	1.722,9	1.828,8
0,0	Patrimonio netto di terzi	19,0	18,2	0,0
1.389,4	Indebitamento finanziario netto	1.569,1	1.662,4	1.343,0
<b>3.208,7</b>	<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.319,7</b>	<b>3.403,4</b>	<b>3.171,8</b>
43%	<b>Leva finanziaria</b>	47%	49%	42%

## Flussi Finanziari

3°trimestre			Primi 9 Mesi	
2019	2018	(importi in milioni)	2019	2018
106,6	104,7	Margine operativo lordo adjusted	380,0	381,4
118,4	36,6	Variazione capitale circolante	39,5	(106,8)
<b>225,0</b>	<b>141,2</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>419,4</b>	<b>274,5</b>
(10,7)	(13,0)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(37,3)	(34,4)
(83,7)	(24,1)	Acquisizioni di aziende ( <i>business combination</i> )	(364,0)	(449,4)
-	0,9	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	-
-	-	Cessione partecipazione TotalErg	-	179,5
-	-	Cessione net assets Brockaghboy	-	105,7
(0,1)	0,0	Disinvestimenti e altre variazioni	0,9	0,2
<b>(94,5)</b>	<b>(36,1)</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(400,4)</b>	<b>(198,2)</b>
(15,0)	(15,3)	Proventi (oneri) finanziari	(47,8)	(53,1)
-	-	Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	(43,5)	-
0,0	0,1	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0,1	0,1
<b>(15,0)</b>	<b>(15,2)</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(91,3)</b>	<b>(53,0)</b>
<b>(25,5)</b>	<b>(8,1)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(25,5)</b>	<b>(8,1)</b>
-	-	Distribuzione dividendi	(112,4)	(171,1)
3,2	(4,9)	Altri movimenti di patrimonio netto	(16,1)	1,3
<b>3,2</b>	<b>(4,9)</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(128,5)</b>	<b>(169,8)</b>
-	0,1	<b>Variazione area di consolidamento</b>	-	<b>(2,1)</b>
<b>1.662,4</b>	<b>1.466,4</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1.343,0</b>	<b>1.232,7</b>
(93,2)	(77,0)	Variazione netta	226,1	156,7
<b>1.569,1</b>	<b>1.389,4</b>	<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1.569,1</b>	<b>1.389,4</b>

Il **Cash Flow operativo** del terzo trimestre **2019** è positivo per 225 milioni, in aumento di 84 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante e per l'adeguamento delle tempistiche di incasso incentivi nei settori Eolico e Idroelettrico.

Il **Cash Flow operativo** dei primi nove mesi **2019** è positivo per 419 milioni, in aumento di 145 milioni rispetto al corrispondente periodo del 2018 principalmente per dinamiche puntuali del circolante e per l'adeguamento delle tempistiche di incasso incentivi nei settori Eolico e Idroelettrico, che hanno portato all'incasso degli incentivi relativi ai primi sette mesi del 2019. Si ricorda inoltre che il flusso di cassa dei primi nove mesi 2018 risentiva del pagamento di una posizione debitoria legata ad acquisti OIL di anni pregressi.

Il **Cash flow da investimenti** del terzo trimestre **2019** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di parchi eolici operativi in Germania (84 milioni).

Il **Cash flow da investimenti** dei primi nove mesi **2019** è legato principalmente all'attività di M&A ed in particolare all'acquisizione di due impianti fotovoltaici con capacità installata complessiva di 51,4 MW da Soles Montalto GmbH (220 milioni), di parchi eolici operativi in Francia (52 milioni) e Germania (84 milioni), di un progetto per la realizzazione di un parco eolico nel Regno Unito (6 milioni) e di una pipeline in Germania (2 milioni), nonché agli investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali (37 milioni).

Il **Cash flow da gestione finanziaria** si riferisce agli interessi maturati nel periodo. La gestione finanziaria include anche l'effetto della chiusura del fair value del project financing in capo alla società ERG Wind Investment Ltd.

Il **Cash flow da Patrimonio Netto** si riferisce principalmente ai movimenti della riserva di cash flow hedge legata agli strumenti finanziari derivati.

L'**indebitamento finanziario netto adjusted** risulta pari a **1.569 milioni**, in aumento (226 milioni) rispetto al 31 dicembre 2018 (1.343 milioni). La variazione riflette principalmente gli investimenti del periodo (401 milioni) a seguito dell'ulteriore crescita nel settore solare in Italia e nell'eolico in Francia e Germania, la distribuzione dei dividendi (112 milioni), gli oneri straordinari sostenuti a fronte delle importanti operazioni di liability management (43 milioni), l'incremento del fair value dei derivati di copertura, il pagamento delle imposte (25 milioni), in parte compensati dal positivo flusso di cassa del periodo (372 milioni) anche a seguito della riduzione dei tempi di incasso degli incentivi in Italia.

---

## INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

### Definizioni

In data 3 dicembre 2015 la Consob ha emesso la Comunicazione n. 92543/15, che recepisce le Linee Guida riguardanti l'utilizzo e la presentazione di Indicatori Alternativi di Performance nell'ambito di informazioni finanziarie regolamentate, emanate in data 5 ottobre 2015 dall'Autorità Europea degli Strumenti finanziari e dei Mercati (ESMA). Le Linee Guida, che hanno aggiornato la Raccomandazione del CESR sugli indicatori alternativi di performance (CESR/05 – 178b), hanno la finalità di promuovere l'utilità e la trasparenza degli indicatori alternativi per migliorare la loro comparabilità, affidabilità e capacità di comprensione.

Nel presente documento sono utilizzati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai principi contabili internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo.

Tali indicatori alternativi sono utilizzati dal Gruppo al fine di agevolare la comunicazione delle informazioni sui risultati dei business nonché sull'indebitamento finanziario netto.

Si precisa infine che al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items): tali risultati sono indicati con la definizione "Risultati adjusted".

Poiché la composizione di tali indicatori non è regolamentata dai principi contabili di riferimento, la metodologia di determinazione di tali misure applicata dal Gruppo potrebbe non essere omogenea con quella adottata da altri operatori e pertanto non pienamente comparabile.

Di seguito sono indicate le definizioni degli IAP utilizzati dal Gruppo nonché una riconciliazione con le voci degli schemi di bilancio adottati:

- i **Ricavi adjusted** sono i ricavi, come indicati negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);
- il **Margine operativo lordo** è un indicatore della *performance* operativa calcolato sommando al Risultato Operativo Netto gli "Ammortamenti e svalutazioni". Il Margine Operativo Lordo è indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio;
- il **Margine operativo lordo adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- il **Risultato operativo netto adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come sottotale negli schemi di Bilancio, con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16;
- L'**EBITDA Margin** è un indicatore della *performance* operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;
- Il **Tax rate adjusted** è calcolato rapportando i valori adjusted delle imposte e dell'utile ante imposte;
- Il **Risultato netto di Gruppo adjusted** è il Risultato netto di Gruppo con l'esclusione delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items) e con la rettifica degli impatti legati all'applicazione dell'IFRS 16, al netto dei relativi effetti fiscali;
- gli **Investimenti** sono ottenuti dalla somma degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali. A partire dal Resoconto intermedio al 31 marzo 2018 comprendono inoltre il valore delle acquisizioni di net assets nell'ambito di operazioni M&A;
- Il **Capitale circolante operativo netto** è definito dalla somma di Rimanenze, Crediti commerciali e Debiti commerciali;
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del Capitale Immobilizzato, del Capitale circolante operativo netto, delle passività relative al Trattamento di fine rapporto, delle Altre attività e delle Altre passività;
- Il **Capitale investito netto adjusted** è il Capitale investito netto, come sopra definito, con l'esclusione degli impatti relativi all'applicazione dell'IFRS 16 legati principalmente all'incremento degli assets per Diritto di utilizzo ("right of use");
- L'**Indebitamento finanziario netto** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria ed è

determinato conformemente alla comunicazione Consob 15519/2006 comprendendo la quota non corrente di attività relative ai strumenti finanziari derivati. Fino al 31 dicembre 2018 l'indicatore comprendeva inoltre il credito finanziario non corrente verso api S.p.A. (36 milioni) quale componente differita del prezzo di cessione TotalErg;

- **L'indebitamento finanziario netto adjusted** è l'indebitamento finanziario netto, come sopra definito, con l'esclusione della componente di debito legato all'attualizzazione dei pagamenti futuri dei canoni di locazione, a seguito dell'applicazione dell'IFRS 16.
- La **leva finanziaria** è calcolata rapportando l'indebitamento finanziario netto adjusted (inclusi i Project Financing) ed il capitale investito netto adjusted.
- Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:
  - proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività;
  - proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
  - plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset;
  - le svalutazioni significative rilevate sugli asset a esito degli *impairment test*;
  - i proventi ed i relativi reversal rilevati in applicazione dell'IFRS 9 in relazione alle operazioni di ristrutturazione dei finanziamenti in essere



## Riconciliazione con i risultati economici *adjusted*

3° trimestre		(milioni Euro)		9 Mesi	
2019	2018		Nota	2019	2018
		<b>MARGINE OPERATIVO LORDO</b>			
107,1	104,7	Margine operativo lordo Attività continue		372,0	378,1
-	-	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	0,0	3,3
107,1	104,7	Margine operativo lordo		372,0	381,4
		<b>Esclusione Special Items ed impatto IFRS 16:</b>			
		<b>Corporate</b>			
2,0	-	- Storno oneri accessori operazioni straordinarie (Progetti Speciali)	2	8,4	-
(0,2)	-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,7)	-
-	-	- Storno oneri HR e riorganizzazione aziendale	4	6,0	-
		<b>Termoelettrico</b>			
(0,3)	-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,7)	-
		<b>Idroelettrico</b>			
(0,0)	-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,1)	-
		<b>Solare</b>			
(0,1)	-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(0,3)	-
		<b>Eolico</b>			
(1,8)	-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	(4,6)	-
106,6	104,7	Margine operativo lordo adjusted		380,0	381,4
		<b>AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI</b>			
		<b>3° trimestre</b>		<b>9 Mesi</b>	
2019	2018			2019	2018
(79,5)	(67,1)	Ammortamenti attività continue		(227,9)	(202,6)
-	-	Contributo Discontinuing operation (Brockaghboy)	1	-	(0,7)
(79,5)	(67,1)	Ammortamenti e svalutazioni		(227,9)	(203,3)
		<b>Esclusione Special items</b>			
1,9	-	- Rettifica impatto IFRS 16	3	5,0	-
(77,6)	(67,1)	Ammortamenti adjusted		(222,9)	(203,3)
		<b>RISULTATO NETTO DI GRUPPO</b>			
		<b>3° trimestre</b>		<b>9 Mesi</b>	
2019	2018			2019	2018
4,5	19,2	Risultato netto di Gruppo		6,4	124,3
		<b>Esclusione Special Items:</b>			
0,1	-	Esclusione impatto IFRS 16	3	0,7	-
-	-	Esclusione impatto oneri HR e riorganizzazione aziendale		4,5	-
-	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento Corporate	5	2,0	-
-	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Wind	5	49,4	-
-	-	Esclusione oneri accessori prepayment finanziamento ERG Power	5	1,5	-
1,9	-	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie		7,8	-
-	-	Esclusione plusvalenza cessione partecipazione UK		0,0	(26,2)
0,6	(2,6)	Esclusione impatto gain on refinancing IFRS 9	6	2,2	(6,0)
7,1	16,6	Risultato netto di Gruppo adjusted		74,6	92,1

