

DOCUMENTO DI REGISTRAZIONE

EMITTENTE

ALERION CLEAN POWER S.P.A.



Documento di Registrazione depositato presso Consob in data 30 gennaio 2015 a seguito di comunicazione del provvedimento di approvazione, con nota del 30 gennaio 2015, protocollo n. 0007605/15.

L'adempimento di pubblicazione del Documento di Registrazione non comporta alcun giudizio della Consob sull'opportunità dell'investimento proposto e sul merito dei dati e delle notizie allo stesso relativi.

Il Documento di Registrazione è disponibile sul sito internet dell'Emittente (www.alerion.it, nell'area dedicata "*Investors/Prestito Obbligazionario Alerion Clean Power S.p.A. 2015-2022*").

Copia cartacea del Documento di Registrazione può essere richiesta gratuitamente presso la sede legale dell'Emittente (Via Durini, n. 16/18, Milano).

INDICE

DEFINIZIONI.....	7
GLOSSARIO	10
1. PERSONE RESPONSABILI.....	14
1.1 Responsabili del Documento di Registrazione.....	14
1.2 Dichiarazione di responsabilità	14
2. REVISORI LEGALI DEI CONTI	15
2.1 Revisori legali dei conti.....	15
2.2 Informazioni sui rapporti con la Società di Revisione.....	15
3. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE	16
3.1 Dati selezionati di conto economico, situazione patrimoniale finanziaria e rendiconto finanziario consolidato del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012, e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 e 2013	17
3.1.1 Margine operativo lordo (EBITDA)	21
4. FATTORI DI RISCHIO	23
4.1 FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE ED AL GRUPPO.....	23
4.1.1 Rischi connessi all'indebitamento del Gruppo e alla sostenibilità del debito finanziario	23
4.1.2 <i>Rischi connessi all'andamento reddituale del Gruppo</i>	28
4.1.3 <i>Rischi connessi alle fluttuazioni dei tassi di interesse e al fair value negativo dei derivati legati ai tassi di interesse.</i>	29
4.1.4 <i>Rischi connessi alle clausole restrittive contenute nei contratti di finanziamento del Gruppo.</i>	31
4.1.5 <i>Rischi connessi alle condizioni ed alle variazioni climatiche, ed in particolare del vento.</i>	32
4.1.6 <i>Rischi connessi alle previsioni relative alle variazioni climatiche e del vento elaborate su nuovi impianti</i>	32
4.1.7 <i>Rischi connessi all'interruzione dell'operatività degli impianti</i>	33
4.1.8 <i>Rischi connessi alla scadenza dei regimi di incentivazione dei parchi eolici di Albanella e Monte Petrasi.</i>	34
4.1.9 <i>Rischi connessi al reperimento di turbine eoliche e dei relativi componenti ed alla fluttuazione dei prezzi di mercato degli stessi.</i>	35
4.1.10 <i>Rischi derivanti dalle garanzie dei fornitori di turbine</i>	35
4.1.11 <i>Rischi connessi al mancato rinnovo dei contratti con i produttori di turbine eoliche relativamente alla gestione e alla manutenzione dei parchi eolici del Gruppo ed alle garanzie da essi derivanti.</i>	36
4.1.12 <i>Rischi connessi ai diritti d'uso e godimento dei terreni relativi ai parchi eolici.</i>	37

4.1.13	<i>Rischi connessi all'evoluzione tecnologica.</i>	37
4.1.14	<i>Rischi relativi all'iter autorizzativo degli impianti</i>	38
4.1.15	<i>Rischi connessi al mantenimento dei requisiti normativi necessari per il mantenimento delle autorizzazioni e dei permessi necessari per l'operatività dei parchi eolici.</i>	38
4.1.16	<i>Rischi connessi al rispetto delle leggi anticorruzione e anti-concussione.</i>	39
4.1.17	<i>Rischi connessi alle spese una tantum del Gruppo.</i>	40
4.1.18	<i>Rischi connessi alla strategia aziendale del Gruppo.</i>	40
4.1.19	<i>Rischi connessi ad eventuali acquisizioni future di impianti di produzione di energia elettrica da fonti non eoliche.</i>	41
4.1.20	<i>Rischi connessi al mancato o ritardato completamento di progetti che il Gruppo decida di perseguire in futuro.</i>	41
4.1.21	<i>Rischi legati ad eventuali nuove acquisizioni in mercati soggetti a leggi o normative estere più onerose delle leggi e normative alle quali il Gruppo è attualmente soggetto.</i>	42
4.1.22	<i>Rischi connessi ai partner strategici del Gruppo ed agli impegni derivanti dai patti parasociali di cui il Gruppo sono parte.</i>	43
4.1.23	<i>Rischi connessi alla valorizzazione delle partecipazioni in joint venture.</i>	44
4.1.24	<i>Rischi connessi ai contenziosi del Gruppo.</i>	45
4.1.25	<i>Rischi relativi alle operazioni con parti correlate.</i>	46
4.1.26	<i>Rischi connessi alla natura di holding dell'Emittente e della sua controllata diretta, AER.</i>	47
4.1.27	<i>Rischi connessi alla copertura assicurativa del Gruppo.</i>	48
4.1.28	<i>Rischi connessi all'importanza di figure chiave e di personale specializzato.</i>	48
4.1.29	<i>Rischi correlati allo scioglimento del patto parasociale attualmente esistente relativamente all'Emittente ed alla contendibilità dell'Emittente.</i>	49
4.1.30	<i>Rischi connessi ad eventuali svalutazioni delle attività immateriali (diritti e concessioni)</i>	49
4.2	FATTORI DI RISCHIO RELATIVI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE ED IL GRUPPO OPERANO	50
4.2.1	<i>Rischi connessi ai programmi di incentivazione nazionale ed al cambiamento degli stessi.</i>	50
4.2.2	<i>Rischi connessi ai programmi di incentivazione del mercato bulgaro</i>	52
4.2.3	<i>Rischi connessi alla vendita dell'energia elettrica e ad eventuali fluttuazioni nel prezzo dell'elettricità.</i>	53
4.2.4	<i>Rischi derivanti dalla rete elettrica cui sono allacciati i parchi eolici.</i>	55
4.2.5	<i>Rischi connessi alla congiuntura economica.</i>	57

4.2.6	<i>Rischi connessi all'elevato grado di competitività del settore della produzione di energia da fonti Rinnovabili.</i>	57
4.2.7	<i>Rischi connessi alle disposizioni normative ed alle leggi in materia di ambiente, salute e sicurezza.</i>	58
4.2.8	<i>Rischi connessi ai procedimenti giudiziari a carico degli esponenti aziendali dell'Emittente.</i>	59
4.2.9	<i>Rischi connessi alla proprietà e la gestione di proprietà immobiliari e allo smaltimento da parte del Gruppo di rifiuti pericolosi.</i>	60
4.2.10	<i>Rischi correlati alla limitata disponibilità di siti idonei per la costruzione di parchi eolici.</i>	60
4.2.11	<i>Rischi connessi ai dati forniti da soggetti terzi.</i>	60
5.	INFORMAZIONI SULL'EMITTENTE	62
5.1	Storia ed evoluzione dell'attività dell'Emittente	62
5.1.1	Denominazione legale e commerciale dell'Emittente	62
5.1.2	Luogo di registrazione dell'Emittente e suo numero di iscrizione	62
5.1.3	Data di costituzione e durata dell'Emittente	62
5.1.4	Domicilio e forma giuridica, legislazione in base alla quale opera l'Emittente, paese di costituzione e sede sociale	63
5.1.5	Eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della solvibilità dell'Emittente	63
5.2	Investimenti	63
5.2.1	Investimenti in corso di realizzazione	63
5.2.2	Investimenti futuri	64
5.2.3	Informazioni riguardanti le fonti previste dei finanziamenti necessari per adempiere agli impegni di cui al precedente Paragrafo 5.2.2	64
6.	PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ	65
6.1	Principali attività del Gruppo	65
6.1.1	Introduzione	65
6.1.2	Principali attività	66
6.2.	Principali mercati e quadro normativo	87
6.3.	Posizionamento competitivo	94
6.4.	Fonti delle dichiarazioni dell'Emittente in merito alla propria posizione concorrenziale	95
6.5.	Fattori eccezionali che hanno influenzato le informazioni di cui ai precedenti Paragrafi del Documento di Registrazione	95
7.	STRUTTURA ORGANIZZATIVA	97
7.1	Descrizione del gruppo a cui appartiene l'Emittente	97
8.	INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE	100
8.1	Cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive del Gruppo dalla chiusura dell'esercizio al 31 dicembre 2013	100

8.2	Informazioni su tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso	100
9.	PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI	101
10.	ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI DELLA SOCIETÀ	102
10.1	Organi sociali e principali dirigenti	102
10.1.1	Consiglio di Amministrazione	102
10.1.2	Dirigenti del Gruppo	107
10.1.3	Collegio Sindacale	108
10.2	Eventuali conflitti di interesse dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale nonché degli Alti dirigenti dell'Emittente.....	110
11.	PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE.....	111
11.1	Informazioni sui comitati del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente.....	111
11.2	Dichiarazione attestante l'osservanza da parte dell'Emittente delle norme in materia di governo societario, vigenti nel paese di costituzione	114
12.	PRINCIPALI AZIONISTI	115
12.1	Principali Azionisti.....	115
12.2	Patto parasociale relativo all'Emittente	116
13.	INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE	122
13.1	Informazioni finanziarie	122
13.1.1	Informazioni finanziarie per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012	122
13.1.2	Informazioni finanziarie per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014.....	123
13.1.3	Schemi contabili.....	123
13.2	Revisione delle informazioni finanziarie relative agli esercizi passati.....	130
13.3	Data delle ultime informazioni finanziarie	137
13.4	Procedimenti giudiziari, stragiudiziali e arbitrari	137
13.5	Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente.....	144
14.	INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI	145
14.1	Capitale sociale	145
14.2	Atto costitutivo e statuto sociale.....	145
14.3	Altre clausole statutarie rilevanti	145
15.	CONTRATTI IMPORTANTI.....	147
15.1	Contratto preliminare per l'acquisizione del 50% di Wind Power S.r.l.	147
15.2	Contratti di gestione e manutenzione degli impianti (<i>Operation & Maintenance</i>)	148
15.3	Contratti di finanziamento	149

16.	INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI.....	193
16.1	Relazioni e pareri di esperti	193
16.2	Informazioni provenienti da terzi	193
17.	DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO	194

DEFINIZIONI

Si riporta di seguito un elenco delle definizioni e dei termini utilizzati all'interno del Documento di Registrazione. Tali definizioni e termini, salvo diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

“ Acquisizione ”	L'acquisizione della partecipazione azionaria del 50% in Wind Power Sud S.r.l. e l'acquisizione dei crediti di Moncada e Campione in relazione al rispettivo finanziamento soci a Wind Power Sud S.r.l., da effettuarsi a cura di AER
“ AEEGSI ”	“Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico”, autorità indipendente che regola, controlla e monitora i mercati dell'energia elettrica e del gas in Italia
“ AER ”	Alerion Energie Rinnovabili S.p.A., società interamente controllata dell'Emittente
“ ASTS ”	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l., società interamente controllata dell'Emittente
“ Borsa Italiana ”	Borsa Italiana S.p.A., con sede in Milano, Piazza degli Affari, n. 6.
“ CAGR ”	tasso di crescita medio annuo composto
“ Codice Civile ”	il Codice Civile, emanato mediante Regio Decreto n. 262 del 16 marzo 1942, e successive modifiche e integrazioni
“ Codice di Autodisciplina ”	Il Codice di Autodisciplina delle società quotate predisposto dal Comitato per la <i>corporate governance</i> delle società quotate promosso da Borsa Italiana, come vigente di tempo in tempo
“ CONSOB ”	la Commissione Nazionale per le Società e la Borsa
“ Data del Documento di Registrazione ”	La data di pubblicazione del Documento di Registrazione
“ Documento di Registrazione ”	Il presente documento di registrazione
“ Durini 18 ”	Durini 18 S.r.l., la società immobiliare del Gruppo
“ Emittente ”	Alerion Clean Power S.p.A.
“ GME ”	Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., società costituita da GSE (già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

	S.p.A.) al fine di organizzare e gestire il mercato italiano dell'energia elettrica
“Gruppo”	l'Emittente e le società che rientrano nel suo perimetro di consolidamento alle rispettive date di riferimento, salvo laddove il contesto preveda altrimenti o risulti evidente dal contesto
“GSE”	Gestore dei Servizi Energetici GSE S.p.A (già Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A.), la società che si occupa della promozione e del supporto delle fonti di energia rinnovabile (RES) in Italia. Il GSE, nello specifico, gestisce piani di incentivazione per le fonti di energia rinnovabile
“IAS/IFRS”	Tutti gli <i>International Financial Reporting Standards</i> (IFRS), gli <i>International Accounting Standards</i> (IAS) e tutte le interpretazioni dell' <i>International Financial Reporting Interpretations Committee</i> (IFRIC) precedentemente denominato <i>Standing Interpretations Committee</i> (SIC)
“IRS” o “Interest Rate Swap”	Strumenti derivati stipulati con controparti terze con cui il Gruppo limita la propria esposizione ai rischi connessi alle fluttuazioni dei tassi di interesse per i finanziamenti di cui è parte.
“Istruzioni di Borsa”	Le Istruzioni al Regolamento di Borsa in vigore alla Data del Documento di Registrazione.
“MTA”	Il Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana.
“partecipazione”	la partecipazione che il Gruppo detiene nel capitale sociale delle controllate che possiedono direttamente i parchi eolici operativi del Gruppo
“Parti correlate”	Le parti correlate dell'Emittente, ai sensi del Regolamento Operazioni con Parti Correlate adottato con Delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato e della Procedura per le Operazioni con Parti Correlate approvata, in ottemperanza al predetto Regolamento, dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 12 novembre 2010 ed entrata in vigore dall'1 gennaio 2011

“Patto parasociale”	Il patto parasociale stipulato da alcuni azionisti dell’Emittente in data 19 marzo 2003 rinnovato da ultimo in data 19 marzo 2012
“Regolamento 809/2004/CE”	Il Regolamento 809/2004/CE della Commissione del 29 aprile 2004, recante modalità di esecuzione della Direttiva Prospetti per quanto riguarda le informazioni contenute nei prospetti, il modello dei prospetti, l’inclusione delle informazioni mediante riferimento, la pubblicazione dei prospetti e la diffusione di messaggi pubblicitari, come successivamente modificato e integrato, in particolare dal Regolamento Delegato 486/2012/UE della Commissione del 30 marzo 2012
“Regolamento di Borsa”	Il Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana, deliberato dall’assemblea di Borsa Italiana e vigente alla Data del Documento di Registrazione
“Regolamento Emittenti”	Il Regolamento approvato dalla Consob con deliberazione n. 11971, in data 14 maggio 1999, come successivamente modificato e integrato
“Regolamento Parti Correlate”	Il regolamento approvato con delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, come successivamente modificato e integrato
“Società di Revisione”	Deloitte & Touche S.p.A., con sede in Via Tortona 25, Milano
“Stati Uniti” o “USA”	Gli Stati Uniti d’America
“Statuto sociale”	Lo statuto sociale dell’Emittente in vigore alla Data del Documento di Registrazione
“UE”	Unione europea
“U.S. Securities Act”	Lo U.S. Securities Act del 1933 e successive modifiche

GLOSSARIO

Si riporta di seguito un elenco dei termini tecnici utilizzati nel Documento di Registrazione Tali definizioni e termini, salvo diversamente specificato, hanno il significato di seguito indicato.

- “Albanella”**.....Parco eolico sito in Salerno, Campania, operato da Eolo S.r.l., società controllata al 100% da AER alla Data del Documento di Registrazione
- “asta al ribasso”**.....L’asta per l’accesso ai meccanismi di incentivazione di cui al Decreto Ministeriale datato 6 luglio 2012, realizzata tramite offerte di riduzione percentuale rispetto al valore posto a base d’asta, corrispondente alla tariffa incentivante base vigente per l’ultimo scaglione di potenza alla data di entrata in esercizio dell’impianto, così come individuato nel Decreto Ministeriale datato 6 luglio 2012, per ciascuna tipologia.
- “Callari”**.....Parco eolico sito in Catania, Sicilia, operato da Callari S.r.l., società controllata al 100% da AER alla Data del Documento di Registrazione
- “Castel di Lucio”**.....Parco eolico sito in Messina, Sicilia, operato da Minerva S.r.l., società controllata al 100% da AER alla Data del Documento di Registrazione
- “Certificati Verdi”**.....Titoli negoziabili che costituiscono il regime di incentivazione applicabile ai parchi eolici entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2013. Sono erogati dal GSE in proporzione all’energia prodotta da un impianto e hanno una durata variabile in base alla data in cui l’impianto è entrato in esercizio: 12 anni per quelli entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, 15 anni per quelli entrati in esercizio nel periodo compreso tra il 31 dicembre 2007 e il 31 dicembre 2012.
- “Ciorlano”**.....Parco eolico sito in Caserta, Campania, operato da Dotto S.r.l., società controllata al 100% da AER alla Data del Documento di Registrazione
- “disponibilità”**.....La percentuale di ore utili per la produzione di energia, sulla base della quale i parchi operano ogni anno, calcolata ai sensi dei contratti di O&M (come *infra* definiti)
- “GW”**.....Gigawatt, o 1.000 megawatt di energia elettrica
- “GWh”**.....Un’ora durante la quale viene prodotto in maniera continua 1

GW di energia elettrica

“Krupen”	Parco eolico sito in Krupen, Bulgaria, operato da Wind Energy EOOD, Wind Stream EOOD, Wind Systems EOOD e Wind Power 2 EOOD, società di cui AER detiene il 51% alla Data del Documento di Registrazione
“Lacedonia”	Parco eolico sito in Avellino, Campania, operato da Ecoenergia Campania S.r.l., società di cui AER detiene il 50% alla Data del Documento di Registrazione
“Licodia”	Parco eolico sito in Catania, Sicilia, operato da Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., società di cui AER detiene l’80% alla Data del Documento di Registrazione
“Manfredonia”	Parco eolico sito in Foggia, Puglia, operato da Eolsiponto S.r.l., società di cui AER detiene l’8% alla Data del Documento di Registrazione
“Monte Petrasi”	Parco eolico sito in Agrigento, Sicilia, operato da Wind Power Sud S.r.l., società di cui AER detiene il 50% alla Data del Documento di Registrazione
“MW”	Megawatt, una misura dell’energia elettrica
“MWh”	Un’ora durante la quale viene prodotto in maniera continua 1 MW di energia elettrica
“O&M”	Gestione e manutenzione (<i>Operation & Maintenance</i>). Per contratto O&M si intende il contratto di gestione e manutenzione dei parchi eolici, stipulato contestualmente all’acquisto delle turbine
“Ordonà”	Parco eolico sito in Foggia, Puglia, operato da Ordonà Energia S.r.l., società controllata al 100% da AER alla Data del Documento di Registrazione
“Parco eolico <i>off-shore</i>”	Impianto di produzione di energia elettrica con le turbine ancorate al fondale marino oppure galleggianti sul mare
“Parco eolico <i>on-shore</i>”	Impianto di produzione di energia elettrica con le turbine ancorate al suolo terrestre
“Priorità di dispacciamento”	Forma di incentivazione del settore dell’energia rinnovabile, introdotta dal Decreto Legislativo 79/1999 che ha dato attuazione alla Direttiva 96/92/CE, come successivamente integrato con il Decreto Legislativo 387/2003, in base alla

quale gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili immettono l'energia prodotta nella rete di trasmissione in via prioritaria rispetto a quella prodotta da fonti non rinnovabili.

“San Marco in Lamis” Parco eolico sito in Foggia, Puglia, operato da Renergy San Marco S.r.l., società controllata al 100% da AER alla Data del Documento di Registrazione

“San Martino in Pensilis” Parco eolico sito in Campobasso, Molise, operato da New Green Molise S.r.l., società di cui AER detiene il 50% alla Data del Documento di Registrazione

“TW” Terawatt o 1.000 GW di energia elettrica

“TWh” Un'ora durante la quale viene prodotto in maniera continua 1 TW di energia elettrica

[QUESTA PAGINA È STATA LASCIATA VOLUTAMENTE BIANCA]

1. PERSONE RESPONSABILI

1.1 Responsabili del Documento di Registrazione

Alerion Clean Power S.p.A., con sede legale in Milano, via Durini n. 16/18, in qualità di Emittente, assume la responsabilità della completezza e veridicità dei dati e delle notizie contenuti nel Documento di Registrazione.

1.2 Dichiarazione di responsabilità

Alerion Clean Power S.p.A. dichiara che, avendo adottato tutta la ragionevole diligenza a tale scopo, le informazioni contenute nel Documento di Registrazione sono, per quanto a propria conoscenza, conformi ai fatti e non presentano omissioni tali da alterarne il senso.

Il presente Documento di Registrazione è conforme al modello depositato presso la Consob in data 30 gennaio 2015 a seguito della comunicazione del provvedimento di approvazione con nota del 30 gennaio 2015, protocollo n. 0007605/15.

2. REVISORI LEGALI DEI CONTI

2.1 Revisori legali dei conti

La società incaricata della revisione legale dei conti dell'Emittente per i periodi contabili rappresentati nel Documento di Registrazione è la società di revisione Deloitte & Touche S.p.A., con sede legale in Milano, Via Tortona n. 25, costituita in data 28 maggio 2003, REA di Milano n. 1720239, iscritta al Registro dei Revisori Contabili con provvedimento del 7 giugno 2004, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 47 - IV serie speciale del 15 giugno 2004, con numero progressivo 132587.

L'incarico di revisione contabile dei bilanci di esercizio e consolidati dell'Emittente, nonché di verifica della regolare tenuta della contabilità e della corretta rilevazione dei fatti di gestione nelle scritture contabili, è stato conferito alla Società di Revisione per gli esercizi 2011-2019, su proposta motivata del Collegio Sindacale, con delibera dell'assemblea dell'Emittente del 8 aprile 2011.

2.2 Informazioni sui rapporti con la Società di Revisione

Fino alla Data del Documento di Registrazione, non è intervenuta alcuna revoca dell'incarico conferito dall'Emittente alla Società di Revisione né la Società di Revisione si è dimessa dall'incarico stesso, si è rifiutata di emettere un giudizio o ha espresso un giudizio con rilievi sui bilanci dell'Emittente.

3. INFORMAZIONI FINANZIARIE SELEZIONATE

Informazioni finanziarie selezionate relative agli esercizi 2013 e 2012 e per i nove mesi chiusi a settembre 2014 e 2013

Le informazioni finanziarie del Gruppo contenute nel presente Documento di Registrazione sono estratte o ricavate da: (i) i bilanci consolidati dell'Emittente e delle società che rientrano nel suo perimetro di consolidamento per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012, redatto ai sensi degli *International Financial Reporting Standards* adottati dall'Unione Europea (“**IFRS**”) e sottoposti a revisione a cura di Deloitte & Touche S.p.A. (i “**Bilanci consolidati sottoposti a revisione**”) e contenenti le rispettive relazioni della Società di Revisione e (ii) la relazione finanziaria consolidata dell'Emittente e delle società che rientrano nel suo perimetro di consolidamento per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014, sottoposta a revisione contabile limitata a cura di Deloitte & Touche S.p.A., che include le informazioni comparative al 30 settembre 2013 e la relazione della Società di Revisione (il “**Bilancio consolidato abbreviato sottoposto a revisione contabile limitata**”).

Base di presentazione

Riesposizione dei dati comparativi per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012

In seguito all'applicazione, dal 1° gennaio 2013, con effetto retrospettivo, dello “IAS 19—Benefici per i dipendenti”, il prospetto della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2012 è stato riesposto, esclusivamente a fini comparativi. La variazione più significativa è stata relativa all'immediata iscrizione alla voce “Altre componenti di conto economico complessivo” di tutti gli utili/perdite attuariali, non illustrata nel presente Documento di Registrazione (si veda nota 2.4 del bilancio consolidato 2013 del Gruppo). La versione rivista del principio contabile ha determinato altresì una variazione del trattamento contabile dei costi per i servizi passati che non possono più essere differiti e devono essere immediatamente iscritti come costo.

Introduzione del principio IFRS 11—Accordi a controllo congiunto

In data 12 maggio 2011, l'*International Accounting Standard Board* ha emesso il principio IFRS 11 che sostituisce lo IAS 31—Partecipazioni in *Joint venture*. L'adozione del principio IFRS 11 è diventata obbligatoria per i periodi contabili che decorrono a partire dal 1° gennaio 2014. Lo IAS 31 ha consentito sino all'1 gennaio 2014 al Gruppo di consolidare tutte le *joint venture* con il metodo proporzionale. Il principio IFRS 11 prevede che il partecipante a un accordo a controllo congiunto determini il tipo di accordo in cui è coinvolta, valutando i propri diritti e le proprie obbligazioni derivanti dall'accordo stesso. Un accordo di *joint venture* è un accordo in cui le decisioni circa le attività che hanno un'influenza significativa sui ricavi connessi all'accordo richiedono il consenso unanime delle parti che condividono il controllo. Il principio IFRS 11 prevede che gli accordi di *joint venture* siano classificati in base a una delle seguenti categorie:

- (a) attività a controllo congiunto (*joint operation*): accordi a controllo congiunto in cui le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività relative all'accordo;

- (b) *joint venture*: accordi a controllo congiunto in cui le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività nette dell'accordo.

Nella determinazione del tipo di accordo al quale partecipa, un'entità deve individuare i diritti e le obbligazioni che scaturiscono ai sensi dell'accordo, tenendo conto della sua struttura e forma giuridica, dei termini e delle condizioni contrattuali concordati dalle parti e, se applicabile, di qualsiasi altro fatto e circostanza.

Il trattamento contabile previsto dal principio IFRS 11 per le attività a controllo congiunto è l'iscrizione secondo il metodo proporzionale di attività, passività, ricavi e costi derivanti dall'accordo da valutare conformemente agli *standard* pertinenti. Il trattamento contabile previsto dal nuovo principio per le *joint venture*, invece, si basa sul metodo del patrimonio netto.

Il Gruppo ha adottato il principio IFRS 11 a partire dal 1° gennaio 2014. Pertanto, nel Bilancio consolidato abbreviato sottoposto a revisione contabile limitata, il prospetto della situazione patrimoniale e finanziaria e il conto economico del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 e il conto economico del Gruppo per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2013 sono stati riesposti ai fini comparativi allo scopo di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi del principio IFRS 11, e successive modificazioni, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale per le attività a controllo congiunto. Ai fini della comparabilità, il presente Documento di Registrazione contiene l'illustrazione dei risultati ai fini del recepimento di tale variazione.

Variazioni del perimetro di consolidamento

Tra il 2011 e il 2013, il Gruppo ha ceduto tutti i propri investimenti negli impianti solari e a biomassa. Nello specifico:

- i. il 23 marzo 2011, AER ha venduto a HFV Holding Fotovoltaica S.p.A. gli impianti solari del Gruppo situati a Pontenure (Emilia Romagna), San Marco in Lamis (Puglia) e Castellaneta (Puglia), aventi una potenza installata complessiva pari a 18,8MW e il 1° agosto 2011 ha venduto a Sunedison Mediterraneo 06 S.r.l. un'attività correlata allo sviluppo di un impianto solare a Gioia del Colle (Puglia);
- ii. il 27 dicembre 2012, AER ha venduto a Distillerie Bonollo S.p.A. la propria partecipazione del 50% in Bonollo Energia S.p.A. e Bonollo O&M S.r.l., società che rispettivamente possiedono e gestiscono l'impianto a biomasse di Anagni (Lazio), avente una potenza installata complessiva pari a circa 10,5MW; e
- iii. il 25 giugno 2013, AER ha venduto a Belenergia S.A. la propria partecipazione del 100% in Acquaviva S.r.l., Solaria Real Estate S.r.l. e Brindisi Solar S.r.l., che possedevano impianti solari per una potenza installata complessiva pari a 3,95MW.

Il 15 dicembre 2011 il Gruppo ha acquistato una partecipazione indiretta del 51% nelle società che detengono una partecipazione nel parco eolico di Krupen, in Bulgaria.

3.1 Dati selezionati di conto economico, situazione patrimoniale finanziaria e rendiconto finanziario consolidato del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012, e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 e 2013

Di seguito sono forniti i principali dati economici consolidati del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012 e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 e 2013:

Conto economico consolidato

	Esercizio chiuso al 31 dicembre			Nove mesi chiusi al 30 settembre	
	2013	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽²⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
	(in migliaia di €)				
Totale ricavi operativi	66.227	51.973	76.104	33.216	39.425
Altri ricavi e proventi diversi ⁽³⁾	1.973	1.966	8.334	1.362	1.514
Totale ricavi e proventi	68.200	53.939	84.438	34.578	40.939
Costi del personale	4.555	4.546	5.280	3.042	3.363
Altri costi operativi.....	22.089	18.993	24.354	12.925	12.886
Accantonamenti per rischi.....	513	449	308	421	313
Totale costi operativi	27.157	23.988	29.942	16.388	16.562
Variazione delle <i>joint venture</i> valutate con il metodo del patrimonio netto	—	1.319	—	(403)	1.125
Ammortamenti e svalutazioni	21.529	16.832	26.323	16.701	12.716
Risultato operativo	19.514	14.438	28.173	1.086	12.786
Oneri finanziari netti	(19.007)	(15.478)	(20.931)	(10.986)	(11.630)
Proventi/(oneri) da partecipazioni	790	789	(81)	(363)	881
Risultato ante imposte	1.297	(251)	7.161	(10.263)	2.037
Imposte	(1.618)	(70)	(3.612)	1.424	(502)
Risultato netto del periodo	(321)	(321)	3.549	(8.839)	1.535
Utile (Perdita) di competenza di terzi	(528)	(528)	521	(344)	700
Risultato Netto di Gruppo	(849)	(849)	4.070	(8.495)	835

- (1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.
- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.
- (3) La voce comprende (i) il valore della produzione attribuibile agli altri ricavi generati dalle attività della società holding del Gruppo e (ii) altri ricavi generati dalle attività operative del Gruppo.

Stato patrimoniale consolidato

Si riportano di seguito i dati patrimoniali del Gruppo al 31 dicembre 2013 e 2012 e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014.

	AI 31 dicembre			AI 30 settembre
	2013	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽²⁾	2014

	(in migliaia di €)			
Attività immateriali.....	79.605	52.410	86.309	45.602
Attività materiali e investimenti immobiliari	305.159	252.088	340.664	240.530
Attività finanziarie non correnti.....	13.312	37.183	7.126	35.287
Altre attività non correnti	11.063	10.311	9.764	15.061
Totale attività non correnti.....	409.139	351.992	443.863	336.480
Totale attività correnti	100.240	83.916	112.814	79.719
Totale attività.....	509.379	435.908	556.677	416.199
Patrimonio netto del Gruppo	141.770	141.770	138.295	126.049
Patrimonio netto di terzi.....	3.244	3.244	2.190	2.782
Totale passività.....	364.365	290.894	416.192	287.368
Totale patrimonio netto e passività	509.379	435.908	556.677	416.199

- (1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.
- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

Rendiconto finanziario consolidato

La tabella di seguito riportata include i dati di sintesi relativi ai flussi di cassa generati ed assorbiti dalle attività operative, di investimento e di finanziamento nel corso degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012 e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 e 2013:

	Esercizio chiuso al 31 dicembre			Nove mesi chiusi al 30 settembre	
	2013	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽²⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
	(in migliaia di €)				
Disponibilità liquide all'inizio del periodo.....	54.537	43.138	51.558	44.205	43.138
Flussi di cassa da attività operative	30.819	21.390	14.149	23.616	13.505
Flussi di cassa da attività di investimento	1.458	2.937	(22.847)	(45)	(896)
Flussi di cassa da attività di finanziamento.....	(33.794)	(23.260)	427	(14.421)	(11.026)
Flussi di cassa da attività cessate.....	—	—	11.250	—	—
Flussi di cassa del periodo	(1.517)	1.067	2.979	9.150	1.583
Disponibilità liquide alla fine del periodo.....	53.020	44.205	54.537	53.355	44.721

- (1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.
- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite)

attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

Indebitamento Finanziario Netto

La tabella di seguito riportata include l'analisi dell'Indebitamento Finanziario Netto del Gruppo al 31 dicembre 2013, 2012 e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014.

	<u>Al 30 settembre</u>	<u>Al 31</u>	<u>Al 31</u>
	<u>2014</u>	<u>dicembre</u>	<u>dicembre</u>
		<u>2013⁽¹⁾</u>	<u>2012⁽²⁾</u>
	(in migliaia di €)		
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti			
- Disponibilità liquide	53.355	44.205	54.537
Totale cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	53.355	44.205	54.537
Crediti finanziari correnti	1.350	1.797	2.017
Passività finanziarie correnti			
- Debito verso altri finanziatori	(67)	(1.712)	(4.266)
- Debito corrente per finanziamenti e linee bancarie.....	(52.479)	(46.841)	(51.912)
- Debito verso collegate.....	(3.524)	(3.511)	(3.495)
- Debito per strumenti derivati	(6.858)	(6.773)	(9.904)
Totale passività finanziarie correnti	(62.928)	(58.837)	(69.577)
Indebitamento Finanziario Corrente	(8.223)	(12.835)	(13.023)
Passività finanziarie non correnti			
- Debito verso altri finanziatori	(1.867)	(1.823)	(9.825)
- Debito per finanziamenti bancari a M/L termine.....	(178.767)	(193.214)	(278.694)
- Debito per strumenti derivati.....	(25.704)	(18.480)	(37.252)
Indebitamento Finanziario Non Corrente.....	(206.338)	(213.517)	(325.771)
Indebitamento Finanziario come da Comunicazione			
CONSOB n. DEM/6064293/2006.....	(214.561)	(226.352)	(338.794)
Crediti finanziari non correnti	16.048	15.809	6.554
Indebitamento Finanziario Contabile delle Attività In			
Funzionamento	(198.513)	(210.543)	(332.240)

(1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.

- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

Al 30 settembre 2014, l'indebitamento finanziario netto di Gruppo era pari ad Euro 214,5 milioni (Euro 226,3 milioni al 31 dicembre 2013), il totale passività finanziarie correnti era pari ad Euro 63,0 milioni (Euro 58,8 milioni al 31 dicembre 2013), e l'indebitamento per finanziamenti e linee bancarie complessivo era pari alla stessa data ad Euro 231,3 milioni (Euro 240,0 milioni al 31 dicembre 2013).

Al 30 settembre 2014, l'indebitamento finanziario netto di Gruppo era rappresentato principalmente da: (i) cassa e altre disponibilità liquide equivalenti per Euro 53,4 milioni (Euro 44,2 milioni al 31 dicembre 2013), (ii) crediti finanziari correnti per Euro 1,4 milioni (Euro 1,8 milioni al 31 dicembre 2013), (iii) debiti per finanziamenti e linee bancarie per Euro 231,3 milioni (Euro 240,0 milioni al 31 dicembre 2013), (iv) debiti per strumenti derivati per Euro 32,6 milioni (Euro 25,3 milioni al 31 dicembre 2013), (v) debiti verso altri finanziatori per Euro 1,9 milioni (Euro 3,5 milioni al 31 dicembre 2013) e (vi) debiti verso collegate per Euro 3,5 milioni (Euro 3,5 milioni al 31 dicembre 2013).

La diminuzione dell'indebitamento finanziario netto al 30 settembre 2014 rispetto all'indebitamento finanziario netto 31 dicembre 2013, per un ammontare pari ad Euro 11,8 milioni (-5,2%), è principalmente dovuta ad un decremento netto di Euro 8,7 milioni del debito per finanziamenti e linee bancarie, dovuto sia al maggior utilizzo di linee di credito *corporate*, sia al rimborso delle rate dei finanziamenti scadute al 31 marzo ed al 30 giugno.

Indicatori alternativi di performance

3.1.1 Margine operativo lordo (EBITDA)

“**EBITDA**” è acronimo di *Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*, ed è definito dall'Emittente come il risultato operativo al lordo degli ammortamenti e delle svalutazioni delle attività materiali e immateriali.

L'EBITDA non è un indicatore di *performance* previsto nell'ambito degli IFRS e, pertanto, non deve essere considerato una misura alternativa all'utile operativo o agli utili consolidati come misura della performance operativa del Gruppo, dei flussi di cassa da attività operative, di investimento e di finanziamento, come misura della capacità del Gruppo di far fronte alle proprie necessità di liquidità e qualsiasi altra misura della performance ai sensi dei principi contabili generalmente accettati. Riteniamo che l'EBITDA sia un indicatore utile della capacità del Gruppo di sostenere e servire il proprio indebitamento e può costituire un utile strumento per gli analisti dei titoli, gli investitori e altre parti in fase di valutazione del Gruppo. L'EBITDA e misure simili sono utilizzati da molteplici società per scopi diversi e sono spesso calcolati secondo modalità che rispecchiano le circostanze che caratterizzano tali società. Pertanto, si raccomanda la massima prudenza nel confronto dell'EBITDA o di qualsiasi misura o dato simile riportati dal Gruppo rispetto alle misure

riportate da altre società. L'EBITDA potrebbe non essere indicativo dei risultati operativi storici del Gruppo, né consente di prevedere potenziali risultati futuri. La tabella riportata di seguito illustra il calcolo dell'EBITDA del Gruppo:

	Per l'esercizio chiuso al 31 dicembre			Per i nove mesi chiusi al 30 settembre	
	2012 ⁽¹⁾	2013	2013 ⁽²⁾	2013 ⁽²⁾	2014
	(in milioni di €)				
Risultato del periodo	3,6	(0,3)	(0,3)	1,5	(8,8)
Oneri/(proventi) per imposte sul reddito	3,6	1,6	0,1	0,5	(1,4)
Risultato netto da attività cessate	—	—	—	—	—
Oneri finanziari netti	21,0	18,2	14,7	10,7	11,3
Ammortamenti e svalutazioni.	26,3	21,5	16,8	12,7	16,7
Margine operativo lordo (EBITDA).....	54,5	41,0	31,3	25,4	17,8

(1) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

(2) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.

4. FATTORI DI RISCHIO

Gli investitori sono invitati a valutare gli specifici fattori di rischio relativi all'Emittente ed alle società del Gruppo, al settore di attività in cui esse operano, nonché agli strumenti finanziari offerti.

I fattori di rischio descritti di seguito devono essere letti congiuntamente alle informazioni contenute nel Documento di Registrazione, ivi compresi i documenti a disposizione del pubblico, secondo le modalità di cui al Capitolo 3, del Documento di Registrazione. I rinvii ai Capitoli ed ai Paragrafi si riferiscono ai Capitoli ed ai Paragrafi del Documento di Registrazione.

