



Comunicato stampa

Il Consiglio di Amministrazione approva il bilancio consolidato e il progetto di bilancio al 31 dicembre 2015

MOL consolidato a valori correnti¹ adjusted²: 350 milioni di Euro, 343 milioni nel 2014
Risultato netto di Gruppo a valori correnti³: 96 milioni di Euro, 60 milioni nel 2014
Dividendo proposto Euro 1,0 per azione, di cui Euro 0,50 straordinario

Quarto trimestre 2015⁴

MOL consolidato a valori correnti¹ adjusted²: 86 milioni di Euro, 80 milioni nel 4° Q. 2014
Risultato netto di Gruppo a valori correnti³: 20 milioni di Euro, 6 milioni nel 4° Q. 2014

Genova, 23 marzo 2016 – Il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A., riunitosi ieri, ha approvato il bilancio consolidato, il progetto di bilancio al 31 dicembre 2015⁵, la relazione sul governo societario e gli assetti proprietari e la relazione sulla remunerazione.

Risultati finanziari consolidati a valori correnti

IV Trimestre			Principali dati economici (milioni di Euro)	Anno		
2015	2014 Pro forma	Var. %		2015	2014 Pro forma	Var. %
86	80	+8 %	MOL <i>adjusted</i>	350	343	+2%
38	33	+16 %	Risultato operativo netto <i>adjusted</i>	179	175	+3%
20	6	+246%	Risultato netto di Gruppo	96	60	+60%

	31.12.15	31.12.14 Pro forma	variazione
Indebitamento finanziario netto (milioni di Euro)	1.448	330	+1.118
Leverage ⁶	46%	16%	
Indebitamento finanziario netto <i>adjusted</i> ⁷ (milioni di Euro)	1.448	409	+1.038
Leverage <i>adjusted</i> ⁷	46%	19%	

Luca Bettonte, Amministratore Delegato di ERG, ha commentato: “il 2015 è stato un altro anno fondamentale nel percorso di trasformazione industriale del Gruppo, con il raggiungimento di due obiettivi: la diversificazione tecnologica, grazie all’acquisizione del nucleo idroelettrico di Terni, e un ulteriore sviluppo nell’eolico all’estero, attraverso acquisizioni e crescita organica in Francia, Germania e Polonia. Il MOL 2015 di 350 milioni di Euro è in linea con la *guidance* del Piano Industriale e superiore al risultato del 2014, ciò anche grazie alla complementarietà tecnologica delle diverse fonti di generazione e alla significativa presenza all’estero nell’eolico. Questi fattori, insieme alla riduzione dei costi *corporate*, hanno compensato gli effetti negativi dovuti alle condizioni di ventosità straordinariamente basse registrate in Italia nell’ultimo trimestre. Per il 2016 confermiamo le proiezioni del Piano Industriale con un MOL in forte crescita a circa 440 milioni di Euro. In considerazione della conclusione di una fase essenziale del progetto strategico di riposizionamento del portafoglio di *business* del Gruppo, proponiamo all’Assemblea degli Azionisti il pagamento di un dividendo di 1,0 Euro per azione, inclusivo di una componente non ricorrente di 0,50 Euro. Tenuto conto dell’accelerazione negli investimenti di Piano con la costruzione del nostro primo parco eolico nel Regno Unito, ci attendiamo per fine anno un indebitamento finanziario netto di circa 1,73 miliardi di Euro, inclusivo della distribuzione dei dividendi.”

Il Consiglio di Amministrazione propone all'Assemblea Ordinaria degli Azionisti, che sarà convocata per il 3 maggio 2016 in prima convocazione ed, eventualmente occorrendo, per il 4 maggio 2016 in seconda convocazione, la distribuzione di un dividendo pari a 1,0 Euro per azione, inclusivo di una componente non ricorrente di 0,50 Euro per azione che sarà messo in pagamento a partire dal 25 maggio 2016 (*payment date*), previo stacco della cedola a partire dal 23 maggio 2016 (*ex date*) e *record date* il 24 maggio 2016.

Premessa

Nuovo perimetro di riferimento

- **Acquisizione parchi eolici francesi**

Il 27 luglio 2015 ERG Renew ha perfezionato il *closing* per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, gestito dal Gruppo Macquarie, del 100% del capitale di quattro società di diritto francese titolari, direttamente e indirettamente, di sei parchi eolici in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, entrati in esercizio tra il 2005 e il 2008. Il presente Bilancio riflette gli impatti del consolidamento delle nuove società francesi a partire dal 1° luglio 2015: l'acquisizione ha comportato un incremento del capitale investito netto di circa 70 milioni di Euro e un aumento dell'indebitamento di pari importo. Il contributo sul margine operativo lordo dell'anno 2015 è stato di circa 4,6 milioni di Euro.

- **Acquisizione del nucleo idroelettrico integrato in Italia di E.ON per una potenza di 527 MW**

Il 30 novembre 2015 ERG, attraverso la controllata ERG Power Generation, ha perfezionato il *closing* per l'acquisizione dell'intero *business* idroelettrico di E.ON Produzione composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW. Il valore economico dell'operazione è di circa 0,95 miliardi di Euro in assenza di debito e di cassa. Il Margine Operativo Lordo atteso per il *business* idroelettrico nei prossimi anni è di circa 110 milioni di Euro annui. La società acquisita, ora denominata ERG Hydro, è consolidata a partire dal 1° dicembre 2015. Per una migliore comprensione dei dati finanziari si segnalano di seguito i principali impatti dell'operazione:

- o l'incremento dell'indebitamento finanziario netto per circa 947,5 milioni di Euro in relazione al corrispettivo di acquisizione;
- o l'allocazione dei valori da *Purchase Price Allocation* a Concessioni (circa 460 milioni di Euro), con scadenza stimata al 2029, e a Avviamento (15 milioni di Euro). La valutazione di tali attività è stata effettuata in via provvisoria tramite il supporto di modelli predisposti nella fase di valutazione dell'opportunità dell'investimento;
- o il contributo sul Margine Operativo Lordo di Gruppo del 2015 pari a circa 8 milioni di Euro.

- **Split LUKERG Renew.**

A fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50% ERG Renew) con l'acquisizione da parte di ERG Renew dei parchi eolici in Bulgaria e del parco di Gebeleisis in Romania le cui situazioni patrimoniali sono state pertanto consolidate integralmente dal 31 dicembre 2015. Il *closing* è avvenuto il 23 dicembre 2015, pertanto il conto economico *adjusted* 2015 riflette ancora il pieno contributo dei risultati economici della *joint venture*.

- **Sviluppo organico in Polonia**

Nel corso del 2015 ERG Renew è stata impegnata nella costruzione di tre parchi eolici in Polonia per una capacità installata complessiva a fine 2015 di 82MW. In particolare, il primo parco di 42MW (Orneta) è entrato in esercizio a luglio 2015 con un contributo a livello di Margine Operativo Lordo di 4 milioni di Euro, mentre i rimanenti 40MW sono entrati in esercizio a fine 2015 e pertanto contribuiranno ai risultati economici del Gruppo a partire dal 2016.

Si rende noto, inoltre, che la capacità eolica installata a fine 2015 è di 2.513 MW a fronte dei 2.720 MW previsti nel Piano Industriale 2015 – 2018 presentato a dicembre 2015. La differenza è dovuta

all'acquisizione degli asset eolici in Francia e Germania da Impax Asset Management, inizialmente prevista a fine anno, è stata, invece, finalizzata il 2 febbraio 2016. Il consolidamento degli assets avrà, quindi, efficacia dal 1° gennaio 2016. Il debito a fine 2015 risulta, per tale motivo, significativamente inferiore rispetto alla *guidance* di Piano per il 2015.

Nuova denominazione aree di *business* e attività di Energy Management

Il Gruppo ha optato per una gestione unitaria del portafoglio di energia elettrica così suddiviso:

- produzioni di energia eolica non modulabili e quindi definite **Non Programmabili**, facenti capo ad ERG Renew,
- produzioni di energia termoelettrica e idroelettrica per loro natura modulabili e quindi definite **Programmabili**, riconducibili a ERG Power Generation.

L'Energy Management, all'interno di ERG Power Generation, gestirà l'intero portafoglio di energia elettrica prodotta dagli impianti del Gruppo anche ricorrendo a compravendite sul mercato in modo da ottimizzare il profilo di produzione.

Quarto trimestre 2015

Risultati finanziari consolidati

Nel quarto trimestre 2015 i **ricavi *adjusted*** sono di 231 milioni di Euro, complessivamente in linea rispetto ai 233 milioni di Euro del quarto trimestre 2014 proforma.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti *adjusted*** nel periodo si attesta a 86 milioni di Euro, in aumento rispetto agli 80 milioni del quarto trimestre 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Fonti Non Programmabili (eolico):** il margine operativo lordo di 52 milioni di Euro è in calo rispetto ai 66 milioni di Euro registrati nello stesso periodo del 2014 a causa della diminuzione dei risultati dei parchi eolici italiani per condizioni di ventosità significativamente inferiori nel periodo, in particolare nei mesi di novembre e dicembre dove si sono registrati i minimi storici. Il risultato è stato in parte compensato dal maggior risultato dei parchi esteri, principalmente grazie al contributo apportato dai nuovi parchi in Francia e Polonia;
- **Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico):** il margine operativo lordo di 37 milioni di Euro è in sensibile crescita rispetto al quarto trimestre dell'anno precedente (19 milioni di Euro) a seguito dei risultati forniti a dicembre dal nuovo *business* idroelettrico nonché dei migliori risultati nel termoelettrico, a seguito, principalmente, di un diverso e più favorevole andamento del prezzo del gas rispetto al PUN che ha consentito un allargamento dei margini unitari, malgrado un contesto di prezzi di mercato locale meno redditizio.

Il **risultato operativo netto consolidato a valori correnti *adjusted*** è di 38 milioni di Euro, in aumento rispetto ai 33 milioni di Euro del quarto trimestre 2014, dopo ammortamenti per 48 milioni di Euro (47 milioni di Euro nello stesso periodo del 2014 proforma).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è di 20 milioni di Euro, in netta crescita rispetto ai 6 milioni di Euro del quarto trimestre 2014 proforma, a seguito dei maggiori risultati sopra commentati che hanno inoltre beneficiato di un minor *tax rate* anche a seguito della dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015.

Anno 2015

Risultati finanziari consolidati

Nel 2015 i **ricavi adjusted** sono di 944 milioni di Euro, in diminuzione rispetto ai 1.021 milioni di Euro del 2014 proforma, a seguito principalmente dei minori prezzi medi del settore Programmabili (termoelettrico) in Sicilia.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti adjusted** si attesta a 350 milioni di Euro, superiore rispetto ai 343 milioni di Euro del 2014 proforma. La variazione riflette i seguenti fattori:

- **Fonti Non Programmabili (eolico):** il margine operativo lordo di 254 milioni di Euro è inferiore rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente (267 milioni di Euro) per le stesse motivazioni esposte con riferimento al quarto trimestre.
- **Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico):** il margine operativo lordo di 115 milioni di Euro è superiore rispetto al 2015 (100 milioni di Euro), a seguito di un diverso e più favorevole andamento del prezzo del gas rispetto al PUN che ha consentito un allargamento dei margini unitari, malgrado un contesto di prezzi di mercato locale meno redditizio. Tale migliore risultato è stato raggiunto, inoltre, grazie all'elevata efficienza degli impianti e ai recuperi dei costi secondo la normativa vigente delle Unità Essenziali nonché all'apporto dell'attività di Energy Management e dei risultati forniti a dicembre dal nuovo *business* idroelettrico.

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted** è stato di 179 milioni di Euro (175 milioni di Euro nel 2014 proforma) dopo ammortamenti per 171 milioni di Euro (168 milioni di Euro nel 2014 proforma).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato di 96 milioni di Euro, rispetto al risultato di 60 milioni di Euro del 2014 proforma influenzato in modo importante anche dalla migliore *performance* della *joint venture* TotalErg in tutti i canali di *business*. Il risultato ha inoltre beneficiato di un minore *tax rate* anche a seguito della dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015.

L'**indebitamento finanziario netto** è di 1.448 milioni di Euro, in aumento di 1.038 milioni di Euro rispetto a quello *adjusted* del 31 dicembre 2014 (quindi inclusivo della quota di spettanza di LUKERG Renew) principalmente per l'acquisizione degli *asset* idroelettrici e dei parchi eolici francesi. Il flusso di cassa operativo è stato superiore ai flussi relativi agli investimenti legati allo sviluppo dei parchi eolici in Polonia, al pagamento delle imposte e alla distribuzione dei dividendi.

Investimenti adjusted *

IV Trimestre		Milioni di Euro	Anno	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
33	9	Fonti Non Programmabili**	95	38
33	9	Eolico	95	38
3	4	Fonti Programmabili	9	13
3	4	Termoelettrico	9	13
-	-	Idroelettrico	-	-
1	1	Corporate	2	3
37	13	TOTALE INVESTIMENTI	106	53

*non comprendono gli investimenti M&A pari a 1,1 milioni di Euro nel 2015.

******gli investimenti *adjusted* delle Fonti Non Programmabili includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew.

Nel 2015 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti *adjusted* complessivamente per 106 milioni di Euro (53 milioni nel 2014 proforma) di cui 101 milioni relativi ad immobilizzi materiali (45 milioni di Euro nel 2014 proforma) e 5 milioni di Euro ad immobilizzi immateriali (10 milioni di Euro nel 2014 proforma). Complessivamente, nel **quarto trimestre dello stesso anno** gli investimenti *adjusted* effettuati dal Gruppo sono stati di 37 milioni di Euro (13 milioni di Euro nello stesso periodo del 2014 proforma).

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del 2015 si riferiscono principalmente ai nuovi parchi eolici in Polonia per complessivi 82MW, tutti realizzati direttamente da ERG Renew, il cui contributo in termini di produzioni e risultati economici per 42MW è avvenuto a partire da luglio 2015 e per 40MW avverrà a partire dal 2016. In particolare, il parco di Radziejow, costituito da 21 aerogeneratori Vestas V90 da 2MW, per una potenza installata complessiva di 42MW, è entrato in esercizio a metà 2015; il parco di Szydlowo, costituito da sette aerogeneratori Vestas V100 da 2MW, per 14MW complessivi, è entrato in esercizio a fine dicembre 2015 e il parco di Slupia, il cui progetto è passato in corso d'anno da 12 a 13 aerogeneratori, in seguito all'estensione delle autorizzazioni, equipaggiato con macchine Vestas V90 per una potenza complessiva di 26MW, è stato completato a fine 2015 e avviato nei primi giorni del 2016. Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente. Si segnala che il dato non include due investimenti indicati come variazione dell'area di consolidamento: l'importante investimento effettuato in Francia attraverso l'acquisizione nel luglio 2015 di parchi eolici già operativi per 63,4 MW, per un valore degli asset di circa 70 milioni di Euro, né il valore dell'investimento effettuato a dicembre 2015 in Bulgaria e Romania per ottenere la piena proprietà di parchi per complessivi 124MW (+20MW rispetto alla precedente quota di spettanza pari a complessivi 104MW) pari a 27 milioni di Euro.

Fonti Programmabili

Gli investimenti del 2015 si riferiscono principalmente ad ERG Power (9 milioni di Euro) che ha proseguito le iniziative di investimento per preservare l'efficienza operativa, la flessibilità e l'affidabilità degli impianti. Sono proseguiti, inoltre, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente. Si segnala che il dato non include l'importante acquisizione degli asset idroelettrici pari a 0,95 miliardi di Euro.

Dati operativi

Le vendite di energia elettrica del Gruppo ERG, effettuate in Italia tramite l'Energy Management di ERG Power Generation, fanno riferimento all'energia elettrica prodotta dagli impianti eolici (ERG Renew), termoelettrici (ERG Power) e, a partire da dicembre 2015, idroelettrici (ERG Hydro), oltre ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici. **Nel corso del 2015, le vendite totali di energia elettrica** sono state di 10,1 TWh (8,8 TWh nel 2014 a parità di perimetro), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,3 TWh, di cui circa 0,7 TWh all'estero e 4,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,7% della domanda di energia elettrica in Italia (1,7% anche nel 2014, a parità di perimetro). **Nel corso del quarto trimestre 2015, le vendite totali di energia elettrica** sono state 2,7 TWh (2,3 TWh nello stesso periodo del 2014 a parità di perimetro), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 1,4 TWh, di cui circa 0,2 TWh all'estero e 1,1 TWh in Italia, pari a circa l'1,8% della domanda complessiva nazionale (1,7% nello stesso periodo del 2014 a parità di perimetro).

Nel 2015 la produzione di energia elettrica delle Fonti Non Programmabili (eolico) è stata di 2.614 GWh, in crescita rispetto al 2014 (2.580 GWh), con una produzione in diminuzione circa del 7% in Italia (da 2.051 GWh a 1.910 GWh) e in crescita del 33% all'estero (da 529 GWh a 705 GWh). La diminuzione delle produzioni in Italia (-141 GWh) è dovuta a condizioni di vento nel complesso inferiori a quelle del 2014, in particolare in Sicilia, Campania e Puglia dove ERG Renew presenta circa il 60% della propria capacità installata. Per quel che riguarda l'estero, l'incremento

di 175 GWh è attribuibile sia al contributo dei nuovi parchi in Francia e in Polonia che alla generale crescita delle produzioni in tutti i Paesi. **Nel quarto trimestre 2015** la produzione di energia elettrica è stata di 604 GWh, complessivamente in lieve calo rispetto al 2014 (632 GWh), con una produzione in diminuzione circa del 24% in Italia (da 481 GWh a 368 GWh) e in aumento all'estero del 56% (da 151 GWh a 236 GWh). La diminuzione delle produzioni in Italia (-113 GWh) è dovuta a condizioni di vento nel complesso inferiori a quelle del 2014, in particolare in Sicilia, Campania e Puglia dove ERG Renew presenta circa il 60% della propria capacità installata. Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 85 GWh è attribuibile al contributo dei nuovi parchi in Francia e in Polonia.

Nel corso del 2015 la produzione netta di energia elettrica delle Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico) è stata di 2.716 GWh, in crescita rispetto al 2014 (2.622 GWh), grazie al contributo da dicembre 2015 degli asset idroelettrici di **ERG Hydro** (84 GWh) e alla sostanziale stabilità della produzione netta di energia elettrica di **ERG Power** (oltre 2.600 TWh sia nel 2015 che nel 2014). **Nel quarto trimestre del 2015** la produzione netta di energia elettrica è stata di 781 GWh, in aumento per le stesse motivazioni sopra riportate rispetto ai circa 700 GWh dell'analogo periodo del 2014.

Principali fatti avvenuti nel corso del 2015

EOLICO - ESTERO

Il **23 gennaio** ERG Renew ha raggiunto un accordo per l'acquisizione dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) del 100% del capitale di Hydro Inwestycje, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nelle municipalità di Szydłowo e Stupsk, con una capacità prevista di 14 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 36 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 30 kt di emissione di CO2 evitata. Il *closing* è avvenuto il 19 febbraio 2015. ERG Renew ha completato i lavori di realizzazione nel quarto trimestre 2015 e il parco eolico è entrato in esercizio a fine dicembre 2015.

Il **12 marzo** ERG Renew ha acquisito dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) il 100% del capitale di una società di diritto polacco (SPV) titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella municipalità di Slupia, con una capacità prevista di 26 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 62 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 52 kt di emissione di CO2 evitata. ERG Renew ha completato i lavori di realizzazione a fine 2015 e il parco eolico è stato avviato nei primi giorni del 2016.

Il **17 giugno** ERG Renew ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, gestito dal gruppo Macquarie, del 100% del capitale di quattro società di diritto francese titolari, direttamente e indirettamente, di sei parchi eolici in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, entrati in esercizio tra il 2005 e il 2008. I parchi presentano una produzione annua media attesa di circa 150 GWh, pari a oltre 2.300 ore equivalenti. Il valore dell'acquisizione è di circa 72 milioni di Euro in termini di *enterprise value*. Il *closing* è avvenuto il **27 luglio 2015**.

Il **25 giugno** i due azionisti di LUKERG Renew, *joint venture* paritetica tra ERG Renew e LUKOIL creata nel 2011 per fare investimenti nel settore eolico in Bulgaria e in Romania, hanno deciso, in pieno accordo, di sciogliere la *joint venture* con conseguente suddivisione degli asset della stessa, al termine di un triennio di forte crescita. Secondo l'accordo, ERG Renew ha acquisito la titolarità dei parchi bulgari di Tcherga (40 MW), di Hrabrovo (14 MW) e quello di Gebeleisis in Romania (70 MW) per un totale di 124 MW, mentre LUKOIL ha acquisito la titolarità del solo parco di Topolog (84 MW). Questo ha consentito ad ERG Renew di incrementare complessivamente la potenza installata di 20 MW rispetto a quanto di sua competenza nella *joint venture* (104 MW). Il valore dell'operazione, in termini di *enterprise value*, è di circa 27 milioni di Euro, principalmente

rappresentato da *project financing non recourse*. Il *closing* è avvenuto il **23 dicembre 2015**.

Nel mese di **luglio** è entrato in pieno esercizio il parco eolico di Radziejow in Polonia, con una capacità di 42 MW e una produzione di energia elettrica a regime stimata di oltre 100 GWh all'anno, pari a circa 2.400 ore equivalenti.

Il **15 ottobre** ERG Renew ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW e di due società, la CSO Energy Sarl e la CSO Energy GmbH, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi, per un totale di circa 800 MW. I parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania, presentano una produzione annua media attesa di circa 410 GWh. Il *closing* è avvenuto il **2 febbraio 2016**.

Il **4 novembre** la società EW Ornetà 2 (100% ERG Renew), proprietaria del parco eolico situato in Polonia nel comune di Radziejow, ha sottoscritto un contratto di finanziamento in *project financing*. L'impianto è entrato in produzione all'inizio del terzo trimestre 2015, con una capacità installata di 42 MW. Il finanziamento, per un importo complessivo di 177,5 milioni di Zloty (circa 42 milioni di Euro) e una durata di 14 anni, è stato sottoscritto dai *Mandated Lead Arrangers* ING Bank, ING Bank Śląski e Bank Pekao (parte del Gruppo UniCredit). ING Bank Śląski agisce anche in qualità di Banca Agente e Bank Pekao anche in qualità di Account Bank.

IDROELETTRICO

Il **6 agosto** ERG, attraverso la controllata ERG Power Generation, ha raggiunto un accordo con E.ON Italia per l'acquisizione dell'intero business idroelettrico di E.ON Produzione composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW. Il valore economico dell'operazione al *closing* è di circa 0,95 miliardi di Euro in assenza di debito e di cassa. Il **5 ottobre 2015** è stato pubblicato il provvedimento di autorizzazione dell'Antitrust con cui è stato dato il via libera all'acquisizione da parte di ERG del nucleo idroelettrico di Terni di proprietà E.ON. Il *closing* è avvenuto il **30 novembre 2015**. Attraverso l'operazione sono entrati a far parte del Gruppo ERG oltre 100 persone tra tecnici specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di *energy management* e *staff* dedicate. L'acquisizione da parte di ERG Power Generation è stata finanziata da ERG tramite l'utilizzo parziale della liquidità disponibile e con il ricorso ad un *corporate acquisition loan* di 700 milioni di Euro sottoscritto con un *pool* di sette *mandated lead arrangers* e *bookrunners* italiani e internazionali (Barclays Bank Plc, BNP Paribas S.A., Credit Agricole Corporate and Investment Bank S.A., ING Bank N.V., Banca IMI- Intesa Sanpaolo S.p.A., Natixis S.A. e UniCredit S.p.A.).

CORPORATE

Il **24 aprile** l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di ERG ha nominato, per il triennio 2015-2017, il nuovo Consiglio di Amministrazione, composto da 12 membri, nelle persone di Edoardo Garrone, Alessandro Garrone, Giovanni Mondini, Luca Bettonte, Massimo Belcredi, Mara Anna Rita Caverni, Alessandro Chieffi (tratto dalla lista presentata da alcuni Investitori Istituzionali), Barbara Cominelli, Marco Costaguta, Luigi Ferraris, Paolo Francesco Lanzoni, Silvia Merlo e ha confermato alla Presidenza della Società Edoardo Garrone. Il Consiglio di Amministrazione di ERG, riunitosi a conclusione dei lavori dell'Assemblea, ha confermato le deleghe al Presidente, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo e nominato lo stesso Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e ha confermato Giovanni Mondini Vice Presidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.

L'Assemblea ha deliberato il pagamento di un dividendo di 0,50 Euro per azione, è stato messo in pagamento a partire dal 20 maggio 2015 (*payment date*), previo stacco della cedola a partire dal 18 maggio 2015 (*ex date*) e record date il 19 maggio 2015.

Lo stesso giorno il Consiglio di Amministrazione ha approvato, ai sensi dell'art. 2505, comma 2, del Codice Civile, il progetto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A.

Il **29 giugno 2015** ERG ha stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading in ERG, iscritto in pari data presso il Registro delle Imprese di Genova. Gli effetti reali della fusione sono decorsi dal 1° luglio 2015, gli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2015.

Il **14 ottobre 2015** il Consiglio di Amministrazione ha approvato, ai sensi dell'art. 2505, comma 2, del Codice Civile, il progetto di fusione per incorporazione di ISAB Energy in ERG.

Il **15 dicembre** il Consiglio di Amministrazione di ERG ha approvato il Piano Industriale 2015-2018. Il **16 dicembre** è stato presentato alla Comunità Finanziaria.

Il **17 dicembre** ERG ha stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ISAB Energy in ERG, iscritto lo stesso giorno presso il Registro delle Imprese di Genova. Gli effetti reali della fusione sono decorsi dal 18 dicembre, gli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2015.

TOTALERG

Il **3 novembre** TotalErg, *joint venture* fra ERG e TOTAL, ha sottoscritto un contratto di finanziamento denominato in Euro della durata di cinque anni con un gruppo di primari istituti di credito italiani ed esteri. Il finanziamento, costituito da una linea di credito *term* di 200 milioni di Euro e da una linea di credito *revolving* di 500 milioni di Euro, per un totale di 700 milioni di Euro, è *senior* e non è assistito da garanzie reali né da garanzie da parte dei due azionisti. Con tale operazione TotalErg, alla luce della riduzione delle proprie esigenze finanziarie, sostituisce la precedente linea di credito del valore complessivo di 900 milioni di Euro, rimanendo confermata la fiducia del sistema finanziario nelle sue prospettive di crescita.

Verifica TotalErg

In riferimento alle indagini relative alle presunte irregolarità fiscali riguardanti TotalErg (*joint venture*, 51% ERG e 49% Total, nata dalla fusione di Total Italia ed ERG Petroli il 1° ottobre 2010), si informa che in data **26 giugno 2015** è stato notificato ad ERG, in qualità di consolidante fiscale, e a TotalErg, in qualità di consolidata (ex ERG Petroli), l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2007. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg l'avviso di accertamento ai fini IRAP ed IVA. A fronte dello specifico rilievo riguardante la presunta indeducibilità di costi di acquisto e per servizi dell'esercizio 2007 operato nel processo verbale di constatazione (PVC) del 6 agosto 2014, pari a circa 68 milioni di Euro, l'avviso di accertamento riduce considerevolmente tale importo a 125 mila Euro. Il **6 luglio 2015** sono stati notificati alla partecipata TotalErg, in qualità di incorporante di Total Italia, sempre per le motivazioni già riportate, avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP ed IVA per le annualità 2007, 2008 e 2009. A fronte degli specifici rilievi operati nel relativo PVC notificato sempre in 6 agosto 2014, a carico di TotalErg, pari a circa 2.864 milioni di Euro di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono, anche in questo caso, considerevolmente tale importo a circa 6 milioni di Euro. ERG e la partecipata TotalErg, nel ritenere di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti, hanno impugnato i citati avvisi di accertamento presentando nei termini di legge i ricorsi tributari al fine di ottenerne l'annullamento. In relazione alle tematiche sopra descritte si ricorda che l'accordo di *joint venture* con Total prevede un adeguato reciproco apparato di garanzie. In considerazione di quanto sopra non si è proceduto a rilevare passività in merito.

Alla data di pubblicazione del presente documento non risulta emesso alcun avviso di accertamento nei confronti delle società per il 2010, annualità per la quale sempre nel citato PVC del 6 agosto 2014 erano state notificate contestazioni di natura e contenuto simili a quelle sopra richiamate e riconducibili principalmente al periodo antecedente alla costituzione della *joint venture* e riferibili ad attività poste in essere prevalentemente da Total Italia.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del 2015

Il 2 febbraio 2016 ERG Renew ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW. I parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania, presentano una produzione annua media attesa di circa 410 GWh. Nel perimetro dell'operazione sono incluse anche due società, una di diritto francese e una di diritto tedesco, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale, attraverso un *team* composto da ventotto professionisti, ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi, per un totale di circa 800 MW (di cui 206 MW oggetto dell'acquisizione e altri 83 MW di proprietà di ERG Renew in Germania). Il valore dell'acquisizione è di circa 297 milioni di Euro in termini di *enterprise value*. I parchi sono già interamente finanziati tramite *project financing limited recourse*. Nel 2016 il Margine Operativo Lordo atteso sarà di circa 30 milioni di Euro..

Il 29 febbraio 2016 ERG Renew ha acquisito da TCI Renewables ("TCI") il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry, con una capacità prevista di circa 45 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di circa 150 GWh all'anno, pari a circa 3.300 ore equivalenti e a circa 71 kt di emissione di CO₂ evitata. ERG Renew prevede di iniziare i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e completare la costruzione alla fine del primo trimestre 2017. L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 60 milioni di sterline (circa 80 milioni di Euro) già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società. Il progetto soddisfa le condizioni per l'accreditamento ai vigenti meccanismi di incentivazione (NIRO) previsti dal disegno di legge all'esame del Parlamento del Regno Unito. Con questa operazione ERG Renew entra nel mercato eolico del Regno Unito come previsto nel Piano Strategico ERG 2015-18 per mezzo di una struttura contrattuale innovativa e flessibile che consente di valorizzare le competenze industriali maturate da ERG Renew e di ottimizzare la creazione di valore.