- I risultati contabili di Brockaghboy, partecipata ceduta in data 7 marzo 2018, sono stati assoggettati a quanto richiesto dall'IFRS 5.  
Nel presente Resoconto, per agevolare la comprensione dei dati comparativi, si è ritenuto opportuno esporre e commentare nell'attività ordinaria, i risultati consuntivati nel periodo 1° gennaio 2018 - 07 marzo 2018 dagli assets ceduti, in coerenza con l'approccio già adottato per la Relazione sulla gestione del Bilancio 2018.
- Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente principalmente correlati alle acquisizioni nel periodo relative nel 2019 a due impianti fotovoltaici in Italia e di parchi eolici operativi in Francia e Germania.
- Rettifica su impatto applicazione IFRS 16. Si rimanda a quanto già commentato nel precedente capitolo.
- Oneri correlati a riorganizzazione societaria del Gruppo, in particolare alla semplificazione e razionalizzazione della struttura organizzativo-societaria del Gruppo in Italia ed all'Estero
- Oneri finanziari correlati alla chiusura anticipata di un finanziamento Corporate e di project financing nell'ambito di attività di Liability Management contestualmente al lancio del primo Green Bond. Si evidenziano in particolare gli oneri rilevati in conseguenza della chiusura del project financing ERG Wind Investment e legati al reversal (43

milioni<sup>4</sup>) della rettifica positiva, rilevata in sede di primo consolidamento, del fair value del debito e al prepayment del correlato strumento IRS (23 milioni<sup>1</sup>, al netto del reversal della riserva di primo consolidamento)

6. Nel corso del periodo il Gruppo ha proceduto alla rinegoziazione di alcuni finanziamenti. Il principio IFRS 9 non consente di differire gli effetti economici positivi della rinegoziazione dei finanziamenti sulla durata residua del debito: ciò ha comportato la contabilizzazione nei primi nove mesi 2019 di un onere finanziario netto per circa 2 milioni. Ai fini di una maggiore chiarezza espositiva del costo dell'indebitamento finanziario netto si è ritenuto opportuno esporre nel conto economico adjusted gli oneri finanziari assimilati al service payment del debito, differendo la rilevazione di benefici della rinegoziazione lungo la durata residua del debito e non riconoscendoli tutti in una contabilizzazione immediata al momento della modifica. La rettifica qui commentata si riferisce principalmente allo storno del suddetto beneficio al netto degli effetti legati al reversal di analoghi proventi relativi ad operazioni di re-financing di esercizi precedenti.

Di seguito la riconciliazione tra lo schema di Bilancio e gli schemi *adjusted* esposti e commentati nel presente Resoconto.

### Conto Economico 3° trimestre 2019

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	231,5	-	-	-	231,5
Altri proventi	2,0	-	-	-	2,0
<b>Ricavi totali</b>	<b>233,4</b>	-	-	-	<b>233,4</b>
Costi per acquisti	(71,4)	-	-	-	(71,4)
Variazioni delle rimanenze	0,3	-	-	-	0,3
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,7)	(2,5)	-	2,0	(40,2)
Costi del lavoro	(15,5)	-	-	-	(15,5)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>107,1</b>	<b>(2,5)</b>	-	<b>2,0</b>	<b>106,6</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(79,5)	1,9	-	-	(77,6)
<b>Risultato operativo</b>	<b>27,6</b>	<b>(0,6)</b>	-	<b>2,0</b>	<b>29,0</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(16,6)	0,8	0,7	-	(15,0)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,0	-	-	-	0,0
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>11,0</b>	<b>0,2</b>	<b>0,7</b>	<b>2,0</b>	<b>14,0</b>
Imposte sul reddito	(5,6)	(0,1)	(0,2)	(0,2)	(6,0)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>5,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>1,9</b>	<b>7,9</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>5,4</b>	<b>0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>1,9</b>	<b>7,9</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,9)	-	-	-	(0,9)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>4,5</b>	<b>0,1</b>	<b>0,6</b>	<b>1,9</b>	<b>7,1</b>

### Conto Economico 3° trimestre 2018

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	250,3	-	-	250,3
Altri proventi	2,8	-	-	2,8
<b>Ricavi totali</b>	<b>253,1</b>	-	-	<b>253,1</b>
Costi per acquisti	(94,3)	-	-	(94,3)
Variazioni delle rimanenze	0,6	-	-	0,6
Costi per servizi e altri costi operativi	(39,9)	-	-	(39,9)
Costi del lavoro	(14,8)	-	-	(14,8)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>104,7</b>	-	-	<b>104,7</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(67,1)	-	-	(67,1)
<b>Risultato operativo</b>	<b>37,5</b>	-	-	<b>37,5</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(11,9)	-	(3,4)	(15,3)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	-	-	0,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>25,7</b>	-	<b>(3,4)</b>	<b>22,3</b>
Imposte sul reddito	(6,5)	-	0,8	(5,7)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>19,2</b>	-	<b>(2,6)</b>	<b>16,6</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>19,2</b>	-	<b>(2,6)</b>	<b>16,6</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,0)	-	-	(0,0)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>19,2</b>	-	<b>(2,6)</b>	<b>16,6</b>

<sup>4</sup> Al lordo dell'effetto fiscale

## Conto Economico Primi 9 Mesi 2019

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Rettifica impatto IFRS 16	Rettifica impatto IFRS 9	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	761,9	-	-	-	761,9
Altri proventi	8,3	-	-	-	8,3
<b>Ricavi totali</b>	<b>770,2</b>	-	-	-	<b>770,2</b>
Costi per acquisti	(219,1)	-	-	-	(219,1)
Variazioni delle rimanenze	1,4	-	-	-	1,4
Costi per servizi e altri costi operativi	(130,8)	(6,4)	-	12,3	(125,0)
Costi del lavoro	(49,6)	-	-	2,1	(47,5)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>372,0</b>	<b>(6,4)</b>	-	<b>14,4</b>	<b>380,0</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(227,9)	5,0	-	-	(222,9)
<b>Risultato operativo</b>	<b>144,1</b>	<b>(1,4)</b>	-	<b>14,4</b>	<b>157,1</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(121,8)	2,4	2,8	68,7	(47,8)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(0,2)	-	-	0,3	0,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>22,1</b>	<b>1,0</b>	<b>2,8</b>	<b>83,4</b>	<b>109,3</b>
Imposte sul reddito	(14,2)	(0,3)	(0,7)	(18,1)	(33,2)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>7,9</b>	<b>0,7</b>	<b>2,2</b>	<b>65,3</b>	<b>76,1</b>
Risultato netto attività cedute	-	-	-	-	-
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>7,9</b>	<b>0,7</b>	<b>2,2</b>	<b>65,3</b>	<b>76,1</b>
Risultato di azionisti terzi	(1,5)	-	-	-	(1,5)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>6,4</b>	<b>0,7</b>	<b>2,2</b>	<b>65,3</b>	<b>74,6</b>

## Conto Economico Primi 9 Mesi 2018

(milioni di Euro)	Schemi di Bilancio	Storno riclassifiche IFRS 5 Brockaghboy	Storno special items	Conto economico adjusted
Ricavi	763,1	2,9	-	766,0
Altri proventi	16,0	0,9	-	16,8
<b>Ricavi totali</b>	<b>779,0</b>	<b>3,8</b>	-	<b>782,9</b>
Costi per acquisti	(234,6)	(0,0)	-	(234,6)
Variazioni delle rimanenze	1,2	-	-	1,2
Costi per servizi e altri costi operativi	(122,2)	(0,6)	-	(122,7)
Costi del lavoro	(45,4)	-	-	(45,4)
<b>Margine operativo lordo</b>	<b>378,1</b>	<b>3,3</b>	-	<b>381,4</b>
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(202,6)	(0,7)	-	(203,3)
<b>Risultato operativo</b>	<b>175,4</b>	<b>2,6</b>	-	<b>178,0</b>
Proventi (oneri) finanziari netti	(44,9)	(0,6)	(7,6)	(53,1)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	0,1	26,7	(26,7)	0,1
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>130,7</b>	<b>28,7</b>	<b>(34,3)</b>	<b>125,0</b>
Imposte sul reddito	(34,7)	(0,2)	2,2	(32,8)
<b>Risultato netto attività continue</b>	<b>96,0</b>	<b>28,4</b>	<b>(32,2)</b>	<b>92,2</b>
Risultato netto attività cedute	28,4	(28,4)	-	0,0
<b>Risultato netto di periodo</b>	<b>124,4</b>	-	<b>(32,2)</b>	<b>92,2</b>
Risultato di azionisti terzi	(0,1)	-	-	(0,1)
<b>Risultato netto di competenza del Gruppo</b>	<b>124,3</b>	-	<b>(32,2)</b>	<b>92,1</b>

## Stato patrimoniale riclassificato al 30 settembre 2019

(milioni di Euro)	Stato Patrimoniale Reported	Rettifica impatto IFRS 16	Stato Patrimoniale Adjusted
Immobilizzazioni immateriali	1.062,0	-	1.062,0
Immobilizzazioni materiali	2.449,6	(74,9)	2.374,8
Partecipazioni ed altre immobilizzazioni finanziarie	54,5	-	54,5
<b>Capitale immobilizzato</b>	<b>3.566,2</b>	<b>(74,9)</b>	<b>3.491,3</b>
Rimanenze	22,6	-	22,6
Crediti commerciali	150,1	-	150,1
Debiti commerciali	(63,7)	-	(63,7)
Debiti verso erario per accise	(1,9)	-	(1,9)
<b>Capitale circolante operativo netto</b>	<b>107,1</b>	-	<b>107,1</b>
Trattamento di fine rapporto	(5,5)	-	(5,5)
Altre attività	334,6	2,9	337,5
Altre passività	(610,8)	-	(610,8)
<b>Capitale investito netto</b>	<b>3.391,6</b>	<b>(71,9)</b>	<b>3.319,7</b>
Patrimonio netto Gruppo	1.730,8	0,7	1.731,5
Patrimonio netto di terzi	19,0	-	19,0
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	2.141,1	(68,2)	2.072,85
Indebitamento finanziario netto a breve termine	(499,3)	(4,4)	(503,70)
<b>Mezzi propri e debiti finanziari</b>	<b>3.391,6</b>	<b>(71,9)</b>	<b>3.319,7</b>



## Press Release

### The Board of Directors of ERG S.p.A. approves the Interim Management Report at 30 September 2019

#### Third quarter of 2019

- **Consolidated adjusted<sup>5</sup> EBITDA: €107 mln, adjusted €105 mln in the 3rd quarter of 2018**
- **Adjusted<sup>1</sup> Group net result: €7 mln, adjusted<sup>1</sup> €17 mln in the 3rd quarter of 2018**

#### Nine months of 2019

- **Consolidated adjusted<sup>1</sup> EBITDA: €380 mln, adjusted<sup>1</sup> €381 mln in the 9 months of 2018**
- **Adjusted<sup>1</sup> Group net result: €75 mln, adjusted<sup>1</sup> €92 mln in the 9 months of 2018**

**Genoa, 14 November 2019** – At its meeting held yesterday, the Board of Directors of ERG S.p.A. approved the Interim Management Report at 30 September 2019.