4.1 FATTORI DI RISCHIO RELATIVI ALL'EMITTENTE ED AL GRUPPO

4.1.1 Rischi connessi all'indebitamento del Gruppo e alla sostenibilità del debito finanziario

L'indebitamento finanziario netto di Gruppo era pari a Euro 214,5 milioni al 30 settembre 2014, Euro 226,3 milioni al 31 dicembre 2013 ed Euro 338,8 milioni al 31 dicembre 2012, principalmente composto dagli elementi illustrati nella seguente tabella.

	<u>Al 30 settembre</u>	<u>Al 31</u>	<u>Al 31</u>
	<u>2014</u>	<u>dicembre</u>	<u>dicembre</u>
		<u>2013⁽¹⁾</u>	<u>2012⁽²⁾</u>
	(in migliaia di €)		
<i>Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti</i>			
- Disponibilità liquide	53.355	44.205	54.537
Totale cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	53.355	44.205	54.537
Crediti finanziari correnti	1.350	1.797	2.017
<i>Passività finanziarie correnti</i>			
- Debito verso altri finanziatori	(67)	(1.712)	(4.266)
- Debito corrente per finanziamenti e linee bancarie.....	(52.479)	(46.841)	(51.912)
- Debito verso collegate	(3.524)	(3.511)	(3.495)
- Debito per strumenti derivati	(6.858)	(6.773)	(9.904)
Totale passività finanziarie correnti	(62.928)	(58.837)	(69.577)
Indebitamento Finanziario Corrente	(8.223)	(12.835)	(13.023)
<i>Passività finanziarie non correnti</i>			
- Debito verso altri finanziatori	(1.867)	(1.823)	(9.825)
- Debito per finanziamenti bancari a M/L termine.....	(178.767)	(193.214)	(278.694)
- Debito per strumenti derivati.....	(25.704)	(18.480)	(37.252)
Indebitamento Finanziario Non Corrente.....	(206.338)	(213.517)	(325.771)

FATTORI DI RISCHIO

Indebitamento Finanziario come da Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293/2006	(214.561)	(226.352)	(338.794)
Crediti finanziari non correnti	16.048	15.809	6.554
Indebitamento Finanziario Contabile delle Attività In Funzionamento	(198.513)	(210.543)	(332.240)

- (1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.
- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

Il rapporto tra l'indebitamento finanziario netto consolidato e il patrimonio netto consolidato (patrimonio netto di pertinenza di Gruppo e di terzi) era pari a 1,54 al 30 settembre 2014, 1,45 al 31 dicembre 2013 e a 2,41 al 31 dicembre 2012. Il rapporto tra l'EBITDA consolidato e gli oneri finanziari consolidati era pari a 1,62 al 30 settembre 2014, 2,16 al 31 dicembre 2013 e 2,60 al 31 dicembre 2012.

A supporto degli impegni finanziari derivanti dal proprio indebitamento il Gruppo prevede di poter fare ricorso ai flussi di cassa che saranno eventualmente generati dalle società a esso appartenenti. La generazione di tali flussi di cassa da parte delle società operative, tuttavia, è influenzata dalle condizioni climatiche e atmosferiche (in particolare del vento), dai sistemi di incentivazione, dalla congiuntura economica, finanziaria e di mercato, dalle leggi e dai regolamenti di volta in volta applicabili, dalla concorrenza con altri operatori. Una diminuzione della capacità delle società controllate di produrre flussi di cassa potrebbe quindi comportare il rischio significativo per l'Emittente ed il Gruppo di adempiere alle proprie obbligazioni. Per una più dettagliata descrizione delle circostanze che possono influenzare la redditività delle società operative e quindi la loro produzione di flussi di cassa a sostegno dell'indebitamento di Gruppo, si rimanda ai Paragrafi 4.1.2, 4.1.3, 4.1.4 del presente Capitolo 4.

I debiti per finanziamenti e linee bancarie correnti e non correnti ammontavano complessivamente, a Euro 231,3 milioni al 30 settembre 2014, ad Euro 240,0 milioni al 31 dicembre 2013 e ad Euro 330,6 milioni al 31 dicembre 2012, mentre i debiti per strumenti derivati correnti e non correnti ammontavano complessivamente a Euro 32,6 milioni al 30 settembre 2014, Euro 25,3 milioni al 31 dicembre 2013 ed Euro 47,2 milioni. Di tali importi complessivi, Euro 203,9 milioni, Euro 210,7 milioni ed Euro 315,5 rispettivamente alle date del 30 settembre 2014, 31 dicembre 2013 e 31 dicembre 2012, erano assistiti da garanzie reali sui beni della società debitrice.

La componente corrente dei debiti per finanziamenti e linee bancarie del Gruppo era rappresentata dalla quota a breve termine (i) dei finanziamenti in *project financing*, per Euro 25,2 milioni al 30 settembre 2014, Euro 17,5 milioni al 31 dicembre 2013 ed Euro 37,5 milioni al 31 dicembre 2012 e

FATTORI DI RISCHIO

(ii) dei finanziamenti linee di credito *corporate* dell'Emittente, per Euro 27,3 milioni al 30 settembre 2014, Euro 29,3 milioni al 31 dicembre 2013 ed Euro 14,4 milioni al 31 dicembre 2012, mentre la componente non corrente dei debiti per finanziamenti bancari era composta dalla quota a medio lungo termine (i) dei finanziamenti in *project financing* per Euro 167,7 milioni al 30 settembre 2014, Euro 188,1 milioni al 31 dicembre 2013, ed Euro 272,7 milioni al 31 dicembre 2012 e (ii) di una linea di credito ipotecaria in conto corrente per Euro 11,1 milioni, Euro 5,1 milioni al 31 dicembre 2013, ed Euro 6,0 al 31 dicembre 2012.

La seguente tabella riassume i principali termini dei contratti di finanziamento in essere presso le società del Gruppo rientranti nel perimetro di consolidamento integrale al 30 settembre 2014.

Al 30 settembre 2014
(Importi in milioni di €)

Nome e Tipologia del Finanziamento	Affidato	Utilizzato	Piano ammortamento	Scadenza	Garanzie reali	Covenant/ Negative Pledge
Project Financing - Callari	n.a.	39,2	SI	2024	SI	SI
Project Financing - Ortona	n.a.	50,2	SI	2025	SI	SI
Project Financing - Licodia	n.a.	22,4	SI	2026	SI	SI
Project Financing - Minerva	n.a.	27,2	SI	2025	SI	SI
Project Financing - Renergy San Marco	n.a.	45,5	SI	2027	SI	SI
Project Financing - Krupen	n.a.	8,4	SI	2022	SI	SI
Linee a Revoca	29,8	17,3	n.a.	A Revoca	NO	NO
Linee a Termine	10,0	10,0	n.a.	Un anno, rinnovabile	NO	NO
Linea Ipotecaria Durini	15,0	11,1	SI	2022	SI	NO
Totale	54,8	231,3				

I debiti complessivi del Gruppo per finanziamenti in *project financing*, cui il Gruppo ricorre per finanziare i propri impianti eolici, erano pari ad Euro 192,9 milioni al 30 settembre 2014, e alla stessa data rappresentavano 83,4% del totale dei debiti per finanziamenti e linee bancarie del Gruppo (Euro 205,6 milioni al 31 dicembre 2013 ed Euro 309,5 milioni al 31 dicembre 2012).

I finanziamenti in *project financing* prevedono, in particolare, che i flussi di cassa generati dal progetto finanziato siano vincolati a servizio del rimborso dei finanziamenti e includono, generalmente, garanzie (per il rimborso delle somme oggetto del finanziamento) esclusivamente sulle azioni o sui beni della società progetto, o sui contratti e sui flussi di cassa di tale società.

I finanziamenti in *project financing* del Gruppo contengono, inoltre, dei *covenant* finanziari relativi ai seguenti rapporti:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* ("DSCR Storico"), ossia il rapporto, su base annualizzata, calcolato semestralmente, tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal parco eolico e (b) gli importi a titolo di interesse e capitale dovuti ai sensi del contratto di finanziamento in *project financing*, dell'eventuale altro indebitamento finanziario (ove consentito ed in essere) e dei contratti di copertura, che si considera violato se inferiore o

FATTORI DI RISCHIO

uguale agli ammontari indicati nei corrispettivi contratti e sintetizzati nella tabella che segue;
e

- *Loan Life Coverage Ratio* (“**LLCR**”), ossia il rapporto, su base annualizzata, calcolato semestralmente, tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del contratto di finanziamento) derivanti da attività operative del parco eolico e dagli importi su determinati conti detenuti al fine di sostenere il finanziamento e (b) gli importi prelevati ai sensi della linea base e non ancora rimborsati, che si considera violato se inferiore o uguale agli ammontari indicati nei corrispettivi contratti e sintetizzati nella tabella che segue.

La seguente tabella riporta per ciascun finanziamento in *project finance* il DSCR e LLCR, insieme all’ultimo valore rilevato dall’Emittente.

	DSCR Storico	Ultimo rilevato dall’Emittente(*)	DSCR	Loan Coverage Ratio	Life	Ultimo rilevato dall’Emittente(*)	LLCR
Ortona	Inferiore o uguale a 1,05	1,48		Inferiore o uguale a 1,20		1,33	
Callari	Inferiore o uguale a 1,05	1,34		Inferiore o uguale a 1,20		1,21	
Minerva	Inferiore o uguale a 1,05	1,54		Inferiore o uguale a 1,20		1,21	
Licodia.....	Inferiore o uguale a 1,05	2,27		Inferiore o uguale a 1,05		1,50	
San Marco.....	Inferiore o uguale a 1,05	1,59		—		n.a.	
Monte Petراسi.....	Inferiore o uguale a 1,05	1,12		Inferiore o uguale a 1,20		1,34	
San Martino in Pensilis	Inferiore a 1,1	1,22		Inferiore a 1,1		1,23	
Lacedonia.....	Inferiore a 1,05	1,05		Inferiore a 1,05		1,38	

(*) Al 30 giugno 2014.

Il finanziamento in *project financing* del parco eolico di Krupen, prevede, invece, il rispetto dei seguenti *covenant* finanziari, calcolati semestralmente: (i) rapporto capitale proprio/attività totali: non inferiore al 34%; (ii) DSCR Storico non inferiore a 1,1, e (iii) il *Debt Service Coverage Ratio Storico* con inclusione del DSRA (ossia il rapporto tra (a) il flusso di cassa consolidato disponibile per il pagamento della quota capitale del debito più il saldo del DSRA per il relativo periodo, come definito in ciascuno dei contratti di finanziamento relativi all’impianto sito in Krupen e (b) il debito consolidato della quota capitale dei finanziamenti, come definito in ciascuno dei contratti di finanziamento relativi all’impianto sito in) non inferiore a 1,4.

Alla data del 31 dicembre 2013, si è registrato il mancato rispetto del parametro finanziario DSCR in relazione al contratto di finanziamento in *project financing* del parco di Lacedonia, imputabile al ritardato incasso dei certificati verdi relativi al primo trimestre 2013 (incassati a gennaio 2014 anziché a dicembre 2013), in relazione al quale le banche finanziatrici hanno rilasciato, in data 31 luglio 2014 un *waiver*. Alla data del 30 giugno 2014, si è registrato il mancato rispetto del parametro finanziario DSCR in relazione al contratto di finanziamento in *project financing* del parco di Krupen, imputabile ad una contrazione dei ricavi conseguente alla poca ventosità del periodo ed all’introduzione in Bulgaria di una nuova tassa pari al 20% dei ricavi (dichiarata incostituzionale

FATTORI DI RISCHIO

dalla Corte Costituzionale bulgara il 31 luglio 2014), in relazione al quale le società operative hanno inviato alla banca finanziatrice la richiesta di *waiver*, in riferimento alla quale attendono alla Data del Documento di Registrazione, la relativa risposta. Alla Data del Documento di Registrazione la banca finanziatrice non ha avanzato alcuna richiesta di rimborso anticipato degli importi in *project financing*. Ove tale richiesta fosse effettuata, le società operative del parco eolico di Krupen decadrebbero dal beneficio del termine, con conseguente obbligo di integrale rimborso del finanziamento e con possibili effetti negativi sull'attività, sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Fatta eccezione per Lacedonia e Krupen, all'esito dell'ultima verifica svolta successivamente alla data del 30 giugno 2014, tutte le clausole e gli impegni previsti nei contratti di finanziamento risultavano rispettati.

Inoltre, i finanziamenti in *project financing* del Gruppo, presentano, inoltre, i seguenti rischi specifici:

- *Ordon, Licodia, Minerva, Monte Petراس, San Marco e Callari*: ciascuno dei contratti di finanziamento in *project financing* relativi agli impianti di Ordon, Licodia, Minerva, Monte Petراس e Callari contiene una clausola di *cross-default* ai sensi della quale interviene un *cross-default* in caso di sospensione del pagamento di qualsiasi indebitamento della parte finanziata, dell'Emittente e di AER o nel caso in cui qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato, o diventi, esigibile e pagabile prima della sua specifica scadenza.
- *Krupen*: i contratti di finanziamento delle società che gestiscono i parchi eolici di Krupen prevedono una soglia di *cross-default* bassa (Euro 10.000). Inoltre, il contratto prevede che si verifichi un inadempimento (*event of default*) con conseguente perdita del beneficio del termine (*acceleration*) in seguito a (i) una riduzione significativa dei ricavi degli impianti che determina mancati pagamenti di capitale e interessi venuti a scadenza, (ii) la revoca di eventuali autorizzazioni degli impianti o (iii) la violazione di una clausola cui non venga posto rimedio entro i periodi indicati nel contratto.
- *San Martino in Pensilis e Lacedonia*: le società che detengono il debito di *project financing* relativo ai parchi eolici di San Martino in Pensilis e Lacedonia sono *joint venture* in cui il Gruppo detiene una partecipazione del 50%. Tuttavia, eventuali ulteriori impegni di finanziamento o garanzie potrebbero compromettere la flessibilità operativa e/o la condizione finanziaria del Gruppo e/o incidere negativamente sulla capacità dello stesso di finanziare il proprio fabbisogno di capitale circolante, finanziare spese in conto capitale e servire l'indebitamento del Gruppo. Inoltre, un eventuale evento di *default* con conseguente perdita del beneficio del termine (*acceleration*) in relazione ai contratti di finanziamento in *project financing* di San Martino in Pensilis o Lacedonia determinerebbero una perdita dei relativi *asset* e potrebbero comprometterebbe la capacità del Gruppo di ottenere ulteriori finanziamenti in quanto la sua reputazione come *sponsor* o *co-sponsor* potrebbe risultare danneggiata.

Nel caso di mancato rispetto dei *covenant* sopra descritti, ove non venga posto il rimedio entro i termini stabiliti, gli istituti finanziari hanno il diritto di dichiarare la società rilevante decaduta dal

FATTORI DI RISCHIO

beneficio del termine e di risolvere il contratto, con conseguente obbligo di integrale rimborso entro il termine stabilito e con possibili effetti negativi sull'attività, sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori dettagli sui contratti di finanziamento e sugli impegni ivi previsti del Gruppo, si rimanda al Capitolo 15 del Documento di Registrazione.

Si evidenzia, che non avendo l'Emittente un titolo obbligazionario *plain vanilla* a tasso fisso di propria emissione (c.d. titolo *benchmark*) quotato, non è possibile determinare un *credit spread* che faccia percepire all'investitore la rischiosità delle Obbligazioni.

4.1.2 Rischi connessi all'andamento reddituale del Gruppo

L'andamento economico e reddituale del Gruppo negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 è stato caratterizzato da risultati negativi imputabili prevalentemente ad una riduzione della produzione di elettricità rispetto allo stesso periodo precedente, causata da un andamento medio della ventosità significativamente inferiore alle medie stagionali. L'andamento del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012, invece, è stato caratterizzato da un risultato positivo.

La seguente tabella illustra i principali dati economici consolidati del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012 e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 e 2013.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre			Nove mesi chiusi al 30 settembre	
	2013	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽²⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
	(in migliaia di €)				
Totale ricavi operativi	66.227	51.973	76.104	33.216	39.425
Altri ricavi e proventi diversi ⁽³⁾	1.973	1.966	8.334	1.362	1.514
Totale ricavi e proventi	68.200	53.939	84.438	34.578	40.939
Totale costi operativi	27.157	23.988	29.942	16.388	16.562
Variazione delle <i>joint venture</i> valutate con il metodo del patrimonio netto	—	1.319	—	(403)	1.125
Ammortamenti e svalutazioni	21.529	16.832	26.323	16.701	12.716
Risultato operativo	19.514	14.438	28.173	1.086	12.786
Oneri finanziari netti	(19.007)	(15.478)	(20.931)	(10.986)	(11.630)
Proventi/(oneri) da partecipazioni	790	789	(81)	(363)	881
Risultato ante imposte	1.297	(251)	7.161	(10.263)	2.037
Imposte	(1.618)	(70)	(3.612)	1.424	(502)
Risultato netto del periodo	(321)	(321)	3.549	(8.839)	1.535
Utile (Perdita) di competenza di terzi	(528)	(528)	521	(344)	700
Risultato Netto di Gruppo	(849)	(849)	4.070	(8.495)	835

(1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.

(2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla

FATTORI DI RISCHIO

voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

- (3) La voce comprende (i) il valore della produzione attribuibile agli altri ricavi generati dalle attività della società holding del Gruppo e (ii) altri ricavi generati dalle attività operative del Gruppo.

Il risultato netto di Gruppo dei primi nove mesi del 2014 è negativo per Euro 8,5 milioni (positivo per Euro 0,8 milioni nei primi nove mesi del 2013), ed include svalutazioni per Euro 4,3 milioni (rispetto ad Euro 0,1 milioni nei primi nove mesi del 2013) relative a progetti in sviluppo non proseguiti. Quanto ai ricavi dei primi nove mesi del 2014 (Euro 34,6 milioni) sono in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2013 (Euro 40,9 milioni), in particolare per una diminuzione dei ricavi da vendite di energia parri a Euro 7,3 milioni rispetto ai primi nove mesi del 2013 che riflette principalmente: (i) un calo della produzione causato da un andamento medio della ventosità inferiore alle medie stagionali, (ii) un decremento del prezzo medio dell'energia e (iii) i mancati ricavi dovuti alla cessione delle società fotovoltaiche avvenuta il 25 giugno 2013.

Il risultato netto di Gruppo al 31 dicembre 2013 è negativo per Euro 0,8 milioni (positivo per Euro 4,1 milioni al 31 dicembre 2012), e riflette principalmente una diminuzione dei ricavi da vendita di energia dovuta (i) all'assenza nel 2013 dei ricavi realizzati dall'impianto a biomasse della società Bonollo Energia S.p.A., ceduta il 27 dicembre 2012, (ii) ai mancati ricavi dovuti alla cessione delle società fotovoltaiche avvenuta il 25 giugno 2013, e (iii) alla riduzione dei ricavi di vendita degli impianti eolici operativi.

Il risultato netto di Gruppo al 31 dicembre 2012 è pari a Euro 4,1 milioni, e riflette, in particolare, un incremento dei ricavi dovuto ad un incremento della produzione elettrica degli impianti operativi (+38,3% rispetto al 2011), causato da una ventosità media in linea con le normali medie stagionali, ma sensibilmente superiore rispetto a quanto registrato nello stesso periodo dell'anno precedente, dall'entrata in esercizio dell'impianto di San Marco in Lamis e dall'acquisizione dell'impianto operativo di Krupen in Bulgaria a fine 2011.

Non si può escludere che nei prossimi esercizi si verifichino eventi od operazioni di natura straordinaria, anche legati all'andamento della ventosità media, che potrebbero avere effetti negativi sui risultati del Gruppo. Tale circostanza potrebbe avere un impatto negativo sulla generazione dei ricavi da parte delle società che gestiscono i parchi eolici e quindi dei flussi operativi a sostegno dell'indebitamento del Gruppo, nonché sulla possibilità di recuperare le imposte anticipate stanziare in bilancio (pari a Euro 15,0 milioni al 30 settembre 2014) che potrebbe essere ritardata rispetto a quanto preventivato, ovvero potrebbe non manifestarsi del tutto. Per maggiori informazioni in merito alle tendenze del Gruppo si rimanda al Capitolo 8, Paragrafo 8.2 del Documento di Registrazione.

4.1.3 Rischi connessi alle fluttuazioni dei tassi di interesse e al fair value negativo dei derivati legati ai tassi di interesse.

Alla data del 30 settembre 2014, il Gruppo presenta debiti per finanziamenti bancari pari a Euro 231,3 milioni, interamente assoggettati contrattualmente ad un tasso di interesse variabile.

FATTORI DI RISCHIO

Pertanto, il Gruppo è esposto al rischio finanziario derivante da variazioni dei tassi di interesse, originato prevalentemente dai debiti finanziari a tasso variabile derivanti dai contratti di *project financing*, che espongono il Gruppo ad un rischio di *cash flow* legato alla volatilità della curva *Euribor*.

Il Gruppo limita la propria esposizione a tali rischi attraverso l'utilizzo di strumenti derivati stipulati con controparti terze ("**Interest Rate Swap**" o "**IRS**"). Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo, per ognuno dei finanziamenti in *project financing*, ha in essere un contratto di *interest rate swap*, rispettivamente con ciascuno degli istituti finanziari che compongono il *pool* di banche che ha concesso il finanziamento stesso. I termini e le condizioni dei contratti stipulati dal Gruppo sono *standard* per operazioni di questo tipo (per maggiori informazioni in merito, si veda il successivo Capitolo 15, Paragrafo 15.3 del Documento di Registrazione).

Al 30 settembre 2014, risultavano in essere contratti derivati sui tassi di interesse per un nozionale di circa Euro 175,4 milioni, a copertura di circa l'79,8% dei debiti per finanziamenti bancari alla stessa data, riferibili ai finanziamenti in *project finance* rientranti nel perimetro di consolidamento integrale del Gruppo. Inoltre, i parchi gestiti in *joint venture* (Monte Petrasi, San Martino in Pensilis e Lacedonia) avevano in essere alla stessa data analoghi contratti derivati per un ammontare nozionale pari a circa Euro 45,8 milioni. In relazione alla porzione del debito finanziario coperto da strumenti derivati, una riduzione dei tassi di interesse potrebbe comportare un incremento del *fair value* negativo attribuito a tali strumenti mentre un incremento dei tassi di interesse comporterebbe una riduzione del *fair value* negativo attribuito a tali strumenti. Al 30 settembre 2014, il *fair value* espresso ai sensi del principio IFRS 13 riferibile ai contratti derivati sui tassi di interesse che il Gruppo aveva in essere era pari a un valore negativo di Euro 32,6 milioni (Euro 39,1 milioni se si include il *fair value* dei contratti riconducibili ai parchi gestiti in *joint venture*, ossia Monte Petrasi, San Martino in Pensilis e Lacedonia).

Alla luce di ciò, alla data del 30 settembre 2014, l'ammontare del debito finanziario esposto al rischio di tasso variabile perché non coperta da strumenti derivati di IRS era pari a Euro 46,8 milioni (pari a circa il 20,2% dei debiti per finanziamenti bancari alla stessa data) composti da (i) l'ammontare utilizzato del *project financing* relativo a Krupen, per Euro 8,4 milioni, (ii) le linee a revoca dell'Emittente per Euro 17,3 milioni, (iii) le linee a termine dell'Emittente per Euro 10,0 milioni e la (iv) la linea ipotecaria Durini per Euro 11,1 milioni. In caso di aumento dei tassi di interesse, l'aumento degli oneri finanziari riferibili a tale indebitamento potrebbe avere effetti negativi sull'attività, sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori dettagli si veda anche la descrizione della gestione dei rischi finanziari contenuta nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 e nel bilancio consolidato abbreviato per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014, messi a disposizione del pubblico secondo le modalità di cui al Capitolo 13 del Documento di Registrazione, ed inclusi mediante riferimento nel Documento di Registrazione stesso.

4.1.4 Rischi connessi alle clausole restrittive contenute nei contratti di finanziamento del Gruppo.

I contratti di finanziamento di cui le società del Gruppo sono parte, ed in particolare i finanziamenti in *project financing*, contengono una serie di clausole abituali per contratti di questo tipo, ivi comprese limitazioni alla possibilità di:

- effettuare acquisizioni o investimenti;
- erogare prestiti o concedere crediti;
- indebitarsi o emettere garanzie o azioni privilegiate;
- rilasciare garanzie;
- vendere, concedere in locazione, trasferire o cedere attività;
- trasferire le attività del Gruppo o effettuare fusioni, integrazioni o altre operazioni straordinarie;
- apportare variazioni sostanziali alla natura delle attività del Gruppo;
- costituire gravami sulle attività o sui beni del Gruppo;
- pagare dividendi o effettuare altre distribuzioni da parte delle controllate del Gruppo; e
- effettuare operazioni con società collegate.

I contratti di finanziamento in *project financing* contengono, inoltre, una serie di clausole abituali per contratti di questo tipo, quali verifiche periodiche della gestione, obbligo di predisposizione di relazioni sui risultati e bilanci, e obblighi di mantenimento di indici finanziari che vengono verificati periodicamente. Si veda il Capitolo 15 per maggiori dettagli.

Le limitazioni di cui sopra potrebbero incidere sulla capacità del Gruppo di gestire le proprie attività e potrebbero limitare la capacità dello stesso di reagire alle condizioni di mercato o di sfruttare potenziali opportunità commerciali, ove si presentassero.

Tali limitazioni, ad esempio, potrebbero incidere in maniera negativa sulla capacità del Gruppo di finanziare le proprie operazioni, effettuare acquisizioni, investimenti o alleanze strategiche, ristrutturare la propria organizzazione o finanziarie le proprie attività. Inoltre, la capacità del Gruppo di conformarsi a tali clausole e limitazioni potrebbe essere influenzata da eventi fuori dal proprio controllo come, tra gli altri, le condizioni economiche, finanziarie, normative e di settore prevalenti.

In caso di violazione di tali clausole (ivi compresi gli indici finanziari) o limitazioni da parte del Gruppo, quest'ultimo potrebbe risultare inadempiente in relazione a uno o più finanziamenti che, ove non sanata, potrebbe determinare la perdita del beneficio del termine ai sensi dello specifico finanziamento (*acceleration*) e *cross-default* in relazione ad altri finanziamenti del Gruppo.

FATTORI DI RISCHIO

Tali circostanze potrebbero determinare l'azionamento delle garanzie dei finanziatori e/o determinare la bancarotta o la liquidazione del Gruppo che potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria dello stesso.

Alla Data del Documento di Registrazione gli impegni e le limitazioni di cui ai contratti di finanziamento di cui le società del Gruppo sono parte risultano rispettati.

4.1.5 Rischi connessi alle condizioni ed alle variazioni climatiche, ed in particolare del vento.

Attualmente il gruppo genera sostanzialmente tutti i propri ricavi operativi dalle attività dei propri parchi eolici. Le attività e la redditività dei parchi eolici del Gruppo dipendono e sono influenzate dalle condizioni meteorologiche generali e da eventuali condizioni atmosferiche avverse nei siti in cui sono ubicati gli impianti, in particolare quelle che influiscono sulla ventosità e sulla qualità del vento. Infatti, le turbine di un parco eolico iniziano a funzionare solo quando il vento raggiunge una certa velocità e devono essere disconnesse quando il vento supera la velocità massima che possono sopportare, al fine di evitare il loro danneggiamento.

I risultati operativi del Gruppo variano considerevolmente da periodo a periodo a seconda dalla ventosità durante i periodi interessati, che è un fattore naturalmente variabile. Gli ultimi nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 sono stati caratterizzati da una riduzione della produzione di elettricità rispetto allo stesso periodo del 2013, causata da un andamento medio della ventosità significativamente inferiore alle medie stagionali. In particolare, si segnala che la velocità media del vento durante la stagione invernale 2013/2014 è stata la più bassa registrata dal Gruppo da quando ha avviato l'operatività nel settore eolico.

L'EBITDA del Gruppo per i nove mesi conclusi il 30 settembre 2014 ha subito un calo del 29,9% rispetto ai primi nove mesi conclusi il 30 settembre 2013. L'EBITDA del Gruppo per l'esercizio concluso il 31 dicembre 2013 è diminuito del 24,8% rispetto all'esercizio concluso il 31 dicembre 2012, principalmente a causa di un calo dei ricavi riconducibile a una riduzione della produzione di energia causata da una minore ventosità media negli ultimi trimestri del 2013.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6 del presente Documento di Registrazione.

La circostanza che le condizioni climatiche, ed in particolare quelle del vento, non siano favorevoli o non lo siano per lunghi periodi, potrebbe produrre effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.6 Rischi connessi alle previsioni relative alle variazioni climatiche e del vento elaborate su nuovi impianti

Quando decide di investire in un nuovo parco eolico, il Gruppo basa le proprie analisi su relazioni prodotte da consulenti indipendenti, contenenti un'importante disamina delle proiezioni, delle ipotesi, delle metodologie riguardanti le variazioni a lungo termine del vento, della sua velocità e direzione, le variazioni stagionali del vento, le condizioni e l'andamento meteorologici precedenti.

FATTORI DI RISCHIO

Pur tenendo in considerazione possibili variazioni delle tendenze climatiche e del vento e le potenziali ripercussioni sulle strutture del Gruppo, è possibile che il Gruppo o i propri consulenti abbiano commesso errori nello svolgimento di tali studi o che l'effettivo andamento futuro del vento e la produzione di elettricità presso gli impianti del Gruppo non riflettano l'andamento storico del vento presso i siti o le proiezioni elaborate.

Le proiezioni sulla produzione di elettricità fanno inoltre affidamento su ipotesi riguardanti le condizioni atmosferiche, il posizionamento delle turbine, l'interferenza tra turbine, l'effetto della vegetazione, dell'uso del suolo e del terreno, che comportano un grado di incertezza elevato. Uno o più di questi fattori potrebbero far sì che gli impianti ricevano meno vento rispetto al previsto o potrebbe aver spinto il Gruppo a sviluppare i propri siti secondo tecniche e con modalità che non ne ottimizzano il potenziale, il che potrebbe andare a discapito della produzione di energia e pertanto dei ricavi e della redditività del Gruppo.

Qualora la ventosità presso un parco eolico fosse inferiore a quanto previsto sulla base dei dati forniti da tali studi, l'elettricità generata potrebbe non soddisfare i livelli attesi di produzione del Gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, se gli inverni sono più caldi o le estati sono più fresche del previsto, la domanda di energia elettrica potrebbe essere inferiore, il che comporterebbe una minore domanda di elettricità rispetto alle attese. Variazioni considerevoli rispetto alle normali condizioni meteorologiche nei luoghi in cui sono ubicati i parchi eolici del Gruppo potrebbero avere ripercussioni negative sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.7 Rischi connessi all'interruzione dell'operatività degli impianti.

La produzione di energia elettrica è soggetta a rischi di malfunzionamento o di impreviste interruzioni del servizio derivanti da eventi che esulano dal controllo del Gruppo, ad esempio calamità naturali, fulmini, formazione di ghiaccio sulle pale, terremoti, venti estremi, forti tempeste, incendi e condizioni meteorologiche sfavorevoli (comprese quelle derivanti dal cambiamento climatico), incidenti, malfunzionamenti o guasti delle attrezzature o del sistema di controllo, difetti di fabbricazione o tecnici delle componenti dell'impianto e altri eventi simili. La quantità di energia elettrica che il Gruppo è in grado di produrre e/o distribuire può dipendere anche da problemi operativi, come il degrado delle componenti delle turbine dovuto all'usura o alle condizioni meteorologiche, o da limitazioni di potenza sulla rete di trasmissione elettrica. In tali circostanze, il Gruppo potrebbe essere obbligato a spegnere gli impianti rilevanti o le relative attrezzature e strutture e, di conseguenza, i livelli di produzione di elettricità e i ricavi del Gruppo potrebbero risultarne ridotti.

Malfunzionamenti dell'impianto o interruzioni del servizio potrebbero dover comportare l'azionamento di garanzie contrattuali nei confronti dei singoli fornitori del Gruppo, che potrebbero rivelarsi lunghe e complesse. L'impossibilità di trovare una soluzione ad eventuali problemi che si dovessero verificare presso gli impianti del Gruppo avrebbe un effetto negativo sui flussi di cassa e

FATTORI DI RISCHIO

sulla liquidità a breve termine del Gruppo, e potrebbe, pertanto, avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Sebbene il Gruppo sia assicurato contro molti di tali rischi, la sua copertura potrebbe dimostrarsi inadeguata o potrebbe non coprire l'evento verificatosi. Si veda il Capitolo 6, Paragrafo 6.1.4 del presente Documento di Registrazione.

Tali eventi potrebbero, altresì, esporre il Gruppo a procedimenti legali che, in caso di esito sfavorevole, potrebbero risultare nell'obbligo di pagare un risarcimento dei danni. Inoltre, il ripristino della produzione di elettricità dopo il verificarsi di tali eventi potrebbe comportare un aumento dei costi e l'insorgenza di perdite.

4.1.8 Rischi connessi alla scadenza dei regimi di incentivazione dei parchi eolici di Albanella e Monte Petrasi.

Nei primi 9 mesi del 2014, i ricavi operativi consolidati del Gruppo derivanti dalla vendita di certificati verdi rappresentavano il 56,5% del totale ricavi operativi consolidati del Gruppo.

I regimi di incentivazione per i parchi eolici del Gruppo di Albanella (operata da Eolo S.r.l.) e Monte Petrasi (operata da Wind Power Sud S.r.l.) scadranno rispettivamente nel 2016 e nel 2019. La tabella seguente indica, per ciascuno dei due parchi, i ricavi e la redditività operativa per i nove mesi chiusi il 30 settembre 2014 e 2013.

	Nove mesi chiusi al	
	30 settembre	
	2014	2013
Eolo S.r.l.		
Parco Eolico Albanella		
Totale Ricavi	849	1.089
Redditività Operativa	168	497
Wind Power Sud S.r.l.		
Parco Eolico Monte Petrasi		
Totale Ricavi	6.669	7.854
Redditività Operativa	2.857	4.008

Eolo S.r.l. e Wind Power Sud S.r.l. rappresentavano, al 30 settembre 2014, rispettivamente 2,4% e 19,3% dei ricavi consolidati del Gruppo. Si segnala con riferimento a Wind Power Sud S.r.l. che tale percentuale è stata calcolata rapportando il bilancio della società Wind Power Sud S.r.l. al bilancio consolidato di Gruppo, che alla data in esame non include i dati della stessa Wind Power Sud S.r.l., in quanto tale società non era consolidata integralmente nel bilancio al 30 settembre 2014, per effetto dell'adozione del principio IFRS 11, che ne richiede il consolidamento sintetico con il metodo del patrimonio netto.

Il Gruppo intende continuare a produrre elettricità in tali parchi anche quando gli incentivi saranno scaduti. Di conseguenza, in seguito alla scadenza degli incentivi per questi due parchi eolici

successivamente, rispettivamente, al 2016 e al 2019, i ricavi da essi generati potrebbero ridursi per la mancanza della componente di ricavi derivante dagli incentivi, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2 del presente Documento di Registrazione.

4.1.9 *Rischi connessi al reperimento di turbine eoliche e dei relativi componenti ed alla fluttuazione dei prezzi di mercato degli stessi.*

Sebbene il mercato delle turbine sia attualmente caratterizzato da un eccesso di offerta, ci sono stati momenti, in passato, in cui la domanda di turbine eoliche e dei relativi componenti ha superato l'offerta.

Talvolta i fornitori di turbine hanno avuto difficoltà a soddisfare la domanda, con notevoli ritardi nella fornitura, o un peggioramento nelle condizioni di pagamento. Tali condizioni di mercato potrebbero ripresentarsi, causando un aumento dei prezzi, condizioni di pagamento meno favorevoli o ritardi nella fornitura delle turbine. Il ritardo nella consegna delle turbine o dei componenti ordinati potrebbero a loro volta comportare un ritardo nel completamento dei progetti in costruzione e dei progetti a breve termine del Gruppo.

In aggiunta, i produttori di turbine dipendono a loro volta dai fornitori di componenti come il moltiplicatore, generatori e unità di controllo, i cui arretrati sono aumentati non solo a causa dell'aumento della domanda, ma anche a causa del continuo incremento delle dimensioni e della potenza delle nuove turbine eoliche. Nel caso in cui si verifichi una carenza di uno o più di tali componenti, i fornitori di turbine eoliche potrebbero non essere in grado di rispettare tempestivamente i loro obblighi nei confronti del Gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Nonostante il Gruppo disponga di un parco turbine abbastanza differenziato tra i fornitori, l'Emittente non può escludere che l'interruzione delle attività da parte di uno dei fornitori di turbine o l'interruzione del supporto sulle turbine acquistate possa avere effetti negativi sull'operatività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società e/o del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 15, Paragrafo 15.1 del presente Documento di Registrazione.

4.1.10 *Rischi derivanti dalle garanzie dei fornitori di turbine.*

Quando acquista le turbine, il Gruppo riceve specifiche garanzie da parte del produttore, tra le quali la garanzia sul prodotto. Tale garanzia generalmente scade dopo due anni dalla data di consegna della turbina o dalla data di entrata in esercizio della turbina; conseguentemente, alla Data del Documento di Registrazione, solo le turbine del parco eolico di Manfredonia sono ancora coperte dalla garanzia sul prodotto del produttore.

FATTORI DI RISCHIO

Pertanto, ove si verifichi un danno alle turbine dei parchi eolici operati da Gruppo, l'unico rimedio a disposizione delle società che gestiscono il relativo parco eolico sarà quello delle garanzie derivanti ai sensi del contratto di manutenzione delle turbine (c.d. "O&M"), sottoscritto contestualmente all'acquisto delle stesse. Per una descrizione dei rischi connessi con i contratti di O&M si rimanda al paragrafo 4.1.8 del presente Documento di Registrazione.

4.1.11 Rischi connessi al mancato rinnovo dei contratti con i produttori di turbine eoliche relativamente alla gestione e alla manutenzione dei parchi eolici del Gruppo ed alle garanzie da essi derivanti.