Evoluzione prevedibile della gestione

Fonti Non Programmabili (eolico)

ERG Renew prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale, grazie alla quale già a inizio 2016 ha raggiunto 0,6 GW di potenza installata all'estero, pari al 37% dei 1,7 GW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire il nono operatore eolico *onshore* in Francia e l'ottavo in Europa. Il 2016 beneficerà in particolare del pieno contributo dei tre nuovi parchi eolici di cui è stata ultimata la costruzione in Polonia per una potenza installata complessiva di 82 MW, nonché dell'acquisizione di altri sei parchi in Francia della potenza installata di 63 MW (e dell'incremento della potenza installata di 20 MW in Bulgaria e Romania (a seguito dello scioglimento da fine 2015 della *joint venture* LUKERG Renew e della conseguente suddivisione degli *asset* prevista tra i due azionisti ERG e LUKOIL). Si ricorda inoltre l'acquisto avvenuto a inizio 2016 di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e sei in Germania (82 MW), con una potenza installata complessiva di 206 MW, oltre all'acquisizione di due società specializzate in attività di *asset management* che contribuiranno sia all'ottenimento di sinergie che allo sviluppo della presenza di ERG come operatore industriale nei due Paesi. Tali *assets* saranno consolidati a partire dal 1° gennaio 2016. Proseguono infine le attività volte ad un'ulteriore crescita della società, attraverso la valutazione di nuove opportunità di investimento, in particolare all'estero.

I risultati del 2016, pur in presenza di prezzi dell'energia in significativa diminuzione rispetto al 2015, sono attesi in crescita anche grazie al pieno apporto dei nuovi parchi realizzati o acquistati all'estero.

Fonti Programmabili (termoelettrico e idroelettrico)

Il Gruppo ERG ha finalizzato un'operazione di grande rilevanza strategica per il Gruppo che consente di diversificare le fonti di produzione entrando nel settore idroelettrico con una dimensione di rilievo, coerentemente con la strategia di crescita nelle rinnovabili attraverso

investimenti in asset di alta qualità. Grazie a questa diversificazione, i risultati del 2016 delle fonti programmabili sono attesi complessivamente in crescita rispetto al 2015. Si commentano di seguito i risultati rispettivamente attesi:

- **Idroelettrico:** a seguito dell'operazione finalizzata il 30 novembre 2015, ERG Power Generation ha acquisito l'intero business idroelettrico di E.On Produzione, composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW; l'apporto della neocostituita ERG Hydro permetterà di incrementare significativamente i risultati economici e la generazione di cassa, mentre il considerevole aumento del portafoglio di generazione consentirà di migliorare i risultati anche grazie all'attività dell'Energy Management.
- **Termoelettrico:** per quel che riguarda l'impianto di ERG Power si prevedono risultati in riduzione a partire dall'entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi, attualmente prevista da Terna entro il 30 giugno 2016. Tuttavia, fino a tale data, si prevedono risultati soddisfacenti e in linea con il 2015. Inoltre, la flessibilità ed efficienza dell'impianto CCGT di ERG Power, i contratti di fornitura di lungo termine e le azioni di copertura del margine di generazione consentiranno di mantenere una redditività superiore a quella mediamente registrata dalla stessa tipologia di impianti in Italia.

Nel complesso per il 2016 si attende un Margine Operativo Lordo di circa 440 milioni di Euro, in linea con le indicazioni date alla comunità finanziaria in occasione della presentazione del Piano 2015-2018 (350 milioni di Euro nel 2015).

Ulteriori informazioni

Nomina del nuovo Collegio Sindacale

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito alla nomina dei componenti il Collegio Sindacale e del Presidente nonché alla determinazione della loro retribuzione sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Compensi degli Amministratori

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito al compenso da attribuire a ciascun membro del Consiglio di Amministrazione a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2016 nonché in merito all'ulteriore compenso da attribuire ai Consiglieri, non dipendenti del Gruppo, che non ricoprano cariche in Consiglio e che siano membri del Comitato Controllo e Rischi e del Comitato Nomine e Compensi a valere sino alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2016, sulla base delle proposte formulate in conformità alle disposizioni legislative, regolamentari e statutarie applicabili.

Acquisto e alienazione di azioni proprie

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, tra l'altro, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione per l'acquisto di azioni proprie entro un massimale rotativo di 30.064.000 azioni ordinarie, corrispondente al 20% del capitale sociale di ERG (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale, in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti, anche in relazione alla liquidità disponibile. L'autorizzazione avrà una validità di dodici mesi dal momento dell'avvenuta delibera. L'acquisto dovrà essere effettuato mediante l'utilizzo di utili distribuibili e di riserve disponibili risultanti dall'ultimo bilancio approvato, nel rispetto dell'art. 132 del Testo Unico della Finanza e secondo le modalità previste dall'art. 144-bis, comma 1, lettera b) del Regolamento Emittenti ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Le azioni proprie detenute dalla Società sono 7.516.000, il

loro ammontare è pari al 5% del capitale, con un prezzo medio di carico di 6,9 Euro per azione. L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà chiamata, inoltre, a deliberare in merito all'autorizzazione del Consiglio di Amministrazione all'alienazione di azioni proprie, in una o più volte, per un periodo di dodici mesi a decorrere dalla data in cui verrà adottata la relativa delibera, in conformità all'art. 2357-ter del Codice Civile ad un prezzo unitario non inferiore nel minimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola alienazione e comunque non inferiore al valore unitario per azione del patrimonio netto della Società risultante di volta in volta dall'ultimo bilancio approvato. Questo allo scopo di ottimizzare la leva finanziaria e comunque in ogni altra circostanza in cui l'eventuale disposizione delle azioni appaia, a giudizio dell'organo amministrativo, coerente con l'interesse della Società e degli azionisti.

Relazione sulla remunerazione

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti sarà, tra l'altro, chiamata a deliberare ai sensi dell'art. 123-ter del Testo Unico della Finanza sulla Relazione sulla remunerazione, approvata dal Consiglio di Amministrazione nell'adunanza del 22 marzo u.s.

Modifica statutaria

L'Assemblea Straordinaria degli Azionisti sarà infine chiamata a deliberare sulla modifica dello Statuto proposta dal Consiglio di Amministrazione ed evidenziata nella Relazione illustrativa degli Amministratori.

In riferimento alle stime ed alle previsioni contenute nella presente sezione si evidenzia che i risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione ad una molteplicità di fattori, tra cui: l'evoluzione futura dei prezzi, le performance operative degli impianti, l'impatto delle regolamentazioni del settore energetico, della distribuzione di carburanti 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 nella Relazione sulla Gestione. Apposite note esplicative illustrano le misure di risultato a valori correnti e a valori correnti 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 quarto trimestre e dell'anno 2015 saranno illustrati ad analisti e investitori oggi, alle ore 11.30 (CET), nel corso di una conference call con relativo webcasting che potrà essere seguito collegandosi al sito internet della Società (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 Nis-Storage (www.emarketstorage.com) 15 minuti prima della conference call.

Il presente comunicato stampa, emesso il 23 marzo alle ore 7.45 (CET), è stato redatto ai sensi del Regolamento Emittenti. Lo stesso è a disposizione del pubblico presso Borsa Italiana S.p.A., sul meccanismo di stoccaggio autorizzato Nis-Storage (www.emarketstorage.com) e sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Media/Comunicati Stampa".

La Relazione finanziaria annuale con le relazioni del Collegio Sindacale e della Società di Revisione e la Relazione illustrativa del Consiglio di Amministrazione, nonché l'ulteriore documentazione prescritta, saranno messe a disposizione del pubblico nei termini e secondo le modalità previste dalla vigente normativa presso la sede della Società in Genova, Via De Marini 1 nonché sul sito internet della Società (www.erg.eu) nella sezione "Corporate Governance/Assemblea degli Azionisti 2016", presso Borsa Italiana S.p.A. e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato Nis-Storage (www.emarketstorage.com)

Contatti:

Alessandra Mariotti Media Relations Manager - tel. + 39 010 2401364 cell. + 39 335 8053395

Emanuela Delucchi IR Manager – tel. + 39 010 2401806 – e-mail: edelucchi@erg.eu

Matteo Bagnara IR - tel. + 39 010 2401423 - e-mail: ir@erg.eu

www.erg.eu - @ergnow

¹ I risultati a valori correnti **non** includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche.

² I risultati a valori correnti *adjusted* comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di LUKERG Renew. Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti *adjusted* si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance" allegati al presente comunicato.

³ Il risultato netto di Gruppo a valori correnti **non** include gli utili (perdite) su magazzino, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate e corrisponde al risultato netto di Gruppo a valori correnti *adjusted*.

⁴ I dati del quarto trimestre sono da intendersi pro-forma e vengono esposti per completezza e continuità di informazione.

⁵ Il Bilancio Consolidato al 31 dicembre 2015 è stato redatto conformemente ai criteri di valutazione e di misurazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standards (IFRS) e sulla base delle indicazioni normative in materia. Il Bilancio è stato sottoposto a revisione contabile secondo le modalità previste dalla normativa Consob. I documenti di Bilancio unitamente alle relazioni degli organi di controllo saranno resi pubblici nei tempi previsti dalla normativa vigente.

⁶ Rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il *project financing*) ed il capitale investito netto.

⁷ Nel 2014 comprendeva, solo a livello *adjusted*, il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della *joint venture* LUKERG Renew.

Sintesi dei risultati

4° trimestre			Anno	
2015	2014 proforma	(milioni di Euro)	2015	2014 proforma
Principali dati economici				
231	233	Ricavi adjusted ⁽²⁾	944	1.021
84	76	Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	338	329
86	80	Margine operativo lordo a valori correnti <i>adjusted</i> ⁽²⁾	350	343
38	30	Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	175	169
38	33	Risultato operativo netto a valori correnti <i>adjusted</i> ⁽²⁾	179	175
(45)	(61)	Risultato netto	24	(16)
(45)	(61)	di cui Risultato netto di Gruppo	21	(19)
20	6	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽³⁾	96	60
Principali dati finanziari				
3.124	2.049	Capitale investito netto	3.124	2.049
1.676	1.719	Patrimonio netto	1.676	1.719
1.448	330	Indebitamento finanziario netto totale	1.448	330
1.285	1.297	di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽⁴⁾	1.285	1.297
46%	16%	Leva finanziaria	46%	16%
1.448	409	Indebitamento finanziario netto totale <i>adjusted</i> ⁽⁵⁾	1.448	409
37%	34%	Ebitda Margin %	37%	34%
Dati operativi				
1.506	1.341	Capacità installata impianti eolici a fine periodo	1.506	1.341
604	632	Produzione di energia elettrica da impianti eolici	2.614	2.580
480	480	Capacità installata impianti termoelettrici	480	480
698	700	Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	2.632	2.622
527	0	Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	527	0
84	0	Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	84	0
2.673	2.259	Vendite totali di energia elettrica	10.113	8.823
37	14	Investimenti ⁽⁶⁾	106	53
666	604	Dipendenti a fine periodo	666	604
Indicatori di mercato				
52,8	58,8	Prezzo di riferimento elettricità ⁽⁷⁾	52,3	52,1
100,1	97,4	Prezzo di vendita Certificati Verdi (rinnovabili)	100,1	97,4
56,4	82,4	Prezzo zonale Sicilia	57,5	80,9
147,3	155,0	Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG in Italia	147,8	146,4
96,2	96,7	Feed In Tariff (Germania) ⁽⁸⁾	96,2	96,0
89,9	91,5	Feed In Tariff (Francia) ⁽⁸⁾	90,4	91,1
25,0	91,1	Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁸⁾	80,3	94,9
38,6	n.a.	Prezzo EE Polonia	37,1	n.a.
25,6	n.a.	Prezzo CO Polonia	26,0	n.a.
29,7	25,0	Prezzo EE Romania ⁽⁹⁾	29,7	25,0
29,5	29,3	Prezzo CV Romania ⁽¹⁰⁾	29,5	29,3

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti *adjusted* si rimanda a quanto commentato nella sezione "Indicatori alternativi di performance".

⁽¹⁾ non includono le poste non caratteristiche.

⁽²⁾ comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG di LUKERG Renew (società in *joint venture* con il Gruppo Lukoil).

⁽³⁾ non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate. I valori corrispondono anche a quelli *adjusted*.

⁽⁴⁾ al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il *fair value* dei relativi derivati a copertura dei tassi.

⁽⁵⁾ nel 2014 comprendeva, solo a livello *adjusted*, il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della *joint venture* LUKERG Renew.

⁽⁶⁾ in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Non comprendono gli investimenti M&A pari a 1,1 milioni di Euro nel 2015.

⁽⁷⁾ Prezzo Unico Nazionale

⁽⁸⁾ i valori di *Feed in Tariff* all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew.

⁽⁹⁾ il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali nel 2015 (a fini comparativi, in assenza di analoghi contratti bilaterali, è riportato il prezzo di mercato).

⁽¹⁰⁾ prezzo riferito al valore unitario del certificato verde.

Sintesi dei risultati per settore

4° trimestre			Anno	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
		(milioni di Euro)		
		Ricavi della gestione caratteristica:		
75	87	Fonti Non Programmabili	345	349
75	87	Eolico	345	349
156	147	Fonti Programmabili	602	679
145	147	Termoelettrico ⁽¹⁾	592	679
11	0	Idroelettrico	11	0
6	5	Corporate	22	21
(6)	(7)	Ricavi infrasettori	(25)	(28)
231	233	Totale ricavi adjusted⁽²⁾	944	1.021
(5)	(6)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(24)	(22)
225	227	Totale ricavi della gestione caratteristica	920	999
		Margine operativo lordo:		
52	66	Fonti Non Programmabili	254	267
52	66	Eolico	254	267
37	19	Fonti Programmabili	115	100
29	19	Termoelettrico ⁽¹⁾	107	100
8	0	Idroelettrico	8	0
(3)	(6)	Corporate	(19)	(24)
86	80	Margine operativo lordo a valori correnti adjusted⁽³⁾	350	343
(2)	(4)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(12)	(14)
84	76	Margine operativo lordo a valori correnti⁽³⁾	338	329
		Ammortamenti e svalutazioni:		
(35)	(39)	Fonti Non Programmabili	(134)	(137)
(35)	(39)	Eolico	(134)	(137)
(13)	(7)	Fonti Programmabili	(34)	(29)
(8)	(7)	Termoelettrico	(30)	(29)
(5)	0	Idroelettrico	(5)	0
(1)	(1)	Corporate	(3)	(2)
(48)	(47)	Ammortamenti a valori correnti adjusted⁽³⁾	(171)	(168)
2	2	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	8	8
(46)	(45)	Ammortamenti a valori correnti⁽³⁾	(163)	(160)
		Risultato operativo netto:		
17	27	Fonti Non Programmabili	120	131
17	27	Eolico	120	131
24	12	Fonti Programmabili	81	71
21	12	Termoelettrico ⁽¹⁾	78	71
3	0	Idroelettrico	3	0
(3)	(6)	Corporate	(22)	(27)
38	33	Risultato operativo netto a valori correnti adjusted⁽³⁾	179	175
0	(2)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(4)	(6)
38	30	Risultato operativo netto a valori correnti⁽³⁾	175	169
		Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:		
33	9	Fonti Non Programmabili	95	38
33	9	Eolico	95	38
3	4	Fonti Programmabili	9	13
3	4	Termoelettrico	9	13
0	0	Idroelettrico	0	0
1	1	Corporate	2	3
37	13	Totale investimenti adjusted⁽⁴⁾	106	53
0	0	Investimenti di LUKERG Renew (50%)	0	(2)
37	14	Totale investimenti	106	52

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti *adjusted* si rimanda a quanto commentato nel capitolo “Indicatori alternativi di performance”.

⁽¹⁾ Include contributo Energy Management

⁽²⁾ i ricavi *adjusted* tengono conto della quota ERG dei ricavi effettuati dalla *joint venture* LUKERG Renew.

⁽³⁾ i risultati a valori correnti non includono le poste non caratteristiche. I valori *adjusted* comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di LUKERG Renew.

⁽⁴⁾ tengono conto della quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew.

Conto economico riclassificato

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi e in considerazione del nuovo assetto strategico e industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro, permettendo quindi il confronto dei valori economici a perimetro costante.

4° trimestre		Conto Economico riclassificato (milioni di Euro)	Anno	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
225,5	226,5	Ricavi della gestione caratteristica	920,3	998,9
9,4	10,3	Altri ricavi e proventi	16,3	25,7
234,9	236,8	RICAVI TOTALI	936,6	1.024,6
(100,2)	(111,5)	Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(412,6)	(491,6)
(71,1)	(62,2)	Costi per servizi e altri costi operativi	(215,7)	(220,2)
63,7	63,1	MARGINE OPERATIVO LORDO	308,3	312,9
(46,3)	(45,4)	Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(163,0)	(160,0)
17,4	17,7	Risultato operativo netto	145,2	152,8
(14,4)	(15,2)	Proventi (oneri) finanziari netti	(54,8)	(59,6)
(58,5)	(50,6)	Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(54,2)	(65,0)
(55,5)	(48,1)	Risultato prima delle imposte	36,2	28,2
10,2	(12,6)	Imposte sul reddito	(12,6)	(44,1)
(45,3)	(60,7)	Risultato d'esercizio	23,7	(15,9)
0,1	0,0	Risultato di azionisti terzi	(3,1)	(2,9)
(45,2)	(60,7)	Risultato netto di Gruppo	20,6	(18,7)

Proforma dei dati economici 2014

Il confronto dei risultati del 2015 con quelli del corrispondente periodo del 2014 risente in modo significativo del cambiamento di perimetro di Gruppo avvenuto nel corso del 2014 ed in particolare:

- della cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy e ISAB Energy Services, costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione, perfezionata il 30 giugno 2014;
- della cessione di ERG Oil Sicilia perfezionata il 29 dicembre 2014;
- del venire meno delle attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi relativi alla società controllata ERG Supply & Trading che è stata fusa in ERG nel primo semestre del 2015.

Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo, si è proceduto a modificare i dati comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro sopra descritto, permettendo quindi il confronto dei risultati a perimetro costante. In particolare si è proceduto a modificare i valori economici dell'anno 2014, anche su base trimestrale, escludendo il contributo di ISAB Energy e ISAB Energy Services, ERG OIL Sicilia ed ERG Supply & Trading.

4° trimestre 2014 proforma

4Q 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	Intercompany	4Q 2014 proforma
Ricavi della gestione caratteristica	254	(26)	0	4	227
Altri ricavi e proventi	11	(0)	(3)	1	10
Ricavi totali	265	(26)	(3)	5	237
Costi per acquisti	(78)	20	(52)	0	(111)
Variazioni delle rimanenze	(69)	2	66	0	(1)
Costi per servizi e altri costi operativi	(59)	5	6	(5)	(52)
Costi del lavoro	(14)	0	1	0	(10)
Margine operativo lordo	46	1	19	0	63
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(45)	1	0	0	(45)
Risultato operativo	1	2	19	0	18
Proventi (oneri) finanziari netti	(15)	(0)	0	0	(15)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(51)	0	0	0	(51)
Risultato della gestione ordinaria	(65)	2	19	0	(48)
Proventi (oneri) straordinari netti	0	0	0	0	0
Risultato prima delle imposte	(65)	2	19	0	(48)
Imposte sul reddito	(9)	(1)	(5)	0	(13)
Risultato prima degli interessi di terzi	(74)	2	14	0	(61)
Risultato di azionisti terzi	0	0	0	0	0
Risultato netto di competenza del Gruppo	(74)	2	14	0	(61)

Anno 2014 proforma

12 mesi 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	Intercompany	12 mesi 2014 proforma
Ricavi della gestione caratteristica	1.369	(124)	0	52	999
Altri ricavi e proventi	629	(1)	(11)	4	26
Ricavi totali	1.999	(125)	(11)	56	1.025
Costi per acquisti	(714)	104	(8)	(11)	(493)
Variazioni delle rimanenze	(15)	1	16	0	2
Costi per servizi e altri costi operativi	(659)	16	19	(45)	(177)
Costi del lavoro	(64)	1	3	0	(43)
Margine operativo lordo	547	(2)	18	0	313
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(188)	4	0	0	(160)
Risultato operativo	359	2	18	0	153
Proventi (oneri) finanziari netti	(66)	(0)	8	0	(60)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(65)	0	0	0	(65)
Risultato della gestione ordinaria	228	2	26	0	28
Proventi (oneri) straordinari netti	0	0	0	0	0
Risultato prima delle imposte	228	2	26	0	28
Imposte sul reddito	(156)	(0)	(7)	0	(44)
Risultato prima degli interessi di terzi	73	1	19	0	(16)
Risultato di azionisti terzi	(25)	0	0	0	(3)
Risultato netto di competenza del Gruppo	48	1	19	0	(19)

Stato patrimoniale riclassificato

Stato Patrimoniale riclassificato	31/12/2015	31/12/2014
(milioni di Euro)		
Capitale immobilizzato	3.223,9	2.120,3
Capitale circolante operativo netto	202,1	189,6
Trattamento di fine rapporto	(5,5)	(4,7)
Altre attività	324,7	344,3
Altre passività	(621,1)	(600,5)
Capitale investito netto	3.124,2	2.049,0
Patrimonio netto di Gruppo	1.626,0	1.671,5
Patrimonio netto di terzi	50,3	47,4
Indebitamento finanziario netto	1.447,9	330,1
Mezzi propri e debiti finanziari	3.124,2	2.049,0

Cash flow

4° trimestre			Anno	
2015	2014		2015	2014
		FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:		
		(milioni di Euro)		
23,9	52,2	Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	207,2	292,1
(17,6)	(26,8)	Pagamento di imposte sul reddito	(125,5)	(52,1)
59,8	0,2	Variazione circolante operativo netto	29,2	57,9
58,1	51,6	Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	81,2	46,5
124,1	77,2	TOTALE	192,1	344,4
		FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:		
(45,6)	(12,6)	Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(113,2)	(31,6)
(0,5)	1,5	Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	(1,4)	13,8
0,0	0,0	Conguaglio cessione ERG Oil Sicilia	(0,5)	0,0
0,0	0,0	Incasso "C Recuperi"	0,0	515,0
(46,1)	(11,1)	Totale	(115,1)	497,3
		FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:		
0,0	0,0	Dividendi distribuiti	(71,4)	(164,9)
(3,7)	(13,5)	Altre variazioni patrimonio	5,2	(202,5)
(3,7)	(13,5)	Totale	(66,2)	(367,4)
(1.051,4)	3,8	VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO ⁽²⁾	(1.128,6)	3,0
(977,0)	56,5	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.117,8)	477,4
470,9	386,6	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	330,1	807,5
977,0	(56,5)	VARIAZIONE DEL PERIODO	1.117,8	(477,4)
1.447,9	330,1	INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.447,9	330,1

⁽¹⁾ non include gli utili (perdite) su magazzino e le imposte correnti del periodo.

⁽²⁾ la variazione dell'area di consolidamento nel 2015 si riferisce al consolidamento integrale di Hydro Inwestycje SP.Z. O.O. e della società Blachy Pruszyński-Energia SP.Z O.O., all'acquisto dei parchi eolici francesi, all'acquisto di ERG Hydro e allo scioglimento della *joint venture* con LUKOIL con la conseguente acquisizione della quota di partecipazione della ex LUKERG Renew GmbH.

Indicatori alternativi di performance

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei *business* i risultati economici sono esposti anche a **valori correnti adjusted** con l'esclusione delle poste non caratteristiche e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti della *joint venture* LUKERG Renew.

I risultati a valori correnti e i risultati a valori correnti *adjusted* sono indicatori non definiti nei Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS). Il *management* ritiene che tali indicatori siano parametri importanti per misurare l'andamento economico del Gruppo ERG, generalmente adottati nelle comunicazioni finanziarie degli operatori del settore petrolifero ed energetico. 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 descritte le componenti utilizzate per la determinazione del calcolo dei risultati a valori correnti *adjusted*.

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

Le **poste non caratteristiche** includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

I risultati includono inoltre il contributo della *joint venture* **LUKERG Renew** per la quota di spettanza ERG. Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale i risultati del business sono quindi esposti anche a valori correnti *adjusted* che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti di LUKERG Renew il cui contributo nel conto economico non a valori correnti *adjusted* è rappresentato nella valutazione ad *equity* della partecipazione. Si precisa che lo scioglimento della predetta *joint venture*, con l'acquisizione da parte di ERG Renew dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, è avvenuto a fine 2015 e pertanto i risultati economici dell'intero anno riflettono ancora il contributo di LUKERG consolidata con il metodo del patrimonio netto. Si precisa che a partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2015 i risultati operativi *adjusted* non includono più il contributo della *joint venture* TotalErg in quanto non più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo. La partecipazione continua ad essere consolidata con il metodo del patrimonio netto.

¹ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla *joint venture* TotalErg.

Riconciliazione con i risultati economici a valori correnti *adjusted*

4° trimestre			Anno	
2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
MARGINE OPERATIVO LORDO				
63,7	63,1	Margine operativo lordo	308,3	312,9
Esclusione Poste non caratteristiche:				
Corporate				
(0,2)	0,3	- Oneri accessori operazioni straordinarie	1,3	0,2
11,2	0,0	- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	11,2	0,0
0,0	(1,9)	- Oneri accessori operazioni su Isab Energy e Isab Energy Services	0,0	6,4
0,0	0,0	- Oneri accessori altre operazioni	0,0	0,0
0,0	0,0	- Svalutazione certificati ambientali	2,6	0,0
0,0	(2,6)	- Proventi ed oneri relativi ad anni precedenti	0,0	(7,8)
0,0	16,0	- Oneri per riorganizzazione societaria	1,7	16,0
Fonti Programmabili				
0,7	0,0	- Oneri per riorganizzazione societaria	1,7	0,0
0,0	0,5	- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,0	0,5
5,2	0,0	- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	5,2	0,0
Fonti Non Programmabili				
3,7	0,4	- Oneri accessori operazioni straordinarie	6,3	0,4
84,3	75,8	Margine operativo lordo a valori correnti	338,1	328,6
1,7	4,1	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	11,9	14,0
86,0	79,9	Margine operativo lordo a valori correnti <i>adjusted</i>	350,0	342,6
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI				
(46,3)	(45,4)	Ammortamenti a valori correnti	(163,0)	(160,0)
(1,9)	(1,9)	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(7,8)	(7,9)
(48,2)	(47,3)	Ammortamenti a valori correnti <i>adjusted</i>	(170,9)	(167,9)
RISULTATO OPERATIVO NETTO				
38,0	30,4	Risultato operativo netto a valori correnti	175,1	168,6
(0,2)	2,2	Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	4,1	6,1
37,8	32,5	Risultato operativo netto a valori correnti <i>adjusted</i>	179,1	174,7
RISULTATO NETTO DI GRUPPO				
(45,2)	(60,7)	Risultato netto di Gruppo	20,6	(18,7)
0	0,0	Esclusione contributo risultati "Discontinued operations"	0,0	0,0
(45,2)	(60,7)	Risultato netto di Gruppo delle attività continue	20,6	(18,7)
14,7	38,2	Esclusione Utili / Perdite su magazzino	21,9	45,5
Esclusione Poste non caratteristiche:				
0,0	(0,6)	Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia	0,5	(0,6)
0,0	5,0	Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite	(2,9)	5,0
13,1	0,0	Esclusione Oneri accessori acquisizione ERG Hydro	13,1	0,0
0,0	0,0	Esclusione Svalutazione certificati ambientali	1,9	0,0
3,6	(0,4)	Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie	6,4	5,4
3,1	14,4	Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg	1,6	14,6
0,0	(2,0)	Esclusione contributi e altri proventi (oneri) anni precedenti	0,0	(2,0)
0,0	0,0	Esclusione contributo L. 488 ERG S.p.A.	0,0	(3,5)
0,0	0,3	Esclusione differenze cambio ex Div. Refining & Marketing	0,0	2,9
(8,4)	0,0	Esclusione impatto adeguamento imposte	(8,4)	0,0
0,5	11,6	Esclusione oneri per riorganizzazione societaria	2,5	11,6
0,3	0,0	Esclusione proventi straordinari scioglimento Joint Venture LukErg	0,3	0,0
0,9	0,0	Esclusione accantonamento rischi partecipazioni	0,9	0,0
38,0	0,0	Esclusione oneri finanziari su opzione minorities	38,0	0,0
20,5	5,9	Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	96,3	60,3

(1) corrisponde anche al risultato netto di Gruppo a valori correnti *adjusted*.

Si evidenzia che le poste non caratteristiche di TotalErg si riferiscono principalmente proventi di natura straordinaria legati alla cessione di un ramo aziendale e allo stralcio di debiti pregressi non dovuti.

Riconciliazione con indebitamento finanziario netto *adjusted*

	31/12/2015	31/12/2014 proforma
Indebitamento finanziario netto	1.447,9	330,1
<i>Posizione finanziaria netta di LUKERG Renew</i>	<i>0,0</i>	<i>79,3</i>
Indebitamento finanziario netto <i>adjusted</i>	1.447,9	409,5

Nel 2014 comprendeva, solo a livello *adjusted*, il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della *joint venture* LUKERG Renew.