#### Consolidated adjusted financial results

3rd Quarter			Performance highlights (million Euro)	First nine months		
2019	2018	Var. %		2019	2018	Var. %
107	105	2%	<b>EBITDA</b>	380	381	0%
29	38	-23%	<b>EBIT</b>	157	178	-12%
7	17	-58%	<b>Group net result</b>	75	92	-19%

	30.09.19	31.12.18	Variation
<b>Net financial debt (million Euro)</b>	1,569	1,343	+226
<b>Leverage<sup>6</sup></b>	47%	42%	

Luca Bettonte, ERG's Chief Executive Officer, commented: **“The operating result for the third quarter of 2019, which shows a slight improvement compared to the previous year, benefited by both the growth in installed capacity as regards overseas wind power and the Italian solar power sector, and the good performance of the thermoelectric business. However, these results were also affected by the significant reduction in water availability following the extraordinary output a year earlier, as well as the particularly poor wind conditions in Italy during the summer months, in a situation of generally lower average unit energy prices, albeit mitigated by hedging interventions.**

**We continue to pursue our growth path. During the period we increased installed capacity by 190 MW with respect to the corresponding period in 2018, including 138 MW of Wind power in France and Germany and 51 MW as regards the Italian Solar energy sector.**

**For FY2019, also due to the contribution from the expansion in installed power, we confirm our EBITDA guidance of between 495 and 505 million Euro, with an upturn compared to 2018. We forecast a growth in investments to between 430 and 450 million Euro following the recent acquisition of wind farms in Germany and are therefore revising our year-end net debt forecast to within a range of between 1,500 and 1,560 million Euro.”**

<sup>5</sup> In order to facilitate the understanding of business performance, the financial results are shown excluding significant income components of a non-recurring nature (special items): these results are indicated using the term “adjusted”. For a definition of the indicators and reconciliation of the amounts in question, reference is made to the specific section of this Press Release “Alternative Performance Indicators”

<sup>6</sup> The ratio of total net financial debt (including project financing) to net invested capital

## Preliminary remarks

### Alternative Performance Indicators (APIs) and Adjusted Results

This press release uses certain Alternative Performance Indicators (APIs) which differ from the financial indicators explicitly set forth in the international financial standards (IAS/IFRS) adopted by the Group.

These alternative indicators are utilised by the Group to facilitate the communication of information regarding business performance and net financial debt.

Lastly we mention that, in order to enhance the understandability of trends in the business segments, the financial results are shown excluding significant income components of a non-recurring nature (special items): these results are indicated using the term “**Adjusted Results**”.

### IFRS 16

With effect from 1 January 2019, IFRS 16 has been applied.

In its capacity as lessee, the Group has recognised new liabilities deriving from leasing and from increased right-of-use assets amounting to around Euro 63 million as at 1 January 2019, mainly in connection with the Wind business and concerning the utilisation of land, warehouses, property, equipment, substations and machinery.

Application of the new standard has changed the nature of operating lease costs and how they are shown in the income statement: these costs are now recognised as amortisation of the rights of use and as financial charges relating to the debt associated with the discounting of future lease fee payments. Previously, the Group recorded the operating lease costs on a straight-line basis over the duration of the lease period, essentially in line with the actual cash movements pertaining to the related fees.

Application of IFRS 16 has therefore implied:

- an improvement in EBITDA insofar as the lease fees come within the scope of IFRS 16, amounting to Euro 6.4 million in the first nine months of 2019;
- an increase (around Euro 73 million at 30 September 2019) in net financial debt and net invested capital (approximately Euro 72 million) associated with application of the equity method as indicated by the new standard;
- an increase in amortisation and depreciation (Euro 5.0 million) and higher financial costs (Euro 2.4 million) associated with application of the equity method as mentioned above.

On first-time application, ERG availed itself of the option to use the modified retrospective method, without therefore carrying out a restatement of prior financial years shown for comparison purposes.

In view of the foregoing and considering the typical nature of the item, in order to represent the business segment margins in the best way possible it was deemed appropriate for the adjusted Income Statement to show the leasing expenses included in Adjusted EBITDA in continuity with the statement of previous years' cash movements and in keeping with the financial event associated with the same (periodical lease fee).

Consequently, **adjusted net financial debt** and **adjusted net invested capital** are also shown excluding the debt associated with the discounting of future lease fee payments.

## Change in the scope of business during the third quarter of 2019

### Wind power - Germany

On **19 August 2019** ERG, through its subsidiary ERG Windpark Beteiligungs GmbH, finalised an agreement with a company controlled by the German investment firm Aquila Capital regarding the acquisition of a 100% equity stake in three German companies, owners of a corresponding number of wind farms located in the Mecklenburg-Western Pomerania region of north-east Germany.

The wind farms, which have an overall installed capacity of 34 MW and are equipped with 11 Vestas V112 wind turbines, came on stream in 2014. Their average annual output during the past 4 years amounted to around 89 GWh, corresponding to more than 2,600 equivalent hours and approximately 67,000 t of avoided CO<sub>2</sub> emissions per year. The wind farms are entitled to benefit from an overall incentive tariff, which in 2018 averaged 97 Euro/MWh, for a period of 20 years from the time of coming on stream.

The transaction closing, which took place on **13 September 2019**, following authorisation by the German antitrust authorities, envisaged a price of 37 million Euro in terms of equity value, corresponding to an enterprise value of 84 million Euro.

## Third quarter

### Consolidated financial results

In the **third quarter of 2019 revenues from ordinary operations** came to Euro 231 million, with a downturn compared to the third quarter of 2018 (Euro 250 million), reflecting above all the much lower volumes in the Hydroelectric Power sector following the exceptionally high levels reported in the third quarter of 2018 and as regards the Italian Wind Power sector, owing to the extremely poor wind conditions during the summer months.

These effects were only partially compensated by a growth in the portfolio of assets managed outside of Italy and in the Italian solar power sector.

**Adjusted EBITDA**, at Euro 107 million, was essentially in line with Euro 105 million posted for the corresponding period in 2018. The variation reflects the following factors:

**Wind power (+4 million):** EBITDA amounted to Euro 43 million, with a growth over the corresponding period in 2018 (Euro 40 million), despite the less favourable wind conditions in Italy. More specifically, the results posted by the Italian wind farms (Euro 23 million, with a downturn compared to Euro 30 million a year earlier) in the presence of a decrease in overall average unitary prices, reflected the falloff in output, of which the incentivised component decreased from 74% to 72%. Insofar as concerns the Italian Portfolio, the negative impacts deriving from the Electricity price scenario, in sharp decline, together with the lower unitary incentive value (92 Euro/MWh compared to 99 Euro/MWh), were counteracted by hedging transactions. Overseas results posted a strong growth (+10 million) thanks above all to the contribution from 138 MW pertaining to the newly acquired farms in France and Germany.

**Solar Power (+10 million):** EBITDA, at Euro 22 million, was practically double the result for the corresponding period in 2018 (Euro 12 million) owing to the contribution from 51 MW of newly acquired solar power plants.

**Hydroelectric Power (-18 million):** EBITDA, at Euro 20 million (Euro 38 million in the third quarter of 2018), showed a sharp downturn compared to the corresponding period a year earlier. The performance reflected the significant decline in volumes due to the reduction in water availability during the period with respect to historical levels and to the particularly abundant availability recorded a year earlier. The lower Electricity price scenario and the lower incentive value (92 Euro/MWh compared to 99 Euro/MWh) were only partially compensated by way of hedging interventions.

**Thermoelectric Power (+6 million):** EBITDA posted by the thermoelectric power sector, amounting to Euro 25 million, showed an increase compared to Euro 18 million in the third quarter of 2018 following an improvement in the spark spread, including the effect of hedging interventions, due to the significant reduction in the cost of natural gas, which more than offset the upturn in CO2 prices, and the higher quantities sold to customers at the Priolo site, together with plant performance.

**Adjusted EBIT** came to Euro 29 million (Euro 38 million in 2018) after amortisation and depreciation totalling Euro 78 million, with an increase of Euro 11 million compared to the third quarter of 2018 (Euro 67 million) following new investments in the Solar Power sector and the operating wind farm acquisitions in France and Germany during the course of 2019.

The **adjusted Group net result** came to Euro 7 million, including approximately Euro 1 million pertaining to minority interests, with a downturn compared to Euro 17 million in the third quarter of 2018, reflecting above all the previously commented operating results and, to a lesser extent, the higher effective tax rate primarily due to the absence of tax benefits associated with economic growth (Aid for economic growth - ACE).

The **Group net result**, which takes into account the application of IFRS 16 and IFRS 9 as well as special items, came to Euro 4 million (Euro 19 million in the third quarter of 2018) and reflects the already commented downturn in net operating results. It should also be mentioned that the third quarter of 2018 included the capital gain associated with refinancings during the period pursuant to accounting principle IFRS 9.

**Adjusted net financial debt** stands at **Euro 1,569 million**, with a decrease of Euro 93 million compared to 30 June 2019 (Euro 1,662 million), and reflects the positive net operating cash flow (Euro 213 million) following the positive trend in working capital which further benefited by a reduction in the timing of incentive payments relating to the first seven months of 2019 (Euro 152 million) and the payment of Energy Efficiency Certificates generated in 2018 (Euro 26 million), partially offset by the wind farm acquisitions in Germany (Euro 84 million), tax payments (Euro 25 million) and investments during the period (Euro 11 million).