Il Gruppo fa affidamento su produttori di turbine eoliche per gestire ed effettuare la manutenzione dei propri parchi eolici. A tal fine, il Gruppo stipula contratti di "operation and maintenance" (c.d. "O&M") con il produttore della turbina eolica al momento dell'acquisizione delle turbine. Ai sensi di tali contratti generalmente i produttori si impegnano ad effettuare (i) la manutenzione ordinaria e straordinaria delle turbine, (ii) la riparazione o sostituzione dei componenti, e (iii) le procedure di conformità alla normativa, al fine di mantenere il rendimento dell'impianto entro le specifiche progettuali. Tali contratti O&M sono fondamentali per la gestione continuativa di un parco eolico, e solitamente hanno una durata superiore a cinque anni. Quando un contratto O&M viene a scadenza, il Gruppo deve rinnovarlo tempestivamente; in caso contrario corre il rischio di dover interrompere il funzionamento dell'impianto. In particolare, i contratti O&M del Gruppo per i parchi eolici di Ortona, Manfredonia, Monte Petراسي e Ciorlano scadranno prima del 2022. Inoltre, poiché il numero dei produttori di turbine eoliche o di altri fornitori in grado di svolgere tali attività è limitato, il Gruppo potrebbe avere difficoltà nel rinnovare tali contratti a termini e condizioni favorevoli, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

L'attività, le prospettive, la condizione finanziaria, economica e patrimoniale e i risultati del Gruppo potrebbero subire sostanziali effetti negativi ove (i) un produttore di turbine eoliche non potesse o non volesse rinnovare un contratto O&M, oppure (ii) il Gruppo fosse obbligato a rinnovare tale contratto a termini e condizioni che ne aumentino sensibilmente i costi operativi, o (iii) il Gruppo non riuscisse a rinnovare tale contratto tempestivamente, oppure (iv) il Gruppo non riuscisse a trovare un fornitore alternativo di servizi di manutenzione e gestione idoneo.

Infine, i contratti O&M prevedono delle garanzie da parte dei fornitori in merito alla "disponibilità" dei singoli parchi eolici, calcolata generalmente sulla disponibilità media delle turbine di un parco eolico a produrre energia elettrica per un dato periodo. Qualora la disponibilità media effettiva misurata al termine di un dato periodo sia inferiore alla disponibilità media garantita, il fornitore dovrà rimborsare la società che gestisce il parco eolico in conformità con i termini e le condizioni generalmente negoziati nei singoli casi, restando inteso che la differenza tra la disponibilità media garantita e il 100% non è assicurata. Il livello di produzione di energia elettrica coperto dalla disponibilità garantita è solitamente inferiore durante i primi dodici mesi di attività, quando le carenze di disponibilità causate dall'aumento progressivo della disponibilità delle turbine sono più frequenti. Inoltre, l'ammontare dei rimborsi da parte del fornitore in forza delle suddette garanzie è soggetto a un tetto massimo, il cui importo può essere pari o inferiore al prezzo annuale pagato

per i servizi forniti ai sensi dei contratti O&M. Le perdite superiori a tali tetti saranno a carico del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 15, Paragrafo 15.1 del presente Documento di Registrazione.

4.1.12 Rischi connessi ai diritti d'uso e godimento dei terreni relativi ai parchi eolici.

Il Gruppo non ha la proprietà dei terreni su cui sono collocati i propri parchi eolici e occupa tali terreni in base a contratti di servitù/superficie e di locazione a lungo termine. La scadenza media dei contratti di servitù è pari a circa 25 anni e quella dei contratti di locazione a circa 19 anni. Nel caso in cui il Gruppo non riesca a rinnovare i contratti di locazione e/o i diritti di servitù e di superficie con i rispettivi proprietari dei fondi nelle scadenze previste, potrebbe dover attivare la procedura di esproprio o di costituzione di servitù coattiva sulla base della pubblica utilità degli impianti da fonte rinnovabile con la Regione di competenza, il che comporterebbe un esborso da parte del Gruppo non stimabile alla Data del Documento di Registrazione, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo

Tali terreni potrebbero trovarsi ad essere gravati da ipoteche a garanzia dei prestiti o altri privilegi (ad esempio privilegi tributari) e altri diritti di servitù e di locazione di terzi creati prima delle servitù e delle locazioni del Gruppo. Di conseguenza, i diritti del Gruppo ai sensi di tali servitù o locazioni possono essere soggetti, e subordinati, ai diritti di tali soggetti terzi.

Inoltre, l'invalidità, l'inadempimento o la risoluzione di qualsiasi di tali servitù e locazioni potrebbe interferire con la capacità del Gruppo di vendere in tutto o in parte i propri parchi, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Sebbene il Gruppo svolga ricerche sulla titolarità dei diritti immobiliari e ottenga una garanzia sui titoli immobiliari relativi ai propri impianti, al fine di tutelarsi contro alcuni di tali rischi, tali misure potrebbero, tuttavia, essere inadeguate per tutelare il Gruppo contro tutti i rischi di perdita dei propri diritti di utilizzare il terreno su cui si trovano i propri impianti, il che potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli in merito, si rimanda al Capitolo 13, Paragrafo 13.4 del presente Documento di Registrazione.

4.1.13 Rischi connessi all'evoluzione tecnologica.

Le tecnologie utilizzate nel settore dell'energia rinnovabile eolica sono in continua evoluzione e sono soggette a rapidi cambiamenti in continuo miglioramento. Il Gruppo potrebbe trovarsi ad investire in, e utilizzare, tecnologie di nuova creazione che risultano, pertanto, meno collaudate di quelle già esistenti. Sebbene alla data del Documento di Registrazione il Gruppo benefici di garanzie sul rendimento (c.d. "disponibilità") dei propri impianti di produzione di elettricità, non è possibile garantire che tali nuove tecnologie daranno il rendimento previsto. Il mancato rendimento di una nuova tecnologia rispetto al previsto potrebbe avere effetti negativi sulla redditività di uno

FATTORI DI RISCHIO

specifico impianto. Per ulteriori dettagli in merito alle garanzie sul rendimento e sulla disponibilità dei parchi, si rimanda al Capitolo 6 e al Capitolo 15, Paragrafo 15.2, e per i rischi relativi agli stessi si rimanda al Paragrafo 4.1.11 del presente Capitolo.

Qualora non sia in grado di acquisire o sviluppare adeguatamente le nuove tecnologie disponibili sul mercato, il Gruppo potrebbe dover modificare o ridurre i propri obiettivi di investimento in altri settori di attività, e potrebbe subire una riduzione nella potenza dei propri impianti, il che potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Inoltre, il costo per lo sviluppo o l'acquisizione delle tecnologie necessarie è potenzialmente elevato e potrebbe aumentare in futuro, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, esistono tecnologie di produzione di energia da fonti rinnovabili alternative rispetto agli impianti eolici. Alcune di queste tecnologie alternative attualmente producono elettricità a un costo medio superiore rispetto all'energia eolica; tuttavia, sono in corso attività di ricerca e sviluppo volte a migliorare tali tecnologie alternative, per ridurre il costo di produzione di elettricità. Inoltre, sono in corso attività di ricerca e sviluppo volte a ridurre le emissioni di carbonio dalla generazione di energia da combustibili fossili. È possibile che i progressi in tali campi riducano ulteriormente il costo o aumentino la competitività di metodi alternativi di produzione dell'energia. Qualora ciò avvenisse, il vantaggio competitivo degli impianti del Gruppo potrebbe essere sostanzialmente compromesso o eliminato, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.14 Rischi relativi all'iter autorizzativo degli impianti

La progettazione, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili sono attività altamente regolamentate, richiedono numerose approvazioni e permessi governativi, comprese autorizzazioni e permessi ambientali e coinvolgono diversi enti e agenzie regionali, provinciali e comunali, ciascuno responsabile della valutazione del progetto (anche attraverso il processo di valutazione di impatto ambientale) e del rilascio delle relative autorizzazioni, licenze e approvazioni comprese, a titolo esemplificativo, concessioni e permessi a costruire. Non è possibile avere certezza sul fatto che il Gruppo sarà in grado di ottenere tutte le autorizzazioni, le licenze e i permessi richiesti per costruire e gestire i progetti in via di sviluppo, o che riesca ad ottenerli nei tempi previsti, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.15 Rischi connessi al mantenimento dei requisiti normativi necessari per il mantenimento delle autorizzazioni e dei permessi necessari per l'operatività dei parchi eolici

Il mancato rispetto da parte dell'Emittente o di alcune società del Gruppo dei requisiti normativi necessari per il mantenimento delle autorizzazioni e dei permessi potrebbe comportare sanzioni, procedure di restituzione coatta di quanto ricevuto e/o la non idoneità a ricevere ulteriori incentivi, a seconda delle circostanze. Non vi è certezza che l'Emittente e le società operative del Gruppo riescano a mantenere le autorizzazioni, le licenze e i permessi necessari per continuare a gestire i

FATTORI DI RISCHIO

parchi eolici, o a rispettare la disciplina applicabile. L'eventuale decisione delle autorità di rifiutare il rilascio di tali permessi o di revocarli potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Benché il Gruppo monitori continuamente i cambiamenti nella legislazione applicabile ai propri impianti e siti, non è possibile garantire che in futuro l'attuale disciplina non sarà modificata, su iniziativa di autorità locali, nazionali o europee, o in seguito a un'azione promossa da soggetti terzi o autorità locali. Qualora l'attuale disciplina sia modificata ed il Gruppo si trovi nell'impossibilità di rispettare le nuove normative in vigore potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.2 del presente Documento di Registrazione.

Inoltre, qualsiasi autorizzazione, licenza o permesso rilasciati dalle autorità nazionali o locali richiesti per costruire o gestire i parchi eolici del Gruppo potrebbe essere soggetti a contestazione (entro i termini applicabili previsti dalla legge) da chiunque asserisse di avere un interesse nel farlo, o revocato dall'autorità stessa nel caso in cui ciò sia ritenuto necessario per l'interesse pubblico.

Inoltre, lo sviluppo di parchi eolici è stato e potrebbe continuare ad essere soggetto a opposizioni politiche a livello locale in alcune aree dove il Gruppo intende costruire e gestire parchi eolici, che potrebbero risultare in (i) una notevole riduzione del terreno disponibile, (ii) una limitazione imprevista del numero, delle dimensioni e del posizionamento di turbine eoliche, o (iii) la sospensione o la revoca di permessi o licenze esistenti o di progetti attualmente in via di sviluppo o di costruzione. Il verificarsi di uno qualsiasi di questi eventi potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.16 Rischi connessi al rispetto delle leggi anticorruzione e anti-concussione.

L'attività del Gruppo dipende in misura rilevante dalla propria capacità di ottenere e mantenere approvazioni, autorizzazioni, licenze e permessi per lo sviluppo, la costruzione e la gestione dei propri impianti di generazione di energia elettrica, con possibili rischi associati a frode, concussione e corruzione. Pur avendo sistemi di monitoraggio interno e sebbene non sia mai stato soggetto ad incriminazioni, condanne o sanzioni in relazione a frode, concussione o corruzione, il Gruppo potrebbe non essere in grado di rilevare o prevenire ogni caso di frode, concussione e corruzione che coinvolga i suoi dipendenti in futuro. Pertanto non si può escludere che il Gruppo possa essere soggetto a sanzioni civili o amministrative, incluse le sanzioni previste ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231. In particolare, qualora sia determinato che il gruppo abbia violato una norma anticorruzione ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, l'autorità competente avrà il potere di sospendere o revocare le autorizzazioni governative, licenze, concessioni o altri permessi conferiti al Gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.2 del presente Documento di Registrazione.

4.1.17 Rischi connessi alle spese *una tantum* del Gruppo.

Talvolta il Gruppo è tenuto a sostenere dei costi *una tantum*, legati sia all'operatività che alla manutenzione dei propri parchi, dovuti, ad esempio, alla necessità di effettuare sostituzioni di componenti importanti, riparazioni delle pale, opere civili o manutenzione della sottostazione e dell'infrastruttura elettrica. La capacità del Gruppo di sostenere tali costi dipende in larga parte dal flusso di cassa derivante dalle proprie attività e dall'indebitamento. Sebbene il Gruppo intenda continuare a finanziare le proprie necessità di liquidità tramite il flusso di cassa operativo, tuttavia, potrebbero emergere esigenze di spesa *una tantum* per le quali il Gruppo potrebbe non disporre di adeguata liquidità, il che potrebbe comportare fluttuazioni nei risultati finanziari del Gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.18 Rischi connessi alla strategia aziendale del Gruppo.

La strategia aziendale del Gruppo è basata su determinate ipotesi generali, incluse ipotesi sulla producibilità, il prezzo dell'elettricità e delle materie prime, i costi di investimento medi di ciascun impianto, gli scenari macroeconomici e lo sviluppo di parametri normativi, compresi gli incentivi per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Le ipotesi principali comprendono, inoltre, previsioni riguardanti la disponibilità delle risorse tecniche, il tempo necessario per costruire gli impianti e la disponibilità del vento in quanto risorsa naturale, nonché diverse incertezze aziendali, economiche e competitive e altri fattori che esulano dal controllo del Gruppo.

Non è possibile garantire che le ipotesi alla base della strategia di Gruppo siano corrette, e che eventuali imprecisioni in tali ipotesi non comportino variazioni della strategia del Gruppo che possano limitarne la capacità di raggiungere gli obiettivi prefissati. Inoltre, non è possibile garantire che: (i) le azioni del Gruppo genereranno i risultati economici positivi previsti; (ii) la strategia del Gruppo potrà essere attuata con successo; e (iii) il Gruppo sarà in grado di raggiungere gli obiettivi di ricavi e di utili definiti nella sua strategia entro i tempi previsti.

Inoltre, la strategia futura del Gruppo include l'acquisizione di parchi di produzione di energia già in attività. Tuttavia, non può esservi certezza che il Gruppo sarà in grado di trovare e completare opportunità di investimento sufficienti che ne soddisfino i criteri di investimento, i quali prendono in considerazione, tra le altre cose, i meriti finanziari, operativi, di *governance* e strategici di un'acquisizione; pertanto non vi è certezza che il Gruppo sarà in grado di acquisire ulteriori parchi di alta qualità a condizioni economiche favorevoli, per continuare a far crescere la propria attività.

Eventuali acquisizioni future potrebbero incidere in maniera negativa sull'attività del Gruppo, compresi, tra gli altri, a causa di un eventuale mancato raggiungimento dei risultati di investimento previsti, dei rischi intrinsecamente correlati all'integrazione di nuovi cespiti o imprese, e all'integrazione o fidelizzazione di nuovo personale, all'incapacità di sviluppare le sinergie previste, nonché all'insorgere di eventuali passività che non era stato possibile identificare prima del completamento dell'acquisizione o a questioni di natura legale, normativa, contrattuale,

FATTORI DI RISCHIO

giuslavoristica e altre problematiche derivanti dalle acquisizioni, per una parte delle quali il Gruppo potrebbe non essere integralmente indennizzato.

La circostanza che i risultati del Gruppo differiscano considerevolmente da quelli previsti sulla base della propria strategia potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.19 Rischi connessi ad eventuali acquisizioni future di impianti di produzione di energia elettrica da fonti non eoliche.

In futuro, il Gruppo potrebbe espandere la propria strategia di acquisizione al fine di includere altri tipi di impianti di generazione di energia elettrica, anche al di fuori dell'Italia. Non è possibile garantire che il Gruppo sarà in grado di identificare opportunità di acquisizioni di impianti non eolici, o di acquisire tali impianti a un prezzo o a condizioni favorevoli o che, una volta acquisiti, tali impianti saranno redditizi.

Inoltre, tali acquisizioni potrebbero esporre il Gruppo a maggiori costi di gestione, responsabilità o rischi imprevisti, così come ulteriori oneri normativi e ambientali dovuti all'ingresso in nuovi settori dell'industria energetica e a un quadro normativo con il quale il Gruppo non ha familiarità, incluso il fatto che i dirigenti del Gruppo potrebbero doversi trovare a dedicare un ammontare eccessivo di tempo e risorse a queste attività, il che potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo e lo metterebbe in una posizione di svantaggio competitivo rispetto a concorrenti più affermati del mercato dell'energia da fonti non eoliche.

L'impossibilità di riuscire a integrare tali acquisizioni nel portafoglio di parchi di produzione di energia elettrica del Gruppo già esistenti a causa di difficoltà operative impreviste o altre criticità, potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.20 Rischi connessi al mancato o ritardato completamento di progetti che il Gruppo decida di perseguire in futuro.

Nell'ambito della propria strategia, il Gruppo potrebbe continuare a monitorare i progressi tecnologici e normativi di altri settori delle energie rinnovabili (compresi quelli delle biomasse, fotovoltaico, della cogenerazione, idroelettrico) e dell'efficacia energetica allo scopo di cogliere eventuali opportunità che dovessero sorgere per diversificare il rischio operativo e normativo del proprio portafoglio.

La capacità di sviluppare un progetto economicamente redditizio dipende, tra le altre cose, dalla capacità del Gruppo di realizzare un particolare progetto rispettandone le tempistiche e il budget. Lo sviluppo e la costruzione di strutture di generazione di energia elettrica sono soggetti a numerosi rischi e incertezze nonché a rischi ambientali, ingegneristici ed edilizi che potrebbero risultare in costi eccessivi e non previsti, ritardi e riduzioni del rendimento.

FATTORI DI RISCHIO

Di conseguenza, eventuali progetti futuri potrebbero non passare alla fase di costruzione, potrebbero essere in ritardo rispetto alla tempistica ipotizzata o potrebbero non rispettare le aspettative originarie del Gruppo in merito alla quantità di energia generata o ai rendimenti conseguiti. Diversi fattori potrebbero causare tali ritardi, costi non previsti o rendimenti ridotti, inclusi, a titolo esemplificativo, modifiche ai requisiti ingegneristici e progettuali, i costi di costruzione, il rendimento e l'esperienza degli appaltatori, interruzioni del lavoro e intemperie.

Inoltre, i progetti in sviluppo possono essere estesi e complessi e richiedere al Gruppo di investire quantità considerevoli di tempo e denaro in gare d'appalto che il Gruppo potrebbe non aggiudicarsi o anche prima di determinare se un progetto sia fattibile, economicamente interessante o finanziabile.

Qualora uno di questi rischi si concretizzi, potrebbero esserci effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.21 Rischi legati ad eventuali nuove acquisizioni in mercati soggetti a leggi o normative estere più onerose delle leggi e normative alle quali il Gruppo è attualmente soggetto.

Il Gruppo potrebbe effettuare acquisizioni in nuovi mercati soggetti a normative di vari governi e autorità di regolamentazione esteri e all'applicazione di leggi straniere. Tali leggi o normative potrebbero non prevedere lo stesso tipo di certezza giuridica e di diritti (in termini contrattuali) riconosciuti al Gruppo, il che potrebbe ripercuotersi negativamente sulla capacità del Gruppo di conseguire ricavi o di far valere i propri diritti. Inoltre, le leggi di alcuni paesi potrebbero limitare la capacità del Gruppo di detenere una partecipazione di maggioranza in alcuni parchi, limitando così la capacità del Gruppo di controllarne lo sviluppo, la costruzione e la gestione.

Eventuali nuove operazioni sono inoltre soggette a notevoli rischi politici, economici e finanziari, che variano a seconda del paese, e possono includere:

- mutamenti del sistema degli incentivi alla produzione di energia da fonti rinnovabili;
- modifiche alle politiche pubbliche;
- cambiamenti delle condizioni economiche;
- vincoli sul trasferimento o sulla convertibilità di valuta;
- mutamenti nelle relazioni industriali;
- instabilità politica e disordini civili;
- mutamenti normativi o di altra natura nel mercato locale dell'elettricità e/o nel regime degli incentivi; e
- violazione di, o recesso da impegni contrattuali da parte di enti governativi, esproprio e confisca di attività e strutture per un valore inferiore al loro valore di mercato.

FATTORI DI RISCHIO

Nel caso in cui il Gruppo effettui una nuova acquisizione, non è possibile garantire che i benefici previsti dalla stessa saranno realizzati o che questi non siano più onerosi del previsto, riducendo o ritardando così eventuali sinergie previste dalle acquisizioni, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.22 Rischi connessi ai partner strategici del Gruppo ed agli impegni derivanti dai patti parasociali di cui il Gruppo sono parte.

Il Gruppo gestisce alcuni dei propri parchi eolici insieme ad alcuni *partner* terzi. In particolare, alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo è parte di patti parasociali nelle seguenti società operative: Krupen (51% di proprietà del Gruppo), San Martino in Pensilis (50% di proprietà del Gruppo), Licodia (80% di proprietà del Gruppo), Lacedonia (50% di proprietà del Gruppo), Compagnia Eoliana (49,75% di proprietà del Gruppo) e Manfredonia (8% di proprietà del Gruppo). Tutte queste società, ad eccezione di Licodia e Manfredonia sono gestite sotto forma di *joint venture*.

La gestione di un impianto in *joint venture* è soggetta a rischi e criticità, dovuti principalmente al sorgere di possibili divergenze tra i soci sulla gestione della stessa e/o sugli obiettivi strategici e operativi della *joint venture* e comporta, pertanto, il rischio di possibili disaccordi con i *partner* del Gruppo in merito alla governance, ai termini, alle procedure o alla gestione dei parchi eolici del Gruppo stesso. Nel caso in cui la relazione del Gruppo con tali *partner* sia interrotta o il loro coinvolgimento in progetti in corso o futuri venga ridotto, il Gruppo potrebbe non trovare altri *partner* che abbiano i mezzi finanziari o il *know-how* per portare avanti determinati progetti in via di sviluppo o costruzione o per avviare nuovi progetti, il che potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Alcune decisioni fondamentali richiedono l'approvazione unanime del Consiglio di Amministrazione, mentre alcune decisioni specifiche devono essere approvate tramite il voto favorevole di almeno un amministratore per parte. In particolare, qualora le *joint venture* dovessero trovarsi in situazioni di stallo decisionale dovute all'eventuale disaccordo tra i soci sulle delibere da assumere, ciò potrebbe comportare problemi di gestione delle stesse e rallentamento nella loro operatività.

Inoltre, il deteriorarsi e/o il venire meno del rapporto di *partnership* relativo alle società sopra indicate potrebbe determinare la vendita delle partecipazioni che il Gruppo detiene in tali società e, dunque, l'impossibilità del Gruppo di continuare ad operare i rispettivi parchi eolici, con effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. In caso, invece, di obbligo di acquisto da parte del Gruppo dell'intera partecipazione detenuta in tali *joint venture*, ciò determinerebbe un esborso da parte del Gruppo non stimabile alla Data del Documento di Registrazione, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

FATTORI DI RISCHIO

In particolare, ai sensi del patto parasociale relativo a Companhia Eoliana S.A. (società rumena in cui AER detiene una partecipazione del 49,75% del capitale sociale), a ML International OOD (socio di AER nella *joint venture* di Companhia Eoliana S.A.) sono state concesse opzioni di vendita che obbligano AER ad acquistare la partecipazione di tale socio nella relativa società di progetto in presenza di determinate circostanze, per una descrizione dettagliata delle quali si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2.1.1, sotto-paragrafo 5 “*Patto Parasociale relativo a Companhia Eoliana*”, sotto-paragrafo “*Opzioni put e call*”. In altri casi, l'esistenza di diritti di co-vendita potrebbe comportare un obbligo per il Gruppo di vendere la propria partecipazione nell'ipotesi in cui il relativo *partner* decida di vendere la propria partecipazione a un soggetto terzo.

Inoltre, ai sensi del patto parasociale relativo ad Eolsiponto S.r.l. (società che gestisce il parco eolico di Manfredonia, in cui AER detiene una partecipazione pari all'8% del capitale sociale) si prevede che il socio di AER (Capital Riesgo Global, S.C.R. de Regimen Simplificado, S.A., “**Santander**”) abbia, a sua discrezione, il diritto di decidere se sospendere o interrompere l'ampliamento del parco eolico in corso (finalizzato all'installazione di tre nuove turbine), e che tutte le spese e i costi relativi a tale ampliamento siano a carico di AER. Qualora Santander decida di annullare l'ampliamento del parco eolico, Eolsiponto S.r.l. dovrà rimuovere, per quanto possibile, le opere relative all'ampliamento del parco e trasferirne tutti i permessi e i diritti a Gieffe Energia S.r.l. (la società da cui il Gruppo ha acquistato il progetto e che segue Eolsiponto nello sviluppo delle nuove turbine in oggetto). In tale eventualità, AER dovrà risarcire Eolsiponto S.r.l. e Santander per ogni eventuale costo, perdita o danno derivante dall'annullamento dell'ampliamento e dalla rimozione dello stesso. Si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2.1.1, sotto paragrafo 6, del presente Documento di Registrazione.

Infine, alcuni contratti di *joint venture* di cui il Gruppo è parte, prevedono in alcune specifiche circostanze, quali ad esempio quelle in relazione ad ampliamenti del parco o in relazione ad attività di manutenzione straordinaria non coperta da polizze assicurative, a carico del Gruppo (in proporzione alla propria partecipazione azionaria) obblighi di finanziamento della società partecipata, mediante apporti di capitale o finanziamenti soci a seconda delle circostanze. Si veda il Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2.1.1 del presente Documento di Registrazione. Questo potrebbe limitare la flessibilità del Gruppo nel perseguimento delle proprie strategie aziendali in tali società, mentre il mancato rispetto da parte dei *partner* della *joint venture* dei propri obblighi contrattuali potrebbe ritardare i piani del Gruppo, in entrambi i casi con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.23 Rischi connessi alla valorizzazione delle partecipazioni in joint venture.

A partire dal 1° gennaio 2014, il Gruppo ha adottato il nuovo principio IFRS 11, ai sensi del quale il trattamento contabile per le *joint venture* si basa sul metodo di consolidamento del patrimonio netto, invece che sul metodo di consolidamento proporzionale delle attività, passività, ricavi e costi derivanti dall'accordo. Pertanto, ai sensi del metodo di consolidamento del patrimonio netto, gli utili e le perdite delle *joint venture* sono riflesse nel margine operativo lordo del Gruppo, e ogni eventuale perdita duratura di valore della partecipazione del Gruppo comporta una svalutazione del relativo valore della partecipazione a conto economico, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.24 Rischi connessi ai contenziosi del Gruppo

Il Gruppo è parte, direttamente o indirettamente, di vari procedimenti giudiziari, civili, tributari e amministrativi collegati al normale svolgimento della propria attività. I procedimenti giudiziari legati all'attività del Gruppo possono riguardare l'interpretazione e l'applicazione di leggi e normative complesse che, in alcuni casi, sono state soggette a numerose modifiche in un breve periodo di tempo o sono frammentarie e potrebbero, di conseguenza, comportare lunghe azioni legali.

Sebbene non sia possibile prevedere l'esito di tali procedimenti, ogni volta che si presentano circostanze che danno luogo a richieste fondate di soggetti terzi secondo le quali il Gruppo è responsabile o deve assumersi la responsabilità dell'adempimento di qualsiasi obbligo, il Gruppo effettua accantonamenti al fondo rischi, esposti tra le passività nel bilancio consolidato del Gruppo.

Si segnala che il Gruppo è parte di diversi procedimenti giudiziari, civili, fiscali o di natura amministrativa il cui *petitum* non è determinato o determinabile. Al 30 settembre 2014, il Gruppo aveva stanziato fondi per rischi e oneri di circa Euro 3,8 milioni, di cui Euro 1,1 milioni relativi a controversie fiscali e Euro 0,1 milioni relativi ad altri procedimenti giudiziari. Tuttavia, le valutazioni compiute dal Gruppo si basano su aspettative, convinzioni e ipotesi sugli sviluppi futuri che sono soggette a incertezze intrinseche. Sebbene l'Emittente ritenga che nessuno dei procedimenti legali nei quali le società del Gruppo sono coinvolte, direttamente o indirettamente, esponga il Gruppo a passività rilevanti e per le quali non siano stati accantonati fondi in misura congrua, i risultati di procedimenti pendenti o futuri sono difficili da prevedere. Non è possibile garantire in alcun modo che il Gruppo non sostenga perdite in relazione a procedimenti giudiziari (comprese verifiche o contenziosi fiscali) attuali o futuri. Di conseguenza, nel caso in cui gli accantonamenti relativi alle controversie risultassero inadeguati, eventuali perdite o spese superiori a tale copertura limitata potrebbero avere possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, come indicato nel Capitolo 13, paragrafo 13.4 del Documento di Registrazione, alcuni procedimenti in cui il Gruppo è coinvolto, per i quali è previsto un esito negativo remoto o non quantificabile, non sono compresi nel fondo. Pertanto, nonostante l'emittente non ritenga che dalla definizione dei contenziosi in essere possano emergere oneri significativi a carico delle società del Gruppo, oltre a quanto già stanziato nei fondi per accantonamenti al 30 settembre 2014, non è possibile escludere che il Gruppo possa essere tenuto in futuro a far fronte a obblighi di pagamento non coperti da fondo rischi ed oneri, né che gli accantonamenti effettuati nel fondo rischi e oneri possano risultare insufficienti a coprire passività derivanti da un esito negativo oltre le attese.

In termini di rilevanza, tra i suddetti contenziosi, si segnala il contenzioso tributario sorto in conseguenza di una verifica fiscale condotta dai militari della Guardia di Finanza – Nucleo di Polizia Tributaria di Agrigento, nei confronti della società Wind Power Sud S.r.l. ("**WPS**"). In recepimento alla contestazione formulata dai verificatori nel processo verbale di constatazione conseguente alla suddetta verifica, l'Agenzia delle Entrate ha emesso nei confronti di WPS n. 4 avvisi di accertamento (relativi, rispettivamente, alle annualità 2008, 2009, 2010 e 2011) con i quali sono state complessivamente accertate una maggiore imposta IRES per complessivi

FATTORI DI RISCHIO

Euro 1.333.518 e relative sanzioni per complessivi Euro 727.680, così in totale imposte più sanzioni per complessivi Euro 2.061.198.

Per una descrizione di questo e degli altri principali contenziosi del Gruppo si rimanda al Capitolo 13, Paragrafo 13.4 del presente Documento di Registrazione.

4.1.25 Rischi relativi alle operazioni con parti correlate.

L'Emittente ha intrattenuto, e intrattiene, rapporti di natura commerciale e finanziaria con le altre società appartenenti al gruppo e con altri Parti Correlate, come individuate ai sensi del principio contabile internazionale IAS 24. In particolare, l'Emittente, nell'ambito della propria attività di *holding*, svolge nei confronti delle imprese del Gruppo il ruolo di coordinamento delle attività amministrative, gestionali, commerciali e di ottimizzazione delle risorse finanziarie. Nell'ambito di queste attività vengono poste in essere con le imprese controllate e collegate operazioni di prestazione di servizi. Esistono, inoltre, rapporti finanziari fra le società del Gruppo, per le quali si rimanda al Capitolo 15, Paragrafo 15.2, alle voci "*Finanziamenti infragruppo*" e "*Altri finanziamenti infragruppo*" del presente Documento di Registrazione.

Inoltre, si segnala che con decorrenza dal 3 febbraio 2014, la controllata diretta dell'Emittente, Durini 18 S.r.l., ha sottoscritto con Industria e Innovazione S.p.A. un contratto di locazione ad uso ufficio in relazione ad una porzione dell'immobile sito in Via Durini, 18, Milano. In considerazione del valore del contratto, l'operazione è stata qualificata come Operazione con Parti Correlate di Minore Rilevanza ai sensi della Procedura per le Operazioni con Parti Correlate adottata dalla Società e dal Gruppo.

Si segnala, inoltre, che il Gruppo intrattiene rapporti di finanziamento con Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A. azionista dell'Emittente con una quota del 6,30% del capitale sociale dell'Emittente. In particolare, il 2 febbraio 2014, l'Emittente e Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A. ("**MPS**") hanno sottoscritto un contratto di credito ai sensi del quale MPS (i) ha confermato la disponibilità di una linea di credito *uncommitted* non garantita di massimo Euro 10,0 milioni, da utilizzare come linea di liquidità, e (ii) ha aumentato una linea di credito *uncommitted* non garantita in precedenza concessa per un importo massimo di Euro 11,8 milioni e incrementata a Euro 16,8 milioni, da usare come linea di liquidità sul conto bancario fino a un importo di Euro 11,8 milioni e per la parte restante (massimo Euro 5,0 milioni) sotto forma di garanzie (fideiussioni). I termini commerciali di tali linee di credito, concesse per le finalità del capitale circolante delle operazioni dell'Emittente, sono *standard* per questi tipi di accordo di finanziamento. Al 30 settembre 2014, l'importo complessivo in essere ai sensi delle linee di liquidità era pari a Euro 15,3 milioni, mentre la linea di credito da utilizzare sotto forma di garanzie (fideiussioni) è stata oggetto di prelievi per un importo, al 30 settembre 2014, pari a Euro 2,9 milioni. Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 15, Paragrafo 5.2, alla voce "*Linee di liquidità non garantite a breve termine*" del presente Documento di Registrazione.

Le operazioni poste in essere con parti correlate rientrano nella normale gestione d'impresa, nell'ambito dell'attività tipica di ciascun soggetto interessato, e sono regolate a condizioni di mercato tenuto conto della natura dei servizi prestati.

FATTORI DI RISCHIO

Per ulteriori informazioni in merito ai rapporti con Parti Correlate in essere nei periodi contabili cui fanno riferimento le informazioni finanziarie inserite nel Documento di Registrazione, si rinvia alle pagina 25 e seguenti del bilancio di esercizio relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 e alla pagina 26 del bilancio consolidato relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, a disposizione del pubblico presso la sede sociale e sul sito internet dell'Emittente, www.alerion.it, nella sezione "Investors/Documenti Finanziari", e inclusi mediante riferimento nel Documento di Registrazione.

Benché l'Emittente ritenga che le predette operazioni siano state effettuate a condizioni di mercato, non vi è garanzia che, ove le operazioni sui rapporti con Parti Correlate si riferiscono fossero state concluse con parti terze, le stesse avrebbero negoziato e stipulato i relativi contratti, ovvero eseguito le suddette operazioni, alle medesime condizioni.

Inoltre, la cessazione ovvero la risoluzione per qualsiasi motivo di uno o più rapporti con Parti Correlate, assieme all'incapacità del Gruppo di sottoscrivere contratti con parti terze secondo termini e condizioni sostanzialmente analoghi, potrebbe comportare effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.1.26 Rischi connessi alla natura di holding dell'Emittente e della sua controllata diretta, AER.

L'Emittente e AER sono, rispettivamente la *holding* e la *sub-holding* del Gruppo, che non svolgono alcuna attività operativa ad eccezione della detenzione delle partecipazioni nelle rispettive società controllate. Pertanto, l'Emittente e AER dipendono dai flussi di cassa derivanti dalle controllate per l'adempimento dei rispettivi obblighi, e i ricavi del Gruppo sono generati attraverso le controllate del Gruppo. Pertanto, la capacità del Gruppo di effettuare rimborsi in relazione al proprio indebitamento e di soddisfare le proprie obbligazioni dipende non soltanto dalla capacità delle controllate di generare liquidità, ma anche dalla capacità delle medesime controllate di distribuire liquidità al Gruppo sotto forma di dividendi, commissioni, interessi e rimborsi di prestiti infragruppo.

In particolare, la capacità di distribuzione di liquidità all'Emittente, direttamente o per il tramite di AER, da parte delle società che gestiscono i parchi eolici del Gruppo sono, per lo più, soggette alle limitazioni derivanti dai finanziamenti in *project financing* in essere alla Data del Documento di Registrazione. Si rimanda, per maggiori dettagli al Capitolo 15, Paragrafo 15.2 del presente Documento di Registrazione.

Inoltre, il pagamento dei dividendi o l'erogazione di prestiti, anticipi o altri pagamenti possono essere soggetti a limitazioni contrattuali, legali e normative, che limitano l'importo degli utili portati a nuovo che potrebbero essere distribuiti al Gruppo sotto forma di dividendi. Inoltre, qualsiasi diritto sugli *asset* o sui beni delle società controllate che siano eventualmente soggette a liquidazione volontaria o giudiziaria, scioglimento, procedure concorsuali, bancarotta, insolvenza o procedimenti simili è subordinata alle rivendicazioni dei creditori di tale controllata (ivi compresi i creditori commerciali e le banche finanziatrici di tale società controllata).

Le controllate del Gruppo sono società separate e distinte dall'Emittente e da AER e, salvo laddove abbiano espressamente garantito un debito del Gruppo, non hanno alcun obbligo di

pagare importi esigibili in relazione a tale debito o di rendere disponibili eventuali fondi mediante dividendi, commissioni, prestiti o altri pagamenti.

4.1.27 Rischi connessi alla copertura assicurativa del Gruppo.

L'attività del Gruppo è esposta a rischi intrinseci nella costruzione e nella gestione di impianti di produzione di energia eolica, quali guasti, incidenti, difetti produttivi che potrebbero causare gravi lesioni personali, decessi, gravi danni, disastri naturali, attacchi terroristici e sabotaggio. Il Gruppo è inoltre esposto a rischi ambientali.

Il verificarsi di uno qualsiasi di questi eventi potrebbe comportare che il Gruppo sia sottoposto a indagini, che sia tenuto al risanamento del sito e/o venga citato come convenuto in azioni legali che asseriscono pretese per danni sostanziali, costi di bonifica ambientale, lesioni personali, danni a risorse naturali e sanzioni pene. Uno qualsiasi dei suddetti rischi potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Il Gruppo ha sottoscritto polizze di copertura *all-risk* che, a parere dell'Emittente, risultano adeguati ai rischi legati alla costruzione e nella gestione di impianti di produzione di energia eolica. Tuttavia, tali polizze coprono solo limitatamente le perdite derivanti da rischi come, ad esempio, disastri naturali, attacchi terroristici o sabotaggio, mentre altri danni derivanti da altri rischi (ad esempio, tsunami, guerre, eruzioni vulcaniche) sono espressamente esclusi. Inoltre, le polizze assicurative sono soggette a revisione da parte degli assicuratori del Gruppo e potrebbero non essere rinnovate affatto o a condizioni simili o favorevoli. L'aumento dei premi assicurativi potrebbe ridurre il flusso di cassa del Gruppo. Un danno non assicurato o un danno che superi notevolmente i limiti delle polizze assicurative del Gruppo potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Non sussistono, invece a parere dell'Emittente, rischi relativi alla perdita delle polizze assicurative legata all'eventuale rifinanziamento dei contratti di finanziamento in *project finance*.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6 del presente Documento di Registrazione.

4.1.28 Rischi connessi all'importanza di figure chiave e di personale specializzato.

La perdita di uno o più dirigenti o del personale chiave del Gruppo potrebbe ripercuotersi negativamente sull'attività del Gruppo. In particolare, il personale tecnico del Gruppo è essenziale per la gestione redditizia degli impianti esistenti e di nuovi impianti. Ogni membro del *team* tecnico e operativo del Gruppo è stato selezionato perché possiede specifiche competenze e professionalità connesse all'attività del Gruppo. Pertanto il Gruppo dipende dalla propria capacità di fidelizzare e motivare i dipendenti chiave e attirare nuovi dipendenti qualificati. Qualora perda un membro del team dirigenziale o un dipendente chiave, il Gruppo potrebbe non essere in grado di sostituirlo. L'impossibilità di attirare o fidelizzare sufficiente personale tecnico e dirigenziale potrebbe limitare o ritardare gli sforzi di sviluppo del gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori informazioni si rimanda al Capitolo 10 del presente Documento di Registrazione.