Riconciliazione valori *adjusted* proforma 4° trimestre 2014

	4°trimestre 2014	Esclusione contributo 4°trimestre 2014 di:					4°trimestre 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply &Trading	TotalErg	Intercompany	
(milioni di Euro)							
Ricavi della gestione caratteristica							
Rinnovabili	87	0	0	0	0	0	87
Power	216	0	(6)	0	0	(63)	147
Downstream integrato	708	(26)	0	0	(683)	0	0
Corporate	7	0	0	0	0	(2)	5
Ricavi infrasettori	(80)	0	0	0	0	73	(7)
Totale ricavi adjusted	939	(26)	(6)	0	(683)	8	233
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(679)	0	0	0	683	(4)	0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(6)	0	0	0	0	0	(6)
Totale ricavi della gestione caratteristica	254	(26)	(6)	0	0	4	227
Margine operativo lordo							
Rinnovabili	66	0	0	0	0		66
Power	22	0	(2)	0	0		19
Downstream integrato	9	(0)	0	9	(18)		0
Corporate	(6)	0	0	0	0		(6)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	91	(0)	(2)	9	(18)		80
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(18)	0	0	0	18		0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(4)	0	0	0	0		(4)
Margine operativo lordo a valori correnti	70	(0)	(2)	9	0		76
Utili (perdite) su magazzino	0	(0)	0	0	0		(0)
Poste non caratteristiche	(24)	2	(0)	10	0		(13)
Margine operativo lordo	46	1	(2)	19	0		63
Ammortamenti e svalutazioni							
Rinnovabili	(39)	0	0	0	0		(39)
Power	(7)	0	0	0	0		(7)
Downstream integrato	(13)	1	0	0	11		(0)
Corporate	(1)	0	0	0	0		(1)
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(60)	1	0	0	11		(47)
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	11	0	0	0	(11)		0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	2	0	0	0	0		2
Ammortamenti a valori correnti	(47)	1	0	0	0		(45)
Risultato operativo netto							
Rinnovabili	27	0	0	0	0		27
Power	14	0	(2)	0	0		12
Downstream integrato	(4)	1	0	9	(6)		(0)
Corporate	(6)	0	0	0	0		(6)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	31	1	(2)	9	(6)		33
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(6)	0	0	0	6		0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(2)	0	0	0	0		(2)
Risultato operativo netto a valori correnti	23	1	(2)	9	0		30
Risultato netto							
Risultato netto	(74)	2	(3)	14			(61)
di cui Risultato netto di Gruppo	(74)	2	(3)	14			(61)
di cui Risultato netto di azionisti terzi	0	0	0	0			0
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	1	1	(2)	7			6
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali							
Rinnovabili	9	0	0	0	0		9
Power	4	0	0	0	0		4
Downstream integrato	11	(0)	0	(0)	(11)		(0)
Corporate	1	0	0	0	0		1
Totale investimenti adjusted	25	(0)	0	(0)	(11)		13
Investimenti di TotalErg (51%)	(11)	0	0	0	11		(0)
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	0	0	0	0	0		0
Totale investimenti	14	(0)	0	(0)	0		14
Net debt							
Indebitamento finanziario netto adjusted	538				(129)		409

Riconciliazione valori *adjusted* proforma anno 2014

		Esclusione contributo Anno 2014 di:					
	Anno 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg	Intercompany	Anno 2014 proforma
(milioni di Euro)							
Ricavi della gestione caratteristica:							
Eolico	349	0	0	0	0	0	349
Termoelettrico	1.164	0	(299)	0	0	(185)	679
Downstream integrato	3.098	(124)	0	0	(2.974)	0	0
Corporate	30	0	0	0	0	(9)	21
Ricavi infrasettori	(291)	0	0	0	0	263	(28)
Totale ricavi adjusted	4.350	(124)	(299)	0	(2.974)	68	1.021
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(2.958)	0	0	0	2.974	(16)	0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(22)	0	0	0	0	0	(22)
Totale ricavi della gestione caratteristica	1.369	(124)	(299)	0	0	52	999
Margine operativo lordo:							
Eolico	267	0	0	0	0		267
Termoelettrico	204	0	(104)	0	0		100
Downstream integrato	44	(5)	0	8	(47)		0
Corporate	(24)	0	0	0	0		(24)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	491	(5)	(104)	8	(47)		343
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(47)	0	0	0	47		0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(14)	0	0	0	0		(14)
Margine operativo lordo a valori correnti	429	(5)	(104)	8	0		329
Utili (perdite) su magazzino	(0)	0	0	0	0		(0)
Poste non caratteristiche	118	2	(146)	10	0		(16)
Margine operativo lordo	547	(2)	(250)	18	0		313
Ammortamenti e svalutazioni:							
Eolico	(137)	0	0	0	0		(137)
Termoelettrico	(54)	0	25	0	0		(29)
Downstream integrato	(48)	4	0	0	44		(0)
Corporate	(2)	0	0	0	0		(2)
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(241)	4	25	0	44		(168)
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	44	0	0	0	(44)		0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	8	0	0	0	0		8
Ammortamenti a valori correnti	(189)	4	25	0	0		(160)
Risultato operativo netto:							
Eolico	131	0	0	0	0		131
Termoelettrico	150	0	(79)	0	0		71
Downstream integrato	(5)	(1)	0	8	(3)		(0)
Corporate	(27)	0	0	0	0		(27)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	249	(1)	(79)	8	(3)		175
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(3)	0	0	0	3		0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(6)	0	0	0	0		(6)
Risultato operativo netto a valori correnti	240	(1)	(79)	8	0		169
Risultato netto							
Risultato netto	73	1	(109)	19			(16)
di cui Risultato netto di Gruppo	48	1	(87)	19			(19)
di cui Risultato netto di azionisti terzi	25	0	(22)	0			3
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	76	(1)	(27)	12			60
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali							
Eolico	38	0	0	0	0		38
Termoelettrico	14	0	(1)	0	0		13
Downstream integrato	34	(0)	0	(0)	(34)		(0)
Corporate	3	0	0	0	0		3
Totale investimenti adjusted	89	(0)	(1)	(0)	(34)		53
Investimenti di TotalErg (51%)	(34)	0	0	0	34		0
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	(2)	0	0	0	0		(2)
Totale investimenti	54	(0)	(1)	(0)	0		52
Net debt							
Indebitamento finanziario netto adjusted	538				(129)		409



GRUPPO ERG

Andamento gestionale risultati anno 2015

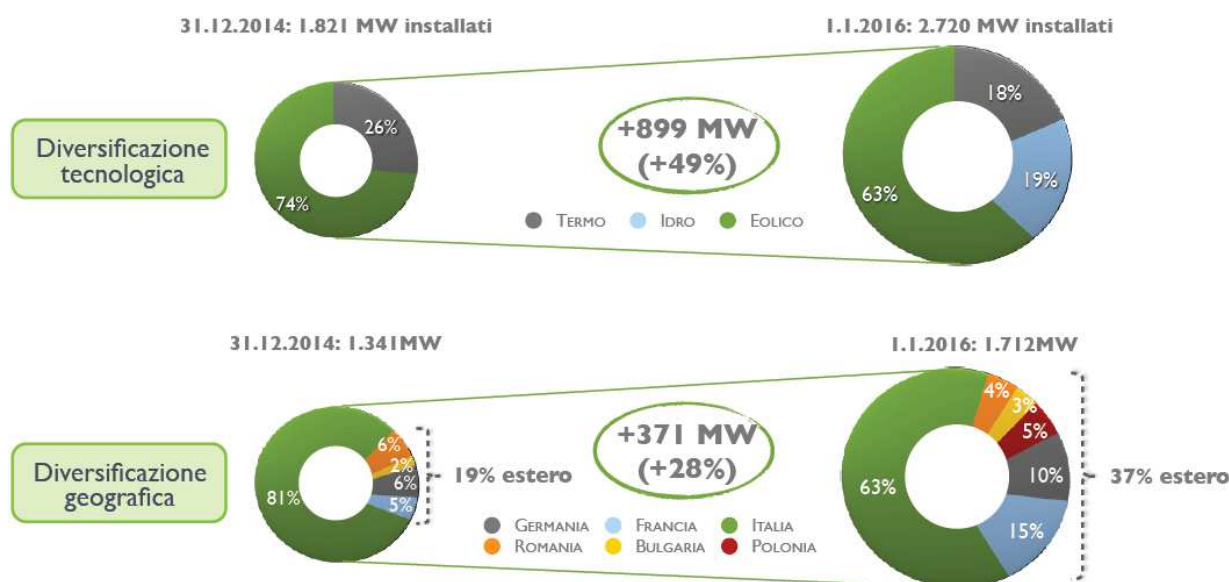
Premessa

Il presente Documento costituisce un allegato a supporto del Comunicato Stampa del 23 marzo 2016 al fine di meglio dettagliare e commentare i risultati dell'anno 2015 del gruppo ERG. I commenti riportati rappresentano un estratto della Relazione sulla gestione che, unitamente alle Note al Bilancio, verrà pubblicata nei tempi previsti dalla normativa vigente.

La trasformazione di ERG nel 2015 ed il Piano Industriale 2015-2018

In data 16 dicembre 2015 è stato presentato alla comunità finanziaria il Piano Industriale 2015-2018 che rappresenta il primo Piano di ERG dopo la sua completa trasformazione da operatore industriale attivo nel settore della raffinazione petrolifera a primario produttore indipendente di energia elettrica prevalentemente da fonti rinnovabili. Nel 2015, infatti, ERG ha concluso un importante percorso di trasformazione industriale iniziato nel 2008 raggiungendo due obiettivi principali: la diversificazione tecnologica attraverso l'acquisizione del nucleo idroelettrico di Terni (527MW) il cui closing è avvenuto il 30 novembre 2015 e la diversificazione geografica nel settore eolico sia attraverso la crescita organica in Polonia (82MW) sia tramite importanti acquisizioni in Francia e Germania.

Diversificazione Gruppo ERG¹



Per gli anni successivi il Gruppo mira da un lato a consolidare le recenti acquisizioni ottimizzandone la gestione operativa, dall'altro a proseguire il percorso di crescita internazionale nel settore eolico, ottimizzando e sviluppando al contempo le attività di *Energy Management* che gestirà un portafoglio più ampio, diversificato e bilanciato.

I principali target del piano 2015-2018 sono i seguenti:

- nel 2018 la capacità installata del Gruppo raggiungerà i 2.950 MW di cui 1.950 relativi al settore eolico (850 MW all'estero),
- Il margine operativo lordo nel 2018 sarà pari a circa 450 milioni di Euro,
- gli investimenti complessivi nel periodo di Piano sono pari a 1,9 miliardi di Euro, di cui 1,5 miliardi relativi ad acquisizioni ed investimenti organici ad oggi già conclusi (inclusa l'acquisizione degli assets in Francia e Germania finalizzata il 2 febbraio 2016) e ulteriori 400 milioni di sviluppo organico, il debito a fine 2018 è atteso a circa 1,3 miliardi di Euro.

¹ Si rende noto che la capacità installata a fine 2015 è pari a 2.513 MW a fronte dei 2.720 MW previsti nel Piano. La differenza è legata all'acquisizione degli assets eolici in Francia e Germania da Impax Asset Management, inizialmente prevista a fine anno, che, a seguito dell'ottenimento del "consent" da parte di tutte le Banche, è stata finalizzata il 2 Febbraio 2016; il consolidamento degli assets avrà efficacia dal 1° gennaio 2016). Il contributo economico è atteso in linea con le previsioni di Piano. Il debito a fine 2015, significativamente inferiore rispetto alla guidance di Piano per il 2015, riflette quanto sopra.

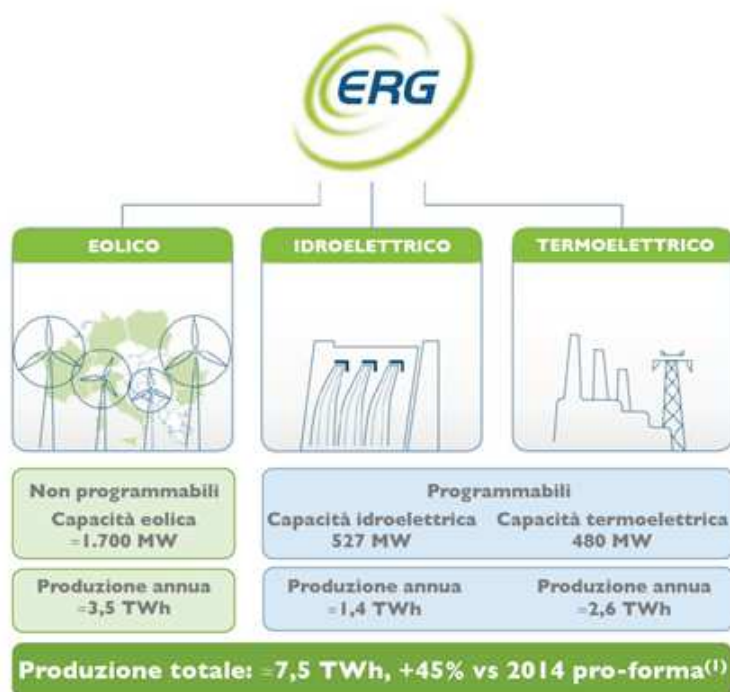
Nuova denominazione aree di business e attività di Energy Management

Il Gruppo ha optato per una gestione unitaria del portafoglio di energia elettrica così suddiviso:

- produzioni di energia eolica non modulabili e quindi definite **Non Programmabili**, facenti capo ad ERG Renew S.p.A.,
- produzioni di energia termoelettrica e idroelettrica per loro natura modulabili e quindi definite **Programmabili**, riconducibili a ERG Power Generation S.p.A.

L'Energy Management, allocato nella società ERG Power Generation S.p.A., gestirà l'intero portafoglio di energia elettrica prodotta dagli impianti del Gruppo anche ricorrendo a compravendite sul mercato in modo da ottimizzare il profilo di produzione.

IL NUOVO PORTAFOGLIO INTEGRATO DI ENERGIA ELETTRICA



Nuovo perimetro di riferimento

- **Acquisizione parchi eolici francesi**

In data **27 luglio 2015** ERG Renew ha perfezionato il closing per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, gestito dal Gruppo Macquarie, del 100% del capitale di quattro società di diritto francese titolari, direttamente e indirettamente, di **sei parchi eolici in Francia**, con una capacità totale installata di 63,4 MW, entrati in esercizio tra il 2005 e il 2008. I parchi presentano una produzione annua media attesa di circa 150 GWh, pari a oltre 2.300 ore equivalenti.

Il presente Bilancio riflette gli impatti del consolidamento delle nuove società francesi a partire dal 1° luglio 2015: l'acquisizione ha comportato un incremento del capitale investito netto di circa 70 milioni di Euro e un aumento dell'indebitamento di pari importo. Il contributo sul margine operativo lordo dell'anno 2015 è stato pari a circa 4,6 milioni di Euro.

- **Acquisizione del nucleo idroelettrico integrato in Italia di E.ON per una potenza di 527 MW**

In data **30 novembre 2015** ERG, attraverso la controllata ERG Power Generation, ha perfezionato il closing per l'acquisizione dell'intero business idroelettrico di E.ON Produzione composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW.

Il valore economico dell'operazione è di circa 0,95 miliardi di Euro in assenza di debito e di cassa. L'EBITDA atteso per il **business idroelettrico** nei prossimi anni è di circa 110 milioni di Euro annui. Il portafoglio di asset è composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi e una stazione di pompaggio. La produzione totale annua media stimata è di circa 1,4 TWh (1,8 TWh nel 2014 e 1,3 TWh nel 2015), di cui mediamente circa il 40% incentivata con il sistema dei Certificati Verdi. La scadenza delle concessioni relative al portafoglio di asset acquisiti è fissata al 2029.

Attraverso l'operazione sono entrati a far parte del Gruppo ERG oltre 100 persone tra tecnici specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate. L'acquisizione da parte di ERG Power Generation è stata finanziata da ERG S.p.A. tramite l'utilizzo parziale della liquidità disponibile e con il ricorso ad un corporate acquisition loan di 700 milioni di Euro sottoscritto con un pool di sette *mandated lead arrangers* e *bookrunners* italiani e internazionali (Barclays Bank Plc, BNP Paribas S.A., Credit Agricole Corporate and Investment Bank S.A., ING Bank N.V., Banca IMI- Intesa Sanpaolo S.p.A., Natixis S.A. e UniCredit S.p.A.).

La società acquisita, ora denominata ERG Hydro S.r.l., è consolidata a partire dal 1° dicembre 2015.

Per una migliore comprensione dei dati commentati nella presente Relazione, si segnalano di seguito i principali impatti dell'operazione:

- l'incremento dell'indebitamento finanziario netto per circa 947,5 milioni di Euro in relazione al corrispettivo di acquisizione;
- l'allocazione dei valori da Purchase Price Allocation a Concessioni (circa 460 milioni), con scadenza stimata al 2029, ed a Avviamento (15 milioni). La valutazione di tali attività è stata effettuata in via provvisoria tramite il supporto di modelli predisposti nella fase di valutazione dell'opportunità dell'investimento;
- il contributo sul Margine Operativo Lordo di Gruppo del 2015 pari a circa 8 milioni di Euro.

- **Split LUKERG Renew.**

A fine 2015 è stato perfezionato lo **scioglimento della Joint Venture** LUKERG Renew GmbH (50% ERG Renew) con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco di Gebeleisis (appartenente alla partecipata Corni Eolian) in Romania le cui situazioni patrimoniali sono state pertanto consolidate integralmente alla data del 31 dicembre 2015.

Il closing è avvenuto il 23 dicembre 2015, pertanto il conto economico adjusted 2015 riflette ancora il pieno contributo dei risultati economici della Joint Venture LUKERG Renew.

- **Sviluppo organico in Polonia**

Nel corso del 2015 ERG Renew è stata impegnata nella **costruzione di tre parchi eolici in Polonia** per una capacità installata complessiva a fine 2015 di 82 MW. In particolare, il primo parco di 42MW (Orneta) è entrato in esercizio a luglio 2015 con un contributo a livello di margine operativo lordo pari a 4 milioni di Euro, mentre i rimanenti 40 MW sono entrati in esercizio a fine 2015 e pertanto contribuiranno ai risultati economici del Gruppo a partire dal 2016.

Risultati a valori correnti *adjusted*

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a valori correnti *adjusted* con l'esclusione delle poste non caratteristiche¹ e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati economici a valori correnti della *joint venture* LUKERG Renew GmbH (50%) per il settore Non Programmabili, il cui contributo nel conto economico non a valori correnti *adjusted* è rappresentato dalla valutazione ad *equity* della medesima partecipazione fino al 31 dicembre 2015.

A tal proposito si segnala che a fine 2015 è stato perfezionato lo scioglimento della predetta *joint venture*, con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania le cui situazioni patrimoniali sono state pertanto consolidate integralmente alla data del 31 dicembre 2015.

Si precisa che a partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2015 i valori *adjusted* non includono più il contributo della *joint venture* Totalerg in quanto non è più considerata attività *core* nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo. Coerentemente anche i dati comparativi 2014 *proforma* non tengono conto del contributo di TotalErg.

La partecipazione continuerà ad essere consolidata con il metodo del patrimonio netto.

¹ le poste non caratteristiche includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

Valori economici 2014 proforma

Il confronto dei risultati del 2015 con quelli del corrispondente periodo del 2014 risente in modo significativo del cambiamento di perimetro di Gruppo avvenuto nel corso del 2014 ed in particolare:

- della cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy ed ISAB Energy Services, costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC e dal personale per la sua gestione e manutenzione, perfezionata il 30 giugno 2014;
- della cessione di ERG Oil Sicilia perfezionata il 29 dicembre 2014;
- del venire meno delle attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi relativi alla società controllata ERG Supply & Trading S.p.A. che è stata fusa in ERG S.p.A. in data 1° luglio 2015.
- dell'esclusione del contributo di TotalErg per le ragioni sopra esposte.

Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo, si è proceduto a modificare i dati comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro sopradescritto, permettendo quindi il confronto dei risultati a perimetro costante. In particolare si è proceduto a modificare i valori economici dell'anno 2014, anche su base trimestrale, escludendo il contributo di ISAB Energy ed ISAB Energy Services, ERG OIL Sicilia ed ERG Supply & Trading. Si precisa che i risultati della *joint venture* TotalErg continuano ad essere consolidati con il metodo del patrimonio netto ed esposti alla riga "Proventi (oneri) da partecipazioni netti".

Per maggiori dettagli sulle modifiche effettuate si rimanda alle note "Riconciliazione valori adjusted proforma 2014"

(milioni di Euro)	Anno 2014	Esclusione contributo Anno 2014 di:					Anno 2014 proforma
		ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply & Trading	TotalErg	Intercompany	
Ricavi della gestione caratteristica							
Eolico	349	-	-	-	-	-	349
Termoelettrico	1.164	-	(299)	-	-	(185)	679
Downstream integrato	3.098	(124)	-	-	(2.974)	-	0
Corporate	30	-	-	-	-	(9)	21
Ricavi infrasettori	(291)	-	-	-	-	263	(28)
Ricavi della gestione caratteristica	4.350	(124)	(299)	-	(2.974)	68	1.021
Margine Operativo Lordo							
Eolico	267	0	0	0	0		267
Termoelettrico	204	0	(104)	0	0		100
Downstream integrato	44	(5)	0	8	(47)		0
Corporate	(24)	0	0	0	0		(24)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	491	(5)	(104)	8	(47)		343
Risultato netto							
Risultato netto	73	1	(109)	19			(16)
di cui Risultato netto di Gruppo	48	1	(87)	19			(19)
di cui Risultato netto di azionisti terzi	25	0	(22)	0			3
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	76	(1)	(27)	12			60
Net debt							
Indebitamento finanziario netto adjusted	538				(129)		409

Profilo del Gruppo

Il Gruppo ERG ha portato a termine un fondamentale processo di trasformazione, da primario operatore petrolifero privato italiano a primario operatore indipendente nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, differenziato tra fonti non programmabili (eolica) e fonti programmabili (termoelettrica e idroelettrica), nonché in termini di presenza geografica (con una crescente presenza nel mercato eolico estero, in particolare in Francia e Germania).

Oggi nel mercato eolico il Gruppo ha la leadership in Italia e un posizionamento di primo piano in Europa; inoltre è tra i primi operatori attivi nella produzione di energia elettrica da fonte idrica in Italia ed è attivo anche nella produzione termica ad alta efficienza e basso impatto ambientale nel settore termoelettrico con un impianto CCGT altamente modulabile e cogenerativo ad alto rendimento, nonché nei mercati dell'energia attraverso le attività di Energy Management.

Il Gruppo ERG, attraverso le proprie controllate, opera nei settori della produzione di Energia Elettrica da:

• Fonti non programmabili

Attraverso ERG Renew (controllata al 93%), ERG opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonte eolica con 1.506 MW di potenza installata al 31 dicembre 2015. ERG Renew è il primo operatore nel settore eolico in Italia ed uno dei primi dieci in Europa.

I parchi eolici sono concentrati prevalentemente in Italia (1.087 MW), ma con una presenza significativa e crescente anche all'estero (420 MW a fine 2015), in particolare in Francia (128 MW), Germania (86 MW), Polonia (82 MW interamente sviluppati da ERG nel corso del 2015), nonché Romania e Bulgaria (70 MW e 54 MW post scioglimento *joint venture*). Tali dati non includono ancora la potenza aggiuntiva derivante dalle recenti acquisizioni, finalizzate a inizio 2016, di ulteriori 124 MW in Francia e 82 MW in Germania.

Attraverso ERG Renew O&M la società ha sostanzialmente completato l'internalizzazione delle attività di gestione e manutenzione di tutti i parchi eolici in Italia.

• Fonti programmabili

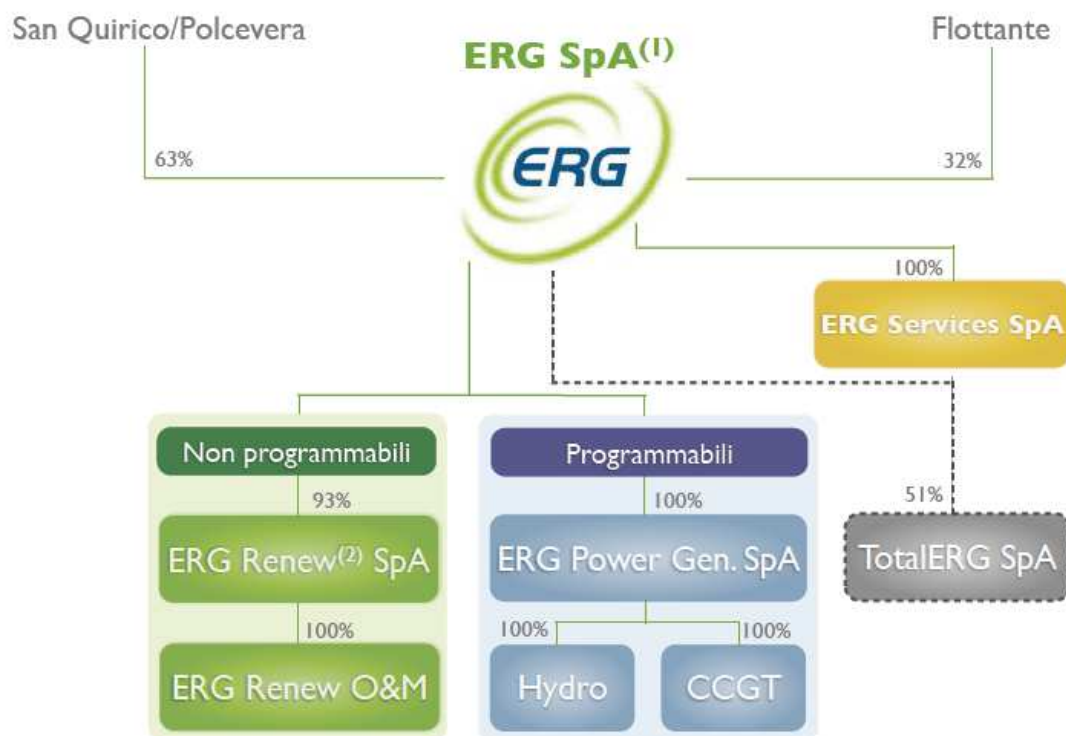
Il Gruppo è attivo nella produzione e commercializzazione di energia elettrica ed utilities, attraverso:

- ERG Power S.r.l.: società proprietaria della cd. "Centrale Nord" (480 MW) ubicata nel sito industriale di Priolo Gargallo (SR) in Sicilia, che ha operato nel 2015 come Unità Essenziale in base all'Emendamento Muchetti¹. Si tratta di un impianto cogenerativo ad alto rendimento (C.A.R.), basato su tecnologia a ciclo combinato di ultima generazione alimentato a gas naturale, entrato in esercizio commerciale nell'aprile 2010 ed altri impianti ancillari per la produzione di vapore ed altre utilities;
- ERG Hydro S.r.l.: società neo costituita nella quale è stato conferito il ramo del business idroelettrico acquisito da E.ON Produzione a fine 2015. Il portafoglio integrato di asset di ERG Hydro è composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio, dislocate geograficamente tra Umbria, Marche e Lazio, aventi una potenza efficiente di 527 MW;
- ERG Power Generation S.p.A.: società che svolge le attività di Energy Management del Gruppo ERG e che a partire dal 1° gennaio 2015, per effetto della fusione per incorporazione di ISAB Energy Services S.r.l. nella Società, effettua direttamente le attività di O&M per l'impianto di ERG Power S.r.l..
ERG Power Generation detiene il 100% di ERG Power S.r.l. e di ERG Hydro S.r.l..

Il Gruppo ERG detiene inoltre una partecipazione del 51% di TotalErg.

¹ Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività"). Per maggiori dettagli si rimanda al Paragrafo Termoelettrico

STRUTTURA DEL GRUPPO AL 31/12/2015



⁽¹⁾ ERG possiede il 5% di azioni proprie

⁽²⁾ Unicredit possiede il 7.18% del capitale sociale di ERG Renew

Strategia

ERG ha modificato radicalmente il proprio portafoglio di business anticipando gli scenari energetici di lungo termine, raggiungendo nelle rinnovabili una posizione di leadership non solo nel mercato italiano ma anche in quello europeo.

Grazie alle operazioni finalizzate nel 2015 e a inizio 2016 il Gruppo ha raggiunto una capacità installata di oltre 2.700 MW (circa 1.700 nel settore eolico, 527 nel settore idroelettrico e 480 nel settore termoelettrico C.A.R.) con un portafoglio di assets diversificato tecnologicamente, grazie all'acquisizione del nucleo idroelettrico di Terni, e geograficamente, con una significativa presenza nell'eolico all'estero.

La strategia perseguita da ERG da un lato mira ora a consolidare le recenti acquisizioni ottimizzandone la gestione operativa, grazie anche all'attività trasversale di ERG Services, dall'altro a proseguire il percorso di crescita nell'eolico all'estero, ottimizzando e sviluppando al contempo le attività di Energy Management che potrà contare su un portafoglio più ampio, diversificato e bilanciato. Per quanto riguarda la partecipazione in TotalERG, l'obiettivo è quello di massimizzarne il valore puntando sull'ottimizzazione della rete, in un contesto caratterizzato da uno scenario ancora complesso.

- **Fonti non programmabili:**

la strategia di ERG mira a proseguire il percorso di crescita nel settore della produzione di energia elettrica da **fonte eolica** attraverso la controllata ERG Renew con l'obiettivo di rafforzare la propria leadership nel mercato domestico grazie alla continua ricerca della massima efficienza operativa attraverso la gestione diretta delle attività di O&M e dei servizi tecnici, e accelerare il percorso di diversificazione geografica del proprio portafoglio, con l'incidenza della capacità all'estero che è attesa in crescita dal 37% di inizio 2016 al 44% nel 2018. La strategia di crescita di ERG Renew è quella di passare da un modello di crescita basato principalmente su operazioni di M&A ad un modello di crescita organica con oltre 200MW di nuove installazioni in Francia, Germania, Polonia e UK.