## Nine months

In the **first nine months of 2019 revenues from ordinary operations** totalled Euro 762 million, with a slight falloff compared to the first nine months of 2018 (Euro 766 million), mainly due to the much lower volumes in the hydroelectric power sector following the exceptionally high volumes recorded the previous year, partly offset by the growth in wind power and solar power production, both in Italy and overseas, also reflecting the expansion of the solar power and thermoelectric power asset management portfolio.

**Adjusted EBITDA** came to Euro 380 million, essentially in line with the figure of Euro 381 million recorded in 2018. The variation reflects the following factors:

**Wind power (+15 million):** EBITDA amounted to Euro 214 million, with an increase compared to the corresponding period in 2018 (Euro 199 million) in the presence of more favourable wind conditions in Italy. More specifically, the results posted by the Italian wind farms (Euro 140 million, with a downturn compared to

Euro 146 million a year earlier) reflect above all the lower unitary incentive value (92 Euro/MWh compared to 99 Euro/MWh), as well as a reduction in incentivised output. The unfavourable trend in energy prices was offset by hedging transactions. Outside of Italy, results showed an upturn (+21 million) thanks above all to the contribution from 138 MW pertaining to the new farms in France and Germany, the higher output by wind farms in all the overseas countries, as well as the improved price scenario in the Eastern European countries. We mention that the first nine months of 2018 had benefited by the contribution from the 48 MW Brockaghboy wind farm (+3 million), which was sold on 7 March 2018.

**Solar Power (+28 million):** EBITDA, at Euro 56 million, was double the figure posted for the first nine months of 2018 (Euro 28 million) thanks to the contribution from 51 MW of newly acquired solar power plants, given the favourable situation in terms of irradiation.

**Hydroelectric Power (-54 million):** EBITDA, at Euro 64 million (Euro 118 million in 2018), showed a sharp downturn compared to the previous year. The performance reflected the significant reduction in water availability during the period compared to historical levels and, more specifically, to the particularly abundant availability recorded a year earlier, which affected volumes and the *GRIN* incentive and, to a lesser extent, the *GRIN* price, which was lower compared to the previous year.

**Thermoelectric Power (+11 million):** EBITDA posted by the thermoelectric power sector, amounting to Euro 59 million, showed an increase compared to Euro 48 million in 2018 following an improvement in the spark spread, due to the significant reduction in the cost of natural gas, which more than offset the upturn in CO2 prices, and the higher quantities sold to customers at the Priolo site, together with plant performance.

**Adjusted EBIT** came to Euro 157 million (Euro 178 million in 2018) after amortisation and depreciation totalling Euro 223 million, Euro 20 million higher than in the first nine months of 2018 (Euro 203 million), ascribable above all to the new investments in the Solar power sector and to the acquisitions of operating wind farms in France and Germany carried out during 2019.

The **adjusted Group net result** amounted to Euro 75 million, including around Euro 1.5 million pertaining to minority interests, with a downturn compared to Euro 92 million in the first nine months of 2018, due to the previously commented operating results and the higher effective tax rate reflecting above all the absence of tax benefits associated with economic growth (ACE). Despite a rise in debt, financial charges decreased significantly compared to the corresponding period in 2018 due to a reduction in the cost of debt, following the major liability management transactions carried out during the second quarter of 2019 and the simultaneous issuance of a Green Bond subject to more favourable conditions.

The **Group net result** came to Euro 6 million compared to Euro 124 million in the first nine months of 2018 and mainly reflects, in addition to the already commented adjusted Group net result, extraordinary charges associated with debt restructuring via the issuance of the first Green Bond and simultaneous closure of two important Project Financing facilities. It is also worth remembering that the first nine months of 2018 benefited from a capital gain on the sale of Brockaghboy wind farm in the United Kingdom (Euro 27 million).

**Adjusted net financial debt** stands at **Euro 1,569 million**, with an increase (Euro 226 million) compared to 31 December 2018 (Euro 1,343 million). The variation reflects above all investments during the period (Euro 401 million) following the further growth in the solar power sector as regards Italy and the wind power sector in France and Germany, the distribution of dividends (Euro 112 million), extraordinary charges incurred in connection with major liability management transactions (Euro 43 million), the increase in fair value of hedging derivatives (Euro 25 million), partially offset by the period's positive cash flow (Euro 372 million) also as a result of the reduction in the timing of Italian incentive payments.

As mentioned above, the adjusted net financial debt is shown net of the effects deriving from application of IFRS 16, therefore not including the discounting of future lease fee payments corresponding to around Euro 73 million at 30 September 2019.

## Investments

3rd Quarter		Million Euro	Nine months	
2019	2018		2019	2018
92	32	Wind power	172	130
0	0	Solar Power	220	345
1	2	Thermoelectric Power	5	4
1	2	Hydroelectric Power	3	3
0	1	Corporate	1	2
<b>94</b>	<b>37</b>	<b>Total investments</b>	<b>401</b>	<b>484</b>

**Investments** in the third quarter of 2019 totalled **Euro 94 million** (Euro 37 million in the third quarter of 2018) and concern the acquisition of wind farms in Germany (Euro 84 million di Euro). Moreover, during the quarter investments were carried out **in property, plant and equipment and intangible fixed assets amounting to Euro 11 million**, of which 73% in the Wind Power sector (64% in the third quarter of 2018), 10% in the Thermoelectric Power sector (13% in 2018), 11% in the Hydroelectric Power sector (15% in 2018), 2% in the Solar power sector and 4% in the Corporate sector (6% in 2018), mainly with reference to the ICT area.

**Investments** in the first nine months of 2019 totalled **Euro 401 million** (Euro 484 million in 2018) and mainly concern the acquisition of two photovoltaic plants in Italy (Euro 220 million), operating wind farms in France and Germany (for respectively Euro 52 million and Euro 84 million), a project for the construction of a wind farm in the United Kingdom (Euro 6 million) and a pipeline of 224 MW in Germany (Euro 2 million). Moreover, during the period investments were carried out **in property, plant and equipment and intangible fixed assets amounting to Euro 37 million**, of which 75% in the Wind power sector (74% in 2018), primarily connected with completion of the German wind farm (Windpark Linda), 14% in the Thermoelectric Power sector (11% in 2018), 8% in the Hydroelectric Power sector (9% in 2018) and 3% in the Corporate sector (5% in 2018), mostly with reference to the ICT area.

**Wind power:** investments during the third quarter of 2019 (**Euro 92 million**) refer above all to the investment made in the period to acquire 34MW of operating wind farms in Germany.

Investments during the first nine months of 2019 (**Euro 172 million**) refer above all to the investment carried out to acquire 52MW of wind farms in France, as well as to develop the Windpark Linda wind farm in Germany, which came on stream at the end of June, and to the already mentioned acquisition of German wind farms. The first reblading intervention, carried out on a 13.2 MW Italian wind farm, was also successfully completed.

**Solar Power:** investments during the first nine months of 2019 concern the acquisition of 2 photovoltaic facilities, located in Montalto di Castro (Lazio Region), with an installed capacity of 51.4 MW and an estimated annual output of around 96 GWh, which are eligible for *Secondo Conto Energia* incentives for a period of 20 years until 2030. The transaction's enterprise value amounted to approximately Euro 220 million.

**Hydroelectric Power:** investments in hydroelectric power during the first nine months, amounting to Euro 3 million, refer above all to maintenance contracts and projects scheduled with regard to the seismic enhancement of infrastructures and in the area of Health, Safety and the Environment.

**Thermoelectric Power:** investments during 2019 (Euro 1 million during the quarter and Euro 5 million in the first nine months of 2019) primarily concern ERG Power's CCGT facility, which continued with its initiatives aimed at maintaining the plants' operational efficiency, flexibility and reliability. Moreover, the scheduled interventions went ahead in the area of Health, Safety and the Environment.

## Operational Data

Electricity sales by the ERG Group, carried out in Italy through ERG Power Generation S.p.A.'s Energy Management, refer to the electricity generated by its wind farms and its thermoelectric, hydroelectric and solar power plants, and to purchases on organised markets and via physical bilateral contracts.

During the **third quarter of 2019**, overall electricity sales amounted to 3.5 TWh (3.1 TWh in 2018), against a total of around 1.8 TWh produced by the Group's facilities (1.6 TWh in the corresponding period of 2018), of which approximately 0.4 TWh abroad and 1.4 TWh in Italy. The latter figure represents about 1.6% of overall domestic electricity demand (1.6% in the third quarter of 2018).

During the **first nine months of 2019**, overall electricity sales came to 11.2 TWh (10.2 TWh in the corresponding period of 2018), against a total of around 5.8 TWh produced by the Group's facilities (5.7 TWh in the corresponding period of 2018), of which approximately 1.3 TWh abroad and 4,6 TWh in Italy. The latter figure represents about 1.9% of overall domestic electricity demand (1.9% in the first nine months of 2018).

Electricity sold wholesale includes sales on the IPEX power exchange, in both the "Day-ahead Market" (*MGP*) and the "Intraday Market" (*MI*) and in the "Ancillary Services Market" (*MSD*), as well as sales to leading sector operators using the "over the counter" (OTC) platform. The latter are carried out by Energy Management with a view to developing forward contracting activities also for the purpose of hedging generation, in line with the Group's risk policy.



In the third quarter of 2019 steam sales<sup>7</sup> carried out amounted to 186 thousand tonnes, with an increase compared to 154 thousand tonnes in the corresponding period of 2018; 679 thousand tonnes during the first nine months of 2019 (498 thousand tonnes in the corresponding period of 2018).

3 <sup>rd</sup> quarter				Electricity Output (GWh)	Nine months			
2019	2018	Δ	Δ%		2019	2018	Δ	Δ%
692	578	114	20%	<b>Wind power output</b>	2,846	2,509	337	13%
317	338	-21	-6%	- Italy	1,575	1,490	85	6%
374	240	135	56%	- Overseas	1,271	1,019	252	25%
75	45	30	68%	<b>Solar power output</b>	194	109	85	77%
274	401	-127	-32%	<b>Hydroelectric power output</b>	867	1,402	-535	-38%
725	591	135	23%	<b>Thermoelectric power output</b>	1,941	1,645	297	18%
1,767	1,615	152	9%	<b>ERG Plants total output</b>	5,848	5,665	184	3%

With regard to output, in the **third quarter of 2019** we particularly report:

**Wind power:** wind power output totalled 692 GWh, with an increase compared to the corresponding period in 2018 (578 GWh), following a 56% growth in overseas production (from 240 GWh to 374 GWh), partially offset by the approximately 6% downturn in Italy (from 338 GWh to 317 GWh).

The decline in Italian production (-21 GWh) reflects the poorer wind conditions compared to the corresponding period in 2018 as regards essentially all regions, except for Sardinia.