4.1.29 Rischi correlati allo scioglimento del patto parasociale attualmente esistente relativamente all'Emittente ed alla contendibilità dell'Emittente.

In data 19 marzo 2003, alcuni azionisti dell'Emittente hanno stipulato il Patto parasociale, da ultimo rinnovato il 19 marzo 2012. Il Patto parasociale scadrà il 19 marzo 2015. Alla Data del Documento di Registrazione, l'Emittente ha ricevuto le dichiarazioni di recesso dagli azionisti partecipanti al patto.

Il mancato rinnovo del Patto parasociale e la sua scadenza il 19 marzo 2015, comportano il rischio che l'assetto proprietario dell'Emittente possa essere soggetto a notevoli cambiamenti che potrebbero modificarne la *governance*, anche per quanto riguarda la nomina del Consiglio di Amministrazione (che sarà rinnovato in occasione dell'approvazione del bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014). Alla luce di ciò, non è possibile, pertanto, escludere la possibilità che i potenziali cambiamenti nell'assetto proprietario e nella *governance* dell'Emittente non influiscano sulle politiche e sulla strategia del Gruppo e non abbiano effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, si precisa che alla Data del Documento di Registrazione nessun soggetto esercita, direttamente o indirettamente, il controllo sull'Emittente ai sensi dell'art. 93 del TUF, e che alla stessa data, l'Emittente è contendibile.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 12 del presente Documento di Registrazione.

4.1.30 Rischi connessi ad eventuali svalutazioni delle attività immateriali (diritti e concessioni)

Al 30 settembre 2014, le immobilizzazioni immateriali erano pari ad Euro 45,6 milioni e rappresentavano l'11,0% del totale dell'attivo consolidato del Gruppo, e consistevano principalmente in diritti e concessioni.

Lo IAS 36 richiede di valutare l'esistenza di perdite di valore (c.d. *impairment test*) delle immobilizzazioni materiali ed immateriali in presenza di indicatori che facciano ritenere che tale problematica possa sussistere. La recuperabilità dei valori iscritti è verificata confrontando il valore contabile iscritto in bilancio con il maggiore tra il prezzo netto di vendita, qualora esista un mercato attivo, e il valore d'uso del bene.

Il valore d'uso è definito sulla base dell'attualizzazione dei flussi di cassa attesi dall'utilizzo del bene, o da un'aggregazione di beni (c.d. *cash generating unit*, CGU), nonché dal valore che ci si attende dalla sua dismissione al termine della sua vita utile. Le *cash generating unit* sono state individuate coerentemente alla struttura organizzativa e di business del Gruppo, come aggregazioni omogenee che generano flussi di cassa in entrata autonomi, derivanti dall'utilizzo continuativo delle attività ad esse imputabili.

FATTORI DI RISCHIO

L'*impairment test* viene effettuato annualmente ad ogni chiusura di bilancio, per l'effettuazione di un'analisi di congruità ai fini della rilevazione di eventuali perdite di valore o, più frequentemente, ogni qualvolta vi sia un'indicazione che l'attività possa aver subito una perdita di valore. Gli effetti dei mutamenti sulla stima dei flussi di cassa delle CGU, sulle principali assunzioni adottate o dei tassi di attualizzazione dei flussi di cassa attesi dalle CGU, conseguenza di eventuali diminuzioni dei ricavi causati da una riduzione nella produzione di elettricità, da cambiamenti nel sistema di incentivazione o da una riduzione dei prezzi di vendita dell'elettricità, potrebbero avere effetti negativi, anche significativi, sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori dettagli si rimanda al bilancio consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 e al bilancio consolidato abbreviato per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014, messi a disposizione del pubblico secondo le modalità di cui al Capitolo 13 del Documento di Registrazione, ed inclusi mediante riferimento nel Documento di Registrazione stesso.

4.2 FATTORI DI RISCHIO RELATIVI AL SETTORE IN CUI L'EMITTENTE ED IL GRUPPO OPERANO

4.2.1 Rischi connessi ai programmi di incentivazione nazionale ed al cambiamento degli stessi

Nei primi nove mesi del 2014, i ricavi operativi consolidati del Gruppo derivanti dalla vendita di certificati verdi rappresentavano il 56,5% del totale ricavi e proventi consolidati del Gruppo.

Le attività del Gruppo hanno notevolmente beneficiato dei programmi di incentivazione nazionali a supporto della produzione di energia da fonti rinnovabili. Tutti i parchi eolici italiani del Gruppo, ad eccezione di quello di Manfredonia (nel quale il Gruppo detiene una partecipazione dell'8%), beneficiano del regime di incentivazione dei Certificati Verdi che consente loro di ottenere un numero di Certificati Verdi proporzionale all'elettricità che generano, che può essere venduta al GSE ad un prezzo basato su una percentuale del prezzo di mercato dell'elettricità all'ingrosso sul mercato italiano.

A seguito di una modifica legislativa approvata nel 2011 ai sensi del Decreto Legislativo 28/2011 e del relativo Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, il regime di incentivazione dei Certificati Verdi terminerà a partire dal 1° gennaio 2016. I parchi eolici che attualmente beneficiano di questo regime passeranno, in modo automatico ed incondizionato, ad un sistema di tariffe incentivanti per il periodo di vita rimanente del parco eolico, compreso tra i due ed i dodici anni a seconda del parco (ad eccezione del parco di Manfredonia, che è già soggetto al nuovo sistema delle tariffe incentivanti).

Sebbene si preveda che la tariffa incentivante sarà calcolata applicando una formula che riflette la formula del prezzo di acquisto dei Certificati Verdi (e si applicherebbe a tutti gli impianti italiani del Gruppo ad eccezione di quello di Manfredonia), non è possibile garantire che nel momento in cui entrerà in vigore, sostituendo il regime di incentivazione basato sui Certificati Verdi, il nuovo meccanismo delle tariffe incentivanti onnicomprensive rimarrà come attualmente configurato, né è possibile prevedere che le ripercussioni non abbiano un effetto negativo sui ricavi, e di

FATTORI DI RISCHIO

conseguenza, sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Inoltre, qualsiasi nuovo cambiamento retroattivo (i) al sistema dei Certificati Verdi attualmente applicabile agli impianti del Gruppo entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012, o (ii) al nuovo meccanismo delle tariffe incentivanti, potrebbe avere effetti negativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Parchi eolici esistenti che beneficiano del regime di incentivazione dei Certificati Verdi. In aggiunta a quanto sopra indicato, il Decreto Legge 145/2013 prevede che i proprietari e i gestori di impianti alimentati da fonti rinnovabili che hanno ricevuto l'incentivo possano, a propria discrezione: (i) mantenere inalterati i propri accordi contrattuali attuali con il GSE e continuare a beneficiare dell'incentivo come originariamente concesso; o (ii) concordare con il GSE una revisione del contratto vigente, prorogando di sette anni il periodo per il quale l'incentivo è stato originariamente concesso in cambio del mantenimento, per il periodo come prolungato, di un incentivo inferiore, al fine di consentire la copertura dell'intera vita produttiva dell'impianto interessato. Qualora un gestore decida di non modificare il proprio contratto e mantenere il regime incentivante originale, tale gestore non avrà diritto ad alcun incentivo aggiuntivo per un periodo di dieci anni per eventuali opere di potenziamento/rifacimento intraprese per gli impianti. Il Gruppo non ha esercitato, né intende esercitare, l'opzione per la revisione dell'incentivo esistente.

Parchi eolici nuovi. I parchi eolici nuovi possono accedere al meccanismo delle tariffe incentivanti unicamente tramite un processo di asta al ribasso, in cui i soggetti responsabili dell'impianto devono formulare la propria offerta economica presentando un ribasso percentuale rispetto al valore posto a base d'asta. I partecipanti all'asta al ribasso devono essere in possesso di tutti i relativi permessi e provare di rispettare determinati requisiti economici, finanziari e legali. A giugno 2014, il Gruppo ha partecipato all'asta al ribasso per l'aggiudicazione di tariffe incentivanti in Italia per i parchi di Foggia e Bisaccia, che ha vinto l'8 agosto 2014. Tuttavia, al momento non sono programmate ulteriori aste per il futuro. Né è chiaro se saranno programmate ulteriori aste o se eventuali nuovi parchi eolici costruiti e/o acquisiti in futuro dal Gruppo saranno idonei a parteciparvi, o se il Gruppo sarà in grado di soddisfare i suddetti requisiti economici, finanziari e legali.

Benché l'Emittente ritenga che la transizione verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non avrà significativi effetti negativi sull'attività del Gruppo, il quadro normativo applicabile al settore in cui esso opera è dinamico e soggetto a cambiamenti legislativi. Non può esservi certezza che ulteriori interventi normativi, anche con efficacia retroattiva, modificativi dei programmi di incentivazione o che comunque introducano nuovi oneri o modifichino quelli esistenti – come avvenuto recentemente in relazione ai c.d. oneri di sbilanciamento (per una definizione e descrizione dei quali si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.3) – non abbiano un impatto sull'attività svolta dal Gruppo, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Una riduzione considerevole degli incentivi comporterebbe una proporzionale riduzione dei ricavi del Gruppo, impedendo a quest'ultimo di servire il proprio indebitamento o attuare la propria strategia aziendale. Inoltre, poiché l'attività del Gruppo consiste principalmente nella vendita di elettricità generata tramite parchi eolici in Italia, l'ambiente recessivo e le ulteriori misure di

FATTORI DI RISCHIO

austerity adottate dal governo italiano potrebbero potenzialmente comportare la riduzione degli incentivi o l'imposizione di contributi aggiuntivi. Se ciò si verificasse, potrebbero derivarne effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Inoltre, eventuali cambiamenti che incidano sui programmi di incentivazione di cui il Gruppo beneficia potrebbero rendere i progetti in sviluppo non profittevoli e pertanto non realizzabili.

Per ulteriori informazioni relative ai Certificati Verdi e al quadro normativo applicabile ai parchi eolici del Gruppo, si veda il Capitolo 6, Paragrafo 6.2 del presente Documento di Registrazione.

Inoltre, i contratti di finanziamento in *project finance* relativi ad Ordon S.r.l., Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., Minerva S.r.l., Callari S.r.l. e Renergy San Marco S.r.l. prevedono che, in caso di modifiche legislative che comportino una modifica del meccanismo di vendita dei Certificati Verdi tali da causare una diminuzione dei *ratio* di cui ai covenant dei rispettivi contratti, Alerion Energie Rinnovabili S.p.A., in qualità di controllante diretta di tali società, sarà tenuta a fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, secondo le modalità previste nell'accordo sottoscritto con la banca agente, e la società progetto sarà chiamata a rimborsare anticipatamente il finanziamento per un ammontare necessario a ripristinare il livello minimo del *ratio* in oggetto ai sensi del contratto di finanziamento stesso. Sebbene l'Emittente ritenga che la transizione dal sistema dei Certificati Verdi verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non avrà effetti negativi sull'attività del Gruppo, ove tale modifica legislativa dovesse comportare una diminuzione dei *ratio* di cui ai covenant dei rispettivi contratti, potrebbero derivarne effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per ulteriori informazioni, si veda il Capitolo 15, Paragrafo 15.2 del presente Documento di Registrazione.

4.2.2 Rischi connessi ai programmi di incentivazione del mercato bulgaro

Ai sensi della legge bulgara per la promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili del 3 maggio 2011, l'incentivazione del parco eolico di Krupen è effettuata tramite l'acquisto obbligatorio, da parte del distributore, per 15 anni di tutta l'energia prodotta da fonte rinnovabile ad un prezzo preferenziale composto come segue:

- Per le prime 2.250 ore equivalenti prodotte annualmente: 188,29 lv/MWh (pari a Euro 96,27/MWh);
- Oltre le 2.250 equivalenti prodotte annualmente : 172,95 lv/MWh (pari a Euro 88,43/MWh).

In tale contesto, si segnala un rischio legato all'introduzione di oneri e costi supplementari a carico dei produttori di energia da fonte rinnovabile. In particolare:

- nel settembre 2012, la commissione nazionale per la regolamentazione dell'energia e delle acque bulgara (DKEVR) ha deciso di introdurre un onere a carico dei produttori di energia rinnovabile diverso a seconda della fonte di produzione (eolico, fotovoltaico, idroelettrico), che ammontavano al 10% del fatturato del parco eolico di Krupen. Tale onere è stato

FATTORI DI RISCHIO

rigettato dalla corte amministrativa suprema bulgara nel marzo del 2013, che ha obbligato alla restituzione ai singoli operatori di quanto versato in ottemperanza alla disciplina applicabile;

- il 5 dicembre 2013, nella legge di bilancio dello stato Bulgaro per il 2014, è stato approvato un emendamento che introduceva un onere aggiuntivo per i produttori di energia rinnovabile pari al 20% della tariffa incentivante ricevuta, ovvero del fatturato dei singoli operatori. La corte costituzionale bulgara con la decisione N° 13 del 31 luglio 2014 ha dichiarato tale provvedimento incostituzionale, senza, tuttavia prevedere la restituzione delle somme pagate fino alla data del 10 agosto 2014 ai singoli operatori, che quindi non sono recuperabili;
- il 18 Febbraio 2014, la commissione nazionale per la regolamentazione dell'energia e delle acque bulgara (DKEVR) introduceva un onere a carico dei produttori di energia rinnovabile pari ad 1,25€ per MWh; e
- dal 1° giugno 2014, in Bulgaria è stato introdotto il mercato per gli sbilanciamenti elettrici con la ripartizione degli oneri di sbilanciamento su ciascun produttore. Tali oneri sono calcolati dalla società a controllo statale responsabile per la distribuzione elettrica (ESO) e sono stati pari, fino alla Data del Documento di Registrazione, a circa il 20% del fatturato del parco eolico di Krupen.

Non si può escludere che siano imposti ulteriori oneri a carico degli operatori di parchi di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, né se ne può prevedere l'ammontare e l'eventuale impatto sul fatturato del parco eolico di Krupen. Il verificarsi di tali circostanze potrebbero comportare effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.2.3 Rischi connessi alla vendita dell'energia elettrica e ad eventuali fluttuazioni nel prezzo dell'elettricità

Al 30 settembre 2014, i ricavi operativi consolidati del Gruppo derivanti dalla vendita di energia elettrica rappresentavano il 34,3% del totale ricavi e proventi.

I ricavi, la redditività e la potenziale crescita del Gruppo dipendono dai prezzi di vendita dell'elettricità prodotta, dagli incentivi che riceve per tale produzione di energia da fonti rinnovabili e, fino al 31 dicembre 2015, dai prezzi dei Certificati Verdi.

Il Gruppo vende l'elettricità che produce immettendo tale elettricità nella rete di trasmissione alla quale i propri impianti eolici sono collegati. Il prezzo dell'elettricità, soggetto alla regolamentazione dell'autorità, è soggetto alle condizioni di mercato. Il prezzo di mercato è volatile e risente di numerosi fattori, tra i quali la domanda del mercato che può essere influenzata dalle condizioni economiche e meteorologiche, nonché il costo e la disponibilità delle materie prime utilizzate dai produttori di energia da fonti non rinnovabili. Il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica per gli impianti eolici del Gruppo in Italia ammontava a Euro 63,9 al MWh nel 2013, Euro 75,4 al MWh nel 2012 e Euro 77,9 al MWh nel 2011.

FATTORI DI RISCHIO

Inoltre, il Gruppo vende Certificati Verdi che riceve dal GSE in funzione dell'energia prodotta. Tali certificati possono essere venduti sul libero mercato secondo i termini e le condizioni concordati tra le parti, o al GSE secondo termini e condizioni regolamentati. Il prezzo dei Certificati Verdi per un determinato periodo è definito dal GSE su base annua ed è soggetto al prezzo dell'energia per lo stesso periodo. Il prezzo medio dei Certificati Verdi del Gruppo in Italia nei primi nove mesi del 2014 era pari a Euro 98,1 al MWh, nel 2013 era pari a Euro 88,4 al MWh, Euro 79,6 al MWh nel 2012 e Euro 81,4 al MWh nel 2011. In seguito alla scadenza del regime dei Certificati Verdi, ipotizzando che i parchi eolici del Gruppo continuino ad essere ritenuti idonei, gli importi ricevuti ai sensi della tariffa incentivante saranno calcolati in base alla stessa formula del prezzo attualmente applicabile ai Certificati Verdi, pertanto il Gruppo sarà esposto a rischi simili in relazione alle fluttuazioni del prezzo dell'energia.

Non è possibile prevedere i cambiamenti dei prezzi dell'energia, né è possibile adottare misure adeguate e tempestive volte a proteggere l'attività del Gruppo da tali fluttuazioni o cambiamenti normativi. Per esempio, con riferimento ai parchi eolici del Gruppo situati in Sicilia (Licodia, Callari, Castel di Lucio e Monte Petراسي), l'AEEGSI con la delibera 521/2014/R/eel del 23 ottobre 2014 e la delibera 525/2014/R/eel del 29 ottobre 2014 ha introdotto delle modifiche regolatorie che impattano negativamente sulla formazione dei prezzi dell'energia elettrica in Sicilia, che potrebbe avere effetti negativi sui ricavi da vendita di energia elettrica delle società che ne gestiscono i relativi parchi eolici, e quindi sui risultati consolidati di Gruppo.

L'impossibilità di rispondere adeguatamente alla fluttuazione dei prezzi dell'energia o a cambiamenti normativi riguardanti il regime incentivante o il prezzo dell'energia potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Inoltre, eventuali cambiamenti che incidano sul prezzo dell'energia elettrica potrebbero rendere i progetti in sviluppo non profittevoli e pertanto non realizzabili.

Inoltre, quanto alla modalità di vendita dell'energia elettrica, alla Data del Documento di Registrazione, tutti i parchi eolici italiani del Gruppo (tranne quelli di Manfredonia e Monte Petراسي) hanno optato per il regime di ritiro dedicato, che garantisce l'acquisto di tutta l'energia elettrica prodotta da parte del GSE a un prezzo base pari al prezzo zonale orario risultante dalla libera negoziazione sul mercato elettrico. Alla Data del Documento di Registrazione, anziché mediante il regime di ritiro dedicato, il Gruppo Alerion sta valutando di vendere l'energia elettrica prodotta dai propri impianti attraverso contratti bilaterali, attualmente in fase di negoziazione. In proposito si precisa che questa modifica non determinerebbe alcun impatto in relazione ai regimi di incentivazione dei quali beneficiano gli impianti eolici e comporterà unicamente la modalità del soggetto acquirente e delle condizioni di vendita dell'energia elettrica prodotta, le quali nel caso del ritiro dedicato sono individuate a livello normativo e che nel caso del contratto bilaterale sono invece rimesse all'autonomia negoziale delle parti.

Anche in considerazione della concentrazione dei ricavi derivanti dalla vendita dell'energia elettrica nei confronti di un limitato numero di controparti (il GSE nel caso del ritiro dedicato o altre controparti nel caso dei contratti bilaterali), e nonostante la possibilità di trovare agevolmente acquirenti alternativi, l'eventuale inadempimento degli obblighi contrattuali da parte di uno o più dei

principali clienti potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.2 del presente Documento di Registrazione.

4.2.4 Rischi derivanti dalla rete elettrica cui sono allacciati i parchi eolici.

La capacità del Gruppo di vendere l'elettricità che genera è influenzata dalla disponibilità di una rete di trasmissione, e dall'accesso alla stessa, nonché dagli accordi e dalle strutture che collegano i parchi eolici che generano l'elettricità alla rete. La vicinanza di un parco alla rete di trasmissione e la stabilità e l'affidabilità di tale rete influiscono in modo rilevante sulla capacità dei produttori di trasmettere l'energia ai clienti e al mercato.

Il Gruppo non possiede né controlla nessuna rete di trasmissione o di distribuzione di energia. Per tutti gli impianti del Gruppo in Italia (ad eccezione del parco eolico di Albanella), l'accesso del Gruppo alla rete di trasmissione è regolamentato da contratti stipulati con il gestore del sistema di trasmissione italiano ("Terna"), in base ai quali Terna concede l'accesso alla rete di trasmissione per l'intero periodo di attività degli impianti del Gruppo. Il parco eolico di Albanella cede elettricità tramite la connessione al sistema di distribuzione di proprietà di, e gestito da, Enel Distribuzione S.p.A. (la società di distribuzione locale che possiede la linea di distribuzione nell'area dove è ubicato il parco eolico di Albanella), dal momento che ha una potenza installata lorda inferiore a 10 MW (per maggiori dettagli, si veda il Capitolo 6, Paragrafo 6.2). I contratti di connessione alla rete elettrica hanno validità a partire dalla data di sottoscrizione e non hanno una scadenza definita, in quanto hanno una durata pari a tutto il tempo in cui l'impianto dell'utente rimane in esercizio.

Al fine di accedere alla rete, gli impianti del Gruppo devono soddisfare e mantenere determinati requisiti tecnici ed economici imposti dall'autorità, da Terna o da Enel Distribuzione S.p.A. (descritti nel "Regolamento di esercizio per il funzionamento in parallelo con la rete di trasmissione nazionale", che è allegato al contratto di connessione, per la descrizione dei quali si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2.1.2 del Documento di Registrazione); in caso contrario ne può essere disposta la disconnessione dalla rete o la sospensione dell'accesso. La sospensione all'accesso non è disciplinata dal contratto di connessione alla rete elettrica, ma viene determinata, unitamente alla durata della stessa, a discrezione del Gestore di rete, in base alla gravità della violazione e alla possibilità che questa possa compromettere la continuità e la sicurezza del sistema elettrico.

Le reti di trasmissione o di distribuzione possono essere soggette a congestione, incidenti o interruzioni delle operazioni dovuti a manutenzione o altro, oppure a guasti nel funzionamento delle strutture di trasmissione che potrebbero comportare una perdita di ricavi per il Gruppo perché potrebbero limitarne la quantità di elettricità distribuita. Ad esempio, i parchi eolici del Gruppo di Albanella e Krupen hanno storicamente subito diversi cali di tensione, ovvero errori di frequenza dovuti a linee di media tensione, che tuttavia sono stati considerevolmente ridotti nel corso degli anni. Inoltre, la produzione di elettricità del Gruppo potrebbe essere ridotta a causa di limiti alla trasmissione o limitazioni della capacità della rete di ricevere fonti di energia intermittenti. In

FATTORI DI RISCHIO

passato, soprattutto nei parchi eolici del Gruppo di Lacedonia e Callari, è accaduto che in casi in cui la domanda di elettricità proveniente dalla rete di interconnessione era inferiore alla quantità di elettricità prodotta, al Gruppo è stato richiesto di ridurre la propria produzione di elettricità, cosa che lo ha obbligato a far funzionare i relativi parchi eolici ad una potenza inferiore alla potenza lorda installata. Sebbene attualmente Terna rimborsi il Gruppo per tali limitazioni di rete sotto forma di un corrispettivo ricevuto dal Gruppo o di un periodo di incentivo prolungato, non è possibile garantire che tale risarcimento sarà disponibile in futuro; al contrario, invece, il gestore di rete bulgaro (in relazione ai parchi eolici di Krupen) non ha fornito alcun risarcimento. Qualsiasi guasto di rete o riduzione considerevole della produzione potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2.1.2 del presente Documento di Registrazione.

L'eventualità di disconnessione e/o sospensione dalla rete elettrica comporta che l'impianto di produzione non è più in grado di produrre e dispacciare energia, e, determina, pertanto per il Gruppo, il rischio di una mancata possibilità di guadagno nel periodo relativo. L'eventuale disconnessione dell'impianto di produzione dalla rete elettrica ha, inoltre, un impatto sulla generazione dei ricavi da parte della società coinvolta e quindi dei flussi operativi a sostegno dell'indebitamento del Gruppo, e sulla determinazione dei corrispettivi di sbilanciamento (ossia degli oneri che il Gruppo è tenuto a pagare per l'immissione in rete di elettricità in maniera discontinuativa e non prevedibile, per una descrizione dei quali si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.2.3 del Documento di Registrazione), che possono dipendere dall'ammontare dell'energia immessa nel sistema elettrico, in particolare dalla differenza, ora per ora, tra la misura dell'energia immessa nel sistema elettrico in un dato giorno e il programma finale di immissione di energia o . Pertanto, maggiore sarà tale differenza, verosimilmente maggiori saranno i corrispettivi di sbilanciamento che il Gruppo sarà tenuto a pagare, sebbene gli stessi siano limitati, in caso di disconnessione, ad uno/due giorni al massimo. Questo potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo. Per una descrizione più dettagliata di come tali corrispettivi di sbilanciamento sono calcolati, si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.2.3 del Documento di Registrazione.

Inoltre, non è possibile escludere che Terna o le società di distribuzione locali non adempiano alle proprie obbligazioni contrattuali riguardanti la trasmissione o la distribuzione oppure che recedano dal relativo contratto.

Inoltre, nel caso in cui il Gruppo decida di sviluppare o costruire nuovi parchi eolici in futuro, sebbene Terna e le altre società di distribuzione locali abbiano l'obbligo di concedere accesso alla rete ai produttori di energia, il Gruppo potrebbe correre il rischio che la proposta ricevuta dai gestori delle reti di trasmissione o di distribuzione non sia economicamente efficiente, poiché, ad esempio, il punto di accesso alla rete di trasmissione o di distribuzione è troppo lontano dal sito in cui si trova l'impianto. In questo caso, il Gruppo potrebbe essere obbligato ad accettare condizioni non ottimali per la propria attività. Qualsiasi circostanza simile potrebbe avere effetti negativi sui

risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.2.5 *Rischi connessi alla congiuntura economica.*

La crisi del credito che ha colpito il sistema bancario e i mercati finanziari, e il conseguente peggioramento delle condizioni macroeconomiche, compreso un calo globale dei consumi e della produzione industriale, ha generato l'irrigidimento delle condizioni di accesso al credito, la riduzione della liquidità sui mercati finanziari, una minore domanda di elettricità in molti mercati e una seria volatilità sui mercati azionari e obbligazionari. Nel 2013 la crescita economica globale è rimasta debole e inferiore ai livelli pre-crisi. Secondo l'ISTAT, nel 2013 il prodotto interno lordo (PIL) italiano ai prezzi di mercato è ha subito una riduzione dello 0,4% rispetto all'anno precedente, mentre nel terzo trimestre del 2014 il PIL è diminuito dello 0,1% rispetto al trimestre precedente e dello 0,4% nei confronti del terzo trimestre del 2013.

Il consumo di energia elettrica è generalmente correlato al PIL. La recente crisi economica e finanziaria globale è caratterizzata da un peggioramento delle condizioni macroeconomiche che ha portato a una contrazione dei consumi e della produzione industriale a livello mondiale. Tra il 2012 e il 2013, la crisi bancaria e dei mercati finanziari, unitamente ad altri fattori, ha contribuito alla recessione economica in Italia. Secondo l'ISTAT, l'Italia è entrata in recessione nel secondo trimestre del 2014 in seguito a un calo del PIL dello 0,2%, mentre nel 2013 il PIL italiano aveva subito una contrazione dell'1,9% e del 2,4% nel 2012. Questo ha comportato una generale tendenza al ribasso della domanda di energia elettrica, e non è possibile garantire che, nel prossimo futuro, la domanda di energia possa tornare ai livelli osservati prima della crisi. In particolare, la crisi economica ha avuto un effetto negativo sui prezzi di mercato dell'elettricità nel 2013 a causa della minore domanda.

Inoltre, la crisi finanziaria e la recessione economica hanno comportato (i) una riduzione degli incentivi a favore dei produttori di energia da fonti rinnovabili, che vengono finanziate come tariffe dai consumatori finali. Non è possibile garantire che tale crisi finanziaria o recessione economica non comporti anche una riduzione degli incentivi per l'elettricità generata da fonti eoliche o altri settori in cui il Gruppo potrebbe espandersi in futuro. Nel caso in cui la recessione continuasse o si ripresentasse dopo un periodo di crescita economica, ciò potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.2.6 *Rischi connessi all'elevato grado di competitività del settore della produzione di energia da fonti Rinnovabili.*

Il Gruppo è soggetto alla concorrenza di altri produttori di energia eolica che potrebbe inasprirsi in futuro. Sebbene il Gruppo operi nel settore dell'energia eolica da tempo, alcuni dei suoi concorrenti sono parte di grandi gruppi industriali che potrebbero avere accesso a finanziamenti a costi inferiori. Inoltre, nel settore dell'energia eolica, il Gruppo compete principalmente per un numero limitato di siti che sono disponibili per i parchi eolici, e per la fornitura di componenti e attrezzature chiave per i parchi eolici costruiti dal Gruppo. Alcuni dei suoi concorrenti potrebbero, inoltre, avere

FATTORI DI RISCHIO

maggior esperienza nello sviluppo, nella costruzione e nella gestione di parchi eolici, nonché risorse finanziarie, tecniche o umane superiori, il che potrebbe avere effetti negativi sulla capacità del Gruppo di essere concorrenziale e mantenere o migliorare la propria quota di mercato. Il consolidamento tra i concorrenti del Gruppo all'interno del settore potrebbe avere sostanziali effetti negativi sul posizionamento competitivo del Gruppo e potrebbe limitarne la strategia di crescita, o il Gruppo potrebbe trovarsi nella condizione di dover pagare costi superiori per acquisizioni. Un'intensificazione della concorrenza all'interno del settore potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.3 del presente Documento di Registrazione.

4.2.7 Rischi connessi alle disposizioni normative ed alle leggi in materia di ambiente, salute e sicurezza.

La proprietà, la costruzione e la gestione dei parchi eolici comportano per il Gruppo un rischio connesso alla responsabilità per la sicurezza pubblica, la salute e l'ambiente, compreso il rischio di richieste dell'autorità di porre rimedio a condizioni non sicure o risolvere contaminazione o danni ambientali. Il Gruppo è soggetto a numerose leggi e normative nazionali e locali in materia di ambiente, salute e sicurezza ed è quindi esposto a potenziali sanzioni per la violazione delle stesse. Tali leggi e normative prevedono che il Gruppo ottenga e mantenga permessi e autorizzazioni, svolga valutazioni d'impatto ambientale e processi di revisione e applichi programmi e procedure volti a controllare i rischi associati alla costruzione, alla gestione e alla dismissione di parchi eolici. Ad esempio, al fine di ottenere i permessi e le autorizzazioni per un parco, al Gruppo potrebbe essere richiesto di adottare costosi programmi per la protezione e la conservazione di specie locali in pericolo, i quali, ove non avessero successo, potrebbero comportare delle sanzioni per il Gruppo.

Nella normale attività aziendale il Gruppo sostiene dei costi al fine di ottemperare alle leggi in materia di ambiente, salute e sicurezza, ottenere e rispettare licenze, permessi e altre autorizzazioni e valutarne e gestirne i rischi correlati. Tali costi potrebbero aumentare nel tempo e comportare considerevoli spese aggiuntive.

Qualora il Gruppo violi le leggi, le normative o requisiti dei permessi applicabili, potrebbe essere soggetto a sanzioni o sospensione/limitazione o cessazione delle proprie attività nei parchi interessati. Eventuali infrazioni delle normative in materia di ambiente, salute e sicurezza dei lavoratori possono comportare provvedimenti di limitazione, sospensione o cessazione della produzione negli stabilimenti nei quali le infrazioni vengono riscontrate, nonché sanzioni interdittive (anche ai sensi del D. Lgs. 231/2001 per quanto riguarda la giurisdizione italiana), civili e penali. Per una descrizione, in particolare del modello di organizzazione e di gestione redatto dall'Emittente ai sensi del D. Lgs. 231/2001 si rimanda al Capitolo 11 del presente Documento di Registrazione.

FATTORI DI RISCHIO

Il verificarsi di uno qualsiasi di questi eventi o un inasprimento della normativa applicabile in materia di ambiente, salute e sicurezza potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Per maggiori dettagli si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.2 del presente Documento di Registrazione.

4.2.8 Rischi connessi ai procedimenti giudiziari a carico degli esponenti aziendali dell'Emittente

Alcuni amministratori e alti dirigenti dell'Emittente sono stati – ed alla Data del Documento di Registrazione sono – coinvolti in procedimenti giudiziari.

Si segnalano al riguardo i procedimenti di seguito indicati.

Il Dott. Franco Bonferroni, consigliere indipendente dell'Emittente, è parte dei seguenti procedimenti penali: (i) un procedimento penale davanti al Tribunale Monocratico di Roma per il reato di ricettazione cui all'art. 648 del c.p. connesso all'attività svolta in qualità di consigliere di Finmeccanica S.p.A., per il quale è stato rinviato a giudizio; tale procedimento è, alla Data del Documento di Registrazione, attualmente in corso; (ii) un procedimento penale davanti il Tribunale di Forlì per l'ipotesi di mediazione usuraria ex art. 644 c.p. ed esercizio abusivo dell'attività di mediazione creditizia ex art. 16 L. 108/96, connesso alla sua attività di commercialista, per il quale è stata presentata una richiesta di rinvio a giudizio; tale procedimento è, alla Data del Documento di Registrazione, attualmente in corso.

Il Dott. Luca Faedo, Direttore Generale Operazioni di Alerion Clean Power S.p.A. è parte di un procedimento penale davanti al Tribunale di Caltagirone, in qualità di amministratore delegato di Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. in relazione alle presunte violazioni delle regole e delle normative archeologiche e paesaggistiche e alla mancanza del permesso di costruire; tale procedimento è attualmente pendente. Per maggiori dettagli in merito a tale procedimento si rimanda al Paragrafo 13.4, sotto-paragrafo “*Procedimenti Penali – Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.*” del Documento di Registrazione.

Con delibera Consob n. 18725 del 6 dicembre 2013, al Dott. Graziano Visentin (consigliere indipendente dell'Emittente) sono state comminate sanzioni per complessivi Euro 210.000 in qualità di sindaco di Milano Assicurazioni, con riferimento a violazioni dei propri doveri in qualità di sindaco di Milano Assicurazioni, di cui all'articolo 149, comma 1, lett. a) b) e c) del D. Lgs. n. 58 del 24 febbraio 1998. Avverso tale delibera, il Dott. Visentin ha proposto opposizione, ai sensi dell'articolo 195, comma 4, del menzionato D. Lgs. n. 58 del 24 febbraio 1998, innanzi alla Corte di Appello di Milano. La Corte di Appello mediante decreto del 21 maggio 2014, depositato in Cancelleria il 13 giugno 2014 e non notificato, ha rigettato l'opposizione.

In relazione ai procedimenti in corso, si segnala che un'eventuale condanna definitiva potrebbe comportare il venire meno dei requisiti previsti dalla normativa vigente in relazione alla carica ricoperta con conseguente decadenza dalla stessa.

4.2.9 Rischi connessi alla proprietà e la gestione di proprietà immobiliari e allo smaltimento da parte del Gruppo di rifiuti pericolosi.

Il testo unico in materia ambientale (Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006, come successivamente modificato ed integrato) prevede che i proprietari e i gestori di proprietà immobiliari siano tenuti a sostenere i costi per le richieste avanzate in relazione alla rimozione o bonifica di sostanze pericolose. Tali leggi spesso impongono la responsabilità anche se il proprietario o il gestore non erano a conoscenza e non hanno causato il rilascio di tali sostanze pericolose. Possono inoltre imporre la responsabilità alle persone che organizzano la spedizione delle sostanze pericolose in strutture di smaltimento o trattamento nel caso in cui emerga che tali strutture sono contaminate. Tali soggetti possono essere responsabili dei costi di bonifica anche se non hanno mai posseduto o gestito la struttura contaminata. Oltre alle azioni promosse da enti statali, soggetti privati possono presentare reclami per la presenza di sostanze pericolose in una proprietà o per l'esposizione a tali sostanze. Sebbene il Gruppo non gestisca rifiuti pericolosi, non si può escludere che possano derivare delle responsabilità al Gruppo derivanti dall'esposizione a sostanze pericolose in passato o in futuro, con possibili effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.2.10 Rischi correlati alla limitata disponibilità di siti idonei per la costruzione di parchi eolici.

I parchi eolici possono essere costruiti solo in siti con idonee condizioni di ventosità. Pertanto, è necessario prendere in considerazione diverse limitazioni quando si intende costruire o sviluppare un parco eolico: limitazioni topografiche e morfologiche del territorio, servitù di accesso, capacità e limitazione di connessione alla rete elettrica locale e ulteriori vari vincoli ambientali associati alla vicinanza ad abitazioni o siti sensibili o protetti ai sensi di legge o di normative locali. Di conseguenza, il numero di siti disponibili per i parchi eolici è limitato. L'aumento del numero di parchi eolici installati tende a restringere il numero di siti disponibili per tali installazioni e l'aumento del numero di operatori nel mercato dell'energia eolica fa crescere la concorrenza per tali siti disponibili.

Dopo aver individuato un sito operativo adatto, ottenere i diritti fondiari necessari (tra i quali i diritti di accesso, arretramento e altre servitù) richiede trattative con i proprietari e funzionari pubblici locali. Tali trattative possono protrarsi per un lungo periodo di tempo, non sempre si concludono positivamente e a volte richiedono concessioni economiche non previste originariamente.

L'eventuale intensificazione dei vincoli ed il rilascio delle autorizzazioni necessarie per la costruzione di parchi eolici o l'impossibilità per il Gruppo di trovare sufficienti siti disponibili per sviluppare i propri parchi eolici potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

4.2.11 Rischi connessi ai dati forniti da soggetti terzi

Il Documento di Registrazione contiene alcuni dati riguardo all'attività del Gruppo basati su fonti e dati predisposti da soggetti terzi e/o rielaborati dall'Emittente, quali le stime e i dati relativi ai mercati in cui opera il gruppo contenuti nel Capitolo 6, Paragrafo 6.2 del presente Documento di

FATTORI DI RISCHIO

Registrazione. Non è possibile garantire che tali dati possano trovare conferma anche in futuro. Inoltre, nonostante la Società ritenga che tali fonti terze siano ragionevolmente affidabili ed attendibili, non è possibile garantire che le stesse siano elaborate sulla base di informazioni complete, corrette e/o adeguatamente analizzate.

Gli investitori sono pertanto invitati a non fare indebito affidamento su tali dati nell'assumere le proprie eventuali decisioni di investimento. I risultati e l'andamento del gruppo potrebbero subire in futuro scostamenti anche significativi rispetto ai dati forniti a causa di rischi ignoti, incertezze e altri fattori enunciati, tra l'altro, nella presente Sezione "Fattori di Rischio".

Per maggiori informazioni si rinvia al Capitolo 6 del presente Documento di Registrazione.

5. INFORMAZIONI SULL'EMITTENTE

5.1 Storia ed evoluzione dell'attività dell'Emittente

5.1.1 Denominazione legale e commerciale dell'Emittente

L'Emittente è denominata Alerion Clean Power S.p.A.