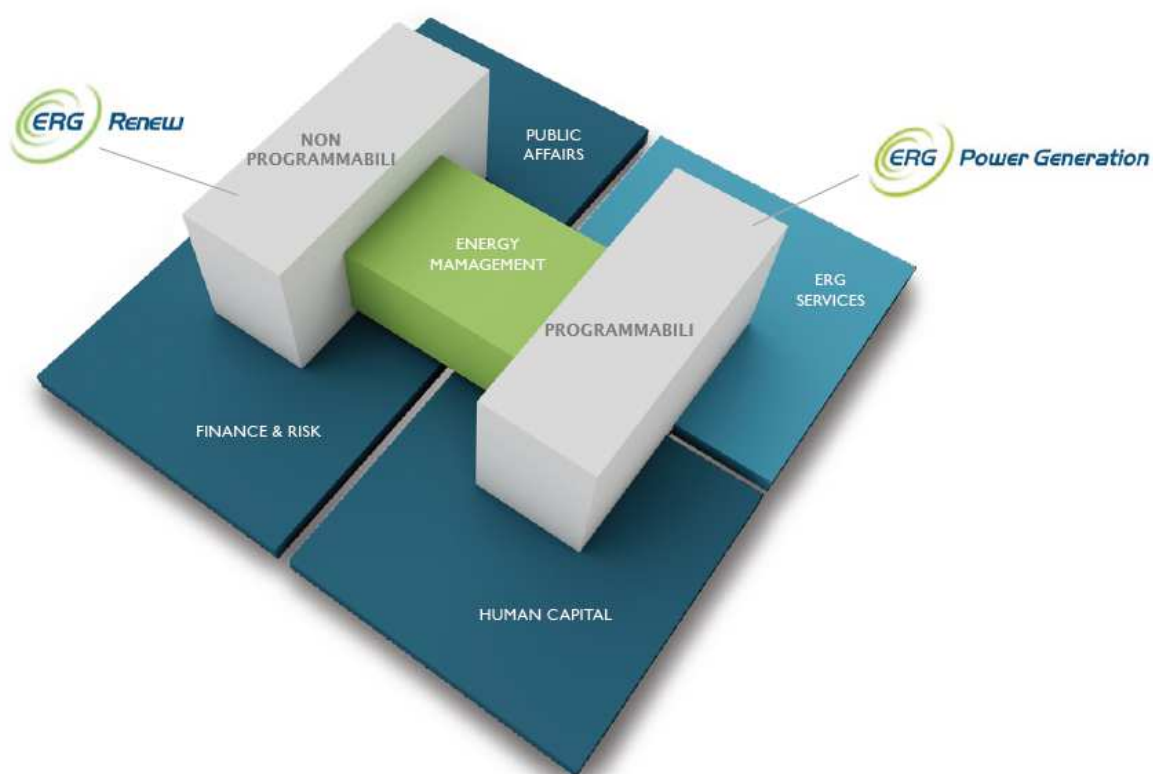
- **Fonti programmabili:**

- **Termoelettrico:** ERG continuerà le attività di miglioramento delle qualità e dell'efficienza dell'impianto a ciclo combinato di ERG Power per massimizzare il contributo ai risultati economici del Gruppo. L'impianto continua a mantenere un ruolo significativo nel portafoglio di generazione elettrica in quanto è un asset flessibile ed efficiente per le attività di Energy Management ed è cogenerativo ad alto rendimento.
- **Idroelettrico:** Il nucleo di Terni recentemente acquisito da E.ON è un asset altamente modulabile essendo un nucleo integrato composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi ed una stazione di pompaggio. Nel periodo di piano verranno portate avanti tutte le attività necessarie a favorire la migliore integrazione delle persone e degli asset al fine di massimizzare il valore dell'operazione.

IL MODELLO DI BUSINESS DI ERG

Il modello di business del gruppo ERG fa leva sulla produzione di energia elettrica da fonti prevalentemente rinnovabili: programmabili (settori idroelettrico e termoelettrico) e non programmabili (settore eolico), la cui vendita è demandata ad un unico centro di Energy management.

I fattori distintivi del modello di business di ERG sono la centralità e l'eccellenza nella gestione dei processi ad alto valore aggiunto (Finance&Risk, Relazioni istituzionali, e Capitale Umano) oltrechè una gestione efficace ed efficiente dei servizi trasversali al Gruppo, tramite la società di scopo ERG Services



Sintesi dei risultati

(milioni di Euro)	Anno		
	2015	2014 proforma	
Principali dati economici			
Ricavi adjusted ⁽²⁾	944	1.021	
Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	338	329	
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted ⁽²⁾	350	343	
Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	175	169	
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted ⁽²⁾	179	175	
Risultato netto	24	(16)	
di cui Risultato netto di Gruppo	21	(19)	
Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽³⁾	96	60	
Principali dati finanziari			
Capitale investito netto	3.124	2.049	
Patrimonio netto	1.676	1.719	
Indebitamento finanziario netto totale	1.448	330	
di cui Project Financing non recourse ⁽⁴⁾	1.285	1.297	
Leva finanziaria	46%	16%	
Indebitamento finanziario netto totale adjusted ⁽⁵⁾	1.448	409	
Ebitda Margin %	37%	34%	
Dati operativi			
Capacità installata impianti eolici a fine periodo	MW	1.506	1.341
Produzione di energia elettrica da impianti eolici	milioni di KWh	2.614	2.580
Capacità installata impianti termoelettrici	MW	480	480
Produzione di energia elettrica da impianti termoelettrici	milioni di KWh	2.632	2.622
Capacità installata impianti idroelettrici a fine periodo	MW	527	0
Produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici	milioni di KWh	84	0
Vendite totali di energia elettrica	milioni di KWh	10.113	8.823
Investimenti ⁽⁶⁾	milioni di Euro	106	53
Dipendenti a fine periodo	Unità	666	604
Indicatori di mercato			
Prezzo di riferimento elettricità ⁽⁷⁾	Euro/MWh	52,3	52,1
Prezzo di vendita Certificati Verdi (rinnovabili)	Euro/MWh	100,1	97,4
Prezzo zonale Sicilia	Euro/MWh	57,5	80,9
Valore unitario medio di cessione energia eolica ERG in Italia	Euro/MWh	147,8	146,4
Feed In Tariff (Germania) ⁽⁸⁾	Euro/MWh	96,2	96,0
Feed In Tariff (Francia) ⁽⁸⁾	Euro/MWh	90,4	91,1
Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁸⁾	Euro/MWh	80,3	94,9
Prezzo EE Polonia	Euro/MWh	37,1	n.a.
Prezzo CO Polonia	Euro/MWh	26,0	n.a.
Prezzo EE Romania ⁽⁹⁾	Euro/MWh	29,7	25,0
Prezzo CV Romania ⁽¹⁰⁾	Euro/MWh	29,5	29,3

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti *adjusted* si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance"

⁽¹⁾ non includono le poste non caratteristiche

⁽²⁾ comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG di LUKERG Renew (società in *joint venture* con il Gruppo Lukoil).

⁽³⁾ non include gli utili (perdite) su magazzino di TotalErg, le poste non caratteristiche e le relative imposte teoriche correlate. I valori corrispondono anche a quelli *adjusted*

⁽⁴⁾ al lordo delle disponibilità liquide ed escluso il *fair value* dei relativi derivati a copertura dei tassi

⁽⁵⁾ nel 2014 comprendeva, solo a livello adjusted, il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della *joint venture* LUKERG Renew

⁽⁶⁾ in immobilizzazioni materiali ed immateriali. Non comprendono gli investimenti M&A pari a 1,1 milioni di Euro nel 2015

⁽⁷⁾ Prezzo Unico Nazionale

⁽⁸⁾ I valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew

⁽⁹⁾ Il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali nel 2015 (a fini comparativi, in assenza di analoghi contratti bilaterali, è riportato il prezzo di mercato)

⁽¹⁰⁾ Prezzo riferito al valore unitario del certificato verde

Sintesi dei risultati per settore

	Anno	
	2015	2014 proforma
(milioni di Euro)		
Ricavi della gestione caratteristica:		
Fonti Non Programmabili	345	349
Eolico	345	349
Fonti Programmabili	602	679
Termoelettrico ⁽¹⁾	592	679
Idroelettrico	11	0
Corporate	22	21
Ricavi infrasettori	(25)	(28)
Totale ricavi adjusted ⁽²⁾	944	1.021
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(24)	(22)
Totale ricavi della gestione caratteristica	920	999
Margine operativo lordo:		
Fonti Non Programmabili	254	267
Eolico	254	267
Fonti Programmabili	115	100
Termoelettrico ⁽¹⁾	107	100
Idroelettrico	8	0
Corporate	(19)	(24)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted ⁽³⁾	350	343
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(12)	(14)
Margine operativo lordo a valori correnti ⁽³⁾	338	329
Ammortamenti e svalutazioni:		
Fonti Non Programmabili	(134)	(137)
Eolico	(134)	(137)
Fonti Programmabili	(34)	(29)
Termoelettrico	(30)	(29)
Idroelettrico	(5)	0
Corporate	(3)	(2)
Ammortamenti a valori correnti adjusted ⁽³⁾	(171)	(168)
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	8	8
Ammortamenti a valori correnti ⁽³⁾	(163)	(160)
Risultato operativo netto:		
Fonti Non Programmabili	120	131
Eolico	120	131
Fonti Programmabili	81	71
Termoelettrico ⁽¹⁾	78	71
Idroelettrico	3	0
Corporate	(22)	(27)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted ⁽³⁾	179	175
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(4)	(6)
Risultato operativo netto a valori correnti ⁽³⁾	175	169
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali:		
Fonti Non Programmabili	95	38
Eolico	95	38
Fonti Programmabili	9	13
Termoelettrico	9	13
Idroelettrico	0	0
Corporate	2	3
Totale investimenti adjusted ⁽⁴⁾	106	53
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	0	(2)
Totale investimenti	106	52

Per la definizione e la riconciliazione dei risultati a valori correnti *adjusted* si rimanda a quanto commentato nel capitolo "Indicatori alternativi di performance"

⁽¹⁾ Include contributo Energy Management

⁽²⁾ i ricavi *adjusted* tengono conto della quota ERG dei ricavi effettuati dalla *joint venture* LUKERG Renew.

⁽³⁾ i risultati a valori correnti non includono le poste non caratteristiche. I valori *adjusted* comprendono in aggiunta il contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati di LUKERG Renew.

⁽⁴⁾ tengono conto della quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew.

Vendite

Energia

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 (ERG Renew), termoelettrici (ERG Power) e, a partire da dicembre 2015, idroelettrici (ERG Hydro), nonché ad acquisti su mercati organizzati e tramite contratti bilaterali fisici.

Nel corso del 2015, le vendite totali di energia elettrica sono risultate pari a 10,1 TWh (8,8 TWh nel 2014 a parità di perimetro), a fronte di un valore complessivo della produzione degli impianti del Gruppo per circa 5,3 TWh, di cui circa 0,7 TWh all'estero e 4,6 TWh in Italia. Quest'ultimo valore corrisponde a circa l'1,7% della domanda di energia elettrica in Italia (1,7% anche nel 2014, a parità di perimetro).

La ripartizione dei volumi di vendita e di produzione di energia elettrica per tipologia di fonte, è riportata nella tabella¹ seguente:

Fonti di energia elettrica (GWh)			Impieghi di energia elettrica (GWh)		
	2015	2014 proforma		2015	2014 proforma
ERG Renew Italia - produzione	1.910	2.051	EE venduta a clienti sito Priolo	535	532
ERG Renew Estero - produzione	705	529	EE venduta a IREN	2.015	2.015
ERG Power Generation - produzione CCGT	2.632	2.622	EE venduta Wholesale	7.563	6.276
ERG Power Generation - produzione HYDRO	84	0			
ERG Power Generation - acquisti	4.782	3.621			
Totale	10.113	8.823	Totale	10.113	8.823

Nel corso del **2015** le vendite di vapore² sono state pari a 802 migliaia di tonnellate (838 migliaia di tonnellate nel 2014), mentre le vendite di gas sono terminate nel terzo trimestre 2014 (320 milioni di Sm³ nel 2014).

L'energia venduta *wholesale* include le vendite sulla borsa elettrica IPEX, sia nel "mercato del giorno prima" (MGP) che 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 *policy* di Gruppo ERG.

¹ Le fonti di energia elettrica fanno riferimento alle produzioni degli impianti del Gruppo ed agli acquisti effettuati sui mercati all'ingrosso; gli impieghi includono le vendite effettuate tramite contratti bilaterali fisici e sui mercati, a pronti ed a termine. I valori comparativi 2014 che nelle precedenti relazioni rappresentavano il saldo netto dell'energia comprata e rivenduta sui mercati *wholesale*, sono stati coerentemente riclassificati.

² Vapore somministrato agli utilizzatori finali al netto delle quantità di vapore ritirato dagli stessi e delle perdite di rete.

Commento ai risultati del periodo

Nel 2015 i **ricavi adjusted** sono pari a 944 milioni, in diminuzione rispetto ai 1.021 milioni nel 2014 *proforma*, a seguito principalmente dei minori prezzi medi del settore Programmabili in Sicilia.

Il **marginale operativo lordo a valori correnti adjusted** si attesta a 350 milioni, superiore rispetto ai 343 milioni registrati nel 2014 *proforma*. La variazione riflette i seguenti fattori:

Fonti Non Programmabili: margine operativo lordo pari a 254 milioni, inferiore rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente (267 milioni) a causa della diminuzione dei risultati registrati dai parchi eolici italiani per condizioni anemologiche significativamente inferiori nel periodo, in particolare nei mesi di novembre e dicembre in Italia dove si sono registrati i minimi storici, in parte compensata dal maggior risultato dei parchi esteri, principalmente grazie al contributo apportato dai nuovi parchi in Francia e Polonia.

Fonti Programmabili: margine operativo lordo di 115 milioni, superiore rispetto all'esercizio precedente (100 milioni) a seguito di un diverso e più favorevole andamento del prezzo del gas rispetto al PUN che ha consentito un allargamento dei margini unitari, malgrado un contesto di prezzi di mercato locale meno redditizio. Tale migliore risultato è stato raggiunto inoltre grazie alla elevata efficienza degli impianti e ai recuperi dei costi secondo la normativa vigente delle Unità Essenziali, nonché all'apporto dell'attività di Energy Management e dei risultati forniti nel mese di dicembre dal nuovo business idroelettrico.

Il **risultato operativo netto a valori correnti adjusted** è stato pari a 179 milioni (175 milioni nel 2014 *proforma*) dopo ammortamenti per 171 milioni (168 milioni nel 2014 *proforma*).

Il **risultato netto di Gruppo a valori correnti** è stato pari a 96 milioni, rispetto al risultato di 60 milioni del 2014 *proforma* influenzato in modo importante anche dalla migliore performance della *joint venture* TotalErg in tutti i canali di business. Il risultato hanno inoltre beneficiato di un minore *tax rate* anche a seguito della dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015.

Il **risultato netto di Gruppo** è stato pari a 21 milioni (-19 milioni del 2014 *proforma*) e risente, rispetto al risultato netto di Gruppo a valori correnti, principalmente delle perdite sul valore del magazzino di TotalErg per effetto dei forti ribassi del prezzo del greggio e dei prodotti petroliferi e delle poste non ricorrenti.

Nel 2015 gli **investimenti di Gruppo adjusted** sono stati 106 milioni (53 milioni nel 2014 *proforma*) di cui il 90% nel settore Non Programmabili (70%), il 8% nel settore Programmabili (24%). Si precisa che tale valore non comprende gli investimenti M&A pari a 1,1 milioni nel 2015.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.448 milioni, in aumento di 1.038 milioni rispetto a quello adjusted del 31 dicembre 2014 (quindi inclusivo della quota di spettanza di LUKERG Renew) principalmente per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. e dei parchi eolici francesi. Il flusso di cassa operativo è stato superiore ai flussi relativi agli investimenti legati allo sviluppo parchi eolici in Polonia, al pagamento delle imposte ed alla distribuzione dei dividendi.

Fatti di rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio

Eolico Estero

In data **23 gennaio** ERG Renew ha raggiunto un accordo per l'acquisizione dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) del 100% del capitale di Hydro Inwestycje, società di diritto polacco titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nelle municipalità di Szydłowo e Stupsk, con una capacità prevista di 14 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 36 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 30 kt di emissione di CO2 evitata. Il closing è avvenuto il 19 febbraio 2015. ERG Renew ha completato i lavori di realizzazione nel quarto trimestre 2015 e il parco eolico è entrato in esercizio a fine dicembre 2015.

In data **12 marzo** ERG Renew ha acquisito dal gruppo PAI (PAI Polish Alternative Investments RES) il 100% del capitale di una società di diritto polacco (SPV) titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Polonia, nella municipalità di Slupia, con una capacità prevista di 26 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di oltre 62 GWh all'anno, pari a circa 2.600 ore equivalenti e a circa 52 kt di emissione di CO2 evitata. ERG Renew ha completato i lavori di realizzazione a fine 2015 e il parco eolico è stato avviato nei primi giorni del 2016.

In data **17 giugno** ERG Renew ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione da Macquarie European Infrastructure Fund, gestito dal gruppo Macquarie, del 100% del capitale di quattro società di diritto francese titolari, direttamente e indirettamente, di sei parchi eolici in Francia, con una capacità totale installata di 63,4 MW, entrati in esercizio tra il 2005 e il 2008. I parchi presentano una produzione annua media attesa di circa 150 GWh, pari a oltre 2.300 ore equivalenti. Il valore dell'acquisizione è di circa 72 milioni di Euro in termini di enterprise value. Il closing è avvenuto il **27 luglio 2015**.

In data **25 giugno** i due azionisti di LUKERG Renew, joint venture paritetica tra ERG Renew e LUKOIL creata nel 2011 per fare investimenti nel settore eolico in Bulgaria e in Romania, hanno deciso, in pieno accordo, di sciogliere la joint venture con conseguente suddivisione degli asset della stessa, al termine di un triennio di forte crescita. Secondo l'accordo, ERG Renew ha acquisito la titolarità dei parchi bulgari di Tchergera (40 MW), di Hrabrovo (14 MW) e quello di Gebeleisis in Romania (70 MW) per un totale di 124 MW, mentre LUKOIL ha acquisito la titolarità del solo parco di Topolog (84 MW). Questo ha consentito ad ERG Renew di incrementare complessivamente la potenza installata di 20 MW rispetto a quanto di sua competenza nella joint venture (104 MW). Il valore dell'operazione, in termini di enterprise value, è di circa 27 mln di Euro, principalmente rappresentato da project financing non recourse.

Il closing è avvenuto in data **23 dicembre 2015**, con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. della titolarità del 50% delle quote dal socio OOO LUKOIL – Ecoenergo detenute nella società LUKERG Renew GmbH. In pari data si è inoltre perfezionata la vendita da parte di LUKERG Renew GmbH e LUKERG Bulgaria GmbH della partecipazione detenuta in Land Power S.A., società di diritto rumeno e dell'acquisizione da parte di LUKERG Bulgaria GmbH della quota di minoranza di Corni Eolian S.A., anch'essa società di diritto rumeno.

Pertanto ERG Renew S.p.A. risulta socio unico di LUKERG Renew GmbH (che a sua volta controlla la totalità di LUKERG Bulgaria GmbH e delle sue controllate bulgare nonché di Corni Eolian S.A.).

Nella stessa data LUKERG Renew GmbH ha modificato la propria denominazione in ERG Wind GmbH e LUKERG Bulgaria GmbH in ERG Wind Bulgaria GmbH (iscrizione perfezionata presso il competente Registro delle Imprese austriaco rispettivamente in data 20 gennaio u.s. e in data 21 gennaio u.s.).

Nel mese di **Luglio** è entrato in pieno esercizio il parco eolico di Radziejov in Polonia, con una capacità di 42 MW e una produzione di energia elettrica a regime stimata di oltre 100 GWh all'anno, pari a circa 2.400 ore equivalenti.

In data **15 ottobre** ERG Renew ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW e di due società, la CSO Energy Sarl e la CSO Energy GmbH, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi, per un totale di circa 800 MW.. I parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania, presentano una produzione annua media attesa di circa 410 GWh. Il closing è avvenuto il **2 febbraio 2016** (vedi Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio).

In data **4 novembre** la società EW Orneta 2 (100% ERG Renew), proprietaria del parco eolico situato in Polonia nel comune di Radziejow, ha sottoscritto un contratto di finanziamento in project financing. L'impianto è entrato in produzione all'inizio del terzo trimestre 2015, con una capacità installata di 42 MW. Il finanziamento, per un importo complessivo di 177,5 milioni di Zloty (circa 42 milioni di Euro) e una durata di 14 anni, è stato sottoscritto dai Mandated Lead Arrangers ING Bank, ING Bank Slaski e Bank Pekao (parte del Gruppo UniCredit). ING Bank Slaski agisce anche in qualità di Banca Agente e Bank Pekao anche in qualità di Account Bank.

Idroelettrico

In data **6 agosto** ERG, attraverso la controllata ERG Power Generation, ha raggiunto un accordo con E.ON Italia per l'acquisizione dell'intero business idroelettrico di E.ON Produzione composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW.

Il valore economico dell'operazione al closing è di circa 0,95 miliardi di Euro in assenza di debito e di cassa. L'EBITDA atteso per il business idroelettrico nei prossimi anni è di circa 110 milioni di Euro annui.

Il portafoglio di asset è composto da 16 centrali, 7 dighe, 3 serbatoi e una stazione di pompaggio. La produzione totale annua media stimata è di circa 1,4 TWh (1,8 TWh nel 2014), di cui circa il 40% incentivata con il sistema dei Certificati Verdi. La scadenza delle concessioni relative al portafoglio di asset acquisiti è fissata al 2029.

In data **5 ottobre 2015** è stato pubblicato il provvedimento di autorizzazione dell'Antitrust con cui è stato dato il via libera all'acquisizione da parte di ERG del nucleo idroelettrico di Terni di proprietà E.On.

Il closing è avvenuto in data **30 novembre 2015**.

Attraverso l'operazione sono entrati a far parte del Gruppo ERG oltre 100 persone tra tecnici specializzati nella gestione operativa degli impianti, specialisti di energy management e staff dedicate.

L'acquisizione da parte di ERG Power Generation è stata finanziata da ERG S.p.A. tramite l'utilizzo parziale della liquidità disponibile e con il ricorso ad un corporate acquisition loan di 700 milioni di Euro sottoscritto con un pool di sette *mandated lead arrangers* e *bookrunners* italiani e internazionali (Barclays Bank Plc, BNP Paribas S.A., Credit Agricole Corporate and Investment Bank S.A., ING Bank N.V., Banca IMI- Intesa Sanpaolo S.p.A., Natixis S.A. e UniCredit S.p.A.).

Corporate

In data **24 aprile** l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di ERG S.p.A. ha nominato, per il triennio 2015-2017, il nuovo Consiglio di Amministrazione, composto da 12 membri, nelle persone di Edoardo Garrone, Alessandro Garrone, Giovanni Mondini, Luca Bettonte, Massimo Belcredi, Mara Anna Rita Caverni, Alessandro Chieffi (tratto dalla lista presentata da alcuni Investitori Istituzionali), Barbara Cominelli, Marco Costaguta, Luigi Ferraris, Paolo Francesco Lanzoni, Silvia Merlo e ha confermato alla Presidenza della Società Edoardo Garrone.

Il Consiglio di Amministrazione di ERG, riunitosi a conclusione dei lavori dell'Assemblea, ha confermato le deleghe al Presidente, ha confermato Alessandro Garrone Vice Presidente esecutivo e nominato lo stesso Amministratore incaricato del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e ha confermato Giovanni Mondini Vice Presidente e Luca Bettonte Amministratore Delegato.

All'Amministratore Delegato, in continuità con il precedente mandato, sono stati conferiti i poteri necessari per compiere tutti gli atti pertinenti l'attività sociale, salvo quanto riservato al Consiglio di Amministrazione (per legge o per Statuto) e quanto delegato ad altri Consiglieri.

Il Consiglio di Amministrazione ha, inoltre, valutato positivamente l'indipendenza dei Consiglieri Massimo Belcredi e Paolo Francesco Lanzoni con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza e l'indipendenza dei Consiglieri Mara Anna Rita Caverni, Barbara Cominelli, Luigi Ferraris, Silvia Merlo e Alessandro Chieffi sia con riferimento a quanto previsto dall'art. 148, comma terzo, del Testo Unico della Finanza che con riferimento a quanto contenuto nel vigente Codice di Autodisciplina promosso da Borsa Italiana. Il Consiglio di Amministrazione ha confermato quale membro del Comitato Controllo e Rischi il Consigliere Massimo Belcredi e nominato, quali ulteriori membri, i Consiglieri Mara Anna Rita Caverni e Barbara Cominelli, ha confermato quale membro del Comitato Nomine e Compensi il Consigliere Paolo Francesco Lanzoni e nominato, quali ulteriori membri, i Consiglieri Mara Anna Rita Caverni e Silvia Merlo, ha confermato quali membri del Comitato Strategico, i Consiglieri Alessandro

Garrone (Presidente), Giovanni Mondini, Luca Bettonte, Marco Costaguta e nominato, quale ulteriore membro, il Consigliere Luigi Ferraris.

L'Assemblea ha deliberato il pagamento di un dividendo di 0,50 Euro per azione, è stato messo in pagamento a partire dal 20 maggio 2015 (payment date), previo stacco della cedola a partire dal 18 maggio 2015 (ex date) e record date il 19 maggio 2015.

L'Assemblea ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile per un periodo di 12 mesi a decorrere dal 24 aprile 2015, ad acquistare azioni proprie entro un massimale rotativo (per ciò intendendosi il quantitativo massimo di azioni proprie di volta in volta detenute in portafoglio) di 30.064.000 (trentamilionisessantaquattromila) azioni ordinarie ERG del valore nominale pari ad Euro 0,10 ciascuna ad un prezzo unitario, comprensivo degli oneri accessori di acquisto, non inferiore nel minimo del 30% e non superiore nel massimo del 10% rispetto al prezzo di riferimento che il titolo avrà registrato nella seduta di borsa del giorno precedente ogni singola operazione. Questo allo scopo di ottimizzare la struttura del capitale in un'ottica di massimizzazione della creazione del valore per gli azionisti anche in relazione alla significativa liquidità disponibile.

In pari data il Consiglio di Amministrazione ha approvato, ai sensi dell'art. 2505, comma 2, del Codice Civile, il progetto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A.

In data **29 giugno 2015** ERG ha stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A., iscritto in pari data presso il Registro delle Imprese di Genova. Gli effetti reali della fusione sono decorsi dal 1° luglio 2015, gli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2015.

In data **14 ottobre 2015** il Consiglio di Amministrazione ha approvato, ai sensi dell'art. 2505, comma 2, del Codice Civile, il progetto di fusione per incorporazione di ISAB Energy S.r.l. in ERG S.p.A.

In data **15 dicembre** il Consiglio di Amministrazione di ERG S.p.A. ha approvato il Piano Industriale 2015-2018 i cui contenuti sono già illustrati all'inizio del presente Documento.

In data 16 Dicembre il Piano è stato presentato alla Comunità Finanziaria.

In data **17 dicembre** ERG ha stipulato l'atto di fusione per incorporazione di ISAB Energy S.r.l. in ERG S.p.A., iscritto in pari data presso il Registro delle Imprese di Genova. Gli effetti reali della fusione sono decorsi dal 18 dicembre, gli effetti contabili e fiscali dal 1° gennaio 2015.

TotalErg

In data **3 novembre** TotalErg, joint venture fra ERG e TOTAL, ha sottoscritto un contratto di finanziamento denominato in Euro della durata di cinque anni con un gruppo di primari istituti di credito italiani ed esteri.

Il finanziamento, costituito da una linea di credito term di 200 milioni di Euro e da una linea di credito revolving di 500 milioni di Euro, per un totale di 700 milioni di Euro, è senior e non è assistito da garanzie reali né da garanzie da parte dei due azionisti.

Con tale operazione TotalErg, alla luce della riduzione delle proprie esigenze finanziarie, sostituisce la precedente linea di credito del valore complessivo di 900 milioni di Euro, rimanendo confermata la fiducia del sistema finanziario nelle sue prospettive di crescita.

Verifica TotalErg

In riferimento alle indagini relative alle presunte irregolarità fiscali riguardanti TotalErg (*joint venture*, 51% ERG e 49% Total, nata dalla fusione di Total Italia ed ERG Petroli il 1° ottobre 2010), si informa che in data **26 giugno 2015** è stato notificato ad ERG, in qualità di consolidante fiscale, e a TotalErg, in qualità di consolidata (ex ERG Petroli), l'avviso di accertamento ai fini IRES per l'anno di imposta 2007. Per la stessa annualità è stato notificato direttamente a TotalErg l'avviso di accertamento ai fini IRAP ed IVA.

A fronte dello specifico rilievo riguardante la presunta indeducibilità di costi di acquisto e per servizi dell'esercizio 2007 operato nel processo verbale di constatazione (PVC) del 6 agosto 2014, pari a circa 68 milioni di Euro, l'avviso di accertamento riduce considerevolmente tale importo a 125 mila Euro.

In data **6 luglio 2015** sono stati notificati alla partecipata TotalErg, in qualità di incorporante di Total Italia, sempre per le motivazioni già riportate, avvisi di accertamento ai fini IRES, IRAP ed IVA per le annualità 2007, 2008 e 2009. A fronte degli specifici rilievi operati nel relativo PVC notificato sempre in data 6 agosto

2014, a carico di TotalErg, pari a circa 2.864 milioni di Euro di costi non deducibili, gli avvisi di accertamento riducono, anche in questo caso, considerevolmente tale importo a circa 6 milioni di Euro.

ERG e la partecipata TotalErg, nel ritenere di aver sempre operato nel pieno rispetto delle leggi e delle normative vigenti, hanno impugnato i citati avvisi di accertamento presentando nei termini di legge i ricorsi tributari al fine di ottenerne l'annullamento.

In relazione alle tematiche sopra descritte si ricorda che l'accordo di *joint venture* con Total prevede un adeguato reciproco apparato di garanzie.

In considerazione di quanto sopra non si è proceduto a rilevare passività in merito.

Alla data di pubblicazione del presente documento non risulta emesso alcun avviso di accertamento nei confronti delle società per il 2010, annualità per la quale sempre nel citato PVC del 6 agosto 2014 erano stato notificate contestazioni di natura e contenuto simili a quelle sopra richiamate e riconducibili principalmente al periodo antecedente alla costituzione della Joint Venture e riferibili ad attività poste in essere prevalentemente da Total Italia.

Quadro normativo di riferimento

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il settore energia nel corso dell'anno 2015.

GENERALE

Nel febbraio 2015 la Commissione Europea ha pubblicato la “**Strategia per l'Unione dell'energia**”, che mira a garantire all'Europa e ai suoi cittadini energia sicura, sostenibile e a prezzi accessibili. Misure specifiche riguardano cinque settori chiave, fra cui sicurezza energetica, efficienza energetica e decarbonizzazione. Il “pacchetto” è articolato in tre comunicazioni:

- una strategia-quadro per l'Unione dell'energia - che specifica gli obiettivi dell'Unione dell'energia e le misure concrete che saranno adottate per realizzarla,
- una comunicazione che illustra la visione dell'UE per il nuovo accordo globale sul clima di Parigi,
- una comunicazione che descrive le misure necessarie per raggiungere l'obiettivo del 10% di interconnessione elettrica entro il 2020.