Outside of Italy, the net increase of 135 GWh reflects the higher output in Germany (+73 GWh, including the output also for the first six months of the year as regards the newly acquired 47 GWh facility in Germany) and France (+63 GWh), basically ascribable to the output of plants recently acquired or which became commercially operational during the second half of 2018.

**Solar Power:** output totalled around 75 GWh, of which 31 GWh concerned newly acquired plants; the overall load factor was 24% (23% in the third quarter of 2018).

**Hydroelectric Power:** ERG Hydro's total output in the third quarter of 2019, amounting to 274 GWh, benefited from a net unit revenue, considering the sales price of electricity, proceeds from MSD and from replacement incentives during the period (down by 7 Euro/MWh), as well as hedging interventions and other minor components, corresponding to approximately 106 Euro/MWh during the quarter, with a decrease compared to 119 Euro/MWh in the third quarter of 2018, reflecting both the price scenario and the reduction in the plant's modulation.

**Thermoelectric Power:** net electricity output by ERG Power amounted to 725 GWh, with an increase over the corresponding period in 2018 (591 GWh), in the presence of a more favourable market situation characterised by an upturn in net generation margins, due above all to the significant reduction in gas prices, despite the notable rise in CO2 prices. This trend exceeded the more general one recorded in Italy for the entire thermoelectric sector.

In the **first nine months of 2019:**

**Wind power:** wind power output totalled 2,846 GWh, with an upturn compared to the corresponding period in 2018 (2,509 GWh), following a growth of approximately 6% in Italian production (from 1,490 GWh to 1,575 GWh) and 25% overseas (from 1,019 GWh to 1,271 GWh).

The increase in Italian production (+85 GWh) reflected the improved weather conditions with respect to those recorded for the corresponding period in 2018 in basically all regions, except for Sicily and Calabria.

Outside of Italy, the net increase of 252 GWh is ascribable to the higher output in France (+152 GWh, essentially reflecting the output of plants recently acquired or which became commercially operational during the second half of 2018), in Germany (+93 GWh due above all to the recent acquisitions), as well as Eastern Europe (+35 GWh), net of the discontinued UK production (-29 GWh) following the sale of the Brockaghboy wind farm.

<sup>7</sup> Steam supplied to end users net of the steam quantities withdrawn by the same and pipeline leaks.

**Solar Power:** solar power output amounted to around 194 GWh and the related load factor was 21% (19% in the first nine months of 2018).

**Hydroelectric Power:** ERG Hydro's total output in the first nine months of 2019, amounting to 867 GWh, benefited from a net unit revenue, considering the sales price of electricity, proceeds from MSD and from replacement incentives during the period and other minor components, corresponding to approximately 105 Euro/MWh during the nine months, in line with 105 Euro/MWh in the nine months of 2018.

**Thermoelectric Power:** ERG Power's net electricity output totalled 1,941 GWh, with an increase compared to the corresponding period of 2018 (1,645 GWh) given the more favourable market situation with increasing net generation margins, above all following the significant downturn in gas prices, despite the significant rise in CO2 prices. This trend exceeded the more general one recorded in Italy for the entire thermoelectric sector.

## Main events during the quarter

On **2 August 2019** ERG S.p.A.'s Board of Directors appointed Paolo Luigi Merli to the position of General Manager with the title "Corporate General Manager & CFO" (see Press Release dated 2.08.2019).

On **19 August 2019** ERG signed an agreement with Aquila Capital regarding **the acquisition of a 100% equity stake in three German companies**, owners of a corresponding number of wind farms with a total installed capacity of 34 MW (see Press Release dated 19.08.2019). The transaction closing took place on **13 September** (see Press Release dated 13.09.2019).

## Main events occurred after the end of the quarter

On **18 October 2019** ERG concluded two Power Purchase Agreements (PPAs) between ERG Power Generation and ACEA for the supply of power totalling 1.5 TWh during the period 2020-2022 (see Press Release dated 18.10.2019).

## Business outlook

Set out below is the foreseeable trend in the main scenario and performance indicators during 2019:

**Wind power:** regarding Wind power **in Italy**, although a slight growth in output is anticipated compared to 2018, the expectations of a decline in electricity market prices, albeit largely mitigated by hedging interventions, together with the lower unit incentive revenue and higher production costs for certain maintenance activities, lead us to forecast a somewhat poorer result compared to a year earlier. Outside of Italy, on the other hand, a notable growth in results is expected compared to 2018, mainly reflecting:

- an increase of around 90 MW in French installed power, fully operational for the whole of FY2019
- a growth of 55 MW as regards installed power in Germany, owing to recent investments
- the improved performance of existing assets, both in terms of volume and due to the increase in electricity prices, partially offset by the reduced presence in Northern Ireland following the sale of a 48 MW wind farm in March 2018

Generally speaking, the Wind Power sector is expected to post an upturn in overall EBITDA compared to the previous year, thanks to the growth in overseas power and output, which more than offset the slight downturn in the results anticipated for Italy.

**Solar Power:** the results anticipated for 2019 show a significant improvement with respect to 2018, owing to the good performance of existing plants and the contribution from new facilities acquired in January of this year. For FY2019 **EBITDA is expected to more than double** with respect to 2018 (Euro 32 million).

**Hydroelectric Power:** regarding this asset results are expected to show a significant downturn compared those recorded in 2018, owing to a notable and persistent reduction in water availability compared to both the historical average and the extremely high values recorded during the previous year. This also adversely affects the possibility to modulate the plants and participate in the ancillary services market as occurred in 2018. For hydroelectric power **a sharp decline in EBITDA is therefore forecast** with respect to the exceptionally high figures recorded a year earlier.

**Thermoelectric Power:** we expect to see a significant improvement in **EBITDA** with respect to 2018 thanks to the extremely low natural gas prices and higher electricity prices in Sicily, which more than offset the rise in

CO2 costs, with consequent growth in Clean Spark Spreads. Cost control and the increased production of White Certificates (EECs) will also contribute towards the said improvement in results.

In summary, for FY2019 at consolidated level **an increase in EBITDA is expected compared to 2018 (Euro 491 million), to within a range of between 495 and 505 million Euro**, confirming our earlier indication. This growth is anticipated, despite the reduced incentivised perimeter in the Italian wind power sector and the lower unit incentive price as regards both Wind power and Hydroelectric power, and notwithstanding the anticipated sharp decline in Hydroelectric power results compared to the exceptional results posted a year earlier. These effects are, in fact, more than compensated by the growth in installed capacity outside of Italy and by the improvement in results expected from all other generation assets and from energy management interventions.

FY2019 investments are expected to be within a range of between 430 and 450 million Euro, exceeding our previous indication (between 340 and 370 million), owing to our recent acquisition in the German Wind Power sector (Euro 83 million, 34 MW), about Euro 70 million less than in 2018 (510 million).

Operating cash generation will allow us to limit **the expected increase in Net Debt from 1.34 billion Euro in 2018 to an amount of between 1.5 and 1.56 billion Euro at the end of 2019** (our previous indication of between 1.39 and 1.47 billion was increased to take account of the higher investments) partially compensating the period's investments, the distribution of an ordinary dividend of €0.75 per share and the payment of financial charges.

*In reference to the estimates and forecasts contained in this document and particularly in the Business Outlook section, we point out that actual results may differ from the announced results due to a multitude of factors, including: future trends in prices, the operating performance of plants, conditions pertaining to wind, water availability and irradiation, the impact of regulations for the oil and energy industry and the environment, other changes in business conditions and in the action of the competition.*

*The layout of the accounting schedules corresponds to the format used in the Interim Report on Operations. Appropriate explanatory notes illustrate the adjusted results.*

*Pursuant to Article 154-bis of the Consolidated Finance Act, the manager responsible for preparing the company's financial reports, Paolo Luigi Merli, declares that the accounting information contained in this press release corresponds to the accounting documents, books and records.*

*The results for the third quarter will be illustrated to analysts and investors today, at 9.30 a.m. (CET), during a conference call and simultaneous webcast, which may be viewed by visiting the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)); the related presentation will be available on the said website, in the "Investor Relations/Presentations" section, at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)) 15 minutes before the conference call.*

*This press release, issued at 7.45 a.m. (CET) on 14 November 2019, is available to the public on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) in the section "Media/Press Releases", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)). The Interim Management Report at 30 September 2019 is available to the public at the Company's registered office at via De Marini 1, Genoa, on the Company's website ([www.erg.eu](http://www.erg.eu)) in the section "Investor Relations/Financial statements and reports", at the offices of Borsa Italiana S.p.A. and on the eMarket Storage authorised storage mechanism ([www.emarketstorage.com](http://www.emarketstorage.com)).*

## **Contacts:**

**Sabina Alzona** Head of Media Relations - tel. + 39 010 2401804 mob. + 39 340 1091311 – [salzona@erg.eu](mailto:salzona@erg.eu)  
**Emanuela Delucchi** IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: [edelucchi@erg.eu](mailto:edelucchi@erg.eu) - [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)  
**Matteo Bagnara** IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: [ir@erg.eu](mailto:ir@erg.eu)  
[www.erg.eu](http://www.erg.eu) - @ergnow

## Performance highlights

3rd quarter			9 months	
2019	2018	(EUR million)	2019	2018
<b>Main Income Statement data</b>				
231	250	Revenues adjusted	762	766
<b>107</b>	<b>105</b>	<b>EBITDA adjusted</b>	<b>380</b>	<b>381</b>
<b>29</b>	<b>38</b>	<b>EBIT adjusted</b>	<b>157</b>	<b>178</b>
5	19	Net Profit	8	124
4	19	of which profit attributable to owners of the parent	6	124
<b>7</b>	<b>17</b>	<b>Adjusted profit attributable to owners of the parent<sup>(1)</sup></b>	<b>75</b>	<b>92</b>
<b>Main Financial data</b>				
<b>3,320</b>	<b>3,209</b>	<b>Net adjusted invested capital<sup>(2)</sup></b>	<b>3,320</b>	<b>3,209</b>
1,751	1,819	Shareholders' Equity	1,751	1,819
1,569	1,389	Total net financial indebtedness <sup>(2)</sup>	1,569	1,389
843	1,228	of which non-recourse Project Financing <sup>(3)</sup>	843	1,228
47%	43%	Financial leverage	47%	43%
<b>46%</b>	<b>42%</b>	<b>EBITDA Margin %</b>	<b>50%</b>	<b>50%</b>
<b>Operating data</b>				
<b>1,929</b>	<b>1,791</b>	<b>Installed capacity at period end - wind farms</b>	<b>1,929</b>	<b>1,791</b>
692	578	Electric power generation from wind farms	2,846	2,509
<b>480</b>	<b>480</b>	<b>Installed capacity - thermoelectric plants</b>	<b>480</b>	<b>480</b>
725	591	Electric power generation from thermoelectric plants	1,941	1,645
<b>527</b>	<b>527</b>	<b>Installed capacity at period end - Hydroelectric plants</b>	<b>527</b>	<b>527</b>
274	401	Electric power generation from hydroelectric plants	867	1,402
<b>141</b>	<b>90</b>	<b>Installed capacity - solar plants</b>	<b>141</b>	<b>90</b>
75	45	Electric power generation from solar plants	194	109
<b>3,549</b>	<b>3,133</b>	<b>Total sales of electric power</b>	<b>11,191</b>	<b>10,218</b>
94	37	Investments <sup>(4)</sup>	401	484
<b>754</b>	<b>742</b>	<b>Employees at period end</b>	<b>754</b>	<b>742</b>
<b>Net unit revenues<sup>(5)</sup></b>				
121.0	130.8	Wind Italy	119.5	125.0
94.8	95.2	Wind Germany	97.7	93.8
88.5	86.5	Wind France	88.8	86.9
72.5	57.7	Wind Poland	71.2	57.7
66.8	72.7	Wind Bulgaria	74.6	71.6
72.5	59.7	Wind Romania	68.6	52.9
n.a.	n.a.	Wind UK	n.a.	100.4
318.9	302.4	Solar	315.9	295.3
105.9	119.2	Hydroelectric power	105.2	104.8
43.3	46.7	Thermoelectric power	39.7	42.8

To enhance the understanding of the Group's business performance, adjusted revenue and operating results are shown, therefore excluding special items.