5.1.2 Luogo di registrazione dell'Emittente e suo numero di iscrizione

L'Emittente è iscritta presso il Registro delle Imprese di Milano, con il numero 02996890584.

5.1.3 Data di costituzione e durata dell'Emittente

Alerion Clean Power S.p.A. nasce dal conferimento, avvenuto il 28 febbraio 2003, di IBI INTERNATIONAL BUSINESS ADVISORS INVESTMENT NV in Fincasa 44 S.p.A. (società di consulenza finanziaria, fiscale e commerciale, operativa in particolare nel settore immobiliare, costituita il 5 dicembre 1977 come società a responsabilità limitata e successivamente trasformata in società per azioni, le cui azioni erano quotate sul Borsa Italiana dal 1992) ai fini della sottoscrizione di un aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione. L'assemblea dei soci di Fincasa 44 S.p.A., aveva deliberato, in tale contesto, anche il cambiamento della denominazione sociale da Fincasa 44 S.p.A. in "Alerion Industries S.p.A." e il trasferimento della sede sociale a Milano, in Via Durini 16/18.

L'aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione è stato realizzato mediante l'emissione di n. 166.666.666 nuove azioni attribuite ai soci conferenti in proporzione alle partecipazioni da questi ultimi detenute nel capitale sociale della società conferita.

Nel corso del febbraio 2003, l'Emittente ha deliberato ad un ulteriore aumento del capitale sociale ai sensi dell'art. 2441 c.c. da offrire in opzione ai propri azionisti, ad esito del quale sono state sottoscritte complessivamente n. 40.010.256 nuove azioni dell'Emittente, pari al 10% del capitale sociale.

A completamento delle operazioni sopra descritte, il 19 marzo 2003, tutti i soci conferenti (Fintad International S.A., AABAAC Beheer B.V., Caporale Vittorio, Ambrosi Alessandra, Colleoni Gastone, Garretpark N.V., Financière Phone 1690 S.A., Astrim S.p.A., Naggi Giancamillo, Mattei Silvana, Rossini Ambrogio, Rossini Emanuele, Aladar S.A., Muisca S.A.), IBI HOLDING B.V. ed altri allora soci a tale data dell'Emittente (Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A., Lloyd Adriatico S.p.A., Commerfin S.p.A., SIAS S.p.A., ATAHOTELS S.p.A., Finmatica S.p.A., Camomille Ltd) hanno sottoscritto un patto parasociale, rilevante ai sensi dell'art. 122 del TUF, relativo alla totalità delle azioni dell'Emittente dagli stessi detenute (dedotte n. 10.000.000 azioni detenute dal socio conferente AABAAC Beheer B.V. e dallo stesso non conferite nel patto), ad esito del quale si sono venuti a creare i presupposti per la promozione di un'offerta pubblica di acquisto sulle azioni ordinarie dell'Emittente. L'obbligo solidale delle parti del patto parasociale di promuovere l'offerta pubblica di acquisto è stato adempiuto da IBI HOLDING B.V. nell'aprile del 2003. L'offerta pubblica di acquisto non era finalizzata alla revoca della quotazione delle azioni dell'Emittente, le cui azioni hanno continuato ad essere quotate sul MTA.

Nel 2004, l'Emittente ha iniziato a avviato l'attività di investimento nel settore delle energie rinnovabili, e nel 2005 ha costituito AER. Dal 2006 al 2008, il Gruppo ha ceduto le proprie partecipazioni nelle società non ricollegabili al settore dell'energia rinnovabili per concentrarsi principalmente in tale settore.

Con delibera dell'assemblea straordinaria del 29 aprile 2009, l'Emittente ha cambiato la propria denominazione sociale in Alerion Clean Power S.p.A.

Nel 2011, ha focalizzato ulteriormente le proprie attività nel settore eolico, espandendosi anche sui mercati internazionali con l'acquisto di una quota del 51% del parco eolico di Krupen, in Bulgaria.

Tra il 2011 e il 2013, il Gruppo ha ceduto progressivamente tutte le proprie partecipazioni in impianti diversi da quelli eolici (ossia, fotovoltaici e a biomasse) e nel 2013 ha ampliato le proprie attività nel settore della costruzione di impianti per conto terzi, offrendo servizi di ingegneria, approvvigionamento dei materiali e costruzione.

La durata dell'Emittente è stabilita statutariamente fino al 31 dicembre 2050 e potrà essere prorogata od anticipatamente sciolta con deliberazione dell'assemblea dei soci.

5.1.4 Domicilio e forma giuridica, legislazione in base alla quale opera l'Emittente, paese di costituzione e sede sociale

L'Emittente è costituito in Italia in forma di società per azioni e opera in base alla legislazione italiana.

L'Emittente ha sede legale in via Durini n. 16/18, 20122 Milano, Italia e il suo numero di telefono è +39 02 7788901.

5.1.5 Eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della solvibilità dell'Emittente

L'Emittente ritiene che non sussistano eventi recenti sostanzialmente rilevanti per la valutazione della propria solvibilità.

5.2 Investimenti

5.2.1 Investimenti in corso di realizzazione

Nel corso degli esercizi chiusi al 31 dicembre 2012 e 2013, il Gruppo ha sostenuto investimenti, rispettivamente, per Euro 22.847 migliaia ed Euro 1.924 migliaia. In particolare, gli investimenti del 2012 hanno riguardato principalmente il completamento della costruzione del parco eolico di San Marco in Lamis, per Euro 18.562 migliaia, i costi di sviluppo sostenuti dalle società progetto in Romania ed altri investimenti di minore rilevanza effettuati nel corso dello svolgimento ordinario delle attività del Gruppo. Gli investimenti del 2013 sono stati relativi principalmente ad interventi di minore rilevanza effettuati nel corso dello svolgimento ordinario delle attività del Gruppo.

Nel corso dei nove mesi chiusi al 30 settembre 2014, il Gruppo non ha sostenuto investimenti rilevanti.

Né l'Emittente, né il Gruppo hanno effettuato investimenti successivamente al 30 settembre 2014.

5.2.2 Investimenti futuri

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo ha assunto impegni per l'esecuzione dei seguenti investimenti.

Il 29 settembre 2014, AER ha sottoscritto, in qualità di acquirente, un contratto preliminare di compravendita di quote con M&A Rinnovabili S.r.l. ("**Moncada**") e G. Campione di Giuseppe Campione & C. S.n.c. ("**Campione**"), in qualità di venditori, in relazione all'acquisizione da parte di AER (i) di una partecipazione azionaria del 50% in Wind Power Sud S.r.l. (la società del Gruppo che gestisce il parco eolico di Monte Petراس) che ancora non possiede (di cui, il 25% da Moncada e il 25% da Campione), per un importo complessivo di Euro 6,3 milioni e (ii) dei crediti vantati da Moncada e Campione nei confronti di Wind Power Sud S.r.l. derivanti dal rispettivo finanziamento soci concesso a Wind Power Sud S.r.l. per un importo complessivo di Euro 10,2 milioni (pari al valore nominale dei crediti) (collettivamente, l'"**Acquisizione**"). Attraverso una modifica a tale contratto dell'1 dicembre 2014, le parti hanno previsto l'estensione del termine, originariamente prevista al 29 novembre 2014, fino al 15 febbraio 2015.

Il completamento dell'Acquisizione è subordinato all'emissione da parte dell'Emittente di un prestito obbligazionario.

Si precisa che a parere dell'Emittente, l'Acquisizione non possiede gli elementi di significatività.

5.2.3 Informazioni riguardanti le fonti previste dei finanziamenti necessari per adempiere agli impegni di cui al precedente Paragrafo 5.2.2

L'esecuzione dell'investimento di cui al precedente paragrafo 5.2.2 sarà coperta dalla liquidità che AER dovrebbe rinvenire dal ripagamento, da parte di una o più società da questa controllate, (che saranno eventualmente svincolate dalle limitazioni di cui ai rispettivi contratti di finanziamento in *project financing*), dei debiti derivanti dal finanziamento soci di AER verso tali società.

6. PANORAMICA DELLE ATTIVITÀ

6.1 Principali attività del Gruppo

6.1.1 Introduzione

Il Gruppo è un produttore di energia elettrica da fonti eoliche. Le sue attività consistono principalmente nella gestione di un portafoglio di parchi eolici e nella vendita di energia elettrica prodotta da tali parchi eolici. Il Gruppo opera prevalentemente in Italia, dove beneficia di un sistema di incentivazione alla produzione di energia da fonti rinnovabili. In particolare, il Gruppo gestisce dodici parchi eolici interamente operativi (di cui undici in Italia e uno in Bulgaria) che, al 30 settembre 2014, avevano una potenza installata lorda complessiva di 324,3 MW, e vende l'energia elettrica prodotta sul mercato libero o attraverso operazioni bilaterali private.

Il Gruppo è stato tra le prime aziende in Italia a operare nel settore della produzione e vendita di energia elettrica generata da fonti eoliche e da altre fonti di energia rinnovabile. Nel 2013, ha portato a termine la cessione degli impianti fotovoltaici e a biomasse con l'obiettivo strategico di focalizzare le proprie attività principali nel settore eolico.

La crescita del Gruppo è stata agevolata da un quadro normativo favorevole, che, negli ultimi anni, ha registrato una crescita considerevole, favorita dalle politiche di incentivazione adottate dall'Unione Europea e dal governo italiano allo scopo di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili. I parchi eolici del Gruppo beneficiano di diversi tipi di incentivi, tra cui la priorità di dispacciamento, che riconosce ai produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili il diritto di collegarsi alla rete di trasmissione e di vendere tutta l'energia prodotta da risorse rinnovabili con precedenza sull'energia prodotta da fonti tradizionali, fatte salve le esigenze di sicurezza della rete elettrica. Per maggiori dettagli in merito ai regimi di incentivazione di cui il Gruppo beneficia, si rimanda ai successivi paragrafi del presente capitolo.

Nel 2013, il Gruppo ha generato ricavi e proventi consolidati pari ad Euro 68.200 migliaia ed un EBITDA pari ad Euro 31.270 migliaia. Al 30 settembre 2014, il Gruppo ha generato ricavi e proventi totali consolidati pari a Euro 34.578 migliaia e un EBITDA pari a Euro 17.787 migliaia. Le azioni ordinarie dell'Emittente, inoltre, sono quotate sul MTA della Borsa di Milano dal 2003.

La tabella seguente mostra ammontare ed incidenza dei segmenti di attività sui ricavi consolidati di Gruppo.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre			Nove mesi chiusi al 30 settembre	
	2013	2013 ⁽¹⁾	2012 ⁽²⁾	2014	2013 ⁽¹⁾
(in migliaia di €)					
Ricavi Operativi					
Produzione di energia elettrica	63.128	48.874	76.104	31.401	38.773
% incidenza da Attività Operative	92,6%	90,6%	90,1%	90,8%	94,7%

Attività di costruzione in conto terzi	3.099	3.099	0	1.815	652
% <i>incidenza dei da Attività di costruzione in conto terzi</i>	4,5%	5,7%	0,0%	5,2%	1,6%
Altri ricavi e proventi diversi⁽³⁾	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,0%</i>
Altre attività Operative	565	558	1.065	172	413
% <i>incidenza da Attività Operative</i>	<i>0,8%</i>	<i>1,0%</i>	<i>1,3%</i>	<i>0,5%</i>	<i>1,0%</i>
Attività di holding	1.408	1.408	7.269	1.190	1.101
% <i>incidenza Holding</i>	<i>2,1%</i>	<i>2,6%</i>	<i>8,6%</i>	<i>3,4%</i>	<i>2,7%</i>
Totale ricavi e proventi	68.200	53.939	84.438	34.578	40.939

- (1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.
- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.
- (3) La voce comprende (i) il valore della produzione attribuibile agli altri ricavi generati dalle attività della società holding del Gruppo e (ii) altri ricavi generati dalle attività operative del Gruppo.

Oltre alle attività dei parchi eolici operativi, al 30 settembre 2014, il Gruppo deteneva un portafoglio di quattro nuovi progetti eolici autorizzati alla costruzione (due in Italia e due in Romania), per una potenza lorda complessiva di 141,5 MW. Il 18 novembre 2014, il Gruppo ha sottoscritto con il gruppo Maresca un contratto di cessione del 100% delle quote delle società titolari dell'autorizzazione alla costruzione dei due impianti eolici in Italia per un totale di 18,5 MW (precisamente nei comuni di Foggia e Bisaccia), per un corrispettivo pari a circa Euro 2,3 milioni.

6.1.2 Principali attività

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo organizza e gestisce le proprie attività nell'ambito dei seguenti segmenti: (i) attività operative, che comprendono la vendita di energia elettrica prodotta da fonti eoliche e la costruzione di parchi eolici per conto terzi (avviata nel 2013), e (ii) attività di *holding*, per la fornitura di servizi tecnici e di consulenza per lo sviluppo e la manutenzione di parchi eolici e la gestione immobiliare (quest'ultima relativa all'immobile situato a Milano in Via Durini 18, in cui hanno sede gli uffici centrali del Gruppo).

Vendita di energia elettrica prodotta da fonti eoliche

Alla data del Documento di Registrazione, il Gruppo produce energia elettrica in dodici parchi eolici interamente costruiti e operativi (undici in Italia e uno in Bulgaria) e detiene una partecipazione in società che hanno le autorizzazioni per lo sviluppo di due progetti eolici in Romania (Auseu-Borod e Jimbolia) non ancora realizzati e non operativi, per una potenza lorda di 123 MW di diritti di installazione di capacità produttiva.

Il seguente grafico illustra la posizione geografica dei parchi eolici in attività e in sviluppo del Gruppo:



6.1.2.1. Parchi eolici in attività

La seguente tabella presenta le sedi dei parchi eolici del Gruppo e fornisce per ciascuno di essi le seguenti informazioni al 30 settembre 2014: la sede del parco, la società che detiene e gestisce il parco, la potenza installata lorda dell'impianto, la partecipazione detenuta dal Gruppo nella società, la quota di potenza installata lorda detenuta dal Gruppo, il numero di turbine eoliche in funzione, la data di inizio della produzione e la data di scadenza degli incentivi.

Sede del parco eolico	Proprietario	Potenza installata lorda ⁽¹⁾	Quota detenuta dal Gruppo	Quota di potenza installata lorda detenuta dal Gruppo	Numero di turbine eoliche	Data di inizio produzione	Data di scadenza degli incentivi
		(MW)	(%)	(MW)			
Albanella (Salerno, Campania)	Eolo S.r.l.	8,5	100%	8,5	10	Marzo 2004	Febbraio 2016
Monte Petrasi (Agrigento, Sicilia)	Wind Power Sud S.r.l.	34,0	50% ⁽²⁾	17,0	40	Febbraio 2007	Gennaio 2019
Ciorlano (Caserta, Campania)	Dotto S.r.l.	20,0	100%	20,0	10	Febbraio 2008	Marzo 2023
Lacedonia (Avellino, Campania)	Ecoenergia Campania S.r.l.	15,0	50%	7,5	5	Ottobre 2008	Ottobre 2023
Callari	Callari S.r.l.	36,0	100%	36,0	18	Gennaio 2009	Gennaio 2023

<u>Sede del parco eolico</u>	<u>Proprietario</u>	<u>Potenza installata lorda⁽¹⁾</u>	<u>Quota detenuta dal Gruppo</u>	<u>Quota di potenza installata lorda detenuta dal Gruppo</u>	<u>Numero di turbine eoliche</u>	<u>Data di inizio produzione</u>	<u>Data di scadenza degli incentivi</u>
		(MW)	(%)	(MW)			
(Catania, Sicilia)..... Ordonà							
(Foggia, Puglia)..... Castel di Lucio	Ordonà Energia S.r.l.	34,0	100%	34,0	17	Marzo 2009	Marzo 2024
(Messina, Sicilia)..... Licodia	Minerva S.r.l. Parco Eolico Licodia Eubea	23,0	100%	23,0	27	Aprile 2010 Settembre 2010	Aprile 2025
(Catania, Sicilia)..... San Martino in Pensilis	S.r.l.	22,1	80%	17,7	26		Settembre 2025
(Campobasso, Molise)	New Green Molise S.r.l.	58,0	50%	29,0	29	Ottobre 2010	Ottobre 2025
San Marco in Lamis						Novembre 2011	Dicembre 2026
(Foggia, Puglia)..... Manfredonia	Renergy San Marco S.r.l.	44,2	100%	44,2	13		
(Foggia, Puglia)..... Krupen	Eolsiponto S.r.l. Wind Energy EOOD, Wind	17,5	8%	1,4	7	Maggio 2014	Giugno 2034
(Bulgaria) ⁽³⁾	Stream EOOD, Wind Systems EOOD e Wind Power 2 EOOD	12,0	51%	6,1	4	Ottobre 2010	Ottobre 2025
Totale		324,3		244,4	206		

- (1) Potenza nominale dei parchi eolici del Gruppo (calcolata sommando la potenza individuale delle singole turbine di ciascun impianto).
- (2) AER intende acquistare la partecipazione azionaria del 50% che ancora il Gruppo non possiede in Wind Power Sud S.r.l., ai sensi di un contratto preliminare di compravendita di quote sottoscritto in data 29 settembre 2014, e modificato in data 1 dicembre 2014, con M&A Rinnovabili S.r.l. (Gruppo Moncada) e G. Campione di Giuseppe Campione & C. Snc che, alla Data del Documento di Registrazione, detengono una partecipazione in Wind Power Sud del 25% ciascuno.
- (3) Due delle quattro turbine del parco eolico di Krupen sono state limitate in via permanente a 2,0 MW, anziché 3,0 MW, per via di una riduzione permanente applicata dal gestore della rete elettrica per l'incapacità effettiva della connessione in media tensione di distribuire tutta la potenza prodotta. Pertanto, la potenza operativa effettiva dell'impianto di Krupen è 10 MW.

I parchi eolici italiani del Gruppo che sono entrati in esercizio prima dell'1 gennaio 2008 (Albanella e Monte Petراسi) beneficiano di un regime di incentivazione basato su Certificati Verdi negoziabili per 12 anni. Tutti gli altri parchi eolici italiani del Gruppo sono entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 e beneficiano del regime di Certificati Verdi per 15 anni, ad eccezione dell'impianto di Manfredonia (nel quale il Gruppo detiene una partecipazione dell'8%), che è entrato in esercizio dopo il 2013 e che beneficia di un meccanismo di tariffe incentivanti per un periodo di 20 anni, fino a giugno 2034. Il decreto legislativo 3 marzo 2011, n. 28 ha abolito il sistema dei Certificati Verdi sostituendolo con un meccanismo di tariffe incentivanti, applicabile a tutti gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012, e a partire dal 1° gennaio 2016 anche agli impianti entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2012, per il periodo residuo di fruibilità dei Certificati Verdi. Il decreto ministeriale di attuazione del D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28 stabilisce che gli impianti entrati in esercizio prima del 2013 beneficeranno di una tariffa incentivante basata sulla formula di prezzo applicabile ai Certificati Verdi. Pertanto, ad eccezione dell'impianto di Manfredonia, tutti i parchi

eolici in funzione del Gruppo passeranno automaticamente al meccanismo di tariffe incentivanti e continueranno a beneficiare del regime di incentivazione per l'intera durata residua dei parchi.

La seguente tabella presenta la quantità complessiva di energia elettrica prodotta dai parchi eolici del Gruppo per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2012, 2013 e per i nove mesi conclusi al 30 settembre 2014.

<u>Periodo chiuso al</u>	<u>Potenza installata lorda dei parchi eolici</u>	<u>Potenza consolidata del Gruppo derivante dai parchi eolici</u>	<u>Produzione di energia elettrica del Gruppo da fonte eolica</u>
	(MW)	(MW)	(MWh)
31 dicembre 2012	485,6	432,1	419.795
31 dicembre 2013	494,6	383,1	411.251
30 settembre 2014	324,3	254,7	283.985

Si riportano di seguito alcune informazioni specifiche sui dodici parchi eolici in attività del Gruppo.

Albanella: parco eolico da 8,5 MW di potenza nel comune di Albanella (Salerno, Campania) gestito dalla società Eolo S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel marzo del 2004. L'impianto è costituito da 10 turbine Vestas da 0,85 MW. Il parco eolico di Albanella beneficia di un regime di incentivazione di 12 anni, con scadenza a febbraio 2016.

Monte Petراسi: parco eolico da 34,0 MW di potenza nel comune di Agrigento (Sicilia) gestito dalla società Wind Power Sud S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel febbraio del 2007. L'impianto è costituito da 40 turbine Gamesa da 0,85 MW. Nel 2007, il Gruppo ha acquisito una partecipazione pari al 50% del capitale sociale della società che gestisce l'impianto. Alla Data del Documento di Registrazione, M&A Rinnovabili S.r.l. (Gruppo Moncada) e G. Campione di Giuseppe Campione & C. Snc detengono ciascuno una quota del 25% in Wind Power Sud S.r.l., la società di progetto che gestisce l'impianto. AER intende acquistare la partecipazione azionaria del 50% che il Gruppo non possiede ancora in Wind Power Sud S.r.l. per un importo complessivo di Euro 6,3 milioni e i crediti vantati da Moncada e Campione nei confronti di Wind Power Sud S.r.l. derivanti dal rispettivo finanziamento soci concesso a Wind Power Sud S.r.l. per un importo complessivo di Euro 10,2 milioni (pari al valore nominale dei crediti). Si veda il Capitolo 5, Paragrafo 5.2.2 del presente Documento di Registrazione. Il parco eolico di Monte Petراسi beneficia di un regime di incentivazione di 12 anni, con scadenza a gennaio 2019.

Ciorlano: parco eolico da 20,0 MW di potenza nel comune di Ciorlano (Caserta, Campania) gestito dalla società Dotto S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel febbraio del 2008. L'impianto è costituito da 10 turbine Vestas da 2 MW. Il parco eolico di Ciorlano beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a marzo 2023.

Lacedonia: parco eolico da 15,0 MW di potenza nel comune di Lacedonia (Avellino, Campania) gestito dalla società Ecoenergia Campania S.r.l., che ha avviato le proprie attività nell'ottobre del 2008. L'impianto è costituito da 5 turbine Vestas da 3 MW. Il parco eolico di Lacedonia beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a ottobre 2023.

Callari: parco eolico da 36,0 MW di potenza nel comune di Vizzini (Catania, Sicilia) gestito dalla società Callari S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel gennaio del 2009. L'impianto è costituito da 18 turbine Vestas da 2 MW. Il parco eolico di Callari beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a gennaio 2024.

Ordonà: parco eolico da 34,0 MW di potenza nel comune di Ordonà (Foggia, Puglia) gestito dalla società Ordonà Energia S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel marzo del 2009. L'impianto è costituito da 17 turbine Senvion da 2,05 MW. Il parco eolico di Ordonà beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a marzo 2024.

Castel di Lucio: parco eolico da 23,0 MW di potenza nel comune di Castel di Lucio (Messina, Sicilia) gestito dalla società Minerva S.r.l., che ha avviato le proprie attività nell'aprile del 2010. L'impianto è costituito da 27 turbine Vestas da 0,85 MW. Il parco eolico di Castel di Lucio beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza ad aprile 2025.

Licodia: parco eolico da 22,1 MW di potenza nel comune di Catania (Sicilia) gestito dalla società Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel settembre del 2010. L'impianto è costituito da 26 turbine Gamesa da 0,85 MW. Nova Energia S.r.l. detiene una partecipazione del 20% in Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. Il parco eolico di Licodia beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a settembre 2025.

San Martino in Pensilis: parco eolico da 58,0 MW di potenza nel comune di San Martino in Pensilis (Campobasso, Molise) gestito dalla Società New Green Molise S.r.l., che ha avviato le proprie attività nell'ottobre del 2010. L'impianto è costituito da 29 turbine Vestas da 2 MW. Nel 2008, il Gruppo ha acquisito una partecipazione del 50% in New Green Molise S.r.l. Il restante 50% è detenuto da New Green Energy S.r.l. Il parco eolico di San Martino in Pensilis beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a ottobre 2025.

San Marco in Lamis: parco eolico da 44,2 MW di potenza nel comune di San Marco in Lamis (Foggia, Puglia) gestito dalla società Renergy San Marco S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel novembre del 2011. L'impianto è costituito da 13 turbine Senvion (Repower) da 3,37 MW. Il parco eolico di San Marco in Lamis beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a dicembre 2026. La produzione del parco eolico di San Marco in Lamis ha risentito del sottorendimento delle turbine installate, per cause tecniche non ancora interamente accertate.

Manfredonia: parco eolico da 17,5 MW di potenza nel comune di Manfredonia (Foggia, Puglia) gestito dalla società Eolsiponto S.r.l., che ha avviato le proprie attività nel maggio del 2014. L'impianto è costituito da 7 turbine Nordex da 2,5 MW. Capital Riesgo Global SA (Banco Santander) detiene una partecipazione del 92% in Eolsiponto S.r.l., mentre il Gruppo detiene il restante 8%. Il parco eolico di Manfredonia beneficia di un meccanismo di tariffe incentivanti onnicomprensive di 20 anni, con scadenza a giugno 2034. Il Gruppo ha costruito il parco eolico Manfredonia per Capital Riesgo Global SA (società del Gruppo Santander).

Krupen: parco eolico da 12,0 MW di potenza a Krupen (Bulgaria) gestito da quattro società, Wind Energy EOOD, Wind Stream EOOD, Wind Systems EOOD e Wind Power 2 EOOD, che hanno avviato le proprie attività nell'ottobre del 2010. Il Gruppo ha completato l'acquisizione di una quota

del 51% del capitale sociale delle quattro società nel dicembre del 2011. L'impianto è costituito da 4 turbine Vestas da 3 MW (sebbene due delle quattro turbine siano state limitate in via permanente a 2,0 MW, per via di una riduzione permanente applicata dal gestore della rete elettrica per l'incapacità effettiva della connessione in media tensione di distribuire tutta la potenza prodotta. Pertanto, la potenza operativa effettiva dell'impianto di Krupen è 10 MW). Il parco eolico di Krupen beneficia di un regime di incentivazione di 15 anni, con scadenza a ottobre 2025. In Bulgaria, il sistema di incentivazione si basa su una tariffa speciale (con un prezzo onnicomprensivo per la componente di energia elettrica e la componente di incentivo); nel 2013 tale tariffa, per una produzione massima di 2.250 ore annue, ammontava approssimativamente a Euro 96 per MWh, mentre la tariffa per le ore annue oltre la tariffa fissa annua era pari a circa Euro 88 per MWh.

6.1.2.1.1 I parchi eolici in attività gestiti dal Gruppo tramite società operate in joint venture

Alcuni parchi del Gruppo sono gestiti in regime di *joint venture* con terze parti, con le quali il Gruppo ha sottoscritto dei contratti parasociali finalizzati a definire i parametri di *corporate governance* e di finanziamento di ciascun impianto.

Tra questi, si segnala, in via preliminare, che i patti parasociali relativi al parco eolico di Krupen, di San Martino in Pensilis e di Lacedonia prevedono in capo ai rispettivi consigli di amministrazione la decisione in merito all'emissione, da parte della società, di garanzie reali o personali. Maggiori dettagli in merito sono inclusi nei paragrafi seguenti, che forniscono una descrizione delle principali clausole di questi e degli ulteriori accordi parasociali di cui è parte il Gruppo.

1. Patto parasociale relativo al parco eolico di Krupen

Il *partner* del Gruppo nel parco eolico di Krupen è European Energy A/S ("**European Energy**"). L'impianto è gestito da quattro società (Wind Stream EOOD, Wind Power 2 EOOD, Wind Energy EOOD e Wind Systems EOOD, le "**Società Wind**"), nelle quali l'Emittente detiene il 51%, attraverso la controllata indiretta Krupen Wind S.r.l., mentre il restante 49% è detenuto da European Energy. Il 15 dicembre 2011, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto parasociale Krupen**") con European Energy in relazione al parco eolico di Krupen, disciplinato dalla legge bulgara, con una durata di 5 anni ed soggetto a rinnovo tacito per altri 10 anni, salvo rinegoziazione alla scadenza.

Disposizioni sulla governance

Ai sensi del Patto parasociale Krupen, il consiglio di amministrazione di ciascuna Società Wind è composto da cinque membri, tre nominati da AER (tra cui il presidente del consiglio di amministrazione) e due nominati da European Energy. Le delibere del consiglio di amministrazione sono adottate con la maggioranza semplice degli amministratori validamente presenti alla riunione, ad eccezione di alcune che richiedono il consenso unanime di tutti gli amministratori, tra cui (i) operazioni straordinarie, (ii) assunzione di finanziamenti, (iii) emissione di garanzie, e (iv) accordi contrattuali con AER o sue collegate per opere o servizi relativi al parco eolico di Krupen.

Le delibere delle assemblee degli azionisti sono adottate con maggioranza semplice, ad eccezione di determinate questioni che richiedono l'unanimità, tra cui (i) operazioni straordinarie, (ii) l'approvazione di accordi che potrebbero ripercuotersi negativamente sui costi di gestione del parco eolico di Krupen, (iii) la cessione dell'impianto, di attività sostanziali e/o di diritti della Società Wind rilevante, e (iv) eventuali accordi sottoscritti con AER o sue collegate.

Disposizioni in materia di trasferimento e lock up

Ai sensi della modifica del 17 dicembre 2013 del contratto di compravendita di azioni per l'acquisizione del 51% del capitale sociale delle Società Wind (il "**CCA**"), AER ha la facoltà (per un periodo di 10 anni) di acquisire una quota di partecipazione aggiuntiva in ognuna delle Società Wind pari all'1,5% del capitale sociale a un prezzo fisso, prestabilito e non negoziabile di Euro 1.

Il Patto parasociale Krupen prevede che i soci non possano trasferire, vendere o cedere in qualsiasi altro modo le azioni delle Società Wind per un periodo di 5 anni a partire dalla data di sottoscrizione del Patto parasociale Krupen (la "**Data di sottoscrizione Krupen**") senza il previo consenso scritto dell'altro socio, ad eccezione del trasferimento dell'intera partecipazione a società appartenenti allo stesso gruppo della società cedente.

Dal sesto anno successivo alla Data di sottoscrizione Krupen: (i) le parti del Patto parasociale Krupen potranno esercitare un diritto di prelazione qualora una delle suddette parti intenda trasferire la totalità o parte delle proprie quote nelle Società Wind. I trasferimenti, le cessioni, i pegni e altri vincoli sono subordinati alla previa autorizzazione della controparte, ad eccezione dei titoli o delle garanzie stabilite nell'ambito di finanziamenti di primo o secondo grado concessi da una banca che abbia sede nell'Unione Europea; (ii) qualora AER decida di trasferire le quote del Gruppo a un acquirente terzo, European Energy avrà la facoltà di esercitare il diritto di co-vendita, in base al quale potrà vendere le proprie quote alla medesima terza parte; (iii) ogni azionista delle Società Wind avrà il diritto di acquistare la totalità delle quote degli altri azionisti, i quali potranno (a) accettare l'offerta oppure (b) rimandarla alla controparte allo stesso prezzo per azione e alle medesime condizioni, nel qual caso la controparte sarà obbligata ad acquistare le quote.

2. Patto parasociale relativo al parco eolico di San Martino in Pensilis

Il *partner* del Gruppo nella società New Green Molise S.r.l. che gestisce il parco eolico di San Martino in Pensilis è New Green Energy S.r.l. ("**New Green Energy**"), che detiene una quota del 50%. Il 4 agosto 2014, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto parasociale San Martino**") con New Green Energy che ha interamente sostituito il precedente patto parasociale del 2008. Il Patto parasociale San Martino ha una durata di 5 anni ed è soggetto a rinnovo previo consenso delle parti.

Disposizioni sulla governance

Ai sensi del Patto parasociale San Martino, il consiglio di amministrazione di New Green Molise S.r.l. è composto da quattro membri, due nominati da AER e due da New Green Energy. La rappresentanza della società è in capo a due amministratori esecutivi (uno nominato da AER e uno da New Green Energy), che gestiscono la società in via disgiunta, ad eccezione (i) delle operazioni

con valore superiore a Euro 100.000 (che richiedono l'azione congiunta di entrambi gli amministratori) e (ii) delle operazioni espressamente riservate al consiglio di amministrazione (ossia (a) accordi di finanziamento e relative modalità di finanziamento della società, (b) preparazione di bilanci, fusioni o scissioni e aumenti del capitale sociale, (c) accordi per la vendita di energia elettrica o relativi alla cessione dei Certificati Verdi, (d) emissione di garanzie reali o personali, (e) accordi relativi alla costruzione del parco eolico e alla scelta delle turbine, (f) accordi relativi a gare d'appalto per opere, la manutenzione o la gestione del parco eolico o relativi all'esternalizzazione di funzioni per corrispettivi superiori a Euro 200.000, (g) accordi relativi ai diritti e agli obblighi dei soci).

Le delibere delle assemblee degli azionisti richiedono il voto favorevole del 75% del capitale sociale.

3. *Patto parasociale relativo al parco eolico di Licodia*

Il *partner* del Gruppo nella società Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. ("**Parco Eolico Licodia Eubea**"), che gestisce il parco eolico di Licodia è Nova Energia S.r.l. (società controllata da Astea S.p.A., "**Nova Energia**"), che detiene la quota restante del 20%. Il 22 settembre 2010, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto parasociale Licodia**") con Nova Energia con riferimento al Parco Eolico Licodia Eubea, che sostituisce l'accordo sottoscritto in data 16 novembre 2006, ha una durata di 5 anni ed è soggetto a rinnovo tacito.

Disposizioni sulla governance

Il consiglio di amministrazione di Parco Eolico Licodia Eubea è composto da tre membri, due nominati da AER e uno da Nova Energia, con mandato triennale. Alcune operazioni (tra cui, ad esempio, accordi finanziari con valore superiore a Euro 5 milioni, conciliazioni di controversie superiori a Euro 1 milione e operazioni societarie straordinarie) sono espressamente riservate al consiglio di amministrazione. Le delibere relative a questioni riservate devono ricevere il voto favorevole dell'amministratore nominato da Nova Energia.

Il Patto Parasociale Licodia prevede che il collegio sindacale sia composto da tre membri, due nominati da AER e uno da Nova Energia. Tuttavia, alla data del Documento di Registrazione, la Società conformandosi alle nuove disposizioni normative ha nominato un Sindaco Unico scelto da Nova Energia.

Disposizioni in materia di trasferimenti

Ai sensi dello statuto e del Patto parasociale Licodia, ogni socio può esercitare il diritto di prelazione nel caso in cui l'altro socio intenda trasferire la propria quota. Tuttavia, le parti possono trasferire o assegnare liberamente le proprie quote alle rispettive controllate, società controllanti e controllate delle proprie società controllanti purché: (i) il cedente si impegni a riacquistare, e il cessionario si impegni a sua volta a trasferire, le quote, in caso di perdita del controllo del cessionario, (ii) il cessionario garantisca al socio restante la possibilità di riacquistare tali quote qualora il cessionario non trasferisca le quote ai sensi del punto (i), e (iii) il cessionario sostituisca il

cedente quale parte del Patto parasociale Licodia, e il cedente mantenga la responsabilità solidale all'adempimento degli obblighi derivanti dal patto parasociale.

AER può esercitare il diritto di prelazione nel caso in cui Nova Energia decida di trasferire o assegnare a terzi la totalità o parte della propria partecipazione in Parco Eolico Licodia Eubea, mentre Nova Energia non potrà trasferire la propria quota a società operanti nel settore dell'energia rinnovabili. Inoltre, qualora AER decida di vendere a terzi la totalità o parte della propria partecipazione in Parco Eolico Licodia Eubea, Nova Energia potrà esercitare il diritto di co-vendita, con la possibilità di vendere la totalità o parte della propria partecipazione al medesimo terzo acquirente.

Inoltre:

- Le parti possono negoziare un nuovo patto parasociale entro dodici mesi dalla scadenza del Patto parasociale Licodia. Qualora non venga raggiunto un accordo, e AER decida di non rinnovare il Patto parasociale Licodia per un ulteriore periodo di 5 anni, Nova Energia avrà la facoltà di vendere la propria partecipazione;
- Nova Energia può decidere di vendere la propria partecipazione in Parco Eolico Licodia Eubea (i) nell'eventualità di un aumento di capitale di Parco Eolico Licodia Eubea che Nova Energia non sottoscriva e che porterebbe a una diluizione della sua partecipazione al di sotto del 10%, e (ii) qualora l'Emittente perda il controllo di AER;
- AER ha la possibilità di acquistare la partecipazione detenuta da Nova Energia in Parco Eolico Licodia Eubea qualora un'operazione straordinaria porti a una diluizione della partecipazione di Nova Energia sotto il 5%. Nel caso in cui Nova Energia non accetti il prezzo di cessione (che dovrà essere determinato da una terza parte), AER perderà tale diritto e il Patto parasociale Licodia si intenderà risolto.

Diritto di prelazione sull'energia

Il consiglio di amministrazione di Parco Eolico Licodia potrebbe riconoscere a Nova Energia un diritto di prelazione per l'acquisto dell'energia elettrica prodotta dal parco eolico di Licodia, alle medesime condizioni di altri possibili acquirenti. Alla Data del Documento di Registrazione il consiglio di amministrazione non ha preso alcuna deliberazione in tal senso.

4. Patto parasociale relativo al parco eolico di Lacedonia

Il *partner* del Gruppo nel parco eolico di Lacedonia è Ecoenergia S.r.l. ("**Ecoenergia**"), che detiene la quota restante del 50%. Il 20 luglio 2007, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto parasociale Lacedonia**") con Ecoenergia con riferimento al parco eolico di Lacedonia gestito da Ecoenergia Campania S.r.l.

Il Patto parasociale Lacedonia ha una durata di 5 anni ed è soggetto a tacito rinnovo.

Disposizioni sulla governance

Ai sensi del Patto parasociale Lacedonia, il consiglio di amministrazione di Ecoenergia Campania S.r.l. è composto da quattro membri, due nominati da AER e due da Ecoenergia. La rappresentanza della società spetta a due amministratori esecutivi (uno nominato da AER e uno da Ecoenergia), che possono gestire la società in via disgiunta, ad eccezione (i) delle operazioni con valore superiore a Euro 100.000 (che richiedono l'azione congiunta di entrambi gli amministratori) e (ii) delle operazioni espressamente riservate al consiglio di amministrazione (ossia (a) accordi di finanziamento e relative modalità di finanziamento della società, (b) preparazione di bilanci, fusioni o scissioni e aumenti del capitale sociale, (c) accordi per la vendita di energia elettrica o relativi alla cessione dei Certificati Verdi, (d) emissione di garanzie reali o personali, (e) accordi relativi alla costruzione del parco eolico e alla scelta delle turbine, (f) accordi relativi a gare d'appalto per opere, la manutenzione o la gestione del parco eolico o relativi all'esternalizzazione di funzioni per corrispettivi superiori a Euro 200.000, (g) accordi relativi ai diritti e agli obblighi dei soci).