All'inizio di novembre 2015, la Commissione ha pubblicato il primo Interim Report sui progressi compiuti dall'Unione verso una piena attuazione di tale iniziativa.

Pacchetto Clima-Energia – Riforma ETS

Nell'ottobre 2015 si è chiuso l'iter dell'adozione in codecisione della **Market Stability Reserve (MSR)**. Tale riforma del mercato dell'ETS, mirata ad accelerare l'uscita dalla condizione di strutturale eccesso di offerta in cui il sistema si trova, è stata fortemente voluta dalla Commissione e rappresenta una delle iniziative principali all'interno delle cosiddette riforme strutturali dell'ETS.

La Riserva opera come un polmone esterno al sistema, un meccanismo capace, sulla base di soglie predefinite e in modalità semi-automatica, di ricevere o rilasciare quantità predeterminate di quote calcolate sulla base dell'andamento della domanda.

Secondo l'accordo raggiunto tra Consiglio e Parlamento, la MSR sarà costituita nel 2018, ma entrerà in funzione, cominciando a ricevere quote il 1° gennaio 2019.

Calendario Legislativo della Commissione

In ottobre la Commissione ha annunciato il proprio ambizioso calendario di iniziative legislative in ambito clima/energia per il 2016. Dimensione e ampiezza dell'intervento faranno del 2016 uno degli anni cruciali nella riforma complessiva del mercato energetico, e in particolare elettrico, europeo. Si tratta di 4 Pacchetti che si compongono di 10 principali strumenti Legislativi e che originano circa 15 misure implementative.

Febbraio:

- Security of Supply Gas
- Heating and Cooling Strategy

Aprile:

- Linee guida sulla regionalizzazione

Maggio/Giugno:

- Non ETS, Effort Sharing con Land use, Land-use change and Forestry

Luglio:

- Strategia decarbonizzazione Trasporti

Settembre:

- Efficienza Energetica, Energy Performance of Building, EcoLabeling and EcoDesign

Novembre/Dicembre:

- Market Design, Direttiva Rinnovabili, Governance rinnovabili 2030.

Accordo di Parigi sui cambiamenti Climatici

Il 12 Dicembre, 195 Rappresentati di altrettanti Paesi hanno adottato formalmente il testo dell'Accordo di Parigi sui cambiamenti climatici. Sebbene nell'ambito di un processo ancora saldamente affidato alla volontà delle singole parti e in assenza di un vero quadro di controllo e sanzione, l'Accordo sancisce i seguenti principi:

- riguarda ogni Paese firmatario, ponendo obiettivi complessivi in capo a tutte le parti dell'accordo, contrariamente a quanto stabilito da Kyoto,
- istituzionalizza un processo di revisione dei dati e degli obiettivi nazionali ogni 5 anni,
- riconosce la necessità di mantenere l'incremento medio della temperatura della terra “ben al di sotto” dei 2 gradi, sviluppando tutti gli sforzi per attestarsi a 1,5 gradi,

- anticipa la necessità di ulteriori sforzi per contenere il riscaldamento globale entro tali valori, riconoscendo che i programmi volontari nazionali sottoscritti dalle parti alla Conferenza delle Nazioni Unite non sono sufficienti

Ai successivi appuntamenti negoziali sarà demandato l'affinamento dell'accordo raggiunto, a partire dalla definizione delle modalità di riconoscimento dei trasferimenti finanziari ai Paesi in via di Sviluppo per progetti di riduzione delle emissioni e mitigazione del rischio ambientale, dal riconoscimento dei "loss and damages" dei Paesi più esposti alle conseguenze del cambiamento climatico, al ruolo dei mercati nella strategia mondiale di decarbonizzazione.

Tematiche Ambiente - Efficienza - Sicurezza

A maggio 2015 sono stati pubblicati sul sito del MSE i «Chiarimenti in materia di diagnosi energetica nelle imprese ai sensi dell'art. 8 del D.Lgs. n. 102 del 2014», necessari per l'esecuzione entro il 5 dicembre 2015 della diagnosi da parte delle grandi imprese e le aziende a forte consumo di energia.

A fine maggio 2015 è stata pubblicata la **Legge 22 maggio 2015, n. 68 sui c.d. delitti ambientali**, che introduce nel codice penale quattro nuovi reati: i delitti di inquinamento ambientale, di disastro ambientale, di traffico ed abbandono di materiale di alta radioattività e di impedimento del controllo.

Tra gli altri disposti del provvedimento sono da segnalare il raddoppio dei termini di prescrizione per i reati ambientali, con l'intento di limitare l'impunità per decorrenza dei termini, la previsione della confisca dei beni e del ripristino dello stato dei luoghi, nonché la riduzione dei due terzi delle pene in caso di ravvedimento operoso.

EOLICO

Italia

Il settore delle Rinnovabili è stato oggetto di provvedimenti mirati, oltre a quelli di connotazione interdisciplinare già riportati nel precedente paragrafo.

DM Tariffe GSE

Con riferimento al citato "DM tariffe GSE", nel mese di maggio 2015 il GSE ha pubblicato le «**Modalità operative per il riconoscimento delle tariffe a copertura dei costi sostenuti dal GSE per il sostegno alle fonti rinnovabili e all'efficienza energetica**».

ERG Renew ha presentato ricorso straordinario al Capo dello Stato chiedendo l'annullamento del citato Decreto.

Delibera 22/2015 sul prezzo di ritiro dei "certificati verdi" dell'anno 2014

Con la **Delibera 22/2015**, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha stabilito che il valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2014 è pari a 55,10 Euro/MWh. A valle di tale aggiornamento, il GSE ha reso noto il prezzo di ritiro dei "certificati verdi" rilasciati per la produzione 2014, pari a 97,42 Euro.

All'interno della nuova "**Procedura applicativa per l'emissione, la gestione e il ritiro dei "certificati verdi" del GSE**", è stato pubblicato l'algoritmo per il calcolo dell'**estensione del periodo di incentivazione**, relativo ai periodi di fermate totali o parziali dell'impianto eolico impartite dal gestore della rete di trasmissione nazionale (Terna) ai sensi dell'art. 11 comma 8 del D.M. 18/12/2008.

Sempre in tema di "certificati verdi", a fine ottobre 2015, il GSE ha reso note le **tempistiche di erogazione degli incentivi per gli impianti titolari di "certificati verdi"** che dal 2016 saranno **convertiti in tariffa incentivante (FIP)**. Dal prossimo 1° gennaio 2016, gli incentivi di conversione dei certificati verdi saranno determinati su base mensile e **verranno erogati dal GSE su base trimestrale** entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento, in linea con le attuali tempistiche **di ritiro** dei certificati verdi.

Il GSE provvederà a rendere disponibile agli operatori la **certificazione mensile della produzione incentivata**, del relativo controvalore economico dell'incentivo e della data di erogazione da parte del GSE.

Francia

L'Assemblea Nazionale francese ha promulgato la "Legge per la transizione energetica" il 17 agosto 2015. La legge definisce gli obiettivi per la transizione energetica verso la decarbonizzazione e, tra i punti qualificanti, prevede l'impegno a ridurre del 40% le emissioni di gas serra nel 2030 rispetto al 1990, la riduzione del 30% dei consumi di fonti fossili nel 2030 rispetto al 2012, l'aumento della quota di energia rinnovabile sui consumi finali al 32% nel 2030 (al 40% per quanto riguarda la produzione di energia elettrica), la riduzione dei consumi finali del 50% rispetto al 2012, la riduzione della quota nucleare sulla produzione elettrica al 50% nel 2025 (rispetto all'attuale 75% circa).

Germania

Nell'ottobre 2015, il Parlamento tedesco ha cominciato a discutere della nuova Legge per il rilancio e la riforma del mercato elettrico tedesco. La Legge propone di non istituire alcun meccanismo di remunerazione della capacità (né Capacity Payments né Capacity Markets) nella convinzione della loro intrinseca incompatibilità con i cosiddetti *energy only markets*. Il punto più interessante della riforma, e quello che certamente avrà maggiori ripercussioni sull'evoluzione del mix elettrico europeo, è la decisione di istituire una Riserva di capacità composta di due elementi:

- una Riserva di capacità aperta a ogni tipo di tecnologia di generazione,
- una Riserva ambientale, dedicata a 2.7 GW di lignite nazionale.

Il piano della Repubblica Federale, che deve rispettare target di decarbonizzazione più stringenti ben più importanti di quelli previsti dalla Legislazione UE, è quello di portare a chiusura gli impianti inseriti nella Riserva ambientale entro 4 anni dall'avvio del meccanismo.

Bulgaria

Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa vigente che impedisce l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013.

Nel mese di luglio 2015 il Parlamento bulgaro ha approvato una serie di emendamenti alle Leggi Energia e Rinnovabili. Le due revisioni più significative riguardano l'introduzione

- di soglie massime incentivabili di ore di funzionamento annue, oltre le quali l'energia viene acquistata senza premio,
- di un corrispettivo pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili per finanziare lo sviluppo e l'adattamento della rete nazionale.

Polonia

Lo scorso 11 marzo 2015 il Presidente polacco ha firmato la Legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, entrata in vigore 30 giorni dopo la pubblicazione (ad esclusione delle misure relative al nuovo sistema di incentivazione, che entreranno in vigore dall'1 gennaio 2016).

Il testo emenda l'attuale sistema di Certificati d'Origine e introduce un sistema di incentivazione del tipo "Contratto per differenza" (CFD) basato su asta per i nuovi entranti (dal 2016).

Per gli impianti esistenti è prevista una transizione volontaria ad un sistema di incentivazione del tipo CFD, aggiudicato tramite aste specifiche.

La nuova regolamentazione è conforme alle Linee Guida comunitarie sugli aiuti di Stato adottate nell'aprile del 2014.

Romania

Il 4 maggio 2015 la DG Competition della Commissione europea **ha approvato** gli emendamenti alla Legge rinnovabili adottati dal Parlamento rumeno nel 2014.

La Commissione ha sottolineato come lo schema di "certificati verdi" rumeno comporti la sussistenza di un Aiuto di Stato, giudicato tuttavia compatibile con la Legislazione vigente e in particolare con le Linee Guida comunitarie sugli Aiuti di Stato adottate nell'aprile del 2014.

TERMOELETTRICO

Emendamento "Mucchetti" per le unità di produzione in Sicilia – aggiornamento sul completamento dell'intervento "Sorgente – Rizziconi"

Nella Legge di conversione del Decreto Legge 91/14 ("Decreto Competitività") promulgata lo scorso anno è contenuta la disposizione nota come "emendamento Mucchetti", che ha qualificato come essenziali ai fini della sicurezza del sistema elettrico, a partire dal 1° gennaio 2015 e fino all'entrata in operatività dell'elettrodotto 380 kV "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il continente, tutte le unità di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 50 MW presenti nell'isola, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili. Il completamento del citato elettrodotto, che poneva fine a tale regime di essenzialità, era originariamente previsto entro il mese di giugno 2015.

A seguito di un provvedimento giudiziario di sequestro di una parte dell'opera, in parte risolto nel corso del 2015, l'entrata in esercizio del nuovo elettrodotto è stata formalmente posticipata al **prossimo giugno 2016**, con conseguente prosecuzione del regime di essenzialità nel 2016..

A questo proposito, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha emanato le **delibere 496/2015 e 574/2015** per adeguare la disciplina vigente alla nuova scadenza. In particolare, sono stati approvati i parametri operativi proposti da ERG Power Generation e sarà possibile richiedere un acconto anche per il 2016 se il nuovo elettrodotto entrerà in servizio tra il 30 aprile e il 31 agosto 2016. Per il 2015,

L'Autorità per l'Energia Elettrica ha recentemente trasmesso la **delibera 615/2015** con cui viene disposta l'erogazione del corrispettivo spettante a ERG Power Generation per il primo semestre dell'anno. L'incasso di tale corrispettivo è avvenuto in data 31/12/2015.

Per i produttori di energia elettrica in convenzione **CIP6**, l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha emesso la **delibera 538/2015** con cui viene riconosciuto, agli operatori soggetti all'obbligo, il rimborso degli oneri per l'acquisto delle quote CO2 **dell'anno 2014**.

Analogamente, con la **delibera 594/2015** vengono riconosciuti ai produttori in convenzione CIP 6, i rimborsi degli oneri per l'acquisto dei "certificati verdi" per assolvere all'obbligo **dell'anno 2014**.

L'incasso di entrambi i rimborsi è avvenuto nell'ultimo periodo del 2015.

Per gli operatori titolari di "sistemi di distribuzione chiusi", tra i quali rientrano le "**reti interne di utenza**" (**RIU**), l'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas e il Sistema Idrico ha pubblicato la **delibera RIU – 539/2015**, che regola la gestione di tali reti interne a partire dall'anno 2017, introducendo fra l'altro la necessità di adottare la separazione funzionale tra le attività di distribuzione e quelle di vendita dell'energia elettrica all'interno della RIU.

ERG Power Generation, in qualità di gestore della RIU di Priolo, ha presentato ricorso al Tribunale Amministrativo della Lombardia per l'annullamento parziale della delibera.

IDROELETTRICO

In tema di "certificati verdi", a fine ottobre 2015, il GSE ha reso note le **tempistiche di erogazione degli incentivi per gli impianti titolari di "certificati verdi"** che dal 2016 saranno **convertiti in tariffa incentivante (FIP)**. Dal prossimo 1° gennaio 2016, gli incentivi di conversione dei certificati verdi saranno determinati su base mensile e **verranno erogati dal GSE su base trimestrale** entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento, in linea con le attuali tempistiche **di ritiro** dei certificati verdi.

Il GSE provvederà a rendere disponibile agli operatori la **certificazione mensile della produzione incentivata**, del relativo controvalore economico dell'incentivo e della data di erogazione da parte del GSE.

In materia di **contabilizzazione dell'energia elettrica soggetta ad incentivazione**, regolamentata dalla Delibera 595/2014/R/eel, il GSE ha stabilito alcuni criteri sulla collocazione e sui requisiti dei misuratori di energia, da adottare a partire da gennaio 2016 sugli impianti di produzione in media e alta tensione con potenza superiore a 20 kW.

Per gli operatori titolari di convenzioni per l'incentivazione di **impianti rinnovabili**, il GSE ha aggiornato il "Manuale Utente per la **Richiesta di Trasferimento di Titolarità**", in cui sono indicate le procedure per conseguire la variazione di titolarità degli incentivi.

Rispetto alle versioni precedenti, è stata inserita la clausola che prevede dal 2016 la sospensione del procedimento di trasferimento di titolarità **e del riconoscimento degli incentivi** nel caso in cui la richiesta di cambio di titolarità sia corredata dall'istanza di voltura dell'Autorizzazione Unica presentata all'Amministrazione interessata, anziché della voltura propriamente detta.

A fine dicembre 2015 è stata pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale la Legge n. 208/2015 di «Stabilità 2016» che, per il settore idroelettrico, prevede uno stanziamento a beneficio dei concessionari di grandi derivazioni idroelettriche. La disposizione consente la completa esecuzione delle sentenze di illegittimità da parte della Corte costituzionale, relative ai canoni aggiuntivi previsti dalla legge finanziaria 2006 (a fronte della proroga delle concessioni di derivazione).

A livello di normazione regionale, la Regione Umbria ha pubblicato nell'ottobre 2015 la Delibera n. 1067/2015 che ha determinato l'incremento, a partire dal 1° gennaio 2016, del valore dei canoni demaniali da 15,6 a circa 31 €/kW. Avverso a tale provvedimento è stato presentato da ERG Hydro S.r.l. ricorso al Tribunale Superiore delle Acque Pubbliche.

Impatti sul Gruppo

Per quanto riguarda gli impatti di tali provvedimenti per il 2015 sul Gruppo ERG, si rinvia ai successivi capitoli dedicati alle singole attività gestite.

SETTORI DI ATTIVITÀ

FONTI NON PROGRAMMABILI

Il Gruppo ERG opera nel settore Eolico attraverso la controllata ERG Renew.

I parchi eolici sono costituiti da aerogeneratori in grado di trasformare l'energia cinetica del vento in energia meccanica la quale, a sua volta, viene utilizzata per la produzione di energia elettrica. Fermo restando la disponibilità degli impianti, i risultati attesi da ciascun parco eolico sono ovviamente influenzati dalle caratteristiche anemologiche del sito nel quale è localizzato il parco stesso.

I risultati economici sono inoltre influenzati dal prezzo di vendita dell'energia elettrica, che può variare anche in relazione alle aree geografiche in cui insistono gli impianti, dal valore dei certificati verdi, ed in generale dai sistemi di incentivazione per le fonti rinnovabili che differiscono da paese a paese.

Mercato di riferimento ⁽¹⁾

Mercato Rinnovabile Italia (GWh) ⁽²⁾	Anno	
	2015	2014
Produzioni da fonti rinnovabili ⁽³⁾	89.832	102.068
di cui:		
Idroelettrica	44.751	59.575
Geotermica	5.816	5.566
Eolica	14.589	15.089
Fotovoltaico	24.676	21.838
Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
PUN (Italia) ⁽⁴⁾	52,3	52,1
Certificati verdi	100,1	97,4
Prezzo EE zona Centro-Sud	50,9	48,9
Prezzo EE zona Sud	49,4	47,4
Prezzo EE Sicilia	57,5	80,9
Prezzo EE Sardegna	51,1	52,2
Valore unitario medio di cessione energia ERG in Italia ⁽⁵⁾	147,8	146,4
Feed In Tariff (Germania) ⁽⁶⁾	96,2	96,0
Feed In Tariff (Francia) ⁽⁶⁾	90,4	91,1
Feed In Tariff (Bulgaria) ⁽⁶⁾	80,3	94,9
Prezzo EE Polonia	37,1	n.a.
Prezzo CO Polonia	26,0	n.a.
Prezzo EE Romania ⁽⁷⁾	29,7	25,0
Prezzo CV Romania ⁽⁸⁾	29,5	29,3

⁽¹⁾ produzione stimata per il mese di dicembre

⁽²⁾ fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

⁽³⁾ fonti considerate: idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica

⁽⁴⁾ Prezzo Unico Nazionale- Fonte GME S.p.A.

⁽⁵⁾ Il valore medio in Italia non considera la Feed in Tariff di 123,8€/MWh riconosciuta all'impianto di Palazzo S.Gervasio

⁽⁶⁾ I valori di Feed in Tariff all'estero si riferiscono ai prezzi ottenuti dagli impianti di ERG Renew

⁽⁷⁾ Il prezzo EE Romania si riferisce al prezzo fissato dalla società con contratti bilaterali nel 2015 (a fini comparativi, in assenza di analoghi contratti bilaterali, è riportato il prezzo di mercato)

⁽⁸⁾ Prezzo riferito al valore unitario del certificato verde (il numero dei CV riconosciuti e le tempistiche sono descritte nella sezione scenario Romania)

Scenario di mercato in Italia

Nel corso del 2015 la produzione elettrica nazionale (netta) è stata coperta per il 33% da fonti rinnovabili, in diminuzione rispetto al 38% del 2014 a seguito principalmente della minore idraulicità registrata; in particolare, tale produzione deriva per il 17% dall'idroelettrico, per il 9% dal fotovoltaico, per il 5% dall'eolico e per il 2% da fonte geotermica.

Rispetto all'anno precedente risultano in crescita il fotovoltaico (+13%) e il geotermico (+4%), mentre la produzione idroelettrica ha registrato un netto decremento (-25%), così come la produzione eolica (-3%).

Scenario tariffario

Italia

Il sistema di incentivazione in Italia prevede, per gli impianti eolici on-shore in esercizio entro il 2012¹, la prosecuzione del sistema dei certificati verdi fino al 2015 e la successiva conversione, per il residuo periodo di diritto all'incentivazione, in una tariffa feed-in premium calcolata con analoga formula ed erogata su base trimestrale entro l'ultimo giorno lavorativo del secondo trimestre successivo a quello di competenza. Nel dettaglio, il GSE ha stabilito che il pagamento dell'incentivo che sostituisce i Certificati Verdi avverrà per il primo trimestre 2016 entro il 30 settembre 2016 mentre per il secondo trimestre 2016 entro il 31 dicembre 2016.

Per quanto riguarda i Certificati Verdi relativi alle produzioni del 2015, il ritiro avviene su base trimestrale in base alle seguenti tempistiche: entro il 30 settembre 2015 con pagamento al 31 ottobre per le produzioni del primo trimestre 2015, 31 dicembre 2015, con pagamento entro al 31 gennaio 2016 per il secondo trimestre 2015, 31 marzo 2016, con pagamento entro il 30 aprile 2016 per il terzo trimestre 2015 ed infine, per l'ultimo trimestre del 2015, 30 giugno 2016 con pagamento entro il 31 luglio 2016.

Quanto al valore del prezzo di ritiro dei Certificati Verdi 2015 e degli incentivi 2016, ai fini della loro definizione, l'Autorità ha reso noto con la deliberazione 29/2016/R/EFR del 28 gennaio 2016 il valore medio annuo registrato nel 2015 del prezzo di cessione dell'energia elettrica ai fini dell'incentivo, pari a 51,69 €/MWh. Pertanto, il prezzo di ritiro dei Certificati Verdi 2015 e degli incentivi 2016, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno prima², è pari a 100,08 €/MWh³.

Gli impianti eolici di capacità superiore a 5 MW realizzati a partire dal 2013 (entrati in esercizio dopo aprile 2013) accedono invece agli incentivi tramite la partecipazione ad un'asta al ribasso⁴. La prima asta ha visto, per l'eolico on-shore, l'assegnazione di 442 MW (il contingente relativo al 2013 era pari a 500 MW) mentre nella seconda asta, che si è conclusa il 10 giugno 2013, è stato assegnato tutto il contingente disponibile per l'anno 2014 pari a 399,9 MW contro una capacità richiesta di 1.086 MW⁵. Con la terza asta, relativa al contingente 2015, che si è conclusa il 26 giugno 2014, è stato nuovamente assegnato tutto il contingente disponibile per l'eolico on shore, pari a circa 356 MW (capacità richiesta nettamente superiore al contingente e pari a circa 1.261 MW). Ad oggi non è ancora stato pubblicato il decreto ministeriale che disciplinerà l'accesso a nuovi incentivi.

A partire dal 2013, inoltre, per tutti i soggetti che accedono ai meccanismi di incentivazione per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili (ad esclusione del fotovoltaico e degli impianti ammessi al provvedimento Cip 6/92), è previsto un contributo di 0,5 € per ogni MWh di energia incentivata, da corrispondere al GSE.

- **Oneri di Dispacciamento**

Quanto alla revisione dei corrispettivi di sbilanciamento dell'energia elettrica per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, in seguito alla sentenza del Consiglio di Stato n° 2936 del 9/06/2014, sono stati parzialmente annullati per quanto riguarda gli anni 2013 e 2014⁶. Terna ha provveduto agli eventuali conguagli entro il 31 dicembre 2014.

A valle del DCO 302/2014, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas e il sistema idrico ha emesso la Delibera 522/2014/R/EEL, che reintroduce dal 2015 i corrispettivi di sbilanciamento eliminando del tutto le franchigie previste dall'annullata Delibera 281/12/R/EEL e prevedendo nuovi meccanismi di calcolo differenziati per tecnologia. La stessa delibera ha stabilito per il pregresso, in particolare per il periodo gennaio 2013 - dicembre 2014, per effetto dell'annullamento della delibera 281/2012 da parte del Consiglio di Stato, il ripristino della disciplina antecedente alla delibera annullata (ovvero il ripristino dell'articolo 40, commi 40.4 e 40.5, della delibera 111/06 nella versione precedente alla delibera 281/2012). Pertanto, il GSE ha provveduto a trasferire a tutti gli impianti eolici che si trovavano in RID nel corso del 2013: (i) i corrispettivi di sbilanciamento ascrivibili agli sbilanciamenti riconducibili alle attività sul Mercato Infragiornaliero (MI) svolte dal GSE nel periodo 01/01/2013-08/02/2013 (dal momento che il GSE ha operato limitatamente in tale periodo); (ii) il controvalore di partecipazione al MI, che rappresenta la differenza tra i prezzi zonali orari MGP e

¹ Previsto un transitorio fino al 30 aprile 2013, per gli impianti già autorizzati entro l'11 luglio 2012.

² Prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387.

³ Si ricorda che per i Certificati Verdi del primo e del secondo trimestre 2015 è stato utilizzato a titolo di acconto il prezzo di 96,00 €/CV, salvo conguaglio in funzione della determinazione del prezzo di ritiro.

⁴ Base di prezzo di 127 €/MWh.

⁵ In seguito a sentenza TAR Lombardia del 14 febbraio 2014 sono stati reintegrati in graduatoria 66 MW che erano stati precedentemente esclusi dalla seconda asta (dopo la chiusura del periodo di presentazione delle offerte d'asta) perché appartenenti al periodo transitorio. Di conseguenza, tale capacità è stata sottratta al contingente 2015.

⁶ Anni per i quali continua ad essere in vigore la delibera 111/2006.

MI per il volume di energia movimentata dal GSE in MI.

Nel mese di aprile l'Autorità ha pubblicato un documento di consultazione (DCO 163/2015) su una possibile revisione del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento nell'ambito dell'erogazione dei servizi di dispacciamento. Ad oggi il meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento non è ancora stato modificato.

- **Decreto Spalma-Incentivi**

Si segnala che nel mese di ottobre 2014 è stato approvato il Decreto attuativo "spalma-incentivi" (in attuazione della legge "Destinazione Italia" n.9 del 21 febbraio 2014), rivolto ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili, diverse dal fotovoltaico, titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di certificati verdi, tariffe omnicomprendenti, ovvero tariffe premio. L'adesione è su base volontaria e prevede, a fronte di una riduzione dell'incentivo, un'estensione del periodo incentivante di ulteriori sette anni. Per gli impianti che non aderiscono alla modulazione viene preclusa la possibilità di godere di incentivi in caso di intervento di qualunque tipo per un periodo di 10 anni dal termine del periodo di incentivazione. L'opzione poteva essere esercitata entro 90 giorni dalla pubblicazione del decreto in Gazzetta ufficiale. Si segnala al riguardo che ERG, in mancanza di un chiaro quadro normativo circa il livello e le modalità di accesso a nuovi incentivi, ha deciso di non optare per l'estensione del periodo di incentivazione.

- **Legge di stabilità n. 208/2015**

Con l'approvazione della Legge di Stabilità n. 208/2015, è stata varata, con decorrenza dal 1° gennaio 2016, una nuova disciplina per la determinazione della rendita catastale delle unità immobiliari a destinazione produttiva. Nello specifico, la Legge di Stabilità 2016 all'art. 1 commi 21-24 prevede che per le centrali di produzione di energia elettrica non sono più oggetto di stima gli aerogeneratori (rotori e navicelle).

Nella stessa Legge di Stabilità, all'art. 1 comma 91 è prevista un'importante agevolazione fiscale volta ad incentivare gli investimenti produttivi, grazie ad un incremento del costo fiscale ammortizzabile. Si tratta, in particolare, del c.d. super ammortamento o maxi ammortamento al 140% che si applica a tutti i beni strumentali (salvo alcune eccezioni) acquistati tra il 15 ottobre 2015 ed il 31 dicembre 2016.

Germania

Il sistema di incentivazione per l'eolico in Germania è del tipo feed-in tariff/feed-in premium. In base al nuovo EEG¹ 2014 (che conferma la volontà di crescita per il futuro), la tariffa per i nuovi impianti eolici on-shore è pari a 89 Euro/MWh per 20 anni (costante)². Tale valore si riduce dello 0,4% per ogni trimestre successivo al 1° gennaio 2016. Gli impianti esistenti, hanno inoltre la possibilità di scegliere un sistema di incentivazione alternativo, del tipo feed-in premium (obbligatorio per i nuovi impianti). Scegliendo questa opzione, l'energia elettrica viene venduta direttamente sul mercato e l'Operatore riceve, su base mensile, un premio pari alla differenza fra il valore base della feed-in tariff ed il prezzo medio mensile di mercato dell'energia elettrica, al quale viene aggiunto un "management premium" (pari a 4 Euro/MWh per il 2015 – comprensivo del remote control bonus), decrescente nel corso degli anni, che rappresenta un'approssimazione degli oneri legati alla gestione della vendita dell'energia elettrica sul mercato.

La versione del 2009 della stessa legge aveva introdotto un System Service Bonus, pari a 7 Euro/MWh per gli interventi effettuati entro il 2010, riconosciuto nel caso in cui siano effettuati interventi tecnologici sull'impianto (per migliorarne le prestazioni relative alla regolazione della tensione e della frequenza), per i primi 5 anni dall'effettuazione dell'intervento.

La tariffa per i parchi di Erg Wind varia fra gli 87 e gli 89 €/MWh (costanti in termini nominali). I parchi di Sallgast e Brunsbuttel nel corso del 2014 sono passati al sistema direct market, mentre i restanti 3 parchi hanno continuato ad usufruire del sistema a tariffa fissa. Tutti i parchi tedeschi di ERGWind (ad eccezione del parco di Gembeck, 4 WTG) hanno usufruito di tale bonus (SDL) di 7 €/MWh nel 2015.

Per i nuovi impianti realizzati a partire dal 2017 è previsto un incentivo del tipo feed-in premium (attraverso contratti per differenza – CfD), aggiudicati tramite aste competitive al ribasso.

¹ Erneuerbare Energien Gesetz, riforma della legge tedesca sulle rinnovabili

² Il periodo di incentivazione è in realtà suddiviso in due fasi: la prima di 5 anni, la seconda di 15. La tariffa dei primi 5 anni viene confermata per i restanti 15 anni qualora la produzione non ecceda l'80% della produzione di riferimento e l'incentivo si riduce a scalare all'aumentare della produzione.