<sup>(1)</sup> does not include special items and related applicable theoretical taxes

<sup>(2)</sup> as already indicated in the Introduction, adjusted net financial indebtedness and the adjusted net invested capital are represented net of the effects deriving from the application of IFRS 16, therefore excluding the recognition of assets and the discounting of future payments of leasing instalments of approximately EUR 73 million on net financial indebtedness and approximately EUR 72 million on net invested capital at 30 September 2019.

<sup>(3)</sup> including cash and cash equivalents and excluding the fair value of the derivatives hedging interest rates.

<sup>(4)</sup> in property, plant and equipment and intangible assets. They also include M&A investments of EUR 364 million made in the first nine months of 2019 for the acquisition of two photovoltaic plants from Soles Montalto GmbH with a total installed capacity of 51.4 MW (EUR 220 million), for the acquisitions of companies owning wind farms in France and Germany (respectively, EUR 52 million and EUR 84 million), of a pipeline in Germany (EUR 2 million) and of a project for the construction of a wind farm in the United Kingdom (EUR 6 million). In the first nine months of 2018 M&A investments were equal to EUR 449 million in relation to the acquisition of the companies of the ForVei (Solare) Group and for the acquisitions of companies owning wind farms in France, Germany and United Kingdom.

<sup>(5)</sup> net unit revenue is expressed in EUR/MWh and is calculated by dividing the technology output by the revenues achieved on energy markets, inclusive of the impact of hedges, of any incentives due and the relative variable costs associated to generation/sale including, for example, the cost of fuel and imbalance costs.

## Performance highlights by segment

3rd quarter		(EUR million)	9 months	
2019	2018		2019	2018
<b>Revenues adjusted:</b>				
70	70	<b>Wind power</b>	298	280
24	14	<b>Solar</b>	61	32
28	51	<b>Hydroelectric power</b>	88	151
109	115	<b>Thermoelectric power <sup>(1)</sup></b>	314	302
8	8	<b>Corporate</b>	26	25
(8)	(8)	<i>Intra-segment revenues</i>	(26)	(25)
<b>231</b>	<b>250</b>	<b>Total revenues adjusted</b>	<b>762</b>	<b>766</b>
<b>EBITDA adjusted</b>				
43	40	<b>Wind power</b>	214	199
22	12	<b>Solar</b>	56	28
20	38	<b>Hydroelectric power</b>	64	118
25	18	<b>Thermoelectric power <sup>(1)</sup></b>	59	48
(4)	(3)	<b>Corporate</b>	(13)	(11)
<b>107</b>	<b>105</b>	<b>EBITDA adjusted</b>	<b>380</b>	<b>381</b>
<b>Amortisation, depreciation and write-downs</b>				
(45)	(39)	<b>Wind power</b>	(127)	(120)
(11)	(5)	<b>Solar</b>	(31)	(15)
(14)	(14)	<b>Hydroelectric power</b>	(43)	(43)
(7)	(8)	<b>Thermoelectric power <sup>(1)</sup></b>	(21)	(23)
(1)	(1)	<b>Corporate</b>	(2)	(2)
<b>(78)</b>	<b>(67)</b>	<b>Amortisation and depreciation adjusted</b>	<b>(223)</b>	<b>(203)</b>
<b>EBIT</b>				
(1)	1	<b>Wind power</b>	87	79
12	7	<b>Solar</b>	25	13
6	23	<b>Hydroelectric power</b>	21	74
18	11	<b>Thermoelectric power <sup>(1)</sup></b>	38	25
(4)	(4)	<b>Corporate</b>	(15)	(13)
<b>29</b>	<b>38</b>	<b>EBIT adjusted</b>	<b>157</b>	<b>178</b>
<b>Investments <sup>(2)</sup></b>				
92	32	<b>Wind power</b>	172	130
0	0	<b>Solar</b>	220	345
1	2	<b>Hydroelectric power</b>	3	3
1	2	<b>Thermoelectric power</b>	5	4
0	1	<b>Corporate</b>	1	2
<b>94</b>	<b>37</b>	<b>Total investments</b>	<b>401</b>	<b>484</b>

<sup>(3)</sup> It includes the residual contribution from minor portfolios managed by Energy Management not attributable to individual business units

<sup>(4)</sup> Includes investments in property, plant and equipment and intangible non-current assets and M&A investments

## Adjusted Income Statement

To enhance understandability of the Group's performance, as already indicated in the Introduction, the operating results are shown in this section excluding the impact relative to the application of the IFRS 16 and IFRS 9 standards and of special items.

It should be recalled that this Report reflects the impact of the consolidation of the newly acquired companies in Germany as from 1 January 2019.

For the definition of indicators, the composition of the financial statements and the reconciliation of the amounts involved, reference is made to that indicated in the section Alternative Performance Indicators below.

3rd quarter			9 months	
2019	2018	(EUR million)	2019	2018
231.5	250.3	Revenues from ordinary operations	761.9	766.0
2.0	2.8	Other revenues and income	8.3	16.8
<b>233.4</b>	<b>253.1</b>	<b>TOTAL REVENUES</b>	<b>770.2</b>	<b>782.9</b>
(71.1)	(93.8)	Costs for purchase and changes in inventory	(217.7)	(233.4)
(40.2)	(39.9)	Costs for services and other operating costs	(125.0)	(122.7)
(15.5)	(14.8)	Cost of labor	(47.5)	(45.4)
<b>106.6</b>	<b>104.7</b>	<b>EBITDA</b>	<b>380.0</b>	<b>381.4</b>
(77.6)	(67.1)	Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(222.9)	(203.3)
<b>29.0</b>	<b>37.5</b>	<b>EBIT</b>	<b>157.1</b>	<b>178.0</b>
(15.0)	(15.3)	Net financial income (expenses)	(47.8)	(53.1)
0.0	0.1	Net income (loss) from equity investments	0.1	0.1
<b>14.0</b>	<b>22.3</b>	<b>Profit before taxes</b>	<b>109.3</b>	<b>125.0</b>
(6.0)	(5.7)	Income taxes	(33.2)	(32.8)
<b>7.9</b>	<b>16.6</b>	<b>Profit for the period</b>	<b>76.1</b>	<b>92.2</b>
(0.9)	(0.0)	Minority interests	(1.5)	(0.1)
<b>7.1</b>	<b>16.6</b>	<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>74.6</b>	<b>92.1</b>

## Adjusted Statement of Financial Position

The reclassified statement of financial position contains the assets and liabilities of the mandatory financial statements, used in the preparation of the annual financial report, highlighting the **uses** of resources in non-current assets and in working capital and the related funding **sources**.

For the definition of the indicators for the main items used in the Statement of Financial Position, reference is made to that indicated in the "Alternative Performance Indicators" section below.

The adjusted reclassified statement of financial position is shown below and does not include, at 30 September 2019, impact deriving from the application of IFRS 16 standard of approximately EUR 73 million on net financial indebtedness with a balancing entry in Net invested capital amounting to approximately EUR 72 million.

09/30/2018	Adjusted Reclassified Statement of Financial Position	09/30/2019	06/30/2019	12/31/2018
	<i>(EUR million)</i>			
3,312.7	Non current assets	3,491.3	3,472.1	3,273.6
182.7	Net working capital	107.1	225.5	179.3
(6.0)	Provisions for employee benefits	(5.5)	(5.6)	(5.8)
316.4	Other assets	337.5	333.8	291.7
(597.0)	Other liabilities	(610.8)	(622.4)	(567.0)
<b>3,208.7</b>	<b>Net invested capital</b>	<b>3,319.7</b>	<b>3,403.4</b>	<b>3,171.8</b>
1,819.3	Group Shareholders' Equity	1,731.5	1,722.9	1,828.8
0.0	Non-controlling interests	19.0	18.2	0.0
1,389.4	Net financial indebtedness	1,569.1	1,662.4	1,343.0
<b>3,208.7</b>	<b>Equity and financial debt</b>	<b>3,319.7</b>	<b>3,403.4</b>	<b>3,171.8</b>
	<b>43% Financial leverage</b>	<b>47%</b>	<b>49%</b>	<b>42%</b>

## Cash Flow

3°trimestre			Primi 9 Mesi	
2019	2018		2019	2018
		(importi in milioni)		
106.6	104.7	Margine operativo lordo adjusted	380.0	381.4
118.4	36.6	Variazione capitale circolante	39.5	(106.8)
<b>225.0</b>	<b>141.2</b>	<b>Cash Flow Operativo</b>	<b>419.4</b>	<b>274.5</b>
(10.7)	(13.0)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali	(37.3)	(34.4)
(83.7)	(24.1)	Acquisizioni di aziende ( <i>business combination</i> )	(364.0)	(449.4)
-	0.9	Investimenti immobilizzazioni finanziarie	-	-
-	-	Cessione partecipazione TotalErg	-	179.5
-	-	Cessione net assets Brockaghboy	-	105.7
(0.1)	0.0	Disinvestimenti e altre variazioni	0.9	0.2
<b>(94.5)</b>	<b>(36.1)</b>	<b>Cash Flow da investimenti/dinvestimenti</b>	<b>(400.4)</b>	<b>(198.2)</b>
(15.0)	(15.3)	Proventi (oneri) finanziari	(47.8)	(53.1)
-	-	Chiusura fair value finanziamento ERG Wind	(43.5)	-
0.0	0.1	Proventi (oneri) da partecipazione netti	0.1	0.1
<b>(15.0)</b>	<b>(15.2)</b>	<b>Cash Flow da gestione finanziaria</b>	<b>(91.3)</b>	<b>(53.0)</b>
<b>(25.5)</b>	<b>(8.1)</b>	<b>Cash Flow da gestione Fiscale</b>	<b>(25.5)</b>	<b>(8.1)</b>
-	-	Distribuzione dividendi	(112.4)	(171.1)
3.2	(4.9)	Altri movimenti di patrimonio netto	(16.1)	1.3
<b>3.2</b>	<b>(4.9)</b>	<b>Cash Flow da Patrimonio Netto</b>	<b>(128.5)</b>	<b>(169.8)</b>
-	<b>0.1</b>	<b>Variazione area di consolidamento</b>	-	<b>(2.1)</b>
<b>1,662.4</b>	<b>1,466.4</b>	<b>Indebitamento finanziario netto iniziale</b>	<b>1,343.0</b>	<b>1,232.7</b>
(93.2)	(77.0)	Variazione netta	226.1	156.7
<b>1,569.1</b>	<b>1,389.4</b>	<b>Indebitamento finanziario netto finale</b>	<b>1,569.1</b>	<b>1,389.4</b>

The **Cash Flow from operations** of the third quarter of **2019** is positive by EUR 225 million, up by EUR 84 million compared to the corresponding period of 2018, mainly due to changes in working capital and to the adjustment of the timelines for the collection of incentives in the Wind and Hydroelectric sectors.