Il collegio sindacale di Ecoenergia Campania S.r.l. è composto da tre membri, uno nominato da AER, uno da Ecoenergia e un presidente con mandato triennale nominato alternativamente da AER e da Ecoenergia.

Le delibere delle assemblee degli azionisti richiedono il voto favorevole dell'80% del capitale sociale.

Disposizioni in materia di trasferimenti

Le parti del Patto parasociale Lacedonia hanno la facoltà di cedere e trasferire a terzi la propria partecipazione in Ecoenergia Campania S.r.l., fatto salvo il diritto di prelazione e previo consenso dell'altro socio. Qualora il trasferimento comporti una riduzione delle quote sindacate al di sotto dell'80% del capitale sociale di Ecoenergia Campania S.r.l., prima di effettuare tale trasferimento le parti dovranno modificare il regolamento interno (fissando un *quorum* per l'assemblea degli azionisti pari alla loro partecipazione complessiva nella società) e rinegoziare i termini del Patto parasociale Lacedonia.

Disposizioni sullo stallo decisionale

Qualora non si raggiunga un accordo ai fini della gestione congiunta di Ecoenergia Campania S.r.l., AER ed Ecoenergia devono porre in essere le seguenti procedure al fine di superare la situazione di stallo decisionale: (i) i consiglieri o soci dissenzienti devono presentare delle proposte alternative di delibera su cui il Consiglio di Amministrazione ovvero l'assemblea – convocati entro 5 giorni dalla data in cui si è verificato lo stallo decisionale – siano tenuti a votare con le stesse maggioranze qualificate previste per il perseguimento dell'obiettivo sociale; (ii) qualora nell'ipotesi di cui al precedente (i) non si raggiunga la maggioranza richiesta, AER e Ecoenergia deferiscono la decisione – esclusivamente tra la proposta presentata e la proposta alternativa – ad un arbitratore nominato di comune accordo, il quale deve decidere secondo equo apprezzamento entro 15 giorni dall'accettazione; (iii) ove non venga raggiunto un accordo in merito alla nomina dell'arbitratore, tale nomina viene effettuata dal Presidente della Camera Arbitrale Nazionale ed

Internazionale di Milano; (iv) ove l'arbitratore non provveda nei termini di cui sopra, un valutatore nominato dal Presidente del Tribunale di Milano dovrà determinare il valore dell'intero capitale sociale di Ecoenergia Campania S.r.l., affinché AER ed Ecoenergia decidano se acquistare rispettivamente le reciproche partecipazioni. Nel caso in cui entrambe intendano procedere all'acquisto devono consegnare un'offerta in busta chiusa; qualora invece nessuna delle società intenda procedere all'acquisto, il valutatore deve prevedere l'ipotesi di cessione a terzi dell'intera partecipazione di Econergia Campania S.r.l.

5. *Patto parasociale relativo a Compagnia Eoliana*

AER detiene una partecipazione del 49,75% in Compagnia Eoliana S.A. ("**Compagnia Eoliana**"), società rumena operante nel settore eolico e controllata da ML International OOD ("**ML International**") e dal sig. Costantin Jurca (collettivamente gli "**Altri Soci**"). Il 5 marzo 2012, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto parasociale Compagnia**") con gli Altri Soci. Tale accordo è disciplinato dalla legge italiana, fatta eccezione per le parti relative al trasferimento di azioni o alle delibere prese dagli organi sociali, che sono soggette alle leggi rumene.

Disposizioni sulla governance

In conformità al Patto parasociale Compagnia, il *business plan* di Compagnia Eoliana S.A. deve avere una durata di due anni ed essere approvato con voto favorevole da almeno il 75% del capitale sociale della società. Qualora non si raggiunga tale maggioranza, il *business plan* precedente continuerà a essere valido, in quanto compatibile.

Ai sensi dell'Accordo quadro (come di seguito definito), le parti hanno concordato di nominare Energy System S.r.l. quale impresa appaltatrice per lo svolgimento degli eventuali lavori elettrici per i parchi eolici da realizzare in Romania.

Gli aumenti di capitale sociale potranno essere approvati esclusivamente ai fini dell'attuazione del *business plan*, purché la relativa delibera sia adottata con il voto favorevole di almeno il 51% del capitale sociale. Qualora tale delibera sia proposta da AER, gli Altri Soci si impegnano a esercitare il diritto di voto connesso alle loro azioni a favore dell'aumento di capitale.

Le clausole sulla governance di cui sopra saranno valide fino al 5 marzo 2022.

Norme di non concorrenza e sui finanziamenti

Gli Altri Soci si sono impegnati a non svolgere, per un periodo di 5 anni, attività che potrebbero essere in competizione con l'attività di Compagnia Eoliana. Inoltre, AER e ML International si sono impegnati a finanziare Compagnia Eoliana S.A. attraverso, rispettivamente, un finanziamento soci per un importo pari ad almeno Euro 3 milioni e un finanziamento di almeno Euro 921.258. Tali finanziamenti possono essere convertiti in un aumento di capitale sociale con esclusione di eventuali diritti di prelazione. Alla Data del Documento di Registrazione, AER non ha in essere impegni definitivi in merito.

Opzioni put e call

Ai sensi del Patto parasociale Compagnia, ML International e AER possiedono, rispettivamente, un'opzione *put* (di vendita) e un'opzione *call* (di acquisto) sulle quote di Compagnia Eoliana S.A. AER ha il diritto di acquistare la totalità o parte delle azioni di Compagnia Eoliana S.A. fino al 5 marzo 2017.

ML International ha il diritto di vendere ad AER un numero di azioni pari allo 0,0577% del capitale sociale di Compagnia Eoliana S.A. moltiplicato per il numero di MW del parco eolico in questione (come di seguito descritto). ML International potrà esercitare la sua opzione *put* (i) nell'eventualità in cui AER acquisti un progetto di parco eolico da Compagnia Eoliana S.A. ai sensi dell'accordo quadro per la costruzione di parchi eolici in Romania sottoscritto tra AER, il sig. Jurca e i soci di ML International in data 15 marzo 2010 (l'"**Accordo quadro**"), e (ii) prima del 15 marzo 2015, qualora (a) AER realizzi il suddetto parco eolico in Romania e ne mantenga la proprietà, oppure (b) AER venda il suddetto parco eolico ricevendo almeno il 50% del relativo prezzo di vendita. L'opzione *put* deve essere esercitata nei 180 giorni successivi al verificarsi degli eventi che possono attivare l'esercizio di tale diritto.

Ai sensi dell'Accordo quadro, qualora uno dei soci di Compagnia Eoliana S.A. intenda trasferire a terzi la totalità o parte della propria partecipazione, gli altri soci avranno la facoltà di esercitare il diritto di prelazione. Inoltre, nell'eventualità in cui AER intenda vendere oltre il 50% del capitale sociale di Compagnia Eoliana S.A., AER potrà esercitare il diritto di trascinarsi (*drag-along*) per costringere i Restanti soci a vendere tutte le quote possedute nella società.

6. Patto parasociale per il parco eolico di Manfredonia

Il *partner* del Gruppo nella società Eolsiponto S.r.l., che gestisce il parco eolico di Manfredonia, è Capital Riesgo Global, S.C.R. de Regimen Simplificado, S.A. ("**Santander**"), che detiene la quota restante del 92%. Il 2 agosto 2013, AER ha sottoscritto un patto parasociale (il "**Patto parasociale Manfredonia**") con Santander con riferimento al parco eolico di Manfredonia gestito da Eolsiponto S.r.l.. Tale accordo ha una durata di 30 anni.

Disposizioni sulla governance

Ai sensi del Patto parasociale Manfredonia, il consiglio di amministrazione di Eolsiponto S.r.l. è composto da tre membri, uno nominato da AER, il quale svolge anche le funzioni di presidente, e due da Santander. Le delibere del consiglio di amministrazione prevedono un *quorum* di due persone, purché alla riunione partecipino sia un membro nominato da AER sia uno nominato da Santander. Alcune questioni, di competenza tanto del consiglio di amministrazione quanto dell'assemblea degli azionisti, devono essere deliberate con il consenso di entrambi i soci o di almeno un amministratore nominato da ciascuna parte. Tali questioni riservate includono, ad esempio, (i) delibere sulla sottoscrizione di accordi e/o assunzioni di indebitamento per un importo individuale superiore a Euro 50.000 e un importo complessivo annuo di Euro 100.000, (ii) delibere su operazioni societarie straordinarie, (iii) delibere sulla vendita di attività societarie per un valore superiore a Euro 100.000, (iv) delibere sulla sottoscrizione, acquisizione, vendita o cessione di garanzie, *partnership*, attività o rami di attività, (v) delibere su eventuali modifiche, estensioni,

rinnovi e risoluzioni dei contratti rilevanti connessi al parco eolico di Manfredonia, e (vi) delibere sull'ampliamento del parco eolico. Con riferimento all'ampliamento del parco eolico, finalizzato all'installazione di tre nuove turbine (l'“**Ampliamento**”), attualmente in corso, Santander ha la facoltà di decidere a propria discrezione in determinate circostanze se annullare o attuare tale progetto. Inoltre, tutte le spese e i costi relativi all'Ampliamento saranno a carico di AER.

Qualora Santander decida di annullare l'Ampliamento del parco eolico, le parti chiederanno a Eolsiponto S.r.l. di rimuovere, per quanto possibile, l'Ampliamento e di trasferire tutti i permessi e i diritti corrispondenti a Gieffe Energia S.r.l. (il “**Venditore originario**”). In tale eventualità, AER dovrà risarcire Eolsiponto S.r.l. e Santander per ogni eventuale costo, perdita o danno derivante dall'annullamento dell'Ampliamento e dalla rimozione dello stesso.

In forza di un accordo separato tra AER e il Venditore originario, in caso di conseguimento dell'autorizzazione per l'Ampliamento, il Gruppo sarà tenuto a versare a favore del Venditore originario un “*earn-out*” da calcolare in base (a) ai MW autorizzati per l'Ampliamento, (b) all'eventuale tariffa incentivante concessa o al prezzo di vendita effettivo dell'energia e (c) alle relative spese sostenute da AER per il conseguimento di tale autorizzazione e nell'ambito della procedura di offerta. L'*earn-out* sarà versato in due rate: (i) la prima dopo il conseguimento dell'autorizzazione per l'Ampliamento e (ii) la seconda dopo l'avvio dei lavori di realizzazione dell'Ampliamento. In caso di annullamento del progetto di realizzazione dell'Ampliamento, il Venditore originario non avrà diritto ad alcun pagamento di *earn-out* che, nel caso fosse stato già corrisposto, dovrà essere rimborsato ad AER.

Qualora un socio non adempia ad una richiesta di prelievo (*draw-down*) avanzata da Eolsiponto S.r.l. in relazione a uno dei finanziamenti (ciascuno definito “**Contratto di finanziamento soci**”, concessi da AER e Santander il 2 agosto 2013, in ottemperanza alle relative disposizioni del Patto parasociale Manfredonia) (l'“**Evento di default**”), tale socio perderà il diritto di nominare gli amministratori della società e dovrà rimuovere, se così richiesto dalla parte non inadempiente, gli amministratori già nominati, fino a quando l'inadempimento non sia stato completamente rimediato. Qualora non venga richiesta alcuna rimozione, gli amministratori nominati dalla parte inadempiente dovranno votare secondo le istruzioni dell'altra parte.

L'organo di vigilanza può essere composto da un sindaco unico o da un revisore, che saranno nominati mediante accordo tra AER e Santander o, qualora non si giunga a un accordo, esclusivamente da Santander. In caso di Eventi di inadempienza, la parte non inadempiente sarà autorizzata a nominare l'organo di vigilanza.

Disposizioni in materia di trasferimenti e lock up

In caso di Evento di *default*, la parte non inadempiente ha il diritto di acquistare il 100% della partecipazione in Eolsiponto della controparte e il 100% dei crediti derivanti dal suo Contratto di finanziamento soci (i “**Crediti del finanziamento soci**”).

In generale, qualsiasi trasferimento di partecipazioni in Eolsiponto S.r.l. deve riguardare sia l'intera partecipazione azionaria posseduta dalla parte alienante sia i suoi Crediti del finanziamento soci. Inoltre, in caso di trasferimenti a società collegate, il cessionario deve impegnarsi, tra l'altro, a

rivendere al cedente collegato (che sarà obbligato ad acquistare) l'intera partecipazione in Eolsiponto S.r.l., qualora tale cessionario smetta di essere una collegata del cedente.

AER ha accettato, dalla data di sottoscrizione del Patto parasociale Manfredonia e per un periodo di 5 anni, fatte salve determinate eccezioni, di non trasferire, direttamente o indirettamente, a terzi la propria partecipazione in Eolsiponto e i Crediti del finanziamento soci. Al termine di tale periodo di *lock up*, nel caso in cui AER intenda trasferire la propria partecipazione a terzi, Santander potrà esercitare il diritto di prelazione.

Nel caso in cui Santander decida di vendere la propria partecipazione in Eolsiponto S.r.l. e i Crediti del finanziamento soci, AER potrà esercitare il diritto di prelazione o, in alternativa, il diritto di co-vendita per partecipare a tale vendita offrendo la totalità della propria partecipazione e dei crediti di finanziamento. Al tempo stesso, Santander potrà avvalersi del diritto di trascinarsi per vendere la totalità della partecipazione del Gruppo (e i propri Crediti di finanziamento a detentori di quote) in Eolsiponto S.r.l.

Inoltre, AER ha posseduto fino al 15 settembre 2014 un'opzione *call* per l'acquisizione della totalità del capitale sociale di Eolsiponto e dei Crediti di finanziamento a detentori di quote di Santander; questo diritto, tuttavia, non è stato esercitato.

Santander si impegna, fino alla data più prossima tra (i) 25 anni dalla data di sottoscrizione del Patto parasociale Manfredonia e (ii) 20 anni dalla data di entrata in esercizio del parco eolico e connessione alla rete elettrica, a cercare di vendere la totalità del capitale sociale di Eolsiponto S.r.l., insieme alla totalità dei Crediti del finanziamento soci delle parti, a una o più terze parti che possano essere interessate ad acquisire tali partecipazioni e crediti. Durante tale periodo, il Gruppo si impegna a non sollecitare, proporre o accettare negoziazioni o accordi con terzi in relazione a eventuali trasferimenti delle azioni di Eolsiponto S.r.l.. Il Gruppo potrà esercitare il diritto di prelazione nell'eventualità in cui si presenti un possibile terzo acquirente. Al tempo stesso, qualora AER rifiuti di vendere la propria partecipazione in Eolsiponto S.r.l. (e i Crediti del finanziamento soci) a tale terzo acquirente, AER sarà tenuta ad acquistare le partecipazioni e i crediti di Santander con l'applicazione di determinate penali. Ai sensi del Patto parasociale Manfredonia, il suddetto diritto di vendita assegnato a Santander potrà essere esercitato in forma di "*asset deal*" (cessione di azienda o di un suo ramo), attraverso la vendita diretta del parco eolico.

Disposizioni sui finanziamenti

In conformità al Patto parasociale Manfredonia, AER ha concesso, tra le altre cose, un finanziamento soci del valore di circa Euro 1,7 milioni a Eolsiponto S.r.l. e si è impegnata a concedere ulteriori finanziamenti soci infruttiferi (che saranno subordinati rispetto a eventuali finanziamenti soci o apporti di capitale proprio concessi da Santander), per l'importo di volta in volta richiesto, per il pagamento di determinati costi derivanti dalla gestione del parco eolico e dall'Ampliamento (descritto sopra). Tuttavia, a partire dal 15 settembre 2014, le parti aderenti al Patto parasociale Manfredonia sono tenute a ricercare accordi di *project financing* (a lungo termine, e pro soluto o a rivalsa limitata) o altre forme di finanziamento a lungo termine da

finanziatori terzi. Alla Data del Documento di Registrazione, AER non ha in essere impegni definitivi in merito.

6.1.2.1.2 Connessione alla rete elettrica

Tutti i parchi eolici del Gruppo hanno accesso diretto alla rete di interconnessione nazionale attraverso la quale immettono l'energia elettrica prodotta, ad eccezione dell'impianto di Albanella, che ha una potenza installata lorda inferiore a 10 MW (pari ad 8,5MW) e, pertanto, immette l'energia elettrica attraverso un collegamento al sistema di distribuzione di proprietà di, e gestito da, Enel Distribuzione S.p.A. Pertanto, per il parco eolico di Albanella il Gruppo ha siglato un accordo di interconnessione con Enel Distribuzione S.p.A., mentre per tutti gli altri impianti italiani sono stati sottoscritti accordi di interconnessione alla rete con Terna, il gestore del sistema di trasmissione italiano, per l'intero periodo di attività dei parchi eolici del Gruppo.

In forza di tali accordi, Terna ed Enel Distribuzione S.p.A. sono tenute a garantire l'accesso alla rete ai produttori di energia. Ai sensi degli accordi sottoscritti con Terna ed Enel Distribuzione S.p.A., il diritto di accesso alla rete riconosciuto dal gestore è soggetto a condizioni tecniche definite, tra l'altro, nel Codice di Rete e/o nel Regolamento di Esercizio sottoscritto dalla società che gestisce il parco eolico in questione e dal gestore della rete. In particolare, il Regolamento di Esercizio contiene la disciplina delle principali caratteristiche dell'impianto, del sistema di protezione, dell'impianto di terra e del collegamento, e ne definisce gli assetti di esercizio in condizioni normali e di emergenza, i servizi di sistema che eventualmente può offrire, la programmazione della produzione, le modalità di accesso e le procedure per i lavori, le modalità di controllo dell'impianto di produzione.

Il diritto di accesso alla rete è soggetto inoltre alle condizioni economiche previste dai relativi regolamenti emessi dall'Autorità nazionale per l'energia elettrica e il gas, che prevedono, in particolare, il pagamento di un corrispettivo di connessione da pagare *una tantum*, propedeutico alla firma del contratto stesso. Il contratto di connessione può essere sottoscritto soltanto dopo che il progetto tecnico, fornito da Terna e riportante le modalità specifiche di connessione, è stato accettato dal gestore dell'impianto. Si veda anche il Paragrafo 6.2 del presente Capitolo del Documento di Registrazione.

Inoltre, i parchi eolici di Ciorlano e Ortona sono collegati alla rete di trasmissione nazionale di proprietà di, e gestita da, Terna mediante sottostazioni che, a differenza degli altri parchi eolici, sono di proprietà di Enel Distribuzione S.p.A. e non di Terna. In questi due casi, il Regolamento di Esercizio è sottoscritto anche da Enel Distribuzione S.p.A.

6.1.2.2. Progetti di parchi eolici autorizzati e pronti per la costruzione

Il Gruppo ha ottenuto l'autorizzazione da parte delle autorità competenti per lo sviluppo di quattro nuovi parchi eolici, due nel Sud Italia (Foggia in Puglia e Bisaccia in Campania) e due in Romania (Auseu-Borod e Jimbolia). I progetti eolici rumeni hanno ricevuto la certificazione di impianto di produzione di energia da fonti rinnovabili idoneo a ricevere incentivi, mentre i progetti eolici italiani di Foggia e Bisaccia hanno partecipato all'ultima asta al ribasso per le tariffe incentivanti tenuta in Italia il 26 giugno 2014 (che il Gruppo ha vinto l'8 agosto 2014).

Con riferimento ai progetti per i parchi rumeni di Auseu-Borod e Jimbolia, si segnala che (i) quanto ad Auseu-Borod, i permessi di costruzione per 15 delle 36 turbine costituenti il parco sono scaduti a gennaio 2015, ma possono essere estesi e rinnovati, e l'Emittente sta valutando, anche alla luce dei possibili sviluppi della normativa rumena sulla produzione di elettricità da fonti rinnovabili, se rinnovare o meno tali permessi; per le restanti turbine, i permessi scadono nel corso del 2018; (ii) quanto a Jimbolia, i permessi di costruzione delle turbine scadono tra gennaio 2016 e maggio 2017, ed anch'essi possono essere estesi e rinnovati. L'eventuale ritardo nella costruzione dei parchi oltre il 31 dicembre 2016 comporterebbe la perdita dell'idoneità a ricevere incentivi secondo la normativa vigente. Alla Data del Documento di Registrazione, l'Emittente non ha in essere alcun impegno definitivo in ordine alla realizzazione degli impianti in esame.

Si precisa che il valore delle attività immateriali relative al progetto in sviluppo di Auseu Borod nel bilancio consolidato abbreviato di Gruppo al 30 settembre 2014 ammonta ad Euro 1,4 milioni, mentre le attività immateriali relative al progetto di Jimbolia non risultano consolidate nel bilancio di Gruppo al 30 settembre 2014 in quanto presenti nel bilancio della collegata S.C. Compagnia Eoliana S.A., la cui partecipazione di minoranza, pari al 49,75%, è valutata, nel consolidato di Alerion, con il metodo del patrimonio netto.

Un'eventuale rinuncia da parte del Gruppo alla prosecuzione delle attività nei progetti rumeni di Auseu-Borod e Jimbolia, conseguente ad una valutazione negativa sulle prospettive regolamentari e di mercato del settore eolico in Romania, comporterebbe una svalutazione di tutte le attività di sviluppo rumene, con effetti cumulativi negativi sul patrimonio netto al 30 settembre 2014 del Gruppo, al lordo di eventuali effetti fiscali, pari a circa Euro 6,0 milioni, dovuti a (i) l'integrale svalutazione delle attività immateriali iscritte nella società progetto Auseu-Borod per Euro 1,4 milioni, (ii) l'integrale svalutazione delle attività nette della controllata Alerion Romania S.A., controllante diretta della società progetto Auseu-Borod, per Euro 0,2 milioni, e (iii) l'integrale svalutazione delle attività riconducibili alla partecipazione detenuta in S.C. Compagnia Eoliana S.A., pari ad Euro 4,4 milioni. L'Emittente non ritiene sussistano profili di rischio per il Gruppo in merito all'eventuale rinuncia di tali progetti.

Con riferimento ai due parchi eolici di Foggia e Bisaccia, il 18 novembre 2014, il Gruppo ha sottoscritto con il gruppo Maresca un contratto di cessione del 100% delle quote delle società titolari dell'autorizzazione alla costruzione dei due impianti eolici in Italia (precisamente nei comuni di Foggia e Bisaccia, rispettivamente 6 MW e 12,5 MW), per un corrispettivo pari a circa Euro 2,3 milioni già quasi interamente incassato ed un ammontare ulteriore a titolo di corrispettivo residuale (pari ad Euro 200.000) che sarà corrisposto entro il 30 ottobre 2015. Tali società, al 30 settembre 2014, non generavano alcun ricavo per il Gruppo, pertanto, l'Emittente ritiene che le stesse non siano significative. Contestualmente il Gruppo ha siglato con il Gruppo Maresca un contratto di assistenza per la costruzione degli impianti eolici, mettendo a disposizione il proprio *know-how* tecnico e ingegneristico, a fronte del quale il Gruppo riceverà un compenso pari a circa Euro 250.000.

La seguente tabella indica, per ciascuno dei due siti attualmente autorizzati, la società del Gruppo che possiede il progetto eolico e la potenza installata autorizzata. Tali siti non hanno ancora installazioni e non sono attualmente operativi.

Sito	Proprietario	Quota dal Gruppo	detenuta	Potenza lorda ⁽¹⁾	installata	Quota di potenza installata detenuta dal Gruppo	lorda
		(%)		(MW)		(MW)	
Auseu-Borod (Romania)	Auseu-Borod Wind Farm S.r.l.		100%		65,0		65,0
Jimbolia (Romania)	Compania Eoliana S.A.		49,75% ⁽²⁾		58,0		28,9
Totale			—		123,0		93,9

(1) Come derivante dai permessi relativi a ciascuno dei progetti.

(2) I *partner* del Gruppo Costantin Jurca e ML International OOD detengono la quota restante del 50,25%.

Si riportano di seguito alcune informazioni specifiche sui quattro siti del Gruppo attualmente in sviluppo.

Auseu Borod: progetto eolico da 64,8 MW di potenza nei comuni di Auseu e Borod della contea di Bihor, nel nord-est della Romania. Nell'agosto del 2010, la relativa società di progetto ha ottenuto il permesso di costruzione dell'impianto.

Jimbolia: progetto eolico da 58,0 MW di potenza nel comune di Jimbolia, in Romania. Nel dicembre del 2011, la relativa società di progetto ha ottenuto il permesso di costruzione dell'impianto.

6.1.2.3. Costruzione di parchi eolici per conto terzi

Il Gruppo ha svolto nel corso del 2013, e potrebbe continuare a farlo in futuro, alcune attività connesse alla progettazione, alla costruzione e a servizi di gestione e alla manutenzione di parchi eolici di proprietà di terzi. Quest'area di attività consiste nella progettazione, nell'approvvigionamento e nella costruzione di parchi eolici per conto di terzi. Si tratta di un'attività che il Gruppo ha avviato nel 2013 facendo leva sulla propria competenza e sulla propria posizione di *leadership* in Italia nella gestione di parchi eolici, nonché su una rete consolidata di rapporti con consulenti tecnici e fornitori. Il team tecnico del Gruppo si occupa di attività di sviluppo che includono studi di pianificazione e progettazione di base, specifiche tecniche per l'approvvigionamento, la progettazione per contratto di base e l'ottimizzazione del progetto finale. Inoltre, il team tecnico si occupa delle operazioni continuative, fornendo supporto analitico per interruzioni forzate e indicatori chiave di performance.

Il Gruppo ha costruito il parco eolico di Manfredonia (con potenza installata totale pari a 17,5 MW), del quale Capital Riesgo Global SA (società del gruppo Santander) possiede il 92% del capitale, mentre il Gruppo il restante 8%. Il Gruppo disponeva di un'opzione per acquisire la partecipazione di Capital Riesgo Global, scaduta il 15 settembre 2014. Per l'esercizio concluso il 31 dicembre 2013, le attività del Gruppo per quanto concerne la costruzione di parchi eolici per conto terzi hanno generato un ricavo pari a Euro 3.099.000 e un EBITDA pari a Euro 1.257.000 rappresentando all'incirca il 4,7% dei ricavi e proventi totali e il 3,1% dell'EBITDA del Gruppo; per i

nove mesi conclusi il 30 settembre 2014, tali attività hanno generato un ricavo pari a Euro 1.815.000 rappresentando all'incirca il 5,2% dei ricavi e proventi totali e il 10,2% dell'EBITDA del Gruppo.

6.1.2.4. Attività di holding

L'Emittente, nella sua qualità di *holding*, fornisce servizi di consulenza e di altra natura alle società facenti parte del Gruppo (i) direttamente per quanto concerne i servizi amministrativi e *corporate* e (ii) indirettamente, attraverso ASTS per quanto concerne i servizi tecnici alle aziende coinvolte nei progetti dei parchi eolici e attraverso Durini 18 per quanto concerne la gestione immobiliare relativa nello specifico alla locazione parziale dell'immobile situato a Milano in Via Durini 18, in cui hanno sede gli uffici centrali del Gruppo.

6.1.2.5. Altre attività cessate

Tra il 2011 e il 2013, il Gruppo ha ceduto tutti gli investimenti negli impianti solari e a biomassa su base opportunistica. Nello specifico:

- i. il 23 marzo 2011, AER ha ceduto a HFV Holding Fotovoltaica S.p.A. gli impianti solari del Gruppo situati a Pontenure (Emilia Romagna), San Marco in Lamis (Puglia) e Castellaneta (Puglia) aventi una potenza installata complessiva pari a 18,8 MW e il 1° agosto 2011 ha venduto a Sunedison Mediterraneo 06 S.r.l. l'attività correlata allo sviluppo di un impianto solare a Gioia del Colle (Puglia);
- ii. il 27 dicembre 2012, AER ha venduto a Distillerie Bonollo S.p.A. la propria partecipazione del 50% in Bonollo Energia S.p.A. e Bonollo O&M S.r.l., società che rispettivamente possiedono e gestiscono l'impianto a biomasse di Anagni (Lazio), avente una potenza installata complessiva pari a circa 10,5 MW; e
- iii. il 25 giugno 2013, AER ha venduto a Belenergia S.A. la propria partecipazione del 100% in Acquaviva S.r.l., Solaria Real Estate S.r.l. e Brindisi Solar S.r.l., che possedevano impianti solari per una potenza installata complessiva pari a 3,95 MW.

Il Gruppo ha ceduto queste attività con l'obiettivo di sfruttare opportunità di mercato, impiegando i proventi per ridurre il proprio indebitamento aziendale. Il Gruppo ha effettuato le suddette cessioni in ragione della propria strategia di business, in una fase in cui ha ritenuto opportuno focalizzarsi su impianti eolici; tuttavia non esclude che in futuro potrebbe nuovamente investire in altri settori nell'ambito delle energie rinnovabili, solare e biomasse compresi.

6.1.3. Il modello di *business* del Gruppo

In passato il Gruppo ha sviluppato le proprie attività attraverso (1) l'acquisizione di impianti ultimati, in costruzione o pronti per la costruzione; o (2) lo sviluppo diretto di nuovi siti, anche tramite *joint venture* o accordi di sviluppo congiunto con *partner* internazionali o locali. L'Emittente ritiene che l'acquisizione di impianti già ultimati rappresenterà l'opzione principale del Gruppo per i propri futuri piani di ampliamento e la maggiore opportunità di crescita, trattandosi di un'opzione che

riduce le incertezze legate al regime di incentivazione connesse ai progetti ancora non sviluppati e alla producibilità di tale impianto.

Quando il Gruppo decide di effettuare un'acquisizione, acquista da terzi impianti già costruiti o progetti in fase avanzata di sviluppo, che in seguito completa e gestisce in maniera indipendente. A tal proposito, si segnala che il 29 settembre 2014, AER ha sottoscritto un contratto vincolante per la compravendita di quote di Wind Power Sud S.r.l. (che controlla e gestisce l'impianto di Monte Petراسي) con i *partner* del Gruppo nel suddetto progetto, condizionato all'emissione da parte dell'Emittente di un prestito obbligazionario. A seguito di tale acquisizione, il Gruppo assumerà il pieno controllo del parco eolico e lo consoliderà interamente, ottenendo in tal modo la totalità del beneficio operativo e finanziario che deriverà dai relativi risultati.

Quanto ai progetti su siti di nuova costruzione, viene identificato il sito e viene sviluppato e costruito l'impianto, senza convertire strutture già presenti. Generalmente il Gruppo adotta questo metodo quando ha una presenza ben consolidata sul territorio e una conoscenza approfondita del mercato e del contesto locale e può avvalersi della competenza di personale in loco.

6.1.3.1. Gestione del portafoglio

Il Gruppo gestisce i propri parchi eolici direttamente o dandone i servizi in appalto a terzi. Inoltre il Gruppo ha svolto in passato, e dispone delle capacità e del *know how* per svolgere in futuro, tutte le attività correlate allo sviluppo e alla costruzione di progetti relativi a parchi di energie rinnovabili.

Servizi operati direttamente

Il Gruppo dispone di un centro di controllo continuo che monitora tutti i propri parchi; gli operatori (tutti direttamente assunti dal Gruppo) sono incaricati di mansioni di controllo generiche e della gestione dei parchi eolici in situazioni di emergenza. Il Gruppo, inoltre, predispone le previsioni di produzione al fine di ottimizzare le attività di manutenzione e di adempiere alle richieste del gestore di rete

Il Gruppo si avvale di vari *site manager*, responsabili per il controllo del sito, dei relativi locali e delle aree circostanti.

Servizi erogati da terzi

La manutenzione delle turbine viene effettuata dal fornitore originale delle stesse con un contratto a lungo termine che generalmente include tutte le parti di ricambio e gli articoli di consumo. In base a tale contratto, il fornitore è di norma vincolato a un regime a prezzo fisso e garantisce al Gruppo una copertura in caso di danni e interruzioni dell'attività.

La manutenzione della sottostazione elettrica e del cablaggio viene effettuata dal fornitore originale o da un manutentore elettrico europeo di elevata reputazione, con contratti che generalmente hanno una durata media da 3 a 5 anni e spesso coprono la manutenzione generica ma non i danni alle parti principali, che il Gruppo gestisce attraverso le proprie polizze di assicurazione.

La manutenzione delle opere di ingegneria civile viene effettuata da fornitori locali di provata competenza, che il Gruppo ingaggia solitamente tramite accordi di breve durata (meno di 3 anni) e che coprono unicamente la manutenzione generica. La manutenzione viene per la maggior parte effettuata tramite l'aggiudicazione di appalti specifici.

Inoltre, il Gruppo copre tutti i rischi che non vengono gestiti attraverso i servizi interni o dati in appalto avvalendosi di polizze di assicurazione, al fine di tutelarsi da potenziali mancati profitti derivanti dall'interruzione delle attività e da potenziali perdite di attività cagionate dal verificarsi di eventi rilevanti. Si veda il Paragrafo 6.1.4. del presente Capitolo

Sviluppo dei progetti

Lo sviluppo dei progetti relativi ad impianti eolici si compone di una serie di attività (ciascuna delle quali ha una programmazione specifica e prevede procedure e il coinvolgimento di soggetti terzi differenti) che culminano con il rilascio di un permesso di costruzione per il parco eolico da parte delle autorità di regolamentazione preposte; a questo punto il progetto termina la fase "di sviluppo" e avvia la fase di costruzione prevista dal modello di business del Gruppo e viene definito "pronto per la costruzione". Anche se il Gruppo intende focalizzarsi per il futuro sull'acquisizione di impianti già ultimati, dispone di consolidate competenze specifiche in ordine alle varie fasi di sviluppo e di costruzione degli impianti eolici, su cui può fare affidamento qualora decida di investire nello sviluppo futuro di impianti di produzione di energia. Il modello di sviluppo del Gruppo comprende le seguenti fasi chiave:

- *Identificazione e analisi del sito ("siting")*. La fase di sviluppo di un impianto eolico ha inizio con la selezione di un sito e la predisposizione di uno studio di fattibilità, che tiene in considerazione le caratteristiche e le limitazioni tecniche e ambientali specifiche e comprende un'analisi della qualità del vento (distribuzione della velocità del vento, cicli del vento giornalieri e stagionali, direzione e ostacoli topografici), dell'accessibilità alle infrastrutture non di rete esistenti (strade, acque e acque di scolo, elettricità) e dell'accessibilità alle infrastrutture di rete esistenti a supporto dell'interconnessione di rete.
- *Valutazione e monitoraggio della risorsa eolica e pianificazione dell'impianto*. Qualora i dati raccolti durante il processo di *siting* confermino la possibilità di sviluppare il sito, possono essere acquisiti i diritti fondiari per l'installazione di stazioni meteorologiche per monitorare in vari punti la velocità media del vento, ottenere dati di lungo periodo specifici per il sito, stimare la generazione di corrente elettrica annuale e determinare come progettare il parco eolico al fine di massimizzare la capacità produttiva e minimizzare i costi di costruzione dell'impianto. Gli *output* di energia previsti vengono generalmente valutati in base a proiezioni effettuate da periti esterni.
- *Micrositing e acquisizione dei diritti fondiari*. Qualora le analisi del vento diano un esito positivo, viene effettuato il cosiddetto "*micrositing*". Il *micrositing* consiste nella configurazione topografica dettagliata dell'impianto su tutto il sito, sulla base della quale viene redatto il *master plan* dell'impianto, e che è necessaria per ottenere i permessi di costruzione preliminari e avviare il processo di acquisizione dei diritti fondiari. Questa fase comprende inoltre i primi incontri con i proprietari terrieri locali, i funzionari pubblici, i rappresentanti della comunità e i

residenti, per valutare la risposta locale. Qualora questi incontri abbiano esito favorevole, il Gruppo può procedere alla stipula di contratti con i proprietari terrieri per i diritti di superficie, locazione o servitù sui terreni al fine di acquisire i diritti necessari a costruire sul sito. Una volta ottenuti i diritti fondiari, viene predisposto un piano di esecuzione finalizzato a ottenere le autorizzazioni definitive e procedere alla costruzione, generalmente tramite un permesso unificato rilasciato dalle autorità regionali a seguito della conferenza di servizi.

- *Ottenimento dell'autorizzazione da parte delle autorità di regolamentazione.* Questa fase coinvolge le autorità preposte a livello comunale, provinciale, regionale e statale, e prevede il completamento della progettazione preliminare tenendo in considerazione le aree sensibili in termini ambientali per evitare o minimizzare gli impatti avversi.
- *Approvvigionamento delle turbine.* Tra i fornitori di turbine eoliche del Gruppo figurano i principali operatori internazionali del settore (Vestas, Senvion e Gamesa e General Electric). I contratti di approvvigionamento del Gruppo sono associati a contratti di gestione e manutenzione per la manutenzione a lungo termine dell'attrezzatura.
- *Supervisione della progettazione, dell'approvvigionamento e della costruzione; commissioning.* La costruzione di un parco eolico può essere suddivisa in tre fasi principali: (i) approvvigionamento e installazione di turbine eoliche; (ii) costruzione di opere di ingegneria civile quali strade, edifici e infrastrutture degli impianti; e (iii) costruzione delle opere di interconnessione per connettere l'impianto alla rete di trasmissione.

6.1.4. Assicurazioni

L'Emittente ritiene che la copertura assicurativa del Gruppo sia sufficiente a livello di importi e di entità e che sia conforme alle prassi di mercato. Per ciascuno dei propri impianti il Gruppo ha stipulato i seguenti tipi di assicurazione, soggetti a rinnovo automatico annuale: (i) assicurazione *all risk* sui beni (comprensiva di una copertura per mancato profitto derivante da interruzioni dell'attività), (ii) assicurazione di responsabilità civile generale, (iii) assicurazione di responsabilità del datore di lavoro, (iv) assicurazione di responsabilità sul prodotto. La copertura per i danni diretti viene calcolata in base al valore dell'impianto, mentre la copertura per interruzioni dell'attività viene fornita in base ai ricavi potenziale di ciascun impianto, tenendo in considerazione determinate franchigie e massimali.

Le assicurazioni di responsabilità civile generale del Gruppo garantiscono una copertura limitata per i danni ambientali eventualmente cagionati dai propri parchi eolici, dal momento che il Gruppo ritiene si tratti di operazioni che non lo espongono a un rischio elevato in tal senso.

Le polizze assicurative individuali per ciascun impianto in funzione sono state stipulate in conformità con le specifiche clausole dei contratti di *project financing* e gli indennizzi ricevuti per gli eventuali danni subiti dagli impianti devono essere in generale pagati, fatte salve alcune limitazioni, direttamente alle banche che finanziano gli impianti.