Francia

Il sistema di incentivazione per l'eolico on-shore è del tipo feed-in tariff. L'incentivo per gli impianti esistenti è riconosciuto per 15 anni e viene aggiornato annualmente in base ad una formula legata all'indice del costo orario del lavoro e all'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali¹. Per i primi 10 anni di esercizio è la tariffa iniziale, dipendente dall'anno di stipula del contratto, ad essere aggiornata su base annua, mentre per i successivi 5 anni il valore da indicizzare è decrescente nel caso di ore di funzionamento annuo superiori a 2.400. Per il 2006 il valore della tariffa iniziale era di 82 Euro/MWh. Per definire il valore di partenza per i nuovi impianti negli anni successivi, tale tariffa viene ridotta del 2% rispetto all'anno precedente, a partire dal 2008, e viene aggiornata per tener conto dell'evoluzione degli indici citati. Il valore così determinato, per ogni impianto, viene quindi aggiornato annualmente, secondo il meccanismo sopra esposto. In seguito al ricorso al Consiglio di Stato contro il decreto del 2008 per la presunta incompatibilità con le norme comunitarie sugli aiuti di stato, lo stesso decreto del 2008 è stato annullato il 28 maggio 2014 (in virtù della mancata notifica alla Commissione europea prima della sua implementazione), ed è stato emesso un nuovo decreto il 17 giugno 2014, che riconferma lo stesso sistema di incentivazione (anche per gli impianti esistenti). Tale decreto era stato precedentemente approvato in via definitiva da parte della Direzione generale per la concorrenza della commissione europea che ha giudicato il testo compatibile con la normativa vigente in materia di aiuti di Stato.

Legge per la transizione energetica

Quanto agli orientamenti per il futuro, la Legge per la transizione energetica è stata promulgata il 17 agosto 2015. La legge definisce gli obiettivi per la transizione energetica e, tra i punti qualificanti, prevede l'impegno a ridurre del 40% le emissioni di gas serra nel 2030 rispetto al 1990, la riduzione del 30% dei consumi di fonti fossili nel 2030 rispetto al 2012, l'aumento della quota di energia rinnovabile sui consumi finali al 32% nel 2030 (al 40% per quanto riguarda la produzione di energia elettrica), la riduzione dei consumi finali del 50% rispetto al 2012, la riduzione della quota nucleare sulla produzione elettrica al 50% nel 2025 (rispetto all'attuale 75% circa).

Bulgaria

L'attuale quadro normativo prevede, per i parchi eolici on-shore, una tariffa (feed-in tariff - FIT) a scaglioni in base alle ore di funzionamento, costante in termini nominali. In particolare, nel caso di Tchergera, in quanto parco esistente alla data del 3 maggio 2011, l'incentivo è riconosciuto per i primi 15 anni di esercizio e il valore della tariffa è pari a 188,29 BGN/MWh (circa 96,3 Euro/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 172,95 BGN/MWh (circa 88,4 Euro/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo. Nel caso di Hrabrovo, in quanto impianto entrato in esercizio successivamente a tale data ed entro giugno 2012, l'incentivo è riconosciuto per i primi 12 anni di esercizio ed il valore della tariffa è pari a 191 BGN/MWh (circa 97,7 €/MWh) al di sotto di 2.250 ore di funzionamento annuo e a 173,1 BGN/MWh (circa 88,5 €/MWh) al di sopra di 2.250 ore di funzionamento annuo².

In riferimento a tali tariffe inizialmente previste, nel mese di luglio 2015 sono state tuttavia introdotte delle soglie di funzionamento annue al di sopra delle quali la produzione viene acquistata a prezzo significativamente inferiore, anziché a FIT.

Il 2 marzo 2015 è stato approvato un emendamento alla normativa che non consente l'accesso al sistema di incentivazione per i nuovi impianti. Tale misura, che non ha impatti retroattivi, è giustificata dal raggiungimento degli obiettivi 2020 già nel 2013.

- **Accesso alle reti di trasmissione e distribuzione e fee sui ricavi**

Nel mese di settembre 2012 è stato introdotto dalla locale Autorità regolatoria, per i produttori da fonti rinnovabili in esercizio da marzo 2010, un onere per l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione. Il valore, basato su un'analisi dettagliata dei reali costi di gestione delle reti, applicabile a partire dal 13 marzo 2014 era pari a circa 1,3 €/MWh fino a luglio 2015 ed è stato poi aumentato a circa 3,7 €/MWh. E' stata, inoltre, introdotta a partire da luglio 2015 una fee pari al 5% dei ricavi relativi agli impianti alimentati da fonti rinnovabili.

- **Trading di elettricità**

A partire dal mese di giugno 2014, è stata introdotta la responsabilità del bilanciamento anche per le fonti rinnovabili non programmabili.

¹ Gli indici considerati sono l'ICHTrevTS ("indice du coût horaire du travail (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques") ed il FMOABE0000 ("indice de prix de production de l'industrie française pour l'ensemble de l'industrie").

² E' stata inoltre introdotta un'ulteriore soglia di ore di funzionamento annuo, il cui valore dipende dalla produzione annua dell'impianto, al di sopra della quale viene riconosciuto il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica anziché la tariffa. Tale disposizione tuttavia non si applica a tutti gli impianti. Nel caso di LUKERG Renew, si applica solamente all'impianto di Hrabrovo (14MW).

Romania

L'energia rinnovabile in Romania viene incentivata tramite i certificati verdi per i primi 15 anni di esercizio. L'obbligo di immettere un certo quantitativo annuo di energia verde in rete (o di acquistare una uguale quantità di certificati verdi) è sul consumo finale di energia elettrica. Per i parchi eolici entrati in esercizio prima del 2014 sono previsti 2 certificati verdi per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 1 certificato verde a partire dal 2018 e il prezzo unitario dei certificati verdi varia fra un cap (55 €/MWh in moneta 2010) ed un floor (27 €/MWh in moneta 2010), definiti in Euro, ed indicizzati all'inflazione su base annua. I certificati verdi hanno validità annua e, in base alla normativa attualmente in vigore, sono riconosciuti sul valore minimo tra l'energia prevista e quella effettivamente prodotta. La Legge 23/2014, che emenda e recepisce la precedente ordinanza di Emergenza del marzo 2013, è stata, dopo alcune vicissitudini, ratificata dal Presidente rumeno nel mese di marzo 2014¹. La legge è stata approvata dalla Commissione Europea - DG Competition nel mese di maggio 2015.

La Legge ha introdotto alcuni emendamenti al sistema di incentivazione ed in particolare, per gli impianti eolici esistenti, è prevista la trattenuta di 1 Certificato Verde nel periodo 1 luglio 2013-31 marzo 2017. I Certificati Verdi trattenuti verranno via via "sbloccati" a partire dall'1 gennaio 2018 e comunque non oltre il 31 dicembre 2020, con modalità ancora da definire. Nel frattempo il Governo, su indicazioni dell'ANRE, ha portato la quota annua massima di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili incentivabile per il 2015 dal 16% previsto dalla precedente normativa all'11,9%. In base alle modifiche introdotte dalla nuova legge, infatti, l'ANRE ha il compito di definire su base annua tale quota d'obbligo.

Gli impianti eolici operativi dopo l'1 gennaio 2014 sono invece sottoposti alla decurtazione del numero di CV (c.d. overcompensation) come previsto dalla Decisione governativa che accoglie la decisione del Regolatore (ANRE). A seguito di quest'ultima, gli impianti in oggetto accedono a 1,5 CV per ogni MWh prodotto fino al 2017 e 0,75 CV per ogni MWh prodotto a partire dal 2018.

Relativamente ai parchi detenuti da LUKERG Renew in Romania, si segnala che il parco di Gebeleisis (70 MW, 35 MW quota ERG) accede al regime di incentivazione che prevede il riconoscimento di 2 CV fino al 2017, di cui uno trattenuto sino al 31 marzo 2017, mentre il parco di Topolog (84 MW a regime, 42 MW quota ERG), entrato in esercizio commerciale nel 2014, è sottoposto al regime di "overcompensation" che prevede il riconoscimento di 1,5 CV fino al 2017, e successivamente di 0,75 CV per MWh prodotto.

Nell'ottobre 2014 la Direzione Generale per la Concorrenza della Commissione europea ha approvato lo schema di esenzione per le industrie elettro-intensive dall'obbligo di legge di acquisire certificati verdi, e il relativo decreto è in vigore da gennaio 2015.

In seguito alle modifiche normative (negative per l'eolico), in particolare relativamente all'abbassamento delle quote d'obbligo, il mercato CV è in una situazione di eccesso di offerta e conseguentemente il prezzo è sceso al floor (pari a circa 29,4 €/MWh) e la liquidità del mercato spot si è drasticamente ridotta.

Polonia

Il sistema di incentivazione in Polonia per gli impianti in esercizio entro giugno 2016 è basato su Certificati d'Origine (CO) per i primi 15 anni di attività. Sono previste quote d'obbligo annue e la nuova legge sull'incentivazione delle fonti rinnovabili, firmata lo scorso 11 maggio dal Presidente polacco (emendata successivamente a dicembre 2015), ha introdotto alcune misure volte a ridurre l'attuale eccesso di offerta di CO (che, peraltro, non hanno scadenza). In particolare, a partire dal 2016 verrà dimezzata l'incentivazione degli impianti a co-combustione "non dedicata" e azzerata l'incentivazione per gli impianti idroelettrici con capacità superiore a 5 MW. La quota d'obbligo annua è pari al 14% e 15% per il 2015 e 2016 rispettivamente (come legge precedente), mentre a partire dal 2017 tale valore verrà aumentato al 20%, con possibilità per il Ministero di revisione al ribasso su base annua. La cosiddetta Substitution Fee, alternativa all'acquisto di Certificati d'Origine per i soggetti obbligati, che costituisce di fatto un cap al prezzo dei CO, è stata fissata pari a 300,03 PLN/MWh e resterà costante in termini nominali per i prossimi anni. La nuova legge introduce anche un sistema ad aste al ribasso, con contingenti sulla produzione, per l'aggiudicazione degli incentivi sotto forma di Contratti per Differenza (CfD) per 15 anni (valore inflazionato su base annua). Tale sistema è opzionale per gli impianti che hanno avuto accesso ai CO (per il residuo periodo di diritto all'incentivazione), mentre è obbligatorio per gli impianti che entreranno in esercizio a partire luglio 2016 (inizialmente la legge prevedeva tale sistema di incentivazione da gennaio 2016, ma gli emendamenti di dicembre 2015 hanno posticipato l'adozione di sei mesi).

L'entrata in vigore del sistema ad asta con CfD è subordinata all'approvazione dello schema da parte della Direzione Generale per la Concorrenza della Commissione Europea.

¹ Decreto 270/2014 di approvazione della Legge 23/2014, che approva l'Ordinanza di Emergenza 57/2013, che modifica e integra la Legge 220/2008 per il sistema di incentivazione dei Certificati Verdi

Sintesi dei risultati a valori correnti adjusted del periodo

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale del settore Non Programmabili i risultati del business sono esposti a valori correnti adjusted che tengono conto della quota di spettanza ERG (50%) dei risultati consolidati della joint venture LUKERG Renew nel corso del 2015. A seguito dello scioglimento della joint venture, i dati finanziari includono il contributo delle attività in Romania e Bulgaria consolidato integralmente a partire dal 31 dicembre 2015

Risultati economici	Anno	
	2015	2014
Ricavi della gestione caratteristica	345	349
Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	254	267
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(134)	(137)
Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	120	131
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	95	38
Principali dati finanziari ⁽²⁾		
Capitale investito netto	1.827	1.701
Patrimonio netto	679	636
Indebitamento finanziario netto totale	1.148	1.065
di cui <i>Project Financing non recourse</i> ⁽³⁾	1.135	1.120
Ebitda Margin % ⁽⁴⁾	74%	76%

⁽¹⁾ non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

⁽²⁾ dati relativi al Consolidato ERG Renew (comprensivo del contributo al 100% di ERG Wind GMBH a cui fanno capo le attività in Romania ed in Bulgaria)

⁽³⁾ al lordo delle disponibilità liquide

⁽⁴⁾ rapporto del margine operativo lordo a valori correnti adjusted sui ricavi della gestione caratteristica

La ripartizione del margine operativo lordo a valori correnti tra i diversi settori geografici del business Eolico è la seguente:

Margine operativo lordo a valori correnti	Anno	
	2015	2014
Italia	213	233
<i>Germania</i>	<i>12</i>	<i>12</i>
<i>Francia</i>	<i>13</i>	<i>8</i>
<i>Bulgaria (50%)</i>	<i>4</i>	<i>4</i>
<i>Romania (50%)</i>	<i>8</i>	<i>10</i>
<i>Polonia</i>	<i>4</i>	<i>0</i>
Estero	41	34
Totale	254	267

I ricavi consolidati registrati **nel 2015** sono leggermente inferiori a quelli dell'analogo periodo del 2014, principalmente a seguito delle produzioni dei nuovi parchi eolici in Francia (63 MW da luglio 2015) ed in Polonia (42 MW da luglio 2015, mentre gli ulteriori 40 MW non hanno impatto in quanto relativi a fine dicembre 2015), che hanno in parte compensato i minori ricavi in Italia dovuti alle minori produzioni (-7%) cedute ad un prezzo lievemente superiore (+1%).

Per quanto riguarda l'incremento dei prezzi di vendita, per ERG Renew in Italia il prezzo di cessione dell'energia elettrica è risultato essere pari mediamente a 47,7 Euro/MWh, in contrazione del 3% rispetto al valore di 49,0 Euro/MWh registrato nel 2014; tale valore è inferiore al prezzo unico nazionale (52,3 Euro/MWh) a seguito della specifica ripartizione geografica degli impianti ERG, concentrati nel Sud Italia e del profilo orario di produzione. Complessivamente, il ricavo medio unitario delle produzioni di ERG Renew in Italia, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei certificati verdi, è stato pari a 147,8 Euro/MWh, in aumento rispetto al valore di 146,4 Euro/MWh del 2014.

Tale incremento è legato al valore dei certificati verdi, pari a 100,1 Euro/MW, in aumento rispetto al valore di 97,4 Euro/MWh del 2014.

Il ricavo medio unitario dei parchi esteri del 2015 è stato pari a circa 84,2 Euro/MWh, in diminuzione rispetto al valore di 87,5 Euro/MWh registrato nell'esercizio precedente principalmente a seguito del sopra descritto mutamento del contesto tariffario e di mercato, in Bulgaria e Romania.

Il margine operativo lordo a valori correnti adjusted del 2015 è pari complessivamente a 254 milioni, in contrazione rispetto ai valori registrati nello stesso periodo dell'esercizio precedente. Più in dettaglio, la diminuzione dei risultati registrati dai parchi eolici italiani, a seguito delle minori produzioni e della presenza nel 2014 di rettifiche positive relative agli oneri di sbilanciamento pregressi, è stata in parte compensata dal maggior risultato dei parchi esteri rispetto al 2014, principalmente grazie al contributo apportato dai nuovi parchi in Francia e Polonia.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 74%, in lieve contrazione rispetto al 76% registrato nel 2014. Si ricorda che tale indicatore di marginalità nel 2014 risentiva positivamente degli effetti della sentenza del Consiglio di Stato sugli oneri di sbilanciamento, mentre nel 2015, pur attestandosi su un valore assoluto elevato, risente anche dell'aumento delle produzioni all'estero, con prezzi di vendita e marginalità mediamente inferiori a quelle che si registrano in Italia.

Potenza installata (MW)	Anno	
	2015	2014
- Italia	1.087	1.087
di cui		
<i>Campania</i>	239	239
<i>Calabria</i>	120	120
<i>Puglia</i>	249	249
<i>Molise</i>	79	79
<i>Basilicata</i>	89	89
<i>Sicilia</i>	198	198
<i>Sardegna</i>	111	111
<i>Altre</i>	2	2
- Estero	420	254
di cui		
<i>Germania</i>	86	86
<i>Francia</i>	128	64
<i>Polonia</i>	82	n.a.
<i>Bulgaria</i>	54	27
<i>Romania</i>	70	77
Potenza installata complessiva a fine periodo ⁽¹⁾	1.506	1.341

⁽¹⁾ potenza impianti installati a fine periodo.

La potenza installata al 31 dicembre è pari a 1.506 MW, in aumento di 165 MW rispetto al dato al 31 dicembre 2014, a seguito dell'acquisto di sei parchi eolici per ulteriori 63 MW in Francia e dell'aumento di 42 MW in Polonia dovuto al completamento del parco eolico di Radziejov (che forniscono il loro contributo in termini di produzioni e risultati economici a partire dal terzo trimestre del 2015), nonché dell'ulteriore incremento di 40 MW in Polonia avvenuto a fine anno a seguito del completamento del parco di Szydłowo (14MW) e di Slupia (26MW) e delle variazioni avvenute a partire da fine dicembre 2015 in Bulgaria (+27MW) e Romania (-7MW) contestualmente all'operazione che ha portato allo scioglimento della joint venture con LUKOIL.

Produzioni (GWh)	Anno	
	2015	2014
- Italia	1.910	2.051
di cui		
Campania	414	453
Calabria	240	249
Puglia	472	502
Molise	155	163
Basilicata	164	173
Sicilia	274	313
Sardegna	192	198
Altre	0	0
- Estero	705	529
di cui		
Germania	156	144
Francia	206	122
Polonia	68	n.a.
Bulgaria (50%)	74	67
Romania (50%)	201	196
Produzioni complessive parchi	2.614	2.580

Nel 2015 la produzione di energia elettrica di ERG Renew è stata pari a 2.614 GWh, in crescita rispetto al 2014 (2.580 GWh), con una produzione in diminuzione circa del 7% in Italia (da 2.051 GWh a 1.910 GWh) ed in crescita del 33% all'estero (da 529 GWh a 705 GWh).

La diminuzione delle produzioni in Italia (-141 GWh) è legata a condizioni anemologiche complessivamente inferiori a quelle del 2014, in particolare in Sicilia, Campania e Puglia dove ERG Renew presenta circa il 60% della propria capacità installata.

Per quel che riguarda l'estero, l'incremento di 175 GWh è attribuibile sia al contributo dei nuovi parchi in Francia e in Polonia, sia alla generale crescita delle produzioni in tutti i paesi.

Nella seguente tabella vengono rappresentati i load factor degli impianti eolici per le principali aree geografiche; tale dato, stimato tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio dei parchi all'interno dei singoli esercizi, fornisce una misura del livello di produzione dei vari parchi in termini relativi, ed è influenzato, oltre che dalle caratteristiche dei parchi e dalle condizioni anemologiche nel periodo considerato, anche dal livello di disponibilità degli impianti e da eventuali limitazioni sulle reti di trasporto dell'energia.

Load Factor %	Anno	
	2015	2014
- Italia	20%	22%
di cui		
Campania	20%	22%
Calabria	23%	24%
Puglia	22%	23%
Molise	22%	23%
Basilicata	21%	22%
Sicilia	16%	18%
Sardegna	20%	20%
Altre	n.a.	n.a.
- Estero	26%	24%
di cui		
Germania	21%	19%
Francia	24%	22%
Polonia	37%	n.a.
Bulgaria (50%)	31%	28%
Romania (50%)	30%	29%
Load factor ⁽¹⁾	21%	22%

⁽¹⁾ produzione effettiva rispetto alla produzione massima teorica (calcolata tenendo conto dell'effettiva entrata in esercizio di ogni singolo parco eolico)

Nel **2015** il load factor complessivo, pari al 21%, è risultato lievemente inferiore a quello del 2014, a seguito di un load factor in contrazione dal 22% al 20% in Italia, in parte mitigato dall'aumento dal 24% al 26% all'estero, grazie in particolare agli ottimi risultati riscontrati in tutti i paesi ed in particolare in Polonia e Bulgaria.

LUKERG Renew

ERG Renew nel corso del 2015 è stata presente in Bulgaria e Romania tramite LUKERG Renew, joint venture tra ERG Renew e LUKOIL-Ecoenergo nata nel 2011 per operare in modo congiunto nel mercato delle rinnovabili in Romania, in Bulgaria, in Ucraina e in Russia. Negli ultimi tre anni LUKERG Renew ha investito circa 300 milioni di Euro realizzando 208 MW di cui:

- 54 MW in Bulgaria: Tchergera (40MW) e Hrabrovo (14 MW)
- 154 MW in Romania: Gebeleisis (70MW) e Topolog (84 MW)

Per quanto riguarda la Bulgaria, il parco eolico di Tchergera (40 MW) è pienamente operativo da Dicembre 2009 e si trova nella regione di Dobrich; il parco eolico di Hrabrovo (14 MW) si trova nella regione di Dobrich ed è pienamente operativo da marzo 2012.

In Romania, il parco eolico di Gebeleisis (70 MW) si trova nella regione di Galati è pienamente operativo da febbraio 2013 ed il parco eolico di Topolog (84 MW) si trova nella regione di Tulcea, la costruzione è terminata a fine 2013 ed è pienamente operativo da dicembre 2013.

Con tali acquisizioni e con la messa in esercizio di Topolog, LUKERG Renew ha così raggiunto una potenza installata di oltre 200 MW, diventando uno dei principali player in entrambi i mercati in cui opera.

Si segnala che in data 25 giugno 2015 i due azionisti, al termine di un triennio di forte crescita, hanno comunicato la decisione di sciogliere la joint venture con conseguente suddivisione degli asset della stessa.

In base all'accordo, il cui closing è stato perfezionato in data 23 dicembre, a LUKOIL è stato ceduto il solo parco di Topolog (84 MW) mentre ERG Renew ha acquistato i rimanenti parchi per un totale di 124 MW (incrementando così la potenza installata di 20 MW rispetto alla attuale quota di competenza pari a 104 MW), così ripartito:

- 54 MW in Bulgaria: Tchergera (40MW) e Hrabrovo (14 MW)
- 70 MW in Romania: Gebeleisis (70MW)

Poiché l'operazione di scioglimento della joint venture, con contestuale acquisizione dei parchi eolici in Bulgaria e Romania (Gebeleisis), si è perfezionata negli ultimi giorni del 2015, i risultati economici del 2015 riflettono il pieno contributo per l'intero anno del perimetro ante scioglimento della Joint Venture.

I dati di seguito esposti si riferiscono al 100% del bilancio consolidato della joint venture (perimetro ante scioglimento).

	Anno	
	2015	2014
Margine operativo lordo a valori correnti	24	28
Ammortamenti e svalutazioni	(16)	(16)
Risultato operativo netto a valori correnti	8	12
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0	4
Potenza installata:		
Bulgaria	54	54
Romania	154	154

Il margine operativo lordo **del 2015** è stato pari a circa 24 milioni, inferiore rispetto ai valori registrati nel 2014 (28 milioni); i minori prezzi di vendita registrati in Bulgaria ed in Romania a seguito del mutato contesto tariffario e di mercato, sono stati compensati solo parzialmente dalle maggiori produzioni.

FONTI PROGRAMMABILI

Mercato di riferimento

Mercato elettrico Italia (GWh) ⁽¹⁾	Anno	
	2015	2014
Domanda	315.234	310.535
Consumo pompaggi	1.850	2.329
Import/Export	46.381	43.716
Produzione interna ⁽²⁾	270.703	269.148
di cui		
Termoelettrica	180.871	167.080
Idroelettrica	44.751	59.575
Altre rinnovabili	45.081	42.493
Prezzi di cessione (Euro/MWh)		
PUN ⁽³⁾	52,3	52,1

⁽¹⁾ Fonte: Terna S.p.A. rapporto mensile sul sistema elettrico. Dati stimati, soggetti a rettifica

⁽²⁾ produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari

⁽³⁾ Prezzo Unico Nazionale. Fonte: GME S.p.A.

La domanda di energia elettrica¹ del sistema elettrico nazionale nel 2015 è stata pari a 315,2 TWh, in crescita (+1,5%) rispetto ai valori registrati nel 2014. Per quanto riguarda la Sicilia, regione nella quale ERG è presente con il proprio impianto CCGT, nel 2015 si è registrato un fabbisogno di circa 19,6 TWh, in lieve contrazione (-1,0%) rispetto al 2014, mentre nel raggruppamento di regioni Abruzzo-Lazio-Marche-Molise-Umbria, in cui ERG è attiva da fine 2015 con i propri impianti idroelettrici, la richiesta di energia elettrica si è attestata a 44,8 TWh (+2,3%).

Nello stesso periodo la produzione interna netta di energia elettrica è stata pari a 270,7 TWh, in aumento dello 0,6% rispetto all'anno precedente, mentre il saldo netto degli scambi con l'estero ha registrato importazioni nette per 46,4 TWh (+6,1% rispetto al 2014). La produzione nazionale (netta) è stata garantita per il 67% da centrali termoelettriche e per il restante 33% da fonti rinnovabili. Rispetto all'analogo periodo dell'esercizio precedente si evidenzia un incremento delle produzioni da fonte termoelettrica (+8%) ed un minor contributo delle fonti rinnovabili (-12%). Detto decremento è dovuto al calo della produzione idroelettrica (-25%) ed eolica (-3%), compensato parzialmente dalle maggiori produzioni delle altre fonti, in particolare fotovoltaica (+13%) e geotermica (+4%).

Il valore medio del PUN nel 2015 si è attestato a 52,3 Euro/MWh, in aumento dello 0,4% rispetto al valore rilevato nel 2014 (52,1 Euro/MWh).

Evoluzione del quadro normativo di riferimento in Sicilia: l'emendamento Mucchetti

L'articolo 23, comma 3bis del Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 stabilisce che dal 1° gennaio 2015, si no all'entrata in operatività del raddoppio dell'elettrodotto "Sorgente-Rizziconi" tra la Sicilia e il Continente: (i) le unità di produzione di energia elettrica in zona Sicilia di potenza superiore a 50 MW, con esclusione di quelle rinnovabili non programmabili, siano considerate unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico (UESSE); (ii) l'Autorità definisca le modalità di offerta e remunerazione delle predette unità entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del decreto-legge 91/14, seguendo il criterio di puntuale riconoscimento per singola unità produttiva dei costi variabili e dei costi fissi di natura operativa e di equa remunerazione del capitale residuo investito riconducibile alle stesse unità, in modo da assicurare la riduzione degli oneri per il sistema elettrico.

In esecuzione a quanto disposto dal citato Decreto Legge, in data 24 ottobre 2014 l'Autorità ha pubblicato la deliberazione n. 521/2014/R/EEL, relativa a disposizioni sugli impianti essenziali in Sicilia, volta a

¹ Inclusive le perdite rete e al netto dei consumi di energia elettrica per gli impianti di pompaggio.

regolare, fra gli altri aspetti, i criteri di offerta e remunerazione delle unità definite essenziali ai sensi del Decreto-Legge.

Nel mese di ottobre 2014 l'Autorità ha altresì pubblicato la Deliberazione 500/2014/R/EEL che, pur riguardando le unità essenziali in regime ordinario, chiarisce ed aggiorna alcuni parametri del Costo Variabile Riconosciuto che hanno effetto anche sulle unità essenziali ex DL 91/2014.

Infine, con la Deliberazione 667/2014/R/EEL, l'AEEGSI ha approvato alcuni parametri rilevanti per il calcolo dei Costi di Generazione Riconosciuti delle unità essenziali ex DL 91/2014.

Il quadro regolatorio su descritto ha avuto un impatto significativo sui prezzi di vendita di ERG ed in particolare sui mercati dell'energia a pronti nella zona di mercato in cui opera (zona Sicilia). Infatti, il vincolo di offerta su tali mercati a prezzi non superiori al proprio costo variabile riconosciuto delle unità di produzione identificate UESSE ai sensi del richiamato DL 91/2014, ha ridotto significativamente il differenziale di prezzo fra la zona Sicilia ed il PUN con una marcata contrazione nel 2015 rispetto ai valori registrati nello stesso periodo del 2014.

Occorre sottolineare, tuttavia, che l'abbattimento dei ricavi nei mercati a pronti (MGP, MI ed MSD) per le ragioni su descritte è stato mitigato dal corrispettivo riconosciuto alle UESSE ex DL 91/2014 a reintegrazione dei costi di generazione variabili, operativi e di investimento, inclusa l'equa remunerazione del capitale investito.

Il termine di applicazione della disciplina delle unità essenziali in base al DL 91/2014, ossia l'entrata in operatività del citato raddoppio dell'elettrodotto Rizziconi-Sorgente, dalle note pubblicate da Terna SpA ai sensi del comma 4.7 della delibera AEEGSI n. 521/2014/R/eel, è attualmente previsto essere entro il primo semestre dell'anno 2016.

Si segnala infine che il 31 dicembre 2015 è stato incassato l'acconto relativo al primo semestre 2015 del corrispettivo di reintegro dei costi di generazione di spettanza di ERG Power Generation in applicazione della delibera 521/2014 AEEGSI.

Premessa sui principali risultati del periodo

A partire dalla fine del 2015 il gruppo ERG è presente in modo differenziato nel settore delle **fonti programmabili**, gestite organizzativamente dalla business unit Power Generation. In particolare il Gruppo ERG opera:

- nell'**idroelettrico**: attraverso la partecipazione nella neo costituita ERG Hydro S.r.l. proprietaria del nucleo idroelettrico di Terni (527MW), comprendente un sistema di impianti programmabili e flessibili dislocati nel centro Italia;
- nel **termoelettrico**: attraverso la partecipazione in ERG Power S.r.l., proprietaria dell'impianto CCGT (480 MW) cogenerativo ad alto rendimento, ad alta efficienza, basse emissioni, altamente modulabile e flessibile.

Il gruppo ERG, nell'ambito della business unit ERG Power Generation, ha dunque concluso un importante processo di evoluzione industriale, completando la trasformazione del preesistente portafoglio di asset termoelettrici in Sicilia (che includeva anche l'impianto IGCC da 528 MW ceduto nel 2014 a Lukoil contestualmente alla risoluzione anticipata della convenzione "CIP6") in un portafoglio asset differenziati per tecnologia, per area geografica e contraddistinto da elevata flessibilità, grazie all'acquisto avvenuto a fine 2015 del sopra citato Nucleo Idroelettrico di Terni di 527 MW, le cui concessioni scadono nel 2029.