The **Cash Flow from operations** of the first nine months of **2019** is positive by EUR 419 million, up by EUR 145 million compared to the corresponding period of 2018, mainly due to changes in working capital and to the adjustment of the timelines for the collection of incentives in the Wind and Hydroelectric sectors, which led to the collection of the incentives relating to the first seven months of 2019. In addition, the cash flows of the first nine months of 2018 was affected by the payment of a debt position tied to OIL purchases in previous years.

The **Cash flow from investments** of the third quarter of **2019** is mainly tied to the M&A activity and in particular to the acquisition of operational wind farms in Germany (EUR 84 million).

The **Cash flow from investments** of the first nine months of **2019** is tied mainly to the M&A activity and in particular to the acquisition of two photovoltaic facilities with total installed capacity of 51.4 MW from Soles Montalto GmbH (EUR 220 million), of operational wind farms in France (EUR 52 million) and Germany (EUR 84 million), of a project for the construction of a wind farm in the United Kingdom (EUR 6 million) and of a pipeline in Germany (EUR 2 million), and to the investments in property, plant and equipment and intangible assets (EUR 37 million).

**Cash flow from financial management** refers to the interest accrued during the period. Financial management also includes the effect of the closure of the fair value of the project financing of ERG Wind Investment Ltd.

The **Cash flow from Equity** refers mainly to the changes of the cash flow hedge reserve tied to derivative financial instruments.

**Adjusted net financial indebtedness** totalled **EUR 1,569 million**, up by EUR 226 million compared to 31 December 2018 (EUR 1,343 million). The change mainly reflects the investments in the period (EUR 401 million) as a result of the additional growth in the solar sector in Italy and in the wind sector in France and Germany, dividend distribution (EUR 112 million), the extraordinary expenses incurred in the course of the significant liability management transactions (EUR 43 million), the increase of the fair value of hedging derivatives, the payment of taxes (EUR 25 million), partly offset by the positive cash flow of the period (EUR 372 million), also as a result of the reduction of the timelines for collection on incentives in Italy.



---

## ALTERNATIVE PERFORMANCE MEASURES

### Definitions

On 3 December 2015 CONSOB issued Communication no. 92543/15, which transposes the Guidelines regarding the use and presentation of Alternative Performance Indicators in the context of regulated financial information, issued on 5 October 2015 by the European Securities and Markets Authority (ESMA). The Guidelines, which updated the CESR Recommendation on Alternative Performance Indicators (CESR/05 - 178b), aim to promote the usefulness and transparency of alternative performance indicators so as to improve their comparability, reliability and comprehensibility.

Some of the APIs used in this document are different from the financial indicators expressly provided for by the IAS/IFRS adopted by the Group.

These alternative indicators are used by the Group in order to facilitate the communication of information on its business performance as well as its net financial indebtedness.

Finally, in order to enhance understanding of the business segments' performance, the operating results are shown with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items): these results are indicated with the term "Adjusted results".

Since the composition of these indicators is not regulated by the applicable accounting reporting standards, the method used by the Group to determine these indicators may not be consistent with the method used by other operators and so these might not be fully comparable.

Definitions of the APIs used by the Group and a reconciliation with the items of the financial statements templates adopted are as follows:

- **Adjusted revenue** is revenue, as indicated in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items);
- **EBITDA** is an indicator of operating performance calculated by adding "Amortisation, depreciation and impairment losses" to the net operating profit. EBITDA is explicitly indicated as a subtotal in the financial statements;
- **Adjusted EBITDA** is the gross operating margin, as defined above, with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items) and with the adjustment of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **Adjusted EBIT** is the net operating profit, explicitly indicated as a subtotal in the Financial Statements, with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items) and with the adjustment of the impact tied to the IFRS 16 application;
- **EBITDA margin** is an indicator of the operating performance calculated by comparing the adjusted EBITDA to the Revenue from sales and services of each individual business segment;
- The **Adjusted tax rate** is calculated by comparing the adjusted values of taxes and profit before tax;
- **Adjusted profit attributable to the owners of the parent** is the profit attributable to the owners of the parent, with the exclusion of significant special income components of an extraordinary nature (special items), and with the adjustment of the impact tied to the IFRS 16 application, net of the related tax effects;
- **Investments** are obtained from the sum of investments in property, plant and equipment and intangible assets. Starting from the Interim Report at 31 March 2018, they also include the carrying amount of the acquisitions of net assets within the scope of M&A transactions;
- **Net working capital** is the sum of Inventories, Trade Receivables and Trade Payables;
- **Net invested capital** is determined by the algebraic sum of Non-current Assets, Net Working Capital, Liabilities related to Post-employment Benefits, Other Assets and Other Liabilities;
- **Adjusted net invested capital** is Net invested capital, as defined above, with the inclusion of impact relative to the application of IFRS 16 mainly linked to the increase in right of use assets;
- **Net financial indebtedness** is an indicator of the financial structure and is determined in accordance with CONSOB communication 15519/2006, also including the portion of non-current assets relative to derivative financial instruments. Until 31 December 2018 the indicator also included the non-current financial loan to api S.p.A. (EUR 36 million) as deferred component of the TotalErg sale price;

- **Adjusted net financial indebtedness** is the net financial indebtedness, as defined above, net of the liability linked to the discounting of future payments of leasing instalments, following the application of IFRS 16.
- **Financial leverage** is calculated by comparing the adjusted net financial indebtedness (including Project Financing) to the adjusted net invested capital.
- **Special items** include significant special income components of an extraordinary nature. These include:
  - income and expenses connected to events whose occurrence is non-recurring, i.e. those transactions or events that do not frequently re-occur over the normal course of business;
  - income and expenses related to events that are not typical of normal business activities, such as restructuring and environmental costs;
  - capital gains and losses linked to the disposal of assets;
  - significant write-downs recorded on assets following impairment tests;
  - income and the associated reversals recognised in application of IFRS 9, in relation to the restructuring of loans in place.

## Reconciliation with adjusted operating results

3rd quarter			9 months		
2019	2018	EBITDA	Notes	2019	2018
107.1	104.7	<b>EBITDA from continuing operations</b>		372.0	378.1
-	-	Contribution of discontinuing operation (Brockaghboy)	1	-	3.3
107.1	104.7	<b>EBITDA</b>		372.0	381.4
<b>Special items exclusion and impact of IFRS 16</b>					
<b>Corporate</b>					
2.0	-	- Reversal of ancillary charges on no recurring operations	2	8.4	-
(0.2)	-	- Adjustment for impact IFRS 16	3	(0.7)	-
-	-	- Reversal of HR and company reorganization costs	4	6.0	-
0.0	-	- Reversal liabilities/charges ERG 80	5	0.0	-
<b>Thermoelectric</b>					
(0.3)	-	- Adjustment for impact IFRS 16	3	(0.7)	-
<b>Hydroelectric</b>					
(0.0)	-	- Adjustment for impact IFRS 16	3	(0.1)	-
<b>Solar</b>					
(0.1)	-	- Adjustment for impact IFRS 16	3	(0.3)	-
<b>Wind</b>					
(1.8)	-	- Adjustment for impact IFRS 16	3	(4.6)	-
106.6	104.7	<b>Adjusted EBITDA</b>		380.0	381.4
<b>Amortisation, depreciation and impairment losses</b>					
<b>3rd quarter</b>			<b>9 months</b>		
2019	2018	Amortisation, depreciation and impairment losses		2019	2018
(79.5)	(67.1)	<b>Amortisation and depreciation expense for continuing operations</b>		(227.9)	(202.6)
-	-	Contribution of discontinued operations (Brockaghboy)	1	-	(0.7)
(79.5)	(67.1)	<b>Amortisation and depreciation and impairment losses</b>		(227.9)	(203.3)
<b>Special items exclusion</b>					
1.9	-	- Adjustment for impact of IFRS 16	3	5.0	-
(77.6)	(67.1)	<b>Adjusted depreciation and amortisation</b>		(222.9)	(203.3)
<b>Profit attributable to owners of the parent</b>					
<b>3rd quarter</b>			<b>9 months</b>		
2019	2018	Profit attributable to owners of the parent		2019	2018
4.5	19.2	<b>Profit attributable to owners of the parent</b>		6.4	124.3
<b>Special items exclusion and impact of IFRS 16</b>					
0.1	-	Exclusion impact of IFRS 16	3	0.7	-
-	-	Exclusion of HR and company reorganization costs		4.5	-
-	-	Exclusion of ancillary charges on corporate loan prepayments	5	2.0	-
-	-	Exclusion of ancillary charges on ERG Wind loan prepayments	5	49.4	-
-	-	Exclusion of ancillary charges on ERG Power loan prepayments	5	1.5	-
1.9	-	Exclusion of ancillary charges on no-recurring operations		7.8	-
-	-	Exclusion of liabilities/charges ERG 80		-	-
-	-	Exclusion of capital gain from sale of UK equity investment		-	(26.2)
0.6	(2.6)	Exclusion of the net gain on refinancing (IFRS 9)	6	2.2	(6.0)
7.1	16.6	<b>Adjusted profit attributable to the owners of the parent</b>		74.6	92.1

7. The accounting results of Brockaghboy, the subsidiary sold on 7 March 2018, are subject to the requirements of IFRS 5.