Per il periodo di nove mesi concluso il 30 settembre 2014 e per gli esercizi conclusi il 31 dicembre 2012 e 2013, il Gruppo ha speso in polizze assicurative Euro 741.000, Euro 1.626.000, e Euro

1.312.000, rispettivamente; per gli stessi periodi ha percepito indennizzi da parte delle compagnie di assicurazione per Euro 68.000, Euro 422.000; Euro 197.000, rispettivamente.

6.2. Principali mercati e quadro normativo

6.2.1. Introduzione

L'Unione Europea, che ha sottoscritto il Protocollo di Kyoto, ha sviluppato una strategia specifica per l'energia volta a promuovere l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili. La strategia si è concretizzata nell'adozione della Direttiva 2001/77/CE del 27 settembre 2001 sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. un altro passaggio importante nella definizione della politica climatica europea è rappresentato dall'entrata in vigore, nel 2009, del Pacchetto Clima-Energia, che stabilisce l'obiettivo entro il 2020 di ridurre del 20% i gas serra rispetto ai livelli del 1990 e di promuovere lo sviluppo delle fonti di energia rinnovabile per garantire una copertura del 20% dei consumi energetici finali.

La Direttiva 2009/28/CE del 23 aprile 2009 sulla promozione dell'uso di energie rinnovabili ("**Direttiva 2009/28**" o "**Direttiva Fonti Energetiche Rinnovabili**"), inclusa nel Pacchetto Clima-Energia, definisce degli obiettivi di sviluppo per le risorse rinnovabili specifici per ogni Stato membro e richiede a ciascuno di sviluppare il proprio *National Renewable Energy Action Plan* (Piano di azione nazionale per l'energia rinnovabile) nel quale definire gli obiettivi nazionali del settore delle energie rinnovabili per il periodo 2010-2020.

In Italia, il quadro regolamentare relativo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stato inizialmente approntato dal Decreto Legislativo 79/1999 ("**Decreto Bersani**"), emanato in attuazione alla Direttiva 96/92/CE, ed è stato successivamente integrato con il Decreto Legislativo 387/2003 ("**Decreto Legislativo 387/03**"), emanato in attuazione della Direttiva 2001/77/CE, e con il Decreto Legislativo 28/2011, emanato in attuazione della Direttiva 2009/28/CE.

Sono seguite diverse iniziative legislative, sia a livello nazionale che regionale, riferite in via principale al processo di autorizzazione e ai sistemi di incentivazione applicabili alla produzione di energia da fonti rinnovabili in Italia.

6.2.2. I titoli amministrativi per la costruzione dei parchi eolici in Italia

I Decreti Legislativi 387/2003 e 28/2011 prevedono che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili siano soggette ad una autorizzazione unica ("**Autorizzazione Unica**"), che include e sostituisce tutti i permessi, autorizzazioni, nulla osta, concessioni, intese, concerti, atti di assenso comunque denominati necessari per la realizzazione e messa in esercizio per questa tipologia di impianti.

L'Autorizzazione Unica, che viene rilasciata al termine di un procedimento realizzato nell'ambito di una conferenza di servizi a cui prendono parte tutte le amministrazioni interessate, comprende tutti i principali permessi/autorizzazioni che, in base al regime normativo previgente, dovevano essere ottenuti con autonomi e distinti procedimenti amministrativi (ad esempio, permessi di costruzione/concessione edilizia, autorizzazioni alla costruzione in aree sottoposte a vincolo ecc.).

Per particolari impianti di dimensioni ridotte esistono inoltre specifiche procedure, ulteriormente semplificate.

La costruzione e la gestione degli elettrodotti necessari per la connessione alla rete elettrica degli impianti di produzione da fonti rinnovabili richiede il titolo abilitativo ai sensi del Regio Decreto 1775/1933 (“**Testo unico delle disposizioni di legge sulle acque e impianti elettrici**”).

La costruzione di elettrodotti e parchi eolici richiede altresì una preventiva valutazione dell’impatto ambientale (“**VIA**”), tranne che per taluni parchi eolici di minori dimensioni. La procedura finalizzata all’ottenimento della VIA è disciplinata dal Decreto Legislativo n° 152 del 3 aprile 2006 e successive modifiche (il “**Codice dell’Ambiente**”) che ha dato attuazione, *inter alia*, alla Direttiva UE 2004/35/CE, la quale può essere implementata a livello regionale.

Le richieste di nuove connessioni alla rete nazionale sono disciplinate dalla Delibera ARG/elt n° 99/08 dell’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico (“**AEEGSI**”). Le richieste di nuove connessioni per impianti che superano i 10 MW devono essere presentate a Terna S.p.A., la società che gestisce la rete di trasmissione italiana di energia, mentre le richieste di connessione per gli impianti che non superano i 10 MW devono essere presentate all’impresa distributrice competente nell’abito territoriale.

Infine, è possibile che i parchi eolici e le relative strutture accessorie possano insistere su aree demaniali, beni e aree soggette a vincoli artistici e storici, strade, foreste, fiumi o altre acque pubbliche. In questi casi deve essere ottenuto uno specifico provvedimento da parte dell’autorità locale, regionale o nazionale competente per la tutela del bene interessato.

6.2.3. Tariffe incentivanti e quadro regolamentate relativo ai parchi eolici

Il meccanismo dei Certificati Verdi e la conversione in incentivo

I Certificati Verdi (“**CV**” o “**Certificati Verdi**”) sono titoli negoziabili che rappresentano il meccanismo di incentivazione applicabile ai parchi eolici entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2013. I CV vengono rilasciati dal GSE in proporzione all’energia prodotta da un impianto per un periodo di tempo variabile in funzione della data in cui l’impianto è entrato in esercizio: 12 anni per quelli entrati in esercizio prima del 1 gennaio 2008, 15 anni per quelli entrati in esercizio nel periodo compreso tra il 1 gennaio 2008 e il 31 dicembre 2012. Quando il meccanismo dei CV è stato introdotto dal Decreto Bersani nel 1999, l’intenzione era quella di sostenere tale meccanismo attraverso la creazione di un apposito mercato, dal momento che i soggetti che producevano o importavano più di 100 GWh/anno di energia da fonti convenzionali erano tenuti ad acquistare CV per ridurre le proprie emissioni di carbonio. Di conseguenza, l’ammontare dell’incentivo dipendeva dal valore di mercato a cui i suddetti operatori potevano acquistare Certificati Verdi per adempiere al proprio obbligo.

Dal 2008, tuttavia, tale impostazione è stata modificata: il GSE è divenuto acquirente di ultima istanza dei Certificati Verdi, con l’obbligo di ritirare i Certificati Verdi eccedenti a un importo predeterminato.

Infine, il Decreto Legislativo 28/2011 e il relativo Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 hanno riformato l'attuale regime di incentivazione, sostituendo gradualmente il meccanismo dei CV applicabile ai parchi eolici entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 con un regime di tariffe incentivanti; nello specifico:

- (a) Fino alla fine del 2015, in regime di transizione, tali impianti possono continuare a beneficiare del meccanismo dei CV; il GSE agisce in qualità di acquirente di ultima istanza e periodicamente emette i nuovi CV e, dopo un determinato periodo, ritira i CV invenduti relativi agli anni compresi tra il 2011 e il 2015 in base a un programma predeterminato (secondo il quale la frequenza di emissione e di ritiro dei CV aumenta gradualmente durante il periodo transitorio) al prezzo indicato di seguito, calcolato su base annua:

$$\text{Prezzo di acquisto CV} = 78\% \times (180 \text{ EUR/MWh} - \text{Re})$$

Re = media aritmetica dei prezzi zionali orari dell'energia elettrica per l'anno di interesse, calcolata dall'AEEGSI

- (b) Dopo il 1° gennaio 2016, il regime dei CV verrà sostituito da un meccanismo di tariffe incentivanti corrisposte dal GSE. Il quadro di riferimento delle tariffe incentivanti sarà basato su un calcolo analogo a quello che viene attualmente impiegato per calcolare il prezzo di acquisto dei CV. La tariffa incentivante sarà riconosciuta ai parchi eolici entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2013 per il residuo periodo di diritto.

Il regime di tariffe incentivanti per i parchi eolici

Il Decreto Legislativo 28/2011 e il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 hanno introdotto un nuovo regime incentivante per gli impianti eolici e impianti alimentati da altri fonti rinnovabili, diverse da quella solare fotovoltaica, che sono entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012.

In particolare, tutti gli impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 possono beneficiare del nuovo regime di tariffe incentivanti per un periodo di tempo pari alla vita media utile convenzionale dell'impianto (da 15 a 30 anni, a seconda della fonte di energia, con una durata di 20 anni per i parchi eolici *on-shore*, ovvero parchi eolici in cui le turbine sono ancorate al suolo terrestre, e di 25 anni per quelli *off-shore*, ovvero parchi eolici in cui le turbine sono ancorate al fondale marino o galleggianti sul mare). Gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2012 che accedono alle tariffe incentivanti non possono accedere né ai meccanismi del ritiro dedicato né allo scambio sul posto.

Il Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012 prevede che: (i) il costo indicativo cumulato di tutte le tipologie di incentivo riconosciute agli impianti a fonte rinnovabile, diversi dai fotovoltaici, non può superare complessivamente il valore di 5,8 miliardi di euro annui; (ii) per quanto concerne i parchi eolici con potenza installata superiore a 5 MW, gli impianti saranno soggetti a contingenti annuali di potenza.

La tariffa incentivante per gli impianti che superano una determinata soglia di potenza (pari a 5 MW per gli impianti eolici) è determinata tramite aste nazionali "al ribasso" gestite dal GSE, in cui

gli operatori che dispongono degli opportuni permessi o VIA, nonché di determinati requisiti economici, finanziari e legali, dopo avere presentato un'apposita cauzione, possono partecipare alla procedura d'asta e presentare offerte di riduzione percentuale rispetto al valore posto a base d'asta, corrispondente alla tariffa incentivante base vigente per l'ultimo scaglione di potenza alla data di entrata in esercizio dell'impianto.

Le tariffe incentivanti per gli impianti eolici vincitori delle aste competitive sono tariffe a premio, il cui premio è calcolato su base oraria come differenza tra il prezzo di aggiudicazione delle aste e il prezzo zonale orario del mercato del giorno prima gestito dal GME (riferito alla zona in cui è immessa in rete l'energia elettrica prodotta dall'impianto). L'energia prodotta dagli impianti che accedono a tale incentivo resta quindi nella disponibilità del produttore.

I parchi eolici *on-shore* di nuova costruzione aggiudicatari dell'asta devono entrare in esercizio entro 28 mesi dalla data di comunicazione di assegnazione dell'incentivo. Nel caso di mancato rispetto di tale termine, per ciascun mese di ritardo, verrà applicata una decurtazione automatica dello 0,5% della tariffa incentivante aggiudicata, fino a un massimo di 24 mesi di ritardo. Decorso tale termine massimo, l'offerente aggiudicatario decade dal diritto all'accesso ai benefici e il GSE provvede ad escutere la cauzione versata.

Decreto Legge 145/2013

Il Decreto Legge 145/2013 ha di recente introdotto una modifica significativa all'attuale regime di incentivazione; i produttori di energia elettrica da fonti rinnovabili titolari di impianti che beneficiano di incentivi sotto la forma di Certificati Verdi, tariffe omnicomprensive o tariffe premio possano scegliere alternativamente di:

- (a) continuare a beneficiare del regime incentivante spettante per il periodo residuo. In questo caso, per un periodo di dieci anni dal termine del periodo di incentivazione iniziale, qualunque nuova iniziativa realizzata sul medesimo sito non beneficerà di ulteriori misure di incentivazione (ad esempio, potenziamento/rifacimento dell'impianto, scambio sul posto); ovvero
- (b) optare per una rimodulazione dell'incentivo spettante. In questo caso, dal mese successivo all'esercizio di tale opzione, il produttore di energia da fonti rinnovabili potrà beneficiare di nuovi incentivi; che sarà applicato per un nuovo periodo pari al periodo di incentivo residuo aumentato di 7 anni.

L'opzione deve essere esercitata dai produttori di energia da fonti rinnovabili entro 90 giorni dalla data dell'entrata in vigore del decreto attuativo del Ministero dello Sviluppo Economico sopra indicato, ovverosia entro il 17 febbraio 2015. Il Gruppo Alerion non ha esercitato né intende esercitare l'opzione per la rimodulazione dell'incentivo spettante.

Vendita dell'energia elettrica

In Italia, la vendita dell'energia elettrica si inserisce nel quadro regolamentare di settore. La vendita può essere effettuata sia sul mercato elettrico gestito dal GME sia attraverso contratti bilaterali. Gli

impianti per la produzione di energia rinnovabile che impiegano fonti di energia intermittenti, come il vento, o che dispongono di impianti di dimensioni ridotte (con potenza nominale inferiore a 10 MW) beneficiano di uno speciale quadro normativo in base a cui possono optare per un regime di acquisto obbligatorio (c.d. *ritiro dedicato*) che garantisce l'acquisto di tutta l'energia elettrica prodotta da parte del GSE. In base a questo regime, il GSE è tenuto ad acquistare tutta l'energia prodotta dall'impianto in oggetto, al netto dell'eventuale energia utilizzata dall'impianto stesso, a un prezzo base pari al prezzo zonale orario risultante dalla libera negoziazione sul mercato elettrico. Il prezzo pertanto è lo stesso che tali impianti avrebbero ottenuto vendendo l'energia sul mercato elettrico. Alla Data del Documento di Registrazione, tutti i parchi eolici italiani del Gruppo (tranne quelli di Manfredonia e Monte Petراسي) hanno optato per il regime di ritiro dedicato. Alla Data del Documento di Registrazione, anziché mediante il regime di ritiro dedicato, il Gruppo Alerion sta valutando di vendere l'energia elettrica prodotta dai propri impianti attraverso contratti bilaterali (ogni SPV ha un contratto), attualmente in fase di negoziazione.

Priorità di dispacciamento

Il Decreto Bersani e il Decreto Legislativo 387/2003 prevedono che gli impianti che producono energia da fonti rinnovabili abbiano la priorità nel servizio di dispacciamento, il che significa che l'elettricità prodotta da fonti rinnovabili sarà fornita dai produttori alla rete in via preferenziale rispetto a quella prodotta da fonti convenzionali. La priorità di dispacciamento, quindi, in quanto legata alla qualifica del produttore di elettricità quale produttore da fonti rinnovabili, non può venire meno, a meno che il Gruppo non smetta di produrre energia da fonti rinnovabili.

Tuttavia, la Delibera AEEGSI 111/2006, prevede la possibilità per Terna, società che gestisce la rete di trasmissione italiana di energia ad alto voltaggio e responsabile del servizio di dispacciamento, di ricorrere ad azioni di modulazione della produzione di energia rinnovabile al fine di tutelare la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

La Delibera AEEGSI 330/2007 ha stabilito norme specifiche per le azioni di modulazione della produzione di energia da parte di Terna, nonché un regime di remunerazione della mancata produzione di energia per effetto di dette modulazioni. I metodi e criteri di quantificazione di tale remunerazione sono stati in seguito ridefiniti dalla Delibera AEEGSI ARG/elt 5/2010, in base a cui il corrispettivo viene definito in relazione al quantitativo di energia non prodotto a causa della modulazione in riduzione imposta da Terna (sulla base di stime effettuate dal GSE che tengono in considerazione, tra le altre cose, i dati effettivi relativi al vento misurati in loco) e tenendo altresì in considerazione l'indice di affidabilità definito da Terna, che riflette l'affidabilità di ciascun utente nel rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna medesima. Tale indicatore, che può assumere valori compresi fra 0 (nel caso di mancato rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento) e 1 (nel caso di pieno rispetto di tutti gli ordini di dispacciamento), viene calcolato da Terna per ogni ora in cui viene imposta una modulazione in riduzione e pubblicato mensilmente nel caso in cui sia attiva una convenzione per la mancata produzione eolica. Di seguito si riportano le ultime informazioni pubbliche in relazione all'indice di affidabilità degli impianti del Gruppo Alerion, riferite al 30 novembre 2014:

<u>Sede del parco eolico</u>	<u>Proprietario</u>	<u>Indice di affidabilità al 30 novembre 2014</u>
Ciorlano (Caserta, Campania)	Dotto S.r.l.	0,99
Lacedonia (Avellino, Campania)	Ecoenergia Campania S.r.l.	1
Callari (Catania, Sicilia)	Callari S.r.l.	1
Castel di Lucio (Messina, Sicilia)	Minerva S.r.l.	1
San Martino in Pensilis (Campobasso, Molise)	New Green Molise S.r.l.	0,18
San Marco in Lamis (Foggia, Puglia)	Reenergy San Marco S.r.l.	0,28

Fonte: Dati Terna e GSE

Corrispettivi di sbilanciamento

Con l'incremento degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, *in primis* fotovoltaici ed eolici, nel 2012 l'AEEGSI ha emesso la Delibera 281/2012/R/efr che ha eliminato con decorrenza 1° gennaio 2013 il previgente esonero dal pagamento dei corrispettivi di sbilanciamento (calcolati sulla differenza tra l'energia elettrica effettivamente immessa in rete e quella prevista) al fine di promuovere una migliore programmazione e integrazione di tali impianti nel sistema elettrico nazionale. Tuttavia tale delibera è stata impugnata da alcuni operatori ed è stata parzialmente annullata con sentenza n° 2936 del 9 giugno 2014 del Consiglio di Stato.

A seguito di tale sentenza, nel mese di giugno 2014, l'AEEGSI ha avviato una procedura di consultazione per reintrodurre una normativa volta ad addebitare i corrispettivi di sbilanciamento agli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili, tra cui l'eolico, in linea con i principi contenuti nella suddetta sentenza del Consiglio di Stato; l'AEEGSI ha quindi approvato la delibera 522/2014/R/eel in base alla quale i nuovi corrispettivi di sbilanciamento saranno addebitati ai proprietari di parchi eolici con decorrenza dal 1° gennaio 2015.

I corrispettivi di sbilanciamento, sono calcolati secondo una delle seguenti modalità:

- (i) la differenza, ora per ora, tra la misura dell'energia immessa nel sistema elettrico in un dato giorno e il programma finale di immissione di energia, moltiplicata per il corrispettivo di sbilanciamento delle unità non abilitate;
- (ii) la differenza eccedente, per l'eolico, il 49% della energia immessa (cd banda), ora per ora, tra la misura dell'energia immessa nel sistema elettrico in un dato giorno e il programma finale di immissione dell'energia moltiplicata per il corrispettivo di sbilanciamento delle unità non abilitate, più un corrispettivo pari al prodotto tra la c.d. banda e il prezzo, calcolato da Terna, pari al minimo costo del soddisfacimento di un incremento unitario del prelievo di energia elettrica nella zona di riferimento.

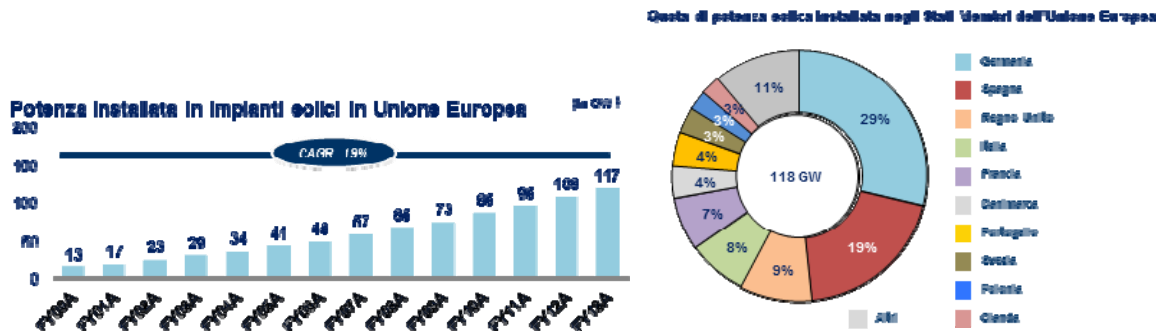
La scelta di una delle due modalità è a discrezione dell'utente di dispacciamento, ossia da chi effettivamente vende l'energia sul mercato.

Alla Data del Documento di Registrazione, l'Emittente non ritiene possibile stimare gli effetti economici derivanti dalla introduzione della nuova regolazione.

6.2.4. Principali mercati

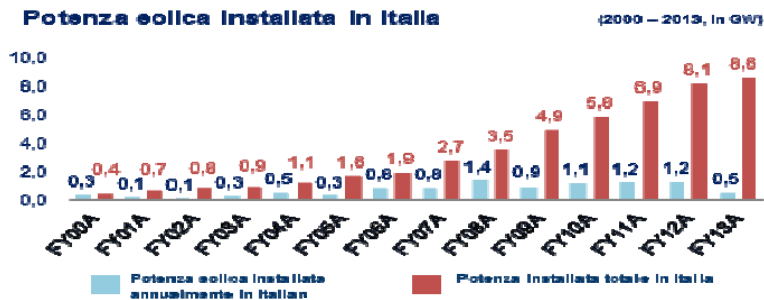
La Direttiva 2009/28 e altre politiche governative a livello nazionale hanno determinato un significativo e progressivo incremento nell'installazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, tra le quali l'energia eolica ha avuto un peso rilevante grazie agli investimenti privati. Le politiche di incentivazione che hanno introdotto tariffe incentivanti o altri contributi pubblici stimolano e hanno stimolato gli investimenti dei privati nel settore delle energie rinnovabili. Nel 2000, nell'Unione Europea la capacità produttiva da fonti rinnovabili era pari a 3,6 GW. Il dato è salito a 25,4 GW nel 2013, il sesto anno consecutivo in cui oltre il 55% di tutta la nuova potenza installata nell'UE ha riguardato fonti rinnovabili. Dal 2000 al 2013 è salita anche la quota relativa di fonti di energia rinnovabili rispetto alla nuova potenza totale installata. Nel 2000, gli impianti da fonti rinnovabili rappresentavano il 22,4% della nuova potenza installata; nel 2013, il dato è salito al 72%.

Nello stesso arco di tempo, in un contesto di significativi flussi di investimento verso le fonti di energia rinnovabile, il settore dell'energia eolica ha aumentato la propria dimensione. La potenza annua installata di impianti eolici nell'UE è passata da 3,2 GW nel 2000 a 11,2 GW nel 2013, con un tasso di crescita annuo composto (CAGR) del 10%. Nel 2013, l'energia eolica ha rappresentato il 32% (11,16 GW) della nuova potenza installata, pari a una quota del 44% rispetto all'insieme delle fonti rinnovabili in termini di nuova potenza installata. Nel 2013, la Germania è stata il principale mercato dell'energia eolica nell'UE per potenza installata (29%), seguita dalla Spagna (19%), dal Regno Unito (9%) e dall'Italia (8%).



Fonte: Wind in power: 2013 European statistics, EWEA.

Secondo la European Wind Energy Association, l'Italia è il settimo mercato dell'energia eolica nell'UE per potenza eolica installata, con una quota del 2,3% e 8,6 GW (rispetto ai 318 GW a livello mondiale). Entro il 2020, il piano d'azione nazionale del governo italiano prevede, per l'energia eolica, il raggiungimento di 12,7 MW (12,0 MW *on-shore* e 0,7 MW *off-shore*) di potenza installata. Come illustrato nella tabella che segue, la potenza installata nel settore dell'energia eolica è aumentata in maniera significativa dal 2000, sebbene le nuove installazioni siano diminuite passando da un picco massimo di 1,4 MW nel 2008 a 0,5 MW nel 2013.

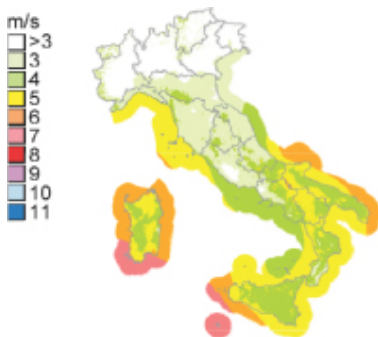


Principali fattori trainanti del settore eolico in Italia

I fattori principali che fanno da traino al settore dell'energia eolica in Italia sono i piani di incentivazione, la priorità di dispacciamento (per i quali si rimanda al Paragrafo 6.2.3 del presente Capitolo) e l'andamento meteorologico.

Andamento meteorologico

L'energia elettrica prodotta dal vento è soggetta a variazioni naturali legate all'andamento meteorologico e climatico che si verifica nello specifico sito del parco eolico, e in particolare alle condizioni del vento. Di conseguenza, la generazione di energia eolica e pertanto la possibilità per gli operatori di parchi eolici di ricevere gli incentivi stanziati dal GSE e vendere l'energia alla rete dipende dalla ventosità registrata durante un determinato periodo. L'andamento meteorologico può essere influenzato, tra gli altri fattori, dalla topografia e dalla temperatura. Il grafico seguente rappresenta la velocità media del vento in Italia nel 2012.



Fonte: GSE 2013, Rapporto eLeMeNS aprile 2012, APER 22/09/2011, Rapporto Rinnovabili APER 2010-2011, Rapporto Anev 2012.

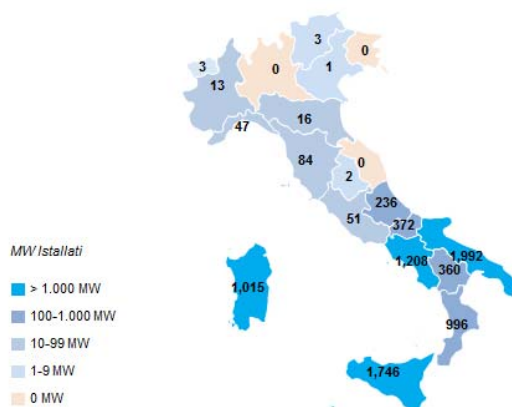
6.3. Posizionamento competitivo

Concorrenza

Il settore eolico italiano è piuttosto frammentato e si compone di numerosi operatori così classificabili: (i) operatori di proprietà di investitori finanziari o di singole famiglie con uno o più parchi eolici, (ii) produttori di energia eolica indipendenti (come il Gruppo), (iii) operatori che producono energia da varie fonti rinnovabili (eolica, solare, biomasse ecc.) e (iv) grandi società di

servizi pubblici che producono energia avvalendosi sia di fonti convenzionali che di fonti rinnovabili. Questa frammentazione è dovuta principalmente ai significativi investimenti effettuati nel periodo 2007-2012, incoraggiati dai piani di incentivazione. Ad ogni modo, la crescita in riferimento allo sviluppo di nuovi parchi eolici è diminuita del 17% nel 2013, e nello specifico il settore eolico ha registrato dal 2012 al 2013 una riduzione dei nuovi investimenti pari al 39%, in conseguenza principalmente dell'introduzione di una quota massima annuale di 500 MW per il settore eolico.

Il grafico seguente rappresenta la distribuzione dell'energia eolica in Italia nel 2012.



Fonte: GSE 2013, Rapporto eLeMeNS aprile 2012, APER 22/09/2011, Rapporto Rinnovabili APER 2010-2011, Rapporto Anev 2012.

Dal 2013 lo sviluppo di nuovi parchi eolici ha registrato una flessione, ed è aumentato il consolidamento nel settore. In base alle valutazioni dell'Emittente, i principali 10 operatori nel settore dell'energia eolica in Italia rappresentano quasi la metà della potenza installata totale. In termini di potenza installata, il Gruppo è uno dei primi 10 operatori. In Italia, tra gli altri principali operatori nel settore per capacità installata, ci sono: Erg Renew, Enel Green Power, Edison-EDF Energies Nouvelles, Fri-EI Green Power, Verona Gest, E.ON e Falck Renewables.

6.4. Fonti delle dichiarazioni dell'Emittente in merito alla propria posizione concorrenziale

Per quanto riguarda le fonti delle dichiarazioni relative al posizionamento competitivo del Gruppo, si rinvia a quanto già descritto nel precedente Paragrafo 6.3.

6.5. Fattori eccezionali che hanno influenzato le informazioni di cui ai precedenti Paragrafi del Documento di Registrazione

Non si sono registrati fattori eccezionali che abbiano influenzato quanto espresso nei Paragrafi precedenti del Documento di Registrazione, ad eccezione della riduzione della produzione di elettricità causata da un andamento medio della ventosità che negli ultimi nove mesi è stato

significativamente inferiore alle medie stagionali. In particolare, si segnala che la velocità media del vento durante la stagione invernale 2013/2014 è stata la più bassa registrata dal Gruppo da quando ha avviato l'operatività nel settore eolico.

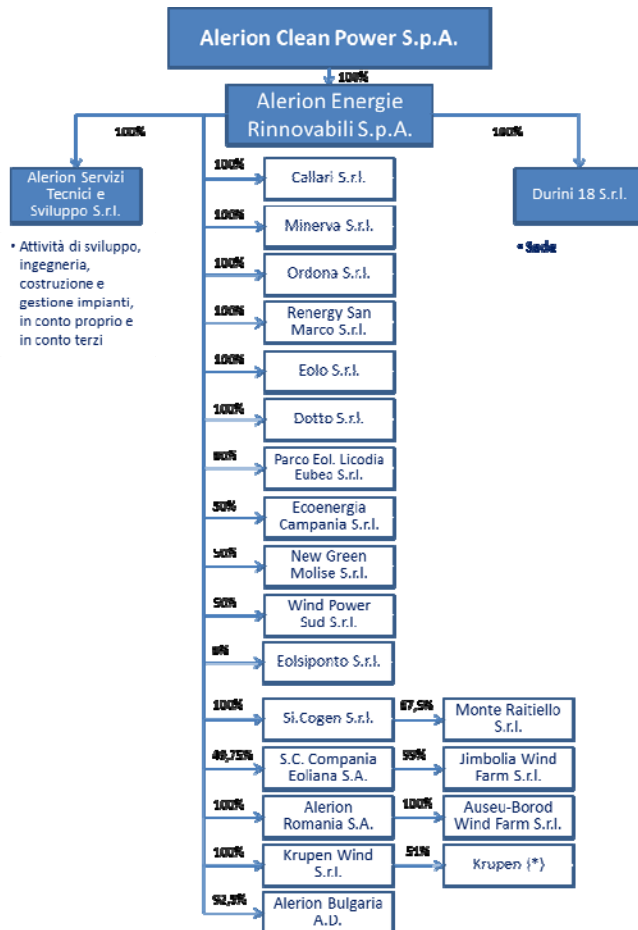
7. STRUTTURA ORGANIZZATIVA

7.1 Descrizione del gruppo a cui appartiene l'Emittente

Alla Data del Documento di Registrazione, l'Emittente è la società capogruppo del Gruppo Alerion; non è sottoposto a direzione e coordinamento e non dipende da altri soggetti all'interno del Gruppo.

L'Emittente, riveste la natura di piccola e media impresa (PMI), ai sensi dell'articolo 1, comma 1, lett. w-quater.1) del TUF, essendo un emittente con azioni quotate con un fatturato inferiore ad Euro 300 milioni (pari, al 30 settembre 2014, ad Euro 33 milioni) ed una capitalizzazione media di mercato nell'ultimo anno solare inferiore ad Euro 500 milioni (pari ad Euro 141 milioni).

Il diagramma che segue illustra la struttura organizzativa del Gruppo alla Data del Documento di Registrazione.



(*) L'impianto di Krupen è formato da quattro società: Wind Energy BOGD, Wind Stream BOGD, Wind System BOGD e Wind Power 2 BOGD

L'Emittente è una *holding* costituita in Italia sotto forma di società per azioni. AER è la *sub-holding* di Gruppo, costituita come società per azioni ai sensi delle leggi della Repubblica Italiana.

Durini 18 S.r.l. è la società immobiliare del Gruppo, mentre Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l. è la società attiva nello sviluppo, nella progettazione, nella costruzione e nella gestione degli impianti per proprio conto e per conto di terzi.

Le società del Gruppo che gestiscono parchi eolici alla data del Documento di Registrazione e in cui il Gruppo possiede la partecipazione al 100% o di maggioranza, di cui al diagramma che precede sono le seguenti: Eolo S.r.l. (che gestisce il parco eolico di Albanella), Dotto S.r.l. (che gestisce il parco eolico di Ciorlano), Callari S.r.l. (che gestisce il parco eolico di Callari), Ordon Energia S.r.l. (che gestisce il parco eolico di Ordon), Minerva S.r.l. (che gestisce il parco eolico di Castel di Lucio), Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. (che gestisce il parco eolico di Licodia), Renergy San Marco S.r.l. (che gestisce il parco eolico di San Marco) e le società bulgare Wind Energy EOOD, Wind Stream EOOD, Wind Systems EOOD e Wind Power 2 EOOD (che gestisce il parco eolico di Krupen), detenute dal Gruppo attraverso Krupen Wind S.r.l.

Per maggiori informazioni sulle società operative e sulle attività si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2 del presente Documento di Registrazione.

Il Gruppo deteneva, inoltre, una partecipazione in Torretta Wind S.r.l. e Bisaccia Wind S.r.l. (le società che hanno ottenuto l'autorizzazione da parte delle autorità di regolamentazione alla costruzione dei parchi eolici di Foggia (Italia) e Bisaccia (Italia), che il 18 novembre 2014, il Gruppo ha ceduto al gruppo Maresca tramite un contratto di cessione del 100% delle quote delle società per un corrispettivo pari a circa Euro 2,3 milioni per una descrizione del quale si rimanda al Capitolo 6, paragrafo 6.1.2.2 del Documento di Registrazione). Inoltre, il Gruppo detiene una partecipazione in Alerion Romania S.A. e Compania Eoliana S.A., Auseu-Borod (Romania) e Jimbolia (Romania), nonché in Si.Cogen S.r.l., la società che possiede il parco eolico di Muro Lucano, tramite la propria partecipazione dell'87,5% in Monte Raitiello S.r.l.. Al momento attuale, tali società non generano alcun ricavo. Si segnala, inoltre, che Si.Cogen S.r.l. sta negoziando con il socio di minoranza di Monte Raitiello S.r.l. (Marmo Platano Zootecnica Energetica S.r.l.) la cessione della propria partecipazione al socio di minoranza stesso. Tale partecipazione era stata precedentemente svalutata dal Gruppo.

Tramite AER, il Gruppo detiene inoltre le seguenti partecipazioni: (i) una partecipazione del 50% in Wind Power Sud S.r.l. (che gestisce il parco eolico di Monte Petراسي), (ii) una partecipazione del 50% in New Green Molise S.r.l., la *joint venture* che gestisce il parco eolico di San Martino in Pensilis, (iii) una partecipazione del 50% in Ecoenergia Campania S.r.l., la *joint venture* che gestisce il parco eolico di Lacedonia, entrambe consolidate con il metodo del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e (iii) una partecipazione dell'8% in Eolsiponto S.r.l., la società che gestisce il parco eolico di Manfredonia.

Alerion Bulgaria AD, detenuta al 92,5% da AER, costituita per coordinare le attività di sviluppo di del Gruppo Alerion in Bulgaria, alla Data del Documento di Registrazione svolge un'attività di controllo della gestione operativa del parco eolico di Krupen.

L'Emittente esercita attività di direzione e coordinamento su AER, la quale a sua volta esercita attività di direzione e coordinamento sulle società operative del Gruppo, ad eccezione di Eolsiponto S.r.l., ai sensi degli articoli 2497 e seguenti del Codice Civile.

Le disposizioni del Capo IX del Titolo V del Libro V del codice civile (art. 2497 e ss. cod. civ.) prevedono una responsabilità diretta della società che esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti dei soci e dei creditori sociali delle società soggette alla direzione e coordinamento, nel caso in cui la società che esercita tale attività – agendo nell'interesse imprenditoriale proprio o altrui in violazione dei principi di corretta gestione societaria e imprenditoriale delle società medesime – arrechi pregiudizio alla redditività e al valore della partecipazione sociale ovvero cagioni, nei confronti dei creditori sociali, una lesione all'integrità del patrimonio della società. Tale responsabilità non sussiste quando il danno risulta: (i) mancante alla luce del risultato complessivo dell'attività di direzione e coordinamento; ovvero (ii) integralmente eliminato anche a seguito di operazioni a ciò dirette. La responsabilità diretta della società che esercita attività di direzione e coordinamento è, inoltre, sussidiaria (essa può essere, pertanto, fatta valere solo se il socio e il creditore sociale non sono stati soddisfatti dalla società soggetta alla attività di direzione e coordinamento) e può essere estesa, in via solidale, a chi abbia comunque preso parte al fatto lesivo e, nei limiti del vantaggio conseguito, a chi ne abbia consapevolmente tratto beneficio.

Per quanto riguarda i finanziamenti effettuati a favore di società da chi esercita attività di direzione e coordinamento nei loro confronti o da altri soggetti ad essa sottoposti si noti quanto segue: (i) i finanziamenti – e in qualunque forma effettuati – concessi in un momento in cui, anche in considerazione del tipo di attività esercitata dalla società, risulta un eccessivo squilibrio dell'indebitamento rispetto al patrimonio netto oppure una situazione finanziaria della società nella quale sarebbe ragionevole un conferimento, sono considerati finanziamenti postergati, con conseguente rimborso postergato rispetto alla soddisfazione degli altri creditori; e (ii) qualora il rimborso di detti finanziamenti intervenga nell'anno precedente la dichiarazione di fallimento, i finanziamenti devono essere restituiti.

8. INFORMAZIONI SULLE TENDENZE PREVISTE

8.1 Cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive del Gruppo dalla chiusura dell'esercizio al 31 dicembre 2013

Non si sono verificati cambiamenti negativi sostanziali delle prospettive del Gruppo dalla data dell'ultimo bilancio pubblicato sottoposto a revisione.

8.2 Informazioni su tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente almeno per l'esercizio in corso

L'andamento gestionale dei primi nove mesi del 2014 rispetto allo stesso periodo del 2013 è stato caratterizzato da una riduzione della produzione causata da un andamento medio della ventosità significativamente inferiore alle medie stagionali. In particolare, si segnala che la velocità media del vento registrata dal Gruppo durante la stagione invernale 2013/2014 è stata la più bassa da quando il Gruppo ha avviato l'operatività nel settore eolico. Tale tendenza è stata confermata anche nel quarto trimestre del 2014. Non si sono, invece, verificate, nel quarto trimestre del 2014, variazioni di tendenze significative tali da avere un impatto sull'andamento gestionale del Gruppo, nell'ambito dei sistemi di incentivazione di cui il Gruppo beneficia o dei prezzi dell'energia elettrica. Con riferimento ai parchi eolici del Gruppo situati in Sicilia (Licodia, Callari, Castel di Lucio e Monte Petراسي), si segnala che l'AEEGSI con la delibera 521/2014/R/eel del 23 ottobre 2014 e la delibera 525/2014/R/eel del 29 ottobre 2014 ha introdotto delle modifiche regolatorie che impattano negativamente sulla formazione dei prezzi dell'energia elettrica in Sicilia.