Sintesi dei principali risultati del periodo del settore delle fonti programmabili

Nelle tabelle che seguono sono riportati i risultati delle fonti programmabili, mentre nei paragrafi successivi sono commentati in modo distinto i risultati del **termoelettrico** (per il quale si ricorda che i risultati sono confrontati con dati 2014 proforma, senza riflettere il contributo dell'impianto IGCC ceduto il 30 giugno 2014) e dell'**idroelettrico**.

	Anno	
	2015	2014 proforma
(milioni di euro)		
Ricavi della gestione caratteristica	602	679
Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	115	100
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(34)	(29)
Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	81	71
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	9	13
Ebitda Margin %	19%	15%

⁽¹⁾ i dati esposti non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

- **Termoelettrico**

Nel corso del 2015 la produzione netta di energia elettrica di ERG Power è stata di 2.632 GWh, in linea rispetto al 2014 (2.622 GWh).

La fornitura netta¹ di vapore ai clienti captive del sito petrolchimico di Priolo Gargallo per circa 802 migliaia di tonnellate, è in riduzione rispetto alle 838 migliaia di tonnellate del 2014. Circa un quarto della produzione di energia di ERG Power è stata destinata a copertura del fabbisogno del sito industriale di Priolo, comprendendo nell'energia anche le forniture nette di vapore.

Il margine operativo lordo a valori correnti del 2015 è riconducibile per 104 milioni a ERG Power / ERG Power Generation (in aumento di circa 5 milioni rispetto a quello registrato nello stesso periodo del 2014), e per 3 milioni a maggiori rimborsi relativi ad oneri pregressi di ISAB Energy, società fusa per incorporazione in ERG S.p.A. nel corso del 2015.

Come riportato nella sezione relativa all'evoluzione del quadro normativo di riferimento, la contrazione dei prezzi sul mercato a pronti nella zona Sicilia in esito all'applicazione del DL n. 91/2014, ha comportato una riduzione dei margini sui mercati dell'energia (MGP e MI) e sui servizi di dispacciamento (MSD), mitigata dal corrispettivo a reintegro dei costi di generazione di spettanza della unità di produzione ERG Power, definita Unità Essenziale per la Sicurezza del Sistema Elettrico ai sensi del suddetto DL n. 91/2014.

Il mantenimento di risultati positivi è ascrivibile anche al miglioramento delle prestazioni dell'impianto CCGT di ERG Power ed alle azioni di efficienza industriale realizzate nel periodo. Nel 2015, infatti, l'impianto ha continuato a beneficiare di elevata affidabilità ed efficienza, perseguite attraverso interventi mirati di investimento nonché tramite la prima manutenzione generale programmata effettuata tra marzo ed aprile 2015 su uno dei due moduli dell'impianto CCGT di ERG Power.

I risultati positivi riflettono inoltre l'efficacia della gestione dell'energia con l'adozione di efficaci coperture del margine di generazione. Queste ultime contemplano, tra l'altro, la vendita a termine pluriennale di energia elettrica ad IREN Mercato, l'utilizzo di strumenti di copertura del rischio prezzo e la vendita di vapore ed energia elettrica ai clienti del sito petrolchimico di Priolo Gargallo mediante accordi di lungo periodo.

L'incremento dei volumi acquistati da ERG Power Generation si riferisce principalmente ad operazioni OTC realizzate da Energy Management nell'ottica dello sviluppo dell'attività di vendita all'ingrosso anche attraverso contratti a termine.

⁽¹⁾ si intende la cessione di vapore al sito industriale di Priolo Gargallo escluse le perdite di rete, al netto dei ritiri di vapore dai medesimi clienti

• **Idroelettrico**

	2015 (dicembre)
(milioni di euro)	
Ricavi della gestione caratteristica	11
Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	8
Ammortamenti e svalutazioni ⁽¹⁾	(5)
Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	3
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	0
Ebitda Margin %	73%
Produzioni complessive impianti idroelettrici	84

⁽¹⁾ i dati esposti non includono le poste non caratteristiche come indicate nel capitolo "Indicatori alternativi di performance", al quale si rimanda per maggiori dettagli

Il margine operativo lordo del mese di dicembre 2015 è risultato pari a 8 milioni.

I ricavi, pari a 11 milioni, sono relativi alle vendite di energia elettrica per 5 milioni, ai ricavi da certificati verdi e incentivi per 5 milioni, ed a ricavi da MSD ed altri ricavi per circa 1 milione.

I costi, complessivamente pari a 3 milioni, sono principalmente riconducibili a canoni di concessione, costi del personale, canoni assicurativi e costi per servizi.

I prezzi medi di vendita riflettono il prezzo di cessione dell'energia elettrica, applicato sull'intera produzione, e i certificati verdi riconosciuti su una quota delle produzioni.

Nel dettaglio:

- il prezzo di cessione dell'energia elettrica, applicato alla produzione di 84 GWh, è risultato essere pari mediamente a 63,2 Euro/MWh, superiore al prezzo unico nazionale (52,3 Euro/MWh) grazie alla modulazione degli impianti,
- il valore dei certificati verdi, riconosciuti su un livello di produzione pari a 40 GWh è risultato essere pari a circa 100 Euro/MWh.

Le produzioni complessive di ERG Hydro (84 GWh), hanno dunque beneficiato di un ricavo medio unitario, considerando il valore di cessione dell'energia e quello dei certificati verdi, pari complessivamente a circa 111 Euro/MWh.

L'EBITDA margin è risultato complessivamente pari al 73%, attestandosi su valori particolarmente elevati.

La potenza efficiente complessiva delle centrali del nucleo di Terni è pari a 526,5 MW, di cui 512,4 MW relativi a grandi derivazioni e 14,1 MW relativi a piccole derivazioni.

Il livello degli invasi dei laghi Turano, Salto e Corbara a fine periodo risulta rispettivamente pari a circa 524, 523 e 127 metri, corrispondenti complessivamente a 210 GWh.

Il load factor consuntivo nel periodo è stato pari al 21% e risente del ridotto periodo di riferimento, limitato al solo mese di dicembre e caratterizzato da una scarsa idraulicità.

Investimenti

Nel 2015 il Gruppo ERG ha effettuato investimenti adjusted complessivamente per 106 milioni (53 milioni nel 2014 proforma) di cui 101 milioni relativi ad immobilizzi materiali (45 milioni nel 2014 proforma) e 5 milioni ad immobilizzi immateriali (10 milioni nel 2014 proforma).

La ripartizione degli investimenti adjusted per settore di attività è riportata nella tabella che segue:

(milioni di Euro)	Anno	
	2015	2014 proforma
Fonti Non Programmabili ⁽¹⁾	95	38
Eolico	95	38
Fonti Programmabili	9	13
Termoelettrico	9	13
Idroelettrico	0	0
Corporate	2	3
Totale	106	53

⁽¹⁾ gli investimenti adjusted delle Fonti Non Programmabili includono la quota ERG degli investimenti effettuati da LUKERG Renew.

Fonti Non Programmabili

Gli investimenti del 2015 si riferiscono principalmente ai nuovi parchi eolici in Polonia per complessivi 82 MW, tutti realizzati direttamente da ERG Renew, il cui contributo in termini di produzioni e risultati economici per 42MW è avvenuto a partire dal mese di luglio 2015 e per 40 MW avverrà a partire dal 2016. In particolare, il parco di Radziejow, costituito da 21 aerogeneratori Vestas V90 da 2MW, per una potenza installata complessiva di 42 MW, è entrato in esercizio a metà 2015.

Inoltre il parco di Szydłowo, costituito da sette aerogeneratori Vestas V100 da 2MW, per 14 MW complessivi, è entrato in esercizio a fine dicembre 2015 ed il parco di Slupia, il cui progetto è passato in corso d'anno da 12 a 13 aerogeneratori in seguito all'estensione delle autorizzazioni, equipaggiato con macchine Vestas V90 per una potenza complessiva di 26 MW, è stato completato a fine 2015 ed avviato nei primi giorni del 2016.

Sono proseguiti, altresì, i progetti previsti in ambito di Salute, Sicurezza e Ambiente.

Si segnala che il dato non include due investimenti indicati come variazione dell'area di consolidamento: l'importante investimento effettuato in Francia attraverso l'acquisizione nel luglio 2015 di parchi eolici già operativi per 63,4 MW, per un valore degli asset di circa 70 milioni di Euro, né il valore dell'investimento effettuato a dicembre 2015 in Bulgaria e Romania per ottenere la piena proprietà di parchi per complessivi 124 MW (+20MW rispetto alla precedente quota di spettanza pari a complessivi 104 MW) pari a 27 milioni di Euro.

Fonti Programmabili

Gli investimenti del 2015 si riferiscono principalmente ad ERG Power (9 milioni), 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.

Si segnala che il dato non include l'importante acquisizione di ERG Hydro S.r.l. pari a 947,5 milioni di Euro.

TOTALERG

ERG S.p.A. detiene una partecipazione al 51% nella joint venture TotalErg S.p.A., costituita nel 2010 attraverso la fusione per incorporazione di Total Italia S.p.A in ERG Petroli S.p.A.

La società si posiziona come uno dei primari operatori del mercato del downstream.

Come già indicato in Premessa si precisa che a partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2015 i valori adjusted del Gruppo non includono più il contributo della joint venture TotalErg in quanto non più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo.

La partecipazione continuerà ad essere consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Data la rilevanza della partecipazione ed in continuità con l'informativa indicata nei precedenti resoconti finanziari, nella presente sezione si fornisce una sintesi degli indicatori economici e finanziari e dell'andamento gestionale del periodo.

Sintesi dei principali risultati di TotalErg

I dati di seguito esposti si riferiscono al 100% del bilancio consolidato della società, operativa dal 1° ottobre 2010.

Risultati economici (milioni di Euro)	Anno	
	2015	2014
Margine operativo lordo a valori correnti ⁽¹⁾	144	93
Ammortamenti e svalutazioni	(82)	(87)
Risultato operativo netto a valori correnti ⁽¹⁾	61	6
Risultato netto a valori correnti ⁽²⁾	24	(10)
Investimenti in immobilizzazioni materiali ed immateriali	65	66
Principali dati finanziari		
Capitale investito netto	530	532
Patrimonio netto	236	252
Indebitamento finanziario netto totale	294	252

⁽¹⁾ I dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino pari a circa -61 milioni nel 2015 (-135 milioni nel 2014), inoltre non includono poste non caratteristiche pari a circa +4,4 milioni nel 2015 (+8,4 milioni nel 2014)

⁽²⁾ I dati esposti non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche, commentate alla nota (1), al netto del relativo effetto fiscale

TotalErg opera nel settore marketing attraverso la propria Rete Italia, costituita da 2.608 impianti (di cui 1.675 sociali e 933 convenzionati), rispetto ai 2.701 al 31 dicembre 2014. Si ricorda che a fine 2012 la rete era costituita da 3.248 impianti e che la diminuzione dei punti vendita è dovuta al processo di ristrutturazione della rete carburanti portato avanti in questi anni, che ha determinato la chiusura di punti vendita a basso erogato, la modernizzazione / automazione di quelli di proprietà a maggior erogato e la risoluzione di contratti di impianti di terzi a scarsa profittabilità.

TotalErg opera anche nel mercato Extra Rete, vendendo prodotti petroliferi prevalentemente a società che a loro volta rivendono ad utenti finali nei loro mercati locali e direttamente al consumo attraverso le società controllate Restiani ed Eridis, nonché nel mercato delle Specialties, tramite la commercializzazione di Lubrificanti, Bitumi e GPL.

TotalErg opera inoltre nella raffinazione e nella logistica, attraverso la Raffineria Sarpom di Trecate, situata in una delle aree nazionali con maggiore intensità di consumi, con una capacità complessiva annua di distillazione bilanciata, per la quota TotalErg, di 1,6 milioni di tonnellate (circa 30 migliaia di barili/giorno).

La Raffineria Sarpom è provvista di conversione catalitica, maggiormente orientata alla produzione di distillati leggeri e lavora prevalentemente greggi a basso tenore di zolfo.

Il margine operativo lordo del 2015 è pari a circa 144 milioni, in forte incremento rispetto a quello registrato nell'analogo periodo dello scorso anno (93 milioni).

Per quel che riguarda il settore marketing, i risultati, pur in presenza di uno scenario di mercato globalmente sfavorevole, contraddistinto da una domanda in lieve crescita rispetto al 2014 ma con dei margini di mercato in calo, sono stati superiori all'analogo periodo dell'esercizio precedente, grazie alle

azioni di efficienza e contenimento costi messe in atto dalla società ed al processo di ristrutturazione della rete carburanti.

Nel settore Extra Rete il risultato economico del periodo è risultato in calo, mentre in quello delle Specialties il risultato è in significativo aumento rispetto allo scorso anno.

Per quel che riguarda la raffinazione e la logistica, i risultati hanno beneficiato del forte recupero dei margini di raffinazione anche a seguito del sensibile calo delle quotazioni del greggio, con risultati complessivi molto superiori a quelli registrati nell'esercizio precedente, anno penalizzato dalla fermata generale della raffineria con circa 45 giorni di mancata produzione.

Si segnala infine che la posizione finanziaria netta di TotalErg al 31 dicembre 2015 risulta pari a 294 milioni, in aumento rispetto ai 252 milioni al 31 dicembre 2014 principalmente a seguito di fenomeni puntuali legati alla dinamica del circolante, pur in presenza di risultati economici in crescita ed investimenti in linea con l'anno precedente.

Margini e lavorazioni

Margini unitari di contribuzione a valori correnti ⁽¹⁾	Anno	
	2015	2014
\$/barile	3,91	0,56
Euro/barile	3,53	0,42
Euro/tonnellata ⁽²⁾	26,5	3,2

Volumi lavorati (Ktons) ⁽³⁾	1.609	1.275
--	-------	-------

⁽¹⁾ i margini unitari di contribuzione a valori correnti, espressi al netto dei costi variabili di produzione (principalmente costi per utilities), non includono gli utili (perdite) su magazzino e le poste non caratteristiche.

⁽²⁾ fattore di conversione barile/tonnellata pari a 7,505 nel 2015 (7,486 nel 2014).

⁽³⁾ Volumi lavorati presso la Raffineria Sarpom (Trecate)

I margini unitari di contribuzione del 2015 sono risultati decisamente superiori a quelli molto depressi registrati nel 2014, in concomitanza di uno scenario favorevole legato anche al forte calo delle quotazioni del greggio.

Le lavorazioni effettuate nel 2015 ammontano a 1.609 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 1.275 migliaia lavorate nell'anno precedente, quest'ultime penalizzate dalla fermata generale della raffineria di circa 45 giorni.

Per quanto concerne la riconversione della Raffineria di Roma, sono state completate, nel pieno rispetto dei tempi programmati, le attività previste per la trasformazione in polo logistico, in particolare quelle di adeguamento del parco serbatoi e dei terminali marittimi. Il raggiungimento della configurazione target sta consentendo di ottimizzare le operazioni di ricezione di prodotti via mare nonché lo stoccaggio e le spedizioni dei prodotti finiti.

Inoltre, la maggiore flessibilità ed efficienza del polo logistico così dimensionato stanno consentendo di cogliere nuove opportunità di business, con il movimentato del terminale che nel 2015 è risultato in crescita del 18% rispetto all'anno precedente (dato "normalizzato" per neutralizzare l'effetto maltempo straordinario che si era verificato a inizio 2014).

Si segnala infine che il 3 novembre 2015 TotalErg ha sottoscritto un contratto di finanziamento denominato in Euro della durata di cinque anni con un gruppo di primari istituti di credito italiani ed esteri. Il finanziamento, costituito da una linea di credito term di 200 milioni e da una linea di credito revolving di 500 milioni, per un totale di 700 milioni, è senior e non è assistito da alcuna garanzia, reale e non, da parte dei due azionisti. Il finanziamento sostituisce il "Term Loan and Multicurrency Revolving Credit Facility Agreement" di 900 milioni, la cui scadenza era prevista il 4 agosto 2016, e consente a TotalErg di essere finanziariamente autonoma per la gestione operativa e per l'attività di sviluppo ricorrente.

Investimenti TotalErg

Nel 2015 TotalErg ha effettuato investimenti per circa 65 milioni, in linea con il 2014 (66 milioni).

La maggior parte di tali investimenti (circa il 60%) ha interessato la Rete, principalmente per attività di sviluppo (ricostruzioni, nuovi convenzionamenti, potenziamento ed automazione di punti vendita esistenti, ecc), e per le attività legate all'ottimizzazione e potenziamento del polo logistico di Roma. Una parte significativa è stata destinata anche ad investimenti di mantenimento e di miglioramento degli aspetti di Salute, Sicurezza e Ambiente.

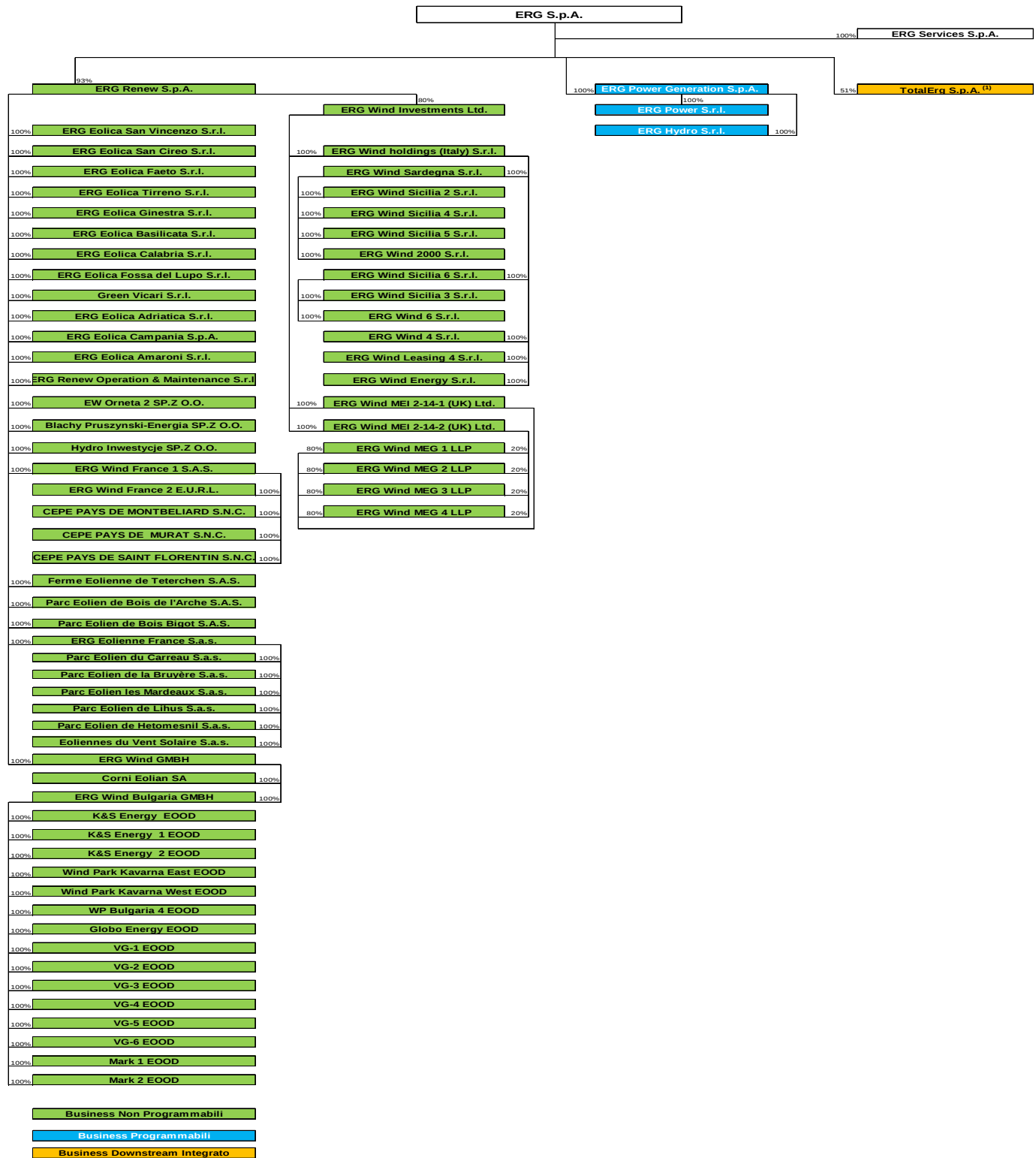
PROSPETTI CONTABILI

Area di consolidamento integrale ed aree di business

Nella tabella sottostante è riportata l'area di consolidamento al 31 dicembre 2015.

Rispetto al 31 dicembre 2014 si segnala:

- la fusione di ISAB Energy Services S.r.l. nella controllante ERG Power Generation S.p.A. con efficacia in data 1° gennaio 2015,
- l'acquisizione delle società Hydro Inwestycje SP.Z. O.O. (19 febbraio 2015) e Blachy Pruszyński-Energia SP.Z O.O. (12 marzo 2015),
- la fusione di ERG Supply & Trading S.p.A. in ERG S.p.A. in data 1° luglio 2015
- il consolidamento di otto società francesi titolari di sei parchi eolici in Francia, acquisite dal gruppo Macquarie nel mese di luglio 2015
- l'acquisizione della società Hydro Terni S.r.l. ridenominata in ERG Hydro S.r.l. in data 30 novembre 2015
- la fusione di ISAB Energy S.r.l. nella controllante ERG S.p.A. in data 18 dicembre 2015
- lo scioglimento della joint venture con LUKOIL per lo sviluppo dell'Eolico in Europa dell'Est, con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. della titolarità del 50% delle quote dal socio OOO LUKOIL – Ecoenergo detenute nella società LUKERG Renew GmbH. ERG Renew è dunque socio unico della società ridenominata ERG Wind GmbH che controlla al 100% Corni Eolian S.A. (società di diritto rumeno di cui è stata rilevata l'intera quota) e ERG Wind Bulgaria GmbH.



(1) Società valutate col metodo del patrimonio netto

Risultati economici, patrimoniali e finanziari

Si precisa infine che i risultati economici riflettono ancora il contributo di LUKERG consolidata con il metodo del patrimonio netto, in quanto l'operazione di scioglimento della *joint venture* avvenuta negli ultimi giorni del 2015.

Altresì la situazione patrimoniale al 31 dicembre 2015 riflette i valori delle attività e passività in Bulgaria e Romania consolidati integralmente alla data di fine periodo.

Conto economico

Come già indicato in Premessa, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro sopra descritto, permettendo quindi il confronto dei valori economici a perimetro costante.

Si precisa che i risultati economici-patrimoniali di seguito esposti includono le poste non ricorrenti e le variazioni di magazzino.

Si rimanda al capitolo "Indicatori alternativi di performance" per l'analisi dei risultati al netto di tali imposte e inclusivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, di LUKERG Renew che meglio rappresentano l'andamento gestionale del gruppo.

Conto Economico riclassificato (milioni di Euro)	Anno	
	2015	2014 proforma
(milioni di Euro)		
Ricavi della gestione caratteristica	920,3	998,9
Altri ricavi e proventi	16,3	25,7
RICAVI TOTALI	936,6	1.024,6
Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze	(412,6)	(491,6)
Costi per servizi e altri costi operativi	(215,7)	(220,2)
MARGINE OPERATIVO LORDO	308,3	312,9
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(163,0)	(160,0)
Risultato operativo netto	145,2	152,8
Proventi (oneri) finanziari netti	(54,8)	(59,6)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(54,2)	(65,0)
Risultato prima delle imposte	36,2	28,2
Imposte sul reddito	(12,6)	(44,1)
Risultato d'esercizio	23,7	(15,9)
Risultato di azionisti terzi	(3,1)	(2,9)
Risultato netto di Gruppo	20,6	(18,7)

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi del 2015 sono pari a 920 milioni rispetto ai 999 milioni del 2014 *proforma*. La variazione riflette i seguenti fattori:

- il decremento dei ricavi **del settore Eolico** legato prevalentemente alle minori produzioni dei parchi eolici italiani in parte compensate dall'apporto delle produzioni dei nuovi parchi eolici in Francia e Polonia;
- il decremento dei ricavi **del settore Termoelettrico** principalmente a causa della riduzione dei prezzi di vendita;

Altri ricavi e proventi

Comprendono principalmente gli affitti attivi, i rimborsi assicurativi, le plusvalenze da alienazione, gli indennizzi e i recuperi di spese.

Costi per acquisti e variazioni delle rimanenze

I costi per acquisti comprendono i costi per l'acquisto di gas, utilities e di vapore destinati ad alimentare l'impianto CCGT di ERG Power S.r.l. e costi di energia elettrica destinata alla rivendita sul mercato nell'ambito dell'attività di energy management.

Nel 2015 sono pari a 413 milioni rispetto a 492 milioni del 2014.

La voce risulta in diminuzione (-79 milioni) principalmente a seguito dei minori costi per acquisti di gas. La variazione delle rimanenze, legata ai magazzini ricambi, risulta non significativa.

Costi per servizi ed altri costi operativi

I costi per servizi includono i costi di manutenzione, le spese commerciali (inclusi i costi per il trasporto dei prodotti e dell'energia elettrica), i costi per utilities, per consulenze (ordinarie e legate a operazioni straordinarie), assicurativi e per servizi forniti da terzi.

Gli altri costi operativi sono relativi principalmente al costo del lavoro, agli affitti passivi, agli accantonamenti per rischi ed oneri ed alle imposte diverse da quelle sul reddito.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti si riferiscono agli impianti eolici ed all'impianto CCGT e risultano leggermente superiori rispetto a quelli del 2014 *proforma* per l'impatto delle nuove acquisizioni nel business Rinnovabili Non Programmabili (pari a 3 milioni) e dell'acquisizione di ERG Hydro Srl (pari a 5 milioni), in parte compensati dal termine della vita utile di componenti elettroniche relative a impianti eolici.

Proventi (oneri) finanziari netti

Gli oneri finanziari netti del 2015 sono pari a 55 milioni leggermente inferiori a quelli registrati nel 2014 *proforma*.

Nel dettaglio la voce include proventi finanziari netti a breve termine per circa 10 milioni di euro (9 milioni di Euro nel 2014) derivanti principalmente dalla gestione della liquidità ed oneri finanziari a medio-lungo termine per circa 64 milioni di Euro (72 milioni di Euro nel 2014); i valori a medio e lungo termine riflettono gli effetti degli strumenti derivati di copertura dal rischio fluttuazione dei tassi.

Proventi (oneri) da partecipazioni netti

La voce nel 2015 riflette i risultati delle joint venture TotalErg S.p.A. (-11 milioni) e LUKERG Renew GmbH (-3 milioni) valutate con il metodo del patrimonio netto, l'accantonamento a fondo rischi partecipazioni (pari a 1 milione su ERG Petroleos) e il conguaglio negativo per la cessione della partecipazione ERG Oil Sicilia (-0,5 milioni). Nel confronto con l'anno precedente, si segnala il sensibile miglioramento dei risultati operativi di TotalErg S.p.A. che ha comunque risentito a fine periodo della svalutazione delle rimanenze OIL a seguito del crollo dei prezzi delle materie prime (-65 milioni nel 2014).

Si segnala che nel 2015 la voce comprende inoltre gli oneri derivanti dalla valutazione al fair value della passività relativa ad un'opzione di cessione delle minorities di ERG Renew S.p.A. concessa ad Unicredit nell'ambito dell'operazione di aumento di capitale del 16 gennaio 2014.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito del 2015 sono pari a 13 milioni (44 milioni nello stesso periodo del 2014 *proforma*).

Il tax rate, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte, è pari al 19% (156% nel 2014 *proforma*).

Il tax rate a valori correnti adjusted, ottenuto dal rapporto tra le imposte e l'utile ante imposte al netto delle poste non caratteristiche, risulta pari al 23% (42% nel 2014).

Il decremento del tax rate è legato principalmente alla dichiarata incostituzionalità dell'addizionale Robin Tax la cui aliquota (6,5%) non è più applicata a partire dal 1° gennaio 2015, all'impatto positivo dell'ACE (Aiuto Crescita Economica) per 11 milioni e al credito di imposta IRAP ai sensi della Legge 190/2014 (pari a circa 1 milione).

Proforma dei dati economici 2014

Il confronto dei risultati del 2015 con quelli del corrispondente periodo del 2014 risente del cambiamento del perimetro di Gruppo ed in particolare:

- della cessione dei rami d'azienda di ISAB Energy ed ISAB Energy Services costituiti principalmente dall'impianto di produzione IGCC ed al personale per la sua gestione e manutenzione, perfezionata il 30 giugno 2014;
- della cessione di ERG Oil Sicilia perfezionata il 29 dicembre 2014;
- del venire meno delle attività di compravendita di greggi e prodotti petroliferi relativi alla società controllata ERG Supply&Trading che è stata fusa in ERG S.p.A. nel primo semestre del 2015.

Pertanto, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento nei due periodi ed in considerazione del nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo si è proceduto a modificare i dati economici comparativi 2014 per tenere conto del cambiamento di perimetro sopra descritto, permettendo quindi il confronto dei risultati a perimetro costante. In particolare si è proceduto a modificare i valori economici del 2014 escludendo il contributo di ISAB Energy ed ISAB Energy Services, ERG OIL Sicilia ed ERG Supply e Trading.

Si precisa che tali modifiche sono coerenti con le riclassifiche operate in applicazione dell'IFRS 5 sugli schemi di bilancio e relativi dettagli esposti nel Bilancio Consolidato Annuale.