In this Interim Financial Report, to facilitate understanding of the comparative figures, it was deemed necessary to show and comment the results achieved in the period 1 January 2018 to 7 March 2018 by the assets sold under ordinary operations, in line with the approach already adopted in the Report on Operations on the 2018 Financial Statements.

8. Ancillary charges relating to other operations of a non-recurrent nature related mainly to the acquisition in the period involving in 2019 to two photovoltaic plants in Italy and operational wind farms in France and Germany.

9. Adjustment for impact of IFRS 16. Reference is made to the comments made in the previous article.

10. Expenses related to corporate reorganisation of the Group, in particular to the simplification and rationalisation of

the organisational-corporate structure of the Group in Italy and abroad.

11. Financial expenses correlated to the early closure of a Corporate loan and project financing as part of Liability Management activities concurrently with the launch of the first Green Bond. Of particular note are the expenses recognised as a consequence of the closure of the ERG Wind Investment project financing and tied to the reversal (EUR 43 million<sup>8</sup>) of the positive adjustment, recognised upon first consolidation, of the fair value of the debt and to the prepayment of the related IRS instrument (EUR 23 million<sup>14</sup>, net of the reversal of the first consolidation reserve).
12. The Group renegotiated a number of loans during the year. IFRS 9 does not allow the deferment of the positive economic effects of the renegotiation of loans on the residual life of the liability: this resulted in a net financial expense of approximately EUR 2 million being accounted for in the first nine months of 2019. For the purposes of clearer disclosure of the cost of net financial indebtedness, it was considered appropriate to show in the adjusted income statement financial expense related to the debt service payment, deferring the recognition of benefits of the renegotiation over the remaining term of the liability and not recognising them all in one immediate entry at the time of the amendment. The adjustment commented herein relates primarily to the reversal of the aforementioned benefit net of the effects linked to the reversal of similar income relating to re-financing operations of previous years.

Below is the reconciliation between the condensed interim consolidated financial statements and the adjusted statements shown and commented upon in this Report.

### Income Statement 3<sup>rd</sup> quarter 2019

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	Adjustment for IFRS 16	Adjustment for IFRS 9	Reversal of special items	Consolidated Financial Statement adjusted
Revenues	231.5	-	-	-	231.5
Other income	2.0	-	-	-	2.0
<b>Total Revenue</b>	<b>233.4</b>	-	-	-	<b>233.4</b>
Costs for purchase	(71.4)	-	-	-	(71.4)
Changes in inventory	0.3	-	-	-	0.3
Costs for services and other operating costs	(39.7)	(2.5)	-	2.0	(40.2)
Cost of labour	(15.5)	-	-	-	(15.5)
<b>EBITDA</b>	<b>107.1</b>	<b>(2.5)</b>	-	<b>2.0</b>	<b>106.6</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fix	(79.5)	1.9	-	-	(77.6)
<b>EBIT</b>	<b>27.6</b>	<b>(0.6)</b>	-	<b>2.0</b>	<b>29.0</b>
Net financial income (expenses)	(16.6)	0.8	0.7	-	(15.0)
Net income (loss) from equity investments	0.0	-	-	-	0.0
<b>Profit before taxes</b>	<b>11.0</b>	<b>0.2</b>	<b>0.7</b>	<b>2.0</b>	<b>14.0</b>
Income taxes	(5.6)	(0.1)	(0.2)	(0.2)	(6.0)
<b>Net result from continued operations</b>	<b>5.4</b>	<b>0.1</b>	<b>0.6</b>	<b>1.9</b>	<b>7.9</b>
Net result from asset sold	-	-	-	-	-
<b>Profit for the period before minorities</b>	<b>5.4</b>	<b>0.1</b>	<b>0.6</b>	<b>1.9</b>	<b>7.9</b>
Minority interests	(0.9)	-	-	-	(0.9)
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>4.5</b>	<b>0.1</b>	<b>0.6</b>	<b>1.9</b>	<b>7.1</b>

### Income Statement 3<sup>rd</sup> quarter 2018:

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	Reversal of Broackaghboy IFRS 5 reclassification	Reversal of special items	3rd quarter 2018 adjusted
Revenues	250.3	-	-	250.3
Other income	2.8	-	-	2.8
<b>Total Revenue</b>	<b>253.1</b>	-	-	<b>253.1</b>
Costs for purchase	(94.3)	-	-	(94.3)
Changes in inventory	0.6	-	-	0.6
Costs for services and other operating costs	(39.9)	-	-	(39.9)
Cost of labour	(14.8)	-	-	(14.8)
<b>EBITDA</b>	<b>104.7</b>	-	-	<b>104.7</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(67.1)	-	-	(67.1)
<b>EBIT</b>	<b>37.5</b>	-	-	<b>37.5</b>
Net financial income (expenses)	(11.9)	-	(3.4)	(15.3)
Net income (loss) from equity investments	0.1	-	-	0.1
<b>Profit before taxes</b>	<b>25.7</b>	-	<b>(3.4)</b>	<b>22.3</b>
Income taxes	(6.5)	-	0.8	(5.7)
<b>Net result from continued operations</b>	<b>19.2</b>	-	<b>(2.6)</b>	<b>16.6</b>
Net result from asset sold	-	-	-	-
<b>Profit for the period before minorities</b>	<b>19.2</b>	-	<b>(2.6)</b>	<b>16.6</b>
Minority interests	(0.0)	-	-	(0.0)
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>19.2</b>	-	<b>(2.6)</b>	<b>16.6</b>

<sup>8</sup> Before the tax effect

## Income Statement First 9 Months 2019

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	Adjustment for IFRS 16	Adjustment for IFRS 9	Reversal of special items	Consolidated Financial Statement adjusted
Revenues	761.9	-	-	-	761.9
Other income	8.3	-	-	-	8.3
<b>Total Revenue</b>	<b>770.2</b>	-	-	-	<b>770.2</b>
Costs for purchase	(219.1)	-	-	-	(219.1)
Changes in inventory	1.4	-	-	-	1.4
Costs for services and other operating costs	(130.8)	(6.4)	-	12.3	(125.0)
Cost of labour	(49.6)	-	-	2.1	(47.5)
<b>EBITDA</b>	<b>372.0</b>	<b>(6.4)</b>	-	<b>14.4</b>	<b>380.0</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(227.9)	5.0	-	-	(222.9)
<b>EBIT</b>	<b>144.1</b>	<b>(1.4)</b>	-	<b>14.4</b>	<b>157.1</b>
Net financial income (expenses)	(121.8)	2.4	2.8	68.7	(47.8)
Net income (loss) from equity investments	(0.2)	-	-	0.3	0.1
<b>Profit before taxes</b>	<b>22.1</b>	<b>1.0</b>	<b>2.8</b>	<b>83.4</b>	<b>109.3</b>
Income taxes	(14.2)	(0.3)	(0.7)	(18.1)	(33.2)
<b>Net result from continued operations</b>	<b>7.9</b>	<b>0.7</b>	<b>2.2</b>	<b>65.3</b>	<b>76.1</b>
Net result from asset sold	-	-	-	-	-
<b>Profit for the period before minorities</b>	<b>7.9</b>	<b>0.7</b>	<b>2.2</b>	<b>65.3</b>	<b>76.1</b>
Minority interests	(1.5)	-	-	-	(1.5)
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>6.4</b>	<b>0.7</b>	<b>2.2</b>	<b>65.3</b>	<b>74.6</b>

## Income Statement First 9 Months 2018

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	Reversal of Braockaghboy IFRS 5 reclassification	Reversal of special items	Consolidated Financial Statement adjusted
Revenues	763.1	2.9	-	766.0
Other income	16.0	0.9	-	16.8
<b>Total Revenue</b>	<b>779.0</b>	<b>3.8</b>	-	<b>782.9</b>
Costs for purchase	(234.6)	(0.0)	-	(234.6)
Changes in inventory	1.2	-	-	1.2
Costs for services and other operating costs	(122.2)	(0.6)	-	(122.7)
Cost of labour	(45.4)	-	-	(45.4)
<b>EBITDA</b>	<b>378.1</b>	<b>3.3</b>	-	<b>381.4</b>
Amortisation, depreciation and write-downs of fixed assets	(202.6)	(0.7)	-	(203.3)
<b>EBIT</b>	<b>175.4</b>	<b>2.6</b>	-	<b>178.0</b>
Net financial income (expenses)	(44.9)	(0.6)	(7.6)	(53.1)
Net income (loss) from equity investments	0.1	26.7	(26.7)	0.1
<b>Profit before taxes</b>	<b>130.7</b>	<b>28.7</b>	<b>(34.3)</b>	<b>125.0</b>
Income taxes	(34.7)	(0.2)	2.2	(32.8)
<b>Net result from continued operations</b>	<b>96.0</b>	<b>28.4</b>	<b>(32.2)</b>	<b>92.2</b>
Net result from asset sold	28.4	(28.4)	-	0.0
<b>Profit for the period before minorities</b>	<b>124.4</b>	-	<b>(32.2)</b>	<b>92.2</b>
Minority interests	(0.1)	-	-	(0.1)
<b>Group's net profit (loss)</b>	<b>124.3</b>	-	<b>(32.2)</b>	<b>92.1</b>

## Reclassified statement of financial position as at 30 September 2019

(EUR million)	Values in Consolidated Financial Statement	Adjustment for IFRS 16	Consolidated Financial Statement adjusted
Intangible of non-current assets	1,062.0	-	1,062.0
Property, plant and equipment	2,449.6	(74.9)	2,374.8
Equity investments and other non current assets	54.5	-	54.5
<b>Non current assets</b>	<b>3,566.2</b>	<b>(74.9)</b>	<b>3,491.3</b>
Inventories	22.6	-	22.6
Trade receivables	150.1	-	150.1
Trade payables	(63.7)	-	(63.7)
Excise duties payables to tax authorities	(1.9)	-	(1.9)
<b>Net working capital</b>	<b>107.1</b>	-	<b>107.1</b>
Provisions for employee benefits	(5.5)	-	(5.5)
Other assets	334.6	2.9	337.5
Other liabilities	(610.8)	-	(610.8)
<b>Net invested capital</b>	<b>3,391.6</b>	<b>(71.9)</b>	<b>3,319.7</b>
Equity attributable to the owners of the parent	1,730.8	0.7	1,731.5
Non controlling interests	19.0	-	19.0
Medium-long term financial indebtedness	2,141.1	(68.2)	2,072.85
Short term net financial indebtedness	(499.3)	(4.4)	(503.70)
<b>Equity and financial debt</b>	<b>3,391.6</b>	<b>(71.9)</b>	<b>3,319.7</b>

Fine Comunicato n.0118-29

Numero di Pagine: 38