Anno 2014 proforma

	12 mesi 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply &Trading	Intercompany	12 mesi 2014 proforma
Ricavi della gestione caratteristica	1.369	(124)	(299)	0	52	999
Altri ricavi e proventi	629	(1)	(595)	(11)	4	26
Ricavi totali	1.999	(125)	(894)	(11)	56	1.025
Costi per acquisti	(714)	104	136	(8)	(11)	(493)
Variazioni delle rimanenze	(15)	1	(0)	16	0	2
Costi per servizi e altri costi operativi	(659)	16	492	19	(45)	(177)
Costi del lavoro	(64)	1	17	3	0	(43)
Margine operativo lordo	547	(2)	(250)	18	0	313
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	(188)	4	23	0	0	(160)
Risultato operativo	359	2	(227)	18	0	153
Proventi (oneri) finanziari netti	(66)	(0)	(1)	8	0	(60)
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	(65)	0	0	0	0	(65)
Risultato della gestione ordinaria	228	2	(228)	26	0	28
Proventi (oneri) straordinari netti	0	0	0	0	0	0
Risultato prima delle imposte	228	2	(228)	26	0	28
Imposte sul reddito	(156)	(0)	119	(7)	0	(44)
Risultato prima degli interessi di terzi	73	1	(109)	19	0	(16)
Risultato di azionisti terzi	(25)	0	22	0	0	(3)
Risultato netto di competenza del Gruppo	48	1	(87)	19	0	(19)

Situazione patrimoniale

Stato Patrimoniale riclassificato (milioni di Euro)	31/12/2015	31/12/2014
Capitale immobilizzato	3.223,9	2.120,3
Capitale circolante operativo netto	202,1	189,6
Trattamento di fine rapporto	(5,5)	(4,7)
Altre attività	324,7	344,3
Altre passività	(621,1)	(600,5)
Capitale investito netto	3.124,2	2.049,0
Patrimonio netto di Gruppo	1.626,0	1.671,5
Patrimonio netto di terzi	50,3	47,4
Indebitamento finanziario netto	1.447,9	330,1
Mezzi propri e debiti finanziari	3.124,2	2.049,0

Al 31 dicembre 2015 il capitale investito netto ammonta a 3.124 milioni in aumento rispetto al 31 dicembre 2014.

La leva finanziaria, espressa come rapporto fra i debiti finanziari totali netti (incluso il Project Financing) ed il capitale investito netto, è pari al 46% (16% al 31 dicembre 2014). L'incremento della leva finanziaria riflette anche gli effetti dell'acquisizione di ERG Hydro S.r.l., dei parchi eolici francesi e del consolidamento integrale delle società in Bulgaria e Romania, a seguito dello scioglimento della *joint venture* LUKERG oltre che i già commentati investimenti di sviluppo in Polonia.

Capitale immobilizzato

Include le immobilizzazioni materiali, immateriali e finanziarie. La variazione in aumento è principalmente riconducibile all'acquisizione di ERG Hydro S.r.l., alle acquisizioni dei parchi eolici francesi e ai nuovi investimenti in Polonia nel Business Eolico, in parte compensati dagli ammortamenti del periodo.

Capitale circolante operativo netto

Include le rimanenze di magazzino parti di ricambio, i crediti principalmente per certificati verdi, per vendita energia elettrica, per reintegro costi legati alla disciplina delle Unità Essenziali di ERG Power Generation (Decreto Mucchetti), e i debiti commerciali principalmente riguardanti l'acquisto di energia elettrica, la manutenzione, lo sviluppo parchi di ERG Renew in Polonia e altri debiti commerciali.

Altre attività

Sono costituite principalmente dai crediti per imposte anticipate, verso Erario per acconti versati e da pagamenti già effettuati a fronte di prestazioni in corso.

Altre passività

Sono relative principalmente alle imposte differite calcolate sulle differenze fra i valori civilistici ed i relativi valori fiscali (principalmente concessioni, cespiti e magazzino), alla stima delle imposte di competenza del periodo, ai fondi per rischi ed oneri, ai debiti per IVA.

Indebitamento finanziario netto

Riepilogo indebitamento del Gruppo (milioni di Euro)	31/12/2015	31/12/2014
Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	1.987,8	1.313,9
Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	(540,0)	(983,8)
TOTALE	1.447,9	330,1

Si riporta nella tabella seguente l'indebitamento finanziario a medio-lungo termine del Gruppo ERG:

Indebitamento finanziario a medio-lungo termine	31/12/2015	31/12/2014
<i>(milioni di Euro)</i>		
Debiti verso banche a medio-lungo termine	694,6	13,6
Quota corrente mutui e finanziamenti	0,0	(13,6)
Debiti finanziari a medio-lungo termine	153,4	181,1
Totale	848,0	181,1
Totale Project Financing	1.284,6	1.297,3
Quota corrente Project Financing	(144,7)	(164,5)
Project Financing a medio-lungo termine	1.139,9	1.132,8
TOTALE	1.987,8	1.313,9

I debiti finanziari a medio-lungo termine includono le passività derivanti dalla valutazione al fair value degli strumenti derivati a copertura dei tassi di interesse per 153 milioni (181 milioni al 31 dicembre 2014).

I debiti verso banche a medio-lungo termine sono relativi al finanziamento bancario erogato a ERG S.p.A., funzionale all'acquisizione di ERG Hydro S.r.l, sottoscritto con un pool di sette *mandated lead arrangers* e *bookrunners* italiani e internazionali. Al 31 dicembre 2015 il finanziamento ammonta a 695 milioni.

I debiti per "Project Financing a medio-lungo termine" sono relativi a:

- finanziamenti per 1.135 milioni erogati a società del settore Energia – Rinnovabili Non Programmabili per la costruzione di parchi eolici di cui 559 milioni relativi ai parchi eolici di ERG Wind, al netto del fair value positivo rispetto al nozionale per circa 98 milioni;
- finanziamenti per 150 milioni erogati alla società ERG Power S.r.l. per la costruzione dell'impianto CCGT.

Si precisa che in applicazione dello IAS 39 gli oneri accessori sostenuti per l'ottenimento dei finanziamenti sono portati a riduzione del debito cui si riferiscono, secondo il metodo del costo ammortizzato.

In merito all'acquisizione di ERG Wind si segnala inoltre che in applicazione dell'IFRS 3 la passività finanziaria relativa al project financing è rilevata al fair value. Tale fair value risultava inferiore rispetto al valore nominale in considerazione delle condizioni di stipula più vantaggiose rispetto a quanto proposto dal mercato al momento dell'acquisizione. La differenza tra il fair value positivo della passività e il suo valore nominale è conseguentemente gestita attraverso il metodo del costo ammortizzato lungo il periodo di durata del finanziamento.

L'indebitamento finanziario netto a breve è così costituito:

Indebitamento finanziario (disponibilità liquide) a breve termine	31/12/2015	31/12/2014
<i>(milioni di Euro)</i>		
Debiti verso banche a breve termine	110,0	60,3
Quota corrente mutui e finanziamenti	0,0	13,6
Altri debiti finanziari a breve termine	68,7	6,0
Passività finanziarie a breve termine	178,7	79,8
Disponibilità liquide	(627,0)	(1.047,3)
Titoli e altri crediti finanziari a breve termine	(92,9)	(58,8)
Attività finanziarie a breve termine	(719,8)	(1.106,1)
Project Financing a breve termine	144,7	164,5
Disponibilità liquide	(143,6)	(122,0)
Project Financing	1,1	42,5
TOTALE	(540,0)	(983,8)

Gli altri debiti finanziari includono principalmente passività legate al fair value dei derivati e a debiti per acquisti partecipazioni.

L'importo delle disponibilità liquide deriva principalmente dalla liquidità derivante dall'incasso del corrispettivo per l'estinzione anticipata della convenzione CIP6 di ISAB Energy, dall'incasso derivante dalla cessione di ISAB S.r.l., nonché dai conti correnti attivi vincolati in base alle condizioni previste dai contratti di Project Financing.

Le "Attività finanziarie a breve termine" comprendono inoltre i titoli di impiego liquidità a breve periodo.

La variazione della voce "Titoli e altri crediti finanziari a breve termine" si riferisce in particolare ad un diverso impiego temporale di liquidità dei titoli sopra descritti.

L'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto è la seguente:

	Anno	
	2015	2014
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' D'ESERCIZIO:		
(milioni di Euro)		
Flusso di cassa della gestione corrente rettificato ⁽¹⁾	207,2	292,1
Pagamento di imposte sul reddito	(125,5)	(52,1)
Variazione circolante operativo netto	29,2	57,9
Altre variazioni delle attività e passività di esercizio	81,2	46,5
TOTALE	192,1	344,4
FLUSSO DI CASSA DA ATTIVITA' DI INVESTIMENTO:		
Investimenti netti in immobil. materiali ed immateriali	(113,2)	(31,6)
Investimenti netti in immobilizzazioni finanziarie	(1,4)	13,8
Conguaglio prezzo di cessione ERG Oil Sicilia	(0,5)	0,0
Incasso "C Recuperi"	0,0	515,0
Totale	(115,1)	497,3
FLUSSO DI CASSA DA PATRIMONIO NETTO:		
Dividendi distribuiti	(71,4)	(164,9)
Altre variazioni patrimonio	5,2	(202,5)
Totale	(66,2)	(367,4)
VARIAZIONE AREA DI CONSOLIDAMENTO⁽²⁾	(1.128,6)	3,0
VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.117,8)	477,4
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO INIZIALE	330,1	807,5
VARIAZIONE DEL PERIODO	1.117,8	(477,4)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO FINALE	1.447,9	330,1

⁽¹⁾ non include gli utili (perdite) su magazzino e le imposte correnti del periodo.

⁽²⁾ la variazione dell'area di consolidamento nel 2015 si riferisce al consolidamento integrale di Hydro Inwestycje SP.Z. O.O. e della società Blachy Pruszyński-Energia SP.Z O.O., all'acquisto dei parchi eolici francesi, all'acquisto di ERG Hydro Srl e allo scioglimento della joint venture con LUKOIL con la conseguente acquisizione della quota di partecipazione della ex LUKERG Renew GmbH.

L'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 1.448 milioni, in aumento di 1.118 milioni rispetto a quello reported del 31 dicembre 2014 (quindi non inclusivo della quota di spettanza di LUKERG Renew) principalmente per l'acquisizione di ERG Hydro S.r.l. e dei parchi eolici francesi. Il flusso di cassa operativo è stato superiore ai flussi relativi agli investimenti legati allo sviluppo parchi eolici in Polonia, al pagamento delle imposte ed alla distribuzione dei dividendi.

Per un'analisi dettagliata degli investimenti effettuati si rimanda al relativo capitolo.

Indicatori alternativi di performance

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale dei business i risultati economici sono esposti anche a **valori correnti adjusted** con l'esclusione delle poste non caratteristiche e comprensivi del contributo, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti della *joint venture* LUKERG Renew.

I risultati a valori correnti e i risultati a valori correnti adjusted sono indicatori non definiti nei Principi Contabili Internazionali (IAS/IFRS). Il management ritiene che tali indicatori siano parametri importanti per misurare l'andamento economico del Gruppo ERG, generalmente adottati nelle comunicazioni finanziarie degli operatori del settore petrolifero ed energetico.

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 descritte le componenti utilizzate per la determinazione del calcolo dei risultati a valori correnti adjusted.

Gli **utili (perdite) su magazzino**¹ sono pari alla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti nell'esercizio e quello risultante dall'applicazione del criterio contabile del costo medio ponderato e rappresentano il maggior (minor) valore, in caso di aumento (diminuzione) dei prezzi, applicato alle quantità corrispondenti ai livelli delle rimanenze fisicamente esistenti ad inizio periodo ed ancora presenti a fine periodo.

Le **poste non caratteristiche** includono componenti reddituali significativi aventi natura non usuale.

I risultati includono inoltre il contributo della joint venture **LUKERG Renew** per la quota di spettanza ERG.

Al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale i risultati del business sono quindi esposti anche a valori correnti adjusted che tengono conto, per la quota di spettanza ERG, dei risultati a valori correnti di LUKERG Renew il cui contributo nel conto economico non a valori correnti adjusted è rappresentato nella valutazione ad equity della partecipazione.

Si precisa che lo scioglimento della predetta joint venture, con l'acquisizione da parte di ERG Renew S.p.A. dei parchi eolici in Bulgaria e del parco Gebeleisis in Romania, è avvenuto a fine 2015 e pertanto i risultati economici dell'intero anno riflettono ancora il contributo di LUKERG consolidata con il metodo del patrimonio netto.

Si precisa che a partire dal Resoconto intermedio sulla gestione al 31 marzo 2015 i risultati operativi *adjusted* non includono più il contributo della *joint venture* TotalErg in quanto non più considerata attività core nel nuovo assetto strategico ed industriale del Gruppo.

La partecipazione continua ad essere consolidata con il metodo del patrimonio netto.

¹ Gli utili e perdite di magazzino sono riferiti unicamente alla voce "proventi da partecipazione" e riferiti alla joint venture TotalErg

Riconciliazione con i risultati economici a valori correnti adjusted

Le poste non ricorrenti sono legati principalmente all'importante processo di trasformazione dell'assetto del Gruppo sostanzialmente definito nel 2015 e si riferiscono in particolare agli oneri accessori alle operazioni M&A.

	Anno	
	2015	2014 proforma
MARGINE OPERATIVO LORDO		
Margine operativo lordo attività continue	308,3	312,9
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>		
Corporate		
- Oneri accessori operazioni straordinarie	1,3	0,2
- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	11,2	0,0
- Oneri accessori operazioni su Isab Energy e Isab Energy Services	0,0	6,4
- Oneri accessori altre operazioni	0,0	0,0
- Svalutazione certificati ambientali	2,6	0,0
- Proventi ed oneri relativi ad anni precedenti	0,0	(7,8)
- Oneri per riorganizzazione societaria	1,7	16,0
Fonti Programmabili		
- Oneri per riorganizzazione societaria	1,7	0,0
- Oneri accessori operazioni straordinarie	0,0	0,5
- Oneri accessori operazioni ERG Hydro	5,2	0,0
Fonti Non Programmabili		
- Oneri accessori operazioni straordinarie	6,3	0,4
Margine operativo lordo a valori correnti	338,1	328,6
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	<i>11,9</i>	<i>14,0</i>
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	350,0	342,6
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		
Ammortamenti a valori correnti	(163,0)	(160,0)
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	<i>(7,8)</i>	<i>(7,9)</i>
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(170,9)	(167,9)
RISULTATO OPERATIVO NETTO		
Risultato operativo netto a valori correnti	175,1	168,6
<i>Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti</i>	<i>4,1</i>	<i>6,1</i>
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	179,1	174,7

RISULTATO NETTO DI GRUPPO	Anno	
	2015	2014 proforma
Risultato netto di Gruppo	20,6	(18,7)
<i>Esclusione Utili / Perdite su magazzino</i>	21,9	45,5
<i>Esclusione Poste non caratteristiche:</i>		
<i>Esclusione plusvalenza cessione ERG Oil Sicilia</i>	0,5	(0,6)
<i>Esclusione stralcio effetto Robin Tax su anticipate e differite</i>	(2,9)	5,0
<i>Esclusione Oneri accessori acquisizione ERG Hydro</i> (1)	13,1	0,0
<i>Esclusione Svalutazione certificati ambientali</i>	1,9	0,0
<i>Esclusione Oneri accessori operazioni straordinarie</i> (2)	6,4	5,4
<i>Esclusione Poste non caratteristiche TotalErg</i>	1,6	14,6
<i>Esclusione contributi e altri proventi (oneri) anni precedenti</i>	0,0	(2,0)
<i>Esclusione contributo L. 488 ERG S.p.A.</i>	0,0	(3,5)
<i>Esclusione differenze cambio ex Div. Refining & Marketing</i>	0,0	2,9
<i>Esclusione impatto adeguamento imposte</i> (3)	(8,4)	0,0
<i>Esclusione oneri per riorganizzazione societaria</i> (4)	2,5	11,6
<i>Esclusione proventi straordinari scioglimento Joint Venture LukErg</i>	0,3	0,0
<i>Esclusione accantonamento rischi partecipazioni</i>	0,9	0,0
<i>Esclusione oneri finanziari su opzione minorities</i> (5)	38,0	0,0
Risultato netto di Gruppo a valori correnti ⁽¹⁾	96,3	60,3

⁽¹⁾ corrisponde anche al risultato netto di Gruppo a valori correnti adjusted

Note:

- (1) gli oneri accessori per l'Acquisizione di ERG Hydro comprendono: 11 milioni per premi ad amministratori e dipendenti e 5 milioni per consulenze ed advising. 13 milioni al netto dell'effetto fiscale
- (2) Oneri accessori relativi ad altre operazioni di natura non ricorrente e oneri capitalizzati su partecipazioni gestiti come oneri accessori sul Consolidato di Gruppo
- (3) Stralcio impatto delta aliquota IRES sulle imposte differite (24% a partire dal 2017) e stralcio imposte differite su riserve distribuibili relative a ISAB Energy Srl, fusa in ERG S.p.A. con effetto retroattivo al 1 gennaio 2015
- (4) Costi relativi alla procedura di mobilità del personale proseguita nel 2015
- (5) Rilevazione di oneri finanziari derivanti dalla valutazione al fair value della passività relativa ad un'opzione di cessione delle minorities di ERG Renew S.p.A.

Si evidenzia che le poste non caratteristiche di TotalErg si riferiscono principalmente proventi di natura straordinaria legati alla cessione di un ramo aziendale ed allo stralcio di debiti pregressi non dovuti.

Riconciliazione con indebitamento finanziario netto adjusted

	31/12/2015	31/12/2014 proforma
Indebitamento finanziario netto	1.447,9	330,1
Posizione finanziaria netta di LUKERG Renew	0,0	79,3
Indebitamento finanziario netto <i>adjusted</i>	1.447,9	409,5

Nel 2014 comprendeva, solo a livello adjusted, il contributo, per la quota di spettanza ERG, della posizione finanziaria netta della joint venture LUKERG Renew.

Nella tabella sottostante viene indicata la riconduzione del Conto Economico a valori correnti adjusted 2015.

(milioni di Euro)	Reported	Poste non caratteristiche	LUKERG	A valori correnti adjusted
Ricavi della gestione caratteristica	920,3	0,0	23,8	944,1
Altri ricavi e proventi	16,3	0,0	0,3	16,6
Ricavi totali	936,6	0,0	24,1	960,7
Costi per acquisti	-415,4	0,0	-0,0	-415,4
Variazioni delle rimanenze	2,8	0,0	0,0	2,8
Costi per servizi e altri costi operativi	-157,5	21,3	-11,8	-148,1
Costi del lavoro	-58,2	8,5	-0,3	-50,0
Margine operativo lordo	308,3	29,8	11,9	350,0
Ammortamenti e svalutazioni immobilizzazioni	-163,0	0,0	-7,8	-170,9
Risultato operativo	145,2	29,8	4,1	179,1
Proventi (oneri) finanziari netti	-54,8	0,0	-8,0	-62,8
Proventi (oneri) da partecipazioni netti	-54,2	63,2	3,6	12,6
Risultato prima delle imposte	36,2	93,0	-0,3	129,0
Imposte sul reddito	-12,6	-17,3	0,3	-29,5
Risultato prima degli interessi di terzi	23,7	75,8	0,0	99,5
Risultato di azionisti terzi	-3,1	-0,1	0,0	-3,2
Risultato netto di competenza del Gruppo	20,6	75,7	0,0	96,3

Riconciliazione valori adjusted proforma Anno 2014

Esclusione contributo Anno 2014 di:							
	Anno 2014	ERG Oil Sicilia	ISAB Energy ed ISAB Energy Services	ERG Supply&Trading	TotalErg	Intercompany	Anno 2014 proforma
(milioni di Euro)							
Ricavi della gestione caratteristica:							
Eolico	349	0	0	0	0	0	349
Termoelettrico	1.164	0	(299)	0	0	(185)	679
Downstream integrato	3.098	(124)	0	0	(2.974)	0	0
Corporate	30	0	0	0	0	(9)	21
Ricavi infrasettori	(291)	0	0	0	0	263	(28)
Totale ricavi adjusted	4.350	(124)	(299)	0	(2.974)	68	1.021
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(2.958)	0	0	0	2.974	(16)	0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(22)	0	0	0	0	0	(22)
Totale ricavi della gestione caratteristica	1.369	(124)	(299)	0	0	52	999
Margine operativo lordo:							
Eolico	267	0	0	0	0	0	267
Termoelettrico	204	0	(104)	0	0	0	100
Downstream integrato	44	(5)	0	8	(47)	0	0
Corporate	(24)	0	0	0	0	0	(24)
Margine operativo lordo a valori correnti adjusted	491	(5)	(104)	8	(47)	0	343
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(47)	0	0	0	47	0	0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(14)	0	0	0	0	0	(14)
Margine operativo lordo a valori correnti	429	(5)	(104)	8	0	0	329
Poste non caratteristiche	118	2	(146)	10	0	0	(16)
Margine operativo lordo	547	(2)	(250)	18	0	0	313
Ammortamenti e svalutazioni:							
Eolico	(137)	0	0	0	0	0	(137)
Termoelettrico	(54)	0	25	0	0	0	(29)
Downstream integrato	(48)	4	0	0	44	0	(0)
Corporate	(2)	0	0	0	0	0	(2)
Ammortamenti a valori correnti adjusted	(241)	4	25	0	44	0	(168)
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	44	0	0	0	(44)	0	0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	8	0	0	0	0	0	8
Ammortamenti a valori correnti	(189)	4	25	0	0	0	(160)
Risultato operativo netto:							
Eolico	131	0	0	0	0	0	131
Termoelettrico	150	0	(79)	0	0	0	71
Downstream integrato	(5)	(1)	0	8	(3)	0	(0)
Corporate	(27)	0	0	0	0	0	(27)
Risultato operativo netto a valori correnti adjusted	249	(1)	(79)	8	(3)	0	175
Contributo 51% di TotalErg a valori correnti	(3)	0	0	0	3	0	0
Contributo 50% di LUKERG Renew a valori correnti	(6)	0	0	0	0	0	(6)
Risultato operativo netto a valori correnti	240	(1)	(79)	8	0	0	169
Risultato netto							
Risultato netto	73	1	(109)	19	0	0	(16)
di cui Risultato netto di Gruppo	48	1	(87)	19	0	0	(19)
di cui Risultato netto di azionisti terzi	25	0	(22)	0	0	0	3
Risultato netto di Gruppo a valori correnti	76	(1)	(27)	12	0	0	60
Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali							
Eolico	38	0	0	0	0	0	38
Termoelettrico	14	0	(1)	0	0	0	13
Downstream integrato	34	(0)	0	(0)	(34)	0	(0)
Corporate	3	0	0	0	0	0	3
Totale investimenti adjusted	89	(0)	(1)	(0)	(34)	0	53
Investimenti di TotalErg (51%)	(34)	0	0	0	34	0	0
Investimenti di LUKERG Renew (50%)	(2)	0	0	0	0	0	(2)
Totale investimenti	54	(0)	(1)	(0)	0	0	52
Net debt							
Indebitamento finanziario netto adjusted	538				(129)		409

Approvazione di bilancio

L'Assemblea per l'approvazione del bilancio, così come previsto dall'art. 11 dello Statuto di ERG S.p.A., verrà convocata entro 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale. L'utilizzo di tale termine rispetto a quello ordinario di 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale, consentito dall'art. 2364, comma 2, del codice civile, è motivato dalla circostanza che la Società, tenuta alla redazione del bilancio consolidato, in data 30 novembre 2015, ha acquisito, attraverso la controllata ERG Power Generation, l'intero business idroelettrico di E.ON Produzione composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

In data **2 febbraio 2016** ERG Renew ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione da un fondo gestito da Impax Asset Management Group di undici parchi eolici in Francia, con una capacità installata di 124 MW, e di sei in Germania, con una capacità installata di 82 MW, per complessivi 206 MW. I parchi eolici, entrati in esercizio tra il 2009 e il 2014 in Francia e fra il 2004 e il 2014 in Germania, presentano una produzione annua media attesa di circa 410 GWh.

Nel perimetro dell'operazione sono incluse anche due società, una di diritto francese e una di diritto tedesco, che forniscono assistenza tecnica, operativa e commerciale, attraverso un team composto da ventotto professionisti, ad operatori eolici in Francia, Germania e Polonia, sia "captive" che terzi, per un totale di circa 800 MW (di cui 206 MW oggetto dell'acquisizione e altri 83 MW di proprietà di ERG Renew in Germania).

Il valore dell'acquisizione è di circa 297 milioni di Euro in termini di enterprise value, pari ad un multiplo di circa 1,4 milioni di Euro per MW. I parchi sono già interamente finanziati tramite project financing limited recourse. Nel 2016 il Margine Operativo Lordo atteso sarà di circa 30 milioni di Euro. Il closing è avvenuto il 2 febbraio 2016 e il corrispettivo complessivo dell'equity è pari a 128 milioni di Euro.

In data **29 febbraio 2016** ERG Renew ha acquisito da TCI Renewables ("TCI") il 100% del capitale di Brockaghboy Windfarm Ltd ("BWF"), società di diritto inglese titolare delle autorizzazioni necessarie per la realizzazione di un parco eolico in Irlanda del Nord, nella contea di Londonderry, con una capacità prevista di circa 45 MW e una produzione di energia elettrica, a regime, stimata di circa 150 GWh all'anno, pari a circa 3.300 ore equivalenti e a circa 71 kt di emissione di CO₂ evitata.

ERG Renew prevede di iniziare i lavori di realizzazione del parco eolico nel secondo trimestre del 2016 e completare la costruzione alla fine del primo trimestre 2017.

L'investimento totale stimato per la realizzazione del parco è di circa 60 milioni di sterline (circa 80 milioni di Euro) già inclusivo del corrispettivo iniziale riconosciuto per l'acquisto della società.

Il progetto soddisfa le condizioni per l'accreditamento ai vigenti meccanismi di incentivazione (NIRO) previsti dal disegno di legge all'esame del Parlamento del Regno Unito.

Sulla base degli accordi al termine della costruzione e ottenuto l'accredito agli incentivi (NIRO) è prevista la possibilità che BWF sia ceduta a terzi. ERG Renew avrà il diritto di presentare un'offerta integrativa a TCI per mantenerne definitivamente la proprietà. Qualora tale offerta non fosse accettata e solo nel caso siano state ricevute e accettate offerte superiori da parte di terzi, si procederà alla cessione di BWF ed al successivo calcolo e ripartizione della plusvalenza sulla base dei meccanismi contrattuali concordati.

Con questa operazione ERG Renew entra nel mercato eolico del Regno Unito come previsto nel Piano Strategico ERG 2015-18 per mezzo di una struttura contrattuale innovativa e flessibile che consente di valorizzare le competenze industriali maturate da ERG Renew e di ottimizzare la creazione di valore.

Evoluzione prevedibile della gestione

Si riporta di seguito la prevedibile evoluzione dei principali indicatori di scenario e performance nel 2016:

Fonti Non Programmabili

ERG Renew prosegue nella propria strategia di sviluppo internazionale, grazie alla quale già a inizio 2016 ha raggiunto 0,6 GW di potenza installata all'estero, pari al 37% dei 1,7 GW totali installati, consentendo al Gruppo di divenire il nono operatore eolico onshore in Francia e l'ottavo in Europa.

L'anno 2016 beneficerà in particolare del pieno contributo dei tre nuovi parchi eolici di cui è stata ultimata la costruzione in Polonia per una potenza installata complessiva di 82 MW (la cui realizzazione è stata progressivamente completata da ERG nel corso del 2015), nonché dell'acquisizione di altri sei parchi in Francia della potenza installata di 63 MW (che ha consentito di raddoppiare già da luglio 2015 la potenza installata nel paese da 64 MW a 128 MW) e dell'incremento della potenza installata di 20 MW in Bulgaria e Romania (a seguito dello scioglimento da fine 2015 della joint venture LUKERG Renew e della conseguente suddivisione degli asset prevista tra i due azionisti ERG e LUKOIL).

Si ricorda inoltre l'acquisto avvenuto a inizio 2016 di undici parchi eolici in Francia (124 MW) e sei in Germania (82 MW) con una potenza installata complessiva di 206 MW, che consentirà di incrementare ulteriormente la presenza in questi paesi che considerano le rinnovabili essenziali per la loro politica energetica, nonché l'acquisizione di due società specializzate in attività di asset management che contribuiranno sia all'ottenimento di sinergie che allo sviluppo della presenza di ERG come operatore industriale nei due paesi. Tali assets saranno consolidati a partire dal 1° gennaio 2016.

Proseguono infine le attività volte ad un'ulteriore crescita della società, attraverso la valutazione di nuove opportunità di investimento, in particolare all'estero.

I risultati del 2016, pur in presenza di prezzi dell'energia in significativa diminuzione rispetto al 2015, sono attesi in crescita anche grazie al pieno apporto dei nuovi parchi realizzati o acquistati all'estero.

Fonti Programmabili:

Il Gruppo ERG ha finalizzato un'operazione di grande rilevanza strategica per il Gruppo, che consente di diversificare le fonti di produzione entrando nel settore idroelettrico con una dimensione di rilievo, coerentemente con la strategia di crescita nelle rinnovabili attraverso investimenti in asset di alta qualità.

Grazie a questa diversificazione, i risultati del 2016 delle fonti programmabili sono attesi complessivamente in crescita rispetto al 2015. Si commentano di seguito i risultati rispettivamente attesi:

- **Idroelettrico:** a seguito dell'operazione finalizzata il 30 novembre 2015, ERG Power Generation ha acquisito l'intero business idroelettrico di E.On Produzione, composto da un portafoglio di impianti presenti in Umbria, Marche e Lazio, con una potenza complessiva di 527 MW; l'apporto della neocostituita ERG Hydro permetterà di incrementare significativamente i risultati economici e la generazione di cassa, mentre il considerevole aumento del portafoglio di generazione consentirà di migliorare i risultati anche grazie all'energy management.
- **Termoelettrico:** per quel che riguarda l'impianto di ERG Power si prevedono risultati in riduzione a partire dall'entrata in esercizio del cavo Sorgente-Rizziconi, attualmente prevista da Terna entro il 30 giugno 2016).

Tuttavia, fino a tale data, si prevedono risultati soddisfacenti ed in linea con il 2015. Inoltre, la flessibilità ed efficienza dell'impianto CCGT di ERG Power, i contratti di fornitura di lungo termine e le azioni di copertura del margine di generazione consentiranno di mantenere una redditività superiore a quella mediamente registrata dalla stessa tipologia di impianti in Italia.

Nel complesso per l'esercizio 2016 si attende un margine operativo lordo di circa 440 milioni di Euro in linea con le indicazioni date alla Comunità Finanziaria in occasione della Presentazione del Piano 2015-2018 (350 milioni nel 2015).

Rischi ed incertezze relativi all'evoluzione della gestione

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