Alla Data del Documento di Registrazione, fatto salvo quanto riportato nel Capitolo 6 del presente Documento di Registrazione e nel presente paragrafo, l'Emittente non è a conoscenza di tendenze, incertezze, richieste, impegni o fatti noti che potrebbero ragionevolmente avere ripercussioni significative sulle prospettive dell'Emittente e del Gruppo almeno per l'esercizio in corso.

9. PREVISIONI O STIME DEGLI UTILI

Il Documento di Registrazione non contiene previsioni e stime degli utili.

10. ORGANI DI AMMINISTRAZIONE, DI DIREZIONE E DI VIGILANZA E PRINCIPALI DIRIGENTI DELLA SOCIETÀ

10.1 Organi sociali e principali dirigenti

10.1.1 Consiglio di Amministrazione

Ai sensi dell'articolo 15 dello statuto sociale dell'Emittente, l'Emittente è amministrato da un Consiglio di Amministrazione composto da sette a diciannove membri, anche non soci, i quali durano in carica per il periodo stabilito nell'atto di nomina, comunque non superiore a tre esercizi. La nomina degli amministratori dell'Emittente viene effettuata, nel rispetto della disciplina pro tempore vigente inerente l'equilibrio tra generi, sulla base di liste presentate dagli azionisti secondo le procedure di cui allo Statuto sociale dell'Emittente.

Alla data del presente Documento di Registrazione, il Consiglio di Amministrazione è costituito da 15 membri, nominati dall'assemblea ordinaria dell'Emittente che si è tenuta in data 24 aprile 2012, sulla base dell'unica lista presentata da uno dei soci partecipanti al Patto parasociale (cfr. Capitolo 12, Paragrafo 12.2), ad eccezione di Giorgio Pernici, il quale è stato nominato dagli altri membri del Consiglio in data 17 marzo 2014 ed è stato confermato con l'assemblea degli azionisti del 6 maggio 2014. Gli amministratori così nominati resteranno in carica fino all'approvazione da parte degli azionisti del bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014.

Nella seguente tabella sono riportati i nomi, il luogo e la data di nascita e la carica ricoperta per ciascuno dei membri del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in carica alla Data del Documento di Registrazione.

<u>Nome e cognome</u>	<u>Luogo e data di nascita</u>	<u>Carica ricoperta</u>
Gastone Colleoni.....	Verona, 26/10/1947	Presidente
Giuseppe Garofano.....	Nereto (Teramo), 25/1/1944	Vicepresidente
Alessandro Perrone ^(*)	Roma, 20/1/1941	Vicepresidente
Giulio Antonello.....	Bari, 12/4/1968	Amministratore Delegato
Franco Bonferroni ^(*)	Reggio Emilia, 10/10/1938	Amministratore
Michelangelo Canova ^(*)	Venezia, 17/9/1941	Amministratore
Alessandro Crosti ^(*)	Milano, 5/11/1966	Amministratore
Giuseppina Falappa.....	Cingoli (MC), 4/3/1955	Amministratore
Pasquale Iannuzzo ^(*)	Sant'Angelo all'Esca (Avellino), 7/7/1944	Amministratore
Ernesto Paolillo ^(*)	Bari, 6/2/1946	Amministratore
Giorgio Pernici.....	Arezzo, 9/6/1956	Amministratore
Marcello Priori ^(*)	Milano, 18/8/1964	Amministratore
Corrado Santini.....	Parma, 27/8/1966	Amministratore
Graziano Visentin ^(*)	Albano Laziale (Roma), 18/8/1950	Amministratore
Laura Zanetti ^(*)	Bergamo, 26/7/1970	Amministratore

(*) Candidato dichiaratosi in possesso dei requisiti di indipendenza di cui all'articolo 148, comma 3 del TUF.

(**) Candidato dichiaratosi in possesso dei requisiti di indipendenza di cui al Codice di Autodisciplina.

Ai fini della carica, i membri del Consiglio di Amministrazione sono tutti domiciliati presso la sede legale dell'Emittente, in via Durini n. 16/18, Milano.

Di seguito sono riportate alcune informazioni biografiche in merito ai membri del Consiglio di Amministrazione.

Gastone Colleoni è Presidente del Consiglio di Amministrazione, oltre che membro del Comitato Esecutivo. Ha iniziato la sua carriera lavorativa come imprenditore. Dal 2003 riveste la carica di Presidente del Consiglio di Amministrazione di Alerion Clean Power S.p.A. (già Alerion Industries S.p.A.), nonché di numerose altre società, quali Toppetti 2 S.p.A., Olav S.r.l., Cottosenese S.p.A., Ati Packaging S.r.l., Laterificio Iripino S.r.l. ed Europoligrafico S.p.A.. Il Dott. Colleoni è inoltre amministratore di Astrim S.p.A., nonché amministratore unico di Erica S.r.l.

Giuseppe Garofano è Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione dal 2006, oltre che membro del Comitato Esecutivo. Ha iniziato la sua carriera lavorativa nel 1970 come ingegnere per Montedison, presso la quale è stato presidente del consiglio di amministrazione dal 1990 al 1992. Ha inoltre lavorato per Istituto Mobiliare Italiano dal 1973 al 1980 e per Morgan Stanley nel 1977, accettando inoltre la posizione di consulente aziendale per IBI dal 1996 al 2002. Oltre che consulente per Autostrada Torino Milano S.p.A. e Fondazione Cassa della Carità di Milano, attualmente è presidente del consiglio di amministrazione di varie società, ad esempio Manucor S.p.A., Realty Vallog S.p.A. e RCR Cristalleria Italiana S.p.A.. L'Ing. Garofano è stato inoltre Vicepresidente di Reno de'Medici S.p.A. fino al 2013. Si è laureato in ingegneria chimica presso il Politecnico di Milano.

Alessandro Perrone è Vicepresidente del Consiglio di Amministrazione. È un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione, oltre che membro del Comitato Esecutivo. Ha iniziato la sua carriera lavorativa nel 1961 presso Titanus Cinematografica S.p.A. dove rivestiva il ruolo di controller. Dopo avere occupato la posizione di direttore generale di Mediocredito di Roma S.p.A., è diventato presidente del consiglio di amministrazione di Capitalia Leasing e Factoring S.p.A. mentre tra il 2000 e il 2012 ha occupato la medesima posizione presso Irfis Mediocredito della Sicilia S.p.A., oggi Finsicilia S.p.A.. Attualmente è amministratore di Holding Fotovoltaica S.p.A. e presidente del collegio sindacale di S.G.R. S.p.A. e S.M.I.A. S.p.A.. Il Dott. Perrone si è laureato in economia all'università Sapienza di Roma.

Giulio Antonello è Amministratore Delegato dal 2006, oltre a essere membro del Comitato Esecutivo. Ha rivestito il ruolo di promotore finanziario per il gruppo Crédit Agricole a New York. In Europa ha occupato varie posizioni in qualità di amministratore per Concrete Milano S.p.A., Dolomite Colombo S.p.A. e Industriale Calce S.p.A.. Dal 1996 al 2011 è stato inoltre amministratore di una serie di altre società, tra cui Parchisi SIM, Telem Lombardia S.p.A., Antenna 3 S.p.A., Enertad S.p.A (oggi ERG Renew), SIAS S.p.A., Industria e Innovazione S.p.A. e Reno de'Medici S.p.A.. Si è laureato in finanza presso la Wharton School all'Università della Pennsylvania e ha conseguito un Master in Affari Internazionali presso la Columbia University.

Franco Bonferroni è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione. Al momento attuale detiene inoltre la posizione di amministratore di Cassa di Risparmio di Bra e Cassa di

Risparmio di Saviliano. È stato amministratore di varie altre società, ad esempio Finmeccanica a partire dal 2005. È stato membro del Parlamento italiano e del Senato dal 1979 al 1994.

Michelangelo Canova è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione ed è inoltre membro del Comitato Esecutivo, del Comitato Controllo Interno e Rischio e del Comitato Retribuzioni e Nomine. Tra il 1963 e il 1991 ha lavorato per varie banche, tra cui Banca Nazionale del Lavoro, e successivamente in qualità di Responsabile della Divisione Finanza al Lloyd Adriatico S.p.A. e infine come consulente del Gruppo Allianz. È stato consigliere in alcune società del Gruppo Allianz fino al 2012 fra cui Assicuratrice Italiana Vita (vice presidente) e Antoniana Veneta Popolare Vita S.p.A. Oltre che per il gruppo Allianz è stato anche per diversi anni consigliere di Banca popolare di Trieste e di alcune Società di gestione di Fondi oltre che in società del gruppo BNL, Popolare Friuladria e Banca Popolare di Vicenza. Al momento attuale è presidente del consiglio di amministrazione di Alpe Adria Gestioni SIM S.p.A. ed è amministratore unico di Unico Rem Familiarem Augere S.r.l.

Alessandro Crosti è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione ed è inoltre membro sia del Comitato Controllo Interno e Rischio, sia del Comitato Operazioni con Parti Correlate. Dal 1997 è socio di Brambilla e Associati ed è inoltre membro del Comitato Controllo Interno e Rischio di Telelombardia S.p.A.. Dal 2004 occupa la posizione di amministratore unico di Orlik S.r.l. e, dal 2006, anche di Parva Favilla S.r.l. Il Dott. Crosti è attualmente presidente del collegio sindacale di Superfund S.g.r., Solution Capital Management Sim S.p.A., Amaranto Sim S.p.A. e CGM Italia Sim S.p.A., oltre a essere un membro del collegio sindacale di varie altre società, tra cui Alicudi S.p.A., Unifortune Asset Management Sgr S.p.A., One Works S.p.A. e ATT S.p.A. Si è laureato in economia presso l'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano.

Giuseppina Falappa è membro del Consiglio di Amministrazione. Ha iniziato la sua carriera lavorativa nel 1981 presso GEPI S.p.A., accettando successivamente il ruolo di supervisore presso numerose altre società, tra cui il gruppo ENI e FIDIMI Consulting. Dal 2002 al 2009 è stata membro del Comitato di Vigilanza di Beni Stabili S.p.A. e RGD S.r.l., nonché membro del Comitato Controllo Interno della prima società. Al momento attuale occupa la posizione di membro del consiglio di amministrazione di HFV S.p.A., Enel Rete Gas S.p.A., 2i GAS S.r.l. ed è direttore contabile di Assoimmobiliare. La Dott.ssa Falappa si è laureata in economia all'università di Pescara.

Pasquale Iannuzzo è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione ed è inoltre membro del Comitato Controllo Interno e Rischio. Ha iniziato la sua carriera lavorativa presso ENEA nel 1969, dove aveva il ruolo di supervisore fino al 1982, anno in cui si trasferì a GEPI S.p.A.. Dal 1986 al 1991 è stato direttore generale di AGENI (gruppo ENI) ed è diventato amministratore di varie società del gruppo. Fino al 1996 ha rivestito il ruolo di vicepresidente e amministratore delegato di Nucleo S.p.A., oltre a essere amministratore di numerose controllate di Ambiente S.p.A.. È stato inoltre consulente gestionale per varie società, quali TIM S.p.A. e Autostrade S.p.A., ed è stato amministratore di AMPS S.p.A. e MC Consulting S.p.A.. Al momento attuale riveste il ruolo di amministratore di Holding Fotovoltaica S.p.A. e Software Design S.p.A.. Il Dott. Iannuzzo si è laureato in ingegneria meccanica all'università Sapienza di Roma.

Ernesto Paolillo è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione ed è inoltre membro del Comitato Retribuzioni e Nomine. Al momento attuale occupa inoltre la posizione di amministratore delegato di F.C. Internazionale S.p.A. e di amministratore di UBS Italia, Concessioni Autostradali Lombarde S.p.A. e Fondazione Pier Lombardo. È stato direttore generale di Banca Popolare di Milano ed è inoltre amministratore di varie società, tra cui Dexia—Crediop e Fiera Milano S.p.A.. Si è laureato in economia all'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano.

Giorgio Pernici è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione ed è inoltre membro del Comitato Esecutivo. Dal 1975 lavora per Monte dei Paschi di Siena, dove ha iniziato la sua carriera lavorativa come dipendente per poi diventare Direttore Centrale nel 2002. Al momento attuale occupa inoltre la posizione di amministratore di Associazione Italiana Factoring—Milano, Associazione Italiana Leasing—Roma, è sindaco effettivo di Sansedoni S.p.A., presidente di MPVENTURE SGR S.p.A.—Firenze, amministratore unico di Monte dei Paschi di Siena Commercial Leasing e membro del Comitato Credito Capogruppo Monte dei Paschi di Siena.

Marcello Priori è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione ed è inoltre membro del Comitato Operazioni con Parti Correlate. È autore di varie pubblicazioni internazionali e dal 2008 è professore di economia aziendale presso l'Università Luigi Bocconi di Milano. Dal 2004 è socio gerente di Studio CP Associati. Il Dott. Priori riveste inoltre al momento attuale il ruolo di amministratore di Asset Management Holding S.p.A., Dexia Crediop S.p.A., Monzino S.p.A., Vivigas S.p.A. ed è membro del consiglio di vigilanza di Bracco Imaging Italia S.r.l., Carrefour Italia S.p.A., Carrefour Italia Finance S.r.l. (presidente), Carrefour Property Italia S.r.l., Il Bosco S.r.l. e Key Client Cards & Solutions S.p.A.. È inoltre presidente del Comitato di Vigilanza delle 231 consociate italiane della Royal Bank of Scotland. Si è laureato in economia all'Università Luigi Bocconi di Milano.

Corrado Santini è membro del Consiglio di Amministrazione. Ha iniziato la sua carriera lavorativa nel 1992 come consulente fiscale e contabile presso Studio Donagemma. Dal 1995 al marzo 1998 ha lavorato presso C.I.E. e dal 1998 al maggio 2007 presso Banco Bilbao Vizcaya Argentaria dove ha partecipato a varie operazioni di finanza di progetto e finanziamento strutturato alle esportazioni. A partire dal maggio 2007 occupa la posizione di *senior partner* di F2I. Al momento attuale è inoltre amministratore di Mediterranea delle Acque S.p.A. e HFV S.p.A.. Il Dott. Santini si è laureato in amministrazione aziendale all'università di Parma e ha partecipato al programma M.B.A. all'Insead-Fontainebleau di Parigi.

Graziano Visentin è membro indipendente del Consiglio di Amministrazione ed è inoltre membro del Comitato Retribuzioni e Nomine, nonché del Comitato Operazioni con Parti Correlate. Al momento attuale è inoltre amministratore di varie società, quali Stefanel S.p.A. e Fondiaria Sai S.p.A., è membro del collegio sindacale di numerose altre società, tra cui Alitalia Compagnia Aerea Italiana S.p.A., Coin S.p.A. e Oviessa Franchising S.p.A., ed è presidente del collegio sindacale di Crédit Agricole Vita S.p.A., Holdco Afrodite S.r.l., Quadrivio Sgr S.p.A. e Schemaquattordici S.p.A.. Ha fondato lo studio legale Visentini e Associati nel 1985 ed è professore di diritto tributario internazionale all'Università Ca' Foscari di Venezia. Si è laureato in legge all'università di Pavia.

Laura Zanetti è un membro indipendente del Consiglio di Amministrazione. Si è laureata in economia all'Università Luigi Bocconi di Milano nel 1994, dove occupa attualmente la cattedra di finanza d'impresa e la posizione di ricercatrice associata al Carefin (*Center for Applied Research in Finance*). È stata *visiting scholar* alla London School of Economics and Political Science nel 1997 e al MIT (Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, MA, USA) nel 2004. Si è laureata in economia all'Università Luigi Bocconi di Milano.

Per ulteriori informazioni in merito al Consiglio di Amministrazione si veda la Relazione Annuale sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, disponibile sul sito internet dell'Emittente www.alerion.it, nella sezione *Corporate Governance/Assemblea* e inclusa mediante riferimento nel Documento di Registrazione. Le informazioni in essa contenute sono incorporate nel Documento di Registrazione mediante riferimento, ai sensi dell'art. 11 della Direttiva 2003/71/CE, dell'art. 28 del Regolamento 2004/89/CE e dell'art. 7 del Regolamento Emittenti.

La seguente tabella riporta le principali attività svolte dai membri del Consiglio di Amministrazione al di fuori del Gruppo e aventi rilevanza per lo stesso.

Nome e cognome	Carica alla Data del Documento di Registrazione	Cariche ricoperte al di fuori del Gruppo e partecipazioni qualificate
Gastone Colleoni	Presidente	Toppetti 2 S.p.A. - Presidente Consiglio di Amministrazione Erica S.r.l. - Amministratore Unico Olav S.r.l. - Presidente Consiglio di Amministrazione Astrim S.p.A. - Consigliere Industrial Team S.c.r.l. - Amministratore Unico Europoligrafico S.p.A. - Presidente Consiglio di Amministrazione
Giuseppe Garofano.....	Vicepresidente	RCR Cristalleria Italiana S.p.A. - Presidente del Consiglio di Amministrazione Industria e Innovazione S.p.A. – Presidente del Consiglio di Amministrazione Autostrada Torino Milano S.p.A. - Consigliere Fondazione Casa della Carità Angelo Abriani – Consigliere Nelke S.r.l. – Consigliere Telelombardia S.r.l. – Consigliere Mediapason S.r.l. – Consigliere Manucor S.p.A. – Presidente del Consiglio di Amministrazione Università Campus Biomedico di Roma – Consigliere
Alessandro Perrone	Vicepresidente	HFV Holding Fotovoltaica S.p.A. - Consigliere SMIA S.p.A. - Presidente Collegio Sindacale
Giulio Antonello	Amministratore Delegato	Italcementi S.p.A. - Consigliere Industria e Innovazione S.p.A. - Consigliere Mediapason S.p.A. - Consigliere Telelombardia S.r.l. – Consigliere Officine CST S.p.A. - Consigliere Financière Phone S.A. 1690 - Consigliere
Franco Bonferroni	Amministratore	—
Michelangelo Canova	Amministratore	Alpe Adria Gestioni SIM S.p.A. – Presidente del Consiglio di Amministrazione Rem Familiarem Augere – Amministratore Unico

Nome e cognome	Carica alla Data del Documento di Registrazione	Cariche ricoperte al di fuori del Gruppo e partecipazioni qualificate
Alessandro Crosti.....	Amministratore	CGM Italia SIM S.p.A. - Sindaco Effettivo
Giuseppina Falappa.....	Amministratore	SAGAT S.p.A. – Consigliere Metroweb Italia S.p.A. - Consigliere
Pasquale Iannuzzo	Amministratore	HFV Holding Fotovoltaica S.p.A. - Consigliere Software Design S.p.A. - Consigliere TRM Trattamento Rifiuti Metropolitan S.p.A. - Consigliere TRM V. S.p.A. - Presidente C.d.A.
Ernesto Paolillo	Amministratore	UBS Italia S.p.A. - Consigliere
Giorgio Pernici	Amministratore	Sansedoni S.p.A.
Marcello Priori	Amministratore	Vivigas S.p.A. - Consigliere Aemme Linea Energie S.p.A. - Consigliere Carrefour Italia S.p.A. – Membro Collegio Sindacale Carrefour Property Italia Srl - Membro Collegio Sindacale Carrefour Italia Finance S.r.l. – Presidente del Collegio Sindacale Banca Akros S.p.A. – Presidente del Collegio Sindacale Bracco Imaging Italia Srl - Membro Collegio Sindacale Daf Veicoli Industriali S.p.A- Sindaco Effettivo Banca Farmafactoring S.p.A. – Sindaco Effettivo Royal Bank of Scotland – Presidente dell’Organismo di Vigilanza We@bank S.p.A. – Membro organismo di Vigilanza
Corrado Santini	Amministratore	HFV Holding Fotovoltaica S.p.A. - Consigliere
Graziano Visentin.....	Amministratore	Stefanel S.p.A. – Consigliere 21 Investimenti SGR S.p.A. – Consigliere Industria e Innovazione S.p.A. – Consigliere Istituto Europeo di Oncologia – Sindaco Effettivo Eurostazioni S.p.A. – Sindaco Effettivo Fedrigoni S.p.A. – Consigliere Hines Italia SGR S.p.A. – Sindaco effettivo Holdco afrodite S.r.l. – Pres. Collegio Sindacale Alitalia - Compagnia Aerea Italiana S.p.A. – Sindaco Effettivo Schema Quattordici S.p.A. – Sindaco Effettivo Quadrivio Sgr S.p.A. – Sindaco Effettivo
Laura Zanetti.....	Amministratore	Incofin S.p.A. - Consigliere Italmobiliare S.p.A. - Consigliere

10.1.2 **Dirigenti del Gruppo**

Nella seguente tabella sono riportate informazioni riguardo i principali dirigenti del Gruppo.

Nome e cognome	Luogo e data di nascita	Carica ricoperta
Giuseppe Garofano.....	Nereto (Teramo), 25/1/1944	Fondatore e Vicepresidente
Giulio Antonello	Bari, 12/4/1968	Amministratore Delegato
Stefano Francavilla	Avellino, 14/9/1969	Direttore Generale <i>Corporate</i>
Luca Faedo	Vicenza, 2/6/1963	Direttore Generale Operazioni

Di seguito sono riportate alcune informazioni biografiche in merito ai principali dirigenti che non sono membri del Consiglio di Amministrazione.

Stefano Francavilla è Direttore Generale *Corporate* di Alerion dal 2007. Ha iniziato la sua carriera lavorativa presso Coopers & Lybrand (oggi PwC), prima in qualità di revisore presso la sede londinese e quindi nel reparto di *Corporate Finance* della sede milanese. Successivamente ha lavorato presso il Gruppo Enel in qualità di *Investment Director* del *Corporate Venture Fund* di Enel, dove ha co-gestito gli investimenti del fondo in società operanti nei settori dell'energia e delle telecomunicazioni, nonché presso Enertad (oggi Erg Renew), presso la quale è stato responsabile della pianificazione strategica. Il Dott. Francavilla si è laureato in economia aziendale all'Università Luigi Bocconi di Milano.

Luca Faedo è Direttore Generale Operazioni di Alerion dal 2007 ed è inoltre Amministratore Delegato delle società veicolo del Portafoglio. È stato Ingegnere Tecnico di Alcatel Lucent e amministratore senior di IMI (*Investment banking*) prima di passare ad Alerion all'epoca della sua fondazione. Il Dott. Faedo si è laureato in ingegneria elettronica all'università di Padova e ha conseguito un master in amministrazione aziendale al Politecnico di Milano.

10.1.3 Collegio Sindacale

Generale

Ai sensi dell'articolo 21 dello statuto sociale dell'Emittente, il Collegio Sindacale dell'Emittente è composto da tre sindaci effettivi e due sindaci supplenti. La nomina dei sindaci viene effettuata, nel rispetto della disciplina *pro tempore* vigente inerente l'equilibrio tra generi, sulla base di liste presentate dagli azionisti secondo le procedure di cui allo Statuto sociale dell'Emittente, al fine di assicurare alla minoranza la nomina di un sindaco effettivo e di un sindaco supplente.

Tutti i membri del Collegio Sindacale attualmente in carica dell'Emittente sono stati nominati dall'assemblea ordinaria che si è tenuta in data 24 aprile 2012 e resteranno in carica fino all'approvazione da parte degli azionisti del bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2014.

Nella seguente tabella sono riportati i nomi, il luogo e la data di nascita e la carica ricoperta per ciascuno dei membri del Collegio Sindacale in carica alla Data del Documento di Registrazione.

<u>Nome e cognome</u>	<u>Luogo e data di nascita</u>	<u>Carica ricoperta</u>
Ernesto Maria Cattaneo.....	Magnago (Milano), 23/9/1949	Presidente
Marco Valente.....	Somma Lombardo (Varese), 5/3/1964	Sindaco Effettivo
Roberto Dragoni	Siena, 19/3/1968	Sindaco Effettivo
Giovanni Maria Conti	Milano, 4/10/1964	Sindaco Supplente
Maurizio Di Marcotullio	Tivoli, 24/5/1967	Sindaco Supplente

Ai fini della carica, i membri del Collegio Sindacale sono tutti domiciliati presso la sede legale dell'Emittente, in via Durini n. 16/18, Milano.

Di seguito sono riportate alcune informazioni biografiche in merito ai membri del Collegio Sindacale.

Ernesto Maria Cattaneo è il Presidente del Collegio Sindacale. È dottore commercialista e dal 1995 è anche revisore contabile. Ha rivestito il ruolo di amministratore di Autostrada Torino-Milano S.p.A. e di S.I.A.S. S.p.A., e attualmente ricopre la posizione di sindaco per numerose altre società, tra cui Real Motors S.p.A., e Autoclass S.p.A.. Si è laureato in economia all'Università Cattolica del Sacro Cuore di Milano.

Marco Valente è un Sindaco del Collegio Sindacale. A partire dal 1990 è dottore commercialista e successivamente è inoltre diventato revisore contabile. È stato sindaco di Postemobili S.p.A. e riveste attualmente il medesimo ruolo per varie altre società, quali THALES Alenia Space Italia S.p.A., Postetutela S.p.A. e Address Software S.r.l.. Il Dott. Valente si è laureato in economia all'Università Luigi Bocconi di Milano.

Roberto Dragoni è un Sindaco del Collegio Sindacale. È esperto contabile ed è dottore commercialista dal 1995, nonché revisore dei conti dal 1999. Al momento attuale è presidente del collegio sindacale di Colle Promozione S.p.A., Consum.it S.p.A. e riveste il ruolo di sindaco per svariate cooperative.

Giovanni Maria Conti è un Sindaco Supplente del Collegio Sindacale. È iscritto nell'albo sia dei commercialisti sia dei revisori contabili, è socio fondatore di CPAssociati ed è fondatore di RSC & Partners S.r.l. È consulente di varie società che operano in una serie di settori, tra cui gestione delle risorse ed energia rinnovabile, ed è autore di numerose pubblicazioni. Al momento attuale, il Dott. Conti occupa inoltre la posizione di amministratore di Biancamano S.p.A., Borbonese S.p.A. e Gewa Med S.r.l., nonché di presidente del consiglio di amministrazione di Cofinvest S.r.l. e RSC & Partners Consulting S.r.l.. Si è laureato in economia all'Università Luigi Bocconi di Milano.

Maurizio Di Marcotullio è un Sindaco Supplente del Collegio Sindacale. È esperto contabile ed è sia dottore commercialista, sia revisore dei conti. Dal 1993 al 1998 ha rivestito il ruolo di certificatore di bilancio per Ernst & Young e ha lavorato per importanti gruppi nazionali e internazionali, ad esempio Finmeccanica S.p.A., Renault S.p.A. e il gruppo Hilton. Nel 1999 è stato dirigente di Deloitte & Touche—Transaction service e nel 2000 è diventato socio di Studio Rodl & Partner di Milano. Tra il 2001 e il 2003 è stato dirigente di FB&C operativo nel settore del *merchant banking* e dell'assistenza. Al momento attuale, il Dott. Di Marcotullio occupa inoltre la posizione di socio nello studio LS LexJus Sinacta ed è consulente di Simest S.p.A. e di Sose-Società per gli studi di settore. Si è laureato in economia all'università Sapienza di Roma.

Per ulteriori informazioni in merito al Collegio Sindacale si veda la Relazione Annuale sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari dell'Emittente per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, disponibile sul sito internet dell'Emittente www.alerion.it, nella sezione *Corporate Governance/Assemblea* e inclusa mediante riferimento nel Documento di Registrazione. Le informazioni in essa contenute sono incorporate nel Documento di Registrazione mediante riferimento, ai sensi dell'art. 11 della Direttiva 2003/71/CE, dell'art. 28 del Regolamento 2004/89/CE e dell'art. 7 del Regolamento Emittenti.

La seguente tabella riporta le principali attività svolte dai membri del Collegio Sindacale al di fuori dell'Emittente e aventi rilevanza per la stessa.

Nome e cognome	Carica alla Data del Documento di Registrazione	Cariche ricoperte al di fuori dell'Emittente e partecipazioni qualificate
Ernesto Maria Cattaneo.....	Presidente	Tangenziale Esterna S.p.A. – Consigliere
Marco Valente.....	Sindaco Effettivo	Metroweb Italia S.p.A. – Sindaco effettivo
Roberto Dragoni.....	Sindaco Effettivo	Acque S.p.A. – Sindaco effettivo
Giovanni Maria Conti	Sindaco Supplente	Biancamano S.p.A. - Consigliere Bresciano S.p.A.- in Liquidazione - Liquidatore Edilraf S.r. - in Liquidazione e concordato prev. – Liquidatore Gewa Med S.r.l. RSC Consulting S.r.l. – Presidente del Consiglio di Amministrazione 400 Fifth Avenue Holding S.p.A. – Presidente del Consiglio di Amministrazione Alerion Energie Rinnovabili S.r.l. – Presidente del Collegio Sindacale Careo S.r.l. – Presidente del Consiglio di Amministrazione Cavaliere Italia S.p.A. – Presidente del Consiglio di Amministrazione Eolo S.r.l. - Consigliere Industries Sportswear Company S.r.l. – Presidente del Consiglio di Amministrazione MCS Cavaliere S.r.l. – Presidente del Consiglio di Amministrazione Mylan S.p.A. Reno De Medici S.p.A. Reno De Medici Ovaro S.r.l. – Presidente del Consiglio di Amministrazione
Maurizio Di Marcotullio	Sindaco Supplente	Stil Novo Management S.p.A. - Sindaco Effettivo F2i Ambiente S.p.A. – Sindaco Effettivo Finest S.p.A. - Consigliere di Amministrazione Postecom S.p.A. - Sindaco Supplente TRM S.p.A. - Sindaco Supplente Metroweb S.p.A. - Sindaco Supplente

10.2 Eventuali conflitti di interesse dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale nonché degli Alti dirigenti dell'Emittente

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, alla Data del Documento di Registrazione, nessun membro del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale dell'Emittente, e nessuno degli alti dirigenti indicati al precedente Paragrafo 10.1.2, è portatore di interessi privati in conflitto con i propri obblighi derivanti dalla carica o qualifica ricoperta all'interno dell'Emittente.

11. PRASSI DEL CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

11.1 Informazioni sui comitati del Consiglio di Amministrazione dell'Emittente

In conformità alle raccomandazioni di cui al Codice di Autodisciplina delle società quotate elaborato dal Comitato per la *Corporate Governance* di Borsa Italiana nell'edizione approvata nel luglio 2014 (il "**Codice di Autodisciplina**"), il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ha istituito al proprio interno i seguenti tre comitati con funzioni consultive e propositive: (a) Comitato Controllo e Rischi, (b) Comitato Remunerazione e Nomine, e (c) Comitato Esecutivo.

Si riporta di seguito una sintetica descrizione della composizione, dei compiti e del funzionamento interno di tali Comitati.

Comitato Controllo e Rischi. Ai sensi dei regolamenti adottati dal Consiglio di Amministrazione in data 24 aprile 2012, il Comitato Controllo e Rischi deve essere costituito da amministratori non esecutivi, la maggior parte dei quali indipendenti, con esperienza nei settori finanziario e contabile. Il funzionamento del Comitato Controllo e Rischi è disciplinato da un apposito regolamento, ai sensi del quale il Comitato Controllo e Rischi ha, *inter alia*, le seguenti funzioni:

- 1) Valutare, unitamente al dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sentiti il revisore legale e il collegio sindacale, il corretto utilizzo dei principi contabili e la loro omogeneità ai fini della redazione anche del bilancio consolidato.
- 2) Esprimere pareri su specifici aspetti inerenti alla identificazione dei principali rischi aziendali.
- 3) Esaminare le relazioni periodiche, aventi per oggetto la valutazione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, e quelle di particolare rilevanza predisposte dalla funzione *internal audit*.
- 4) Monitorare l'autonomia, l'adeguatezza, l'efficacia e l'efficienza della funzione di *internal audit*;
- 5) Può chiedere alla funzione di *internal audit* lo svolgimento di verifiche su specifiche aree operative, dandone contestuale comunicazione al presidente del collegio sindacale;
- 6) Riferire semestralmente al consiglio di amministrazione in occasione dell'approvazione della relazione finanziaria annuale e semestrale, sull'attività svolta nonché sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

I membri del Comitato Controllo e Rischi alla Data del Documento di Registrazione sono i signori Alessandro Crosti (Presidente del Comitato), Pasquale Iannuzzo e Michelangelo Canova.

Comitato Remunerazione e Nomine. Ai sensi delle delibere adottate dal Consiglio di Amministrazione in data 24 aprile 2012, il Comitato Remunerazione e Nomine è costituito da tre amministratori non esecutivi, la maggior parte dei quali indipendenti. Al Comitato Remunerazione e Nomine sono attribuite le seguenti funzioni consultive e propositive nei confronti del Consiglio di Amministrazione:

- 1) Valutare e formulare eventuali proposte al Consiglio di Amministrazione in merito alla politica retributiva proposta dalla Società per gli amministratori ed i dirigenti con responsabilità strategiche.
- 2) Valutare e formulare eventuali proposte al Consiglio di Amministrazione in merito a piani di incentivazione azionaria, di *stock options*, di azionariato diffuso e simili piani di incentivazione e fidelizzazione del *management* e dei dipendenti o collaboratori delle società del Gruppo Alerion, anche con riferimento all'idoneità al perseguimento degli obiettivi caratteristici di tali piani, alle modalità di concreta implementazione degli stessi da parte dei competenti organi sociali e ad eventuali loro modifiche o integrazioni.
- 3) Formulare proposte o esprimere pareri al Consiglio di Amministrazione, in assenza dei diretti interessati, sulla remunerazione degli amministratori esecutivi e non, dei dirigenti con responsabilità strategiche.
- 4) Formulare proposte al Consiglio di Amministrazione, in assenza dei diretti interessati, per la remunerazione degli amministratori non esecutivi, che dovrà essere commisurata all'impegno richiesto a ciascuno di essi, tenuto conto dell'eventuale partecipazione a uno a più comitati interni della Società. Tale remunerazione potrà essere legata solo per una parte non significativa ai risultati economici della Società. Gli stessi amministratori non esecutivi potranno essere destinatari di piani di incentivazione azionaria, solo sulla base di motivata decisione dell'Assemblea dei soci.
- 5) Proporre al Consiglio di Amministrazione candidati alla carica di amministratore nei casi di cooptazione, ove occorra sostituire amministratori indipendenti.
- 6) Formulare pareri al Consiglio di Amministrazione in merito alla dimensione e alla composizione dello stesso ed esprimere raccomandazione in merito alle figure professionali la cui presenza all'interno del Consiglio sia ritenuta opportuna.
- 7) Esprimere raccomandazioni in merito al numero massimo di incarichi di amministratore o sindaco ricoperti in altre società quotate, in società finanziarie, bancarie, assicurative o di rilevanti dimensioni, che possa essere considerato compatibile con un efficace svolgimento dell'incarico di amministratore della Società.
- 8) Nel caso in cui il Consiglio di Amministrazione valuti di adottare un piano per la successione degli amministratori esecutivi, effettuare l'istruttoria sulla predisposizione del piano.

I membri del Comitato Remunerazione e Nomine alla Data del Documento di Registrazione sono i signori Graziano Visentin (Presidente del Comitato), Michelangelo Canova ed Ernesto Paolillo.

Comitato Esecutivo. Ai sensi dello Statuto Societario, il Consiglio di Amministrazione può delegare alcuni poteri che gli competono, eccetto che per quanto esplicitamente riservato al Consiglio di Amministrazione ai sensi delle leggi in vigore o dello Statuto Societario, a un Comitato Esecutivo costituito da un minimo di tre a un massimo di sette persone, nominate dal Consiglio

stesso tra i propri membri per una durata triennale. Almeno un membro del Comitato Esecutivo deve essere un amministratore indipendente ai sensi dei regolamenti CONSOB in vigore.

Il Comitato Esecutivo assolve i propri doveri nel rispetto dei limiti stabiliti dal Consiglio di Amministrazione, il quale mantiene una funzione di vigilanza e la facoltà di emettere direttive per il Comitato, nonché di revocarne la delega dei poteri. Gli incontri del Comitato Esecutivo possono essere convocati dal Presidente su iniziativa personale. Le delibere del Comitato sono considerate validamente adottate se approvate dalla maggioranza assoluta dei membri.

In data 24 aprile 2012, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di nominare, per gli anni 2012-2014, i signori Colleoni Gastone (Presidente), Garofano Giuseppe (Vicepresidente), Perrone Alessandro (Vicepresidente), Antonello Giulio (Amministratore Delegato), Canova Michelangelo e Marino Antonio al ruolo di membri del Comitato Esecutivo. In data 17 marzo 2014, il Dott. Pernici Giorgio è stato nominato in qualità di membro del Comitato Esecutivo in sostituzione del Dott. Marino Antonio dopo le sue dimissioni dall'incarico.

Ai sensi della delibera del 24 aprile 2012, al Comitato Esecutivo sono stati delegati tutti i poteri relativi alla gestione ordinaria e straordinaria dell'Emittente, a condizione che le operazioni pertinenti non superino Euro 10 milioni, a meno che circostanze eccezionali non impongano di procedere altrimenti. In tal caso, il Comitato Esecutivo riporterà tempestivamente al Consiglio di Amministrazione alla prima riunione disponibile. Ad esempio, il Comitato Esecutivo può decidere in materia di (i) linee guida di politica aziendale dell'Emittente, (ii) approvazione del *budget* annuale, (iii) operazioni finanziarie, (iv) stipula, emendamento e rescissione di contratti con terzi, (v) garanzie reali e personali, (vi) contratti di prestito e di finanziamento. Nonostante la delega dei poteri di cui sopra al Comitato Esecutivo, alla data del presente Documento di Registrazione tutte le delibere sono state adottate direttamente dal Consiglio di Amministrazione.

Comitato per le Operazioni con Parti Correlate.

In conformità al Regolamento CONSOB N. 17221 del 12 marzo 2010 come di volta in volta emendato, ai sensi delle delibere adottate dal Consiglio di Amministrazione in data 24 aprile 2012 il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate deve essere costituito da tre amministratori non esecutivi, tra cui almeno uno un amministratore indipendente e almeno uno con sufficiente esperienza (come valutato dal Consiglio di Amministrazione) in ambito finanziario e nel campo delle retribuzioni e dei benefici per i dirigenti. Il Comitato per le Operazioni con Parti Correlate assolve la funzione che gli è stata assegnata dalla CONSOB ed ha il compito di esprimere un parere in merito all'esecuzione di operazioni con parti correlate, nonché sull'equità delle condizioni alle quali tali eventuali operazioni sono state effettuate. I membri attuali del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate sono i signori Alessandro Crosti (Presidente del Comitato), Marcello Priori e Graziano Visentin.

Modello di organizzazione, gestione e controllo ai sensi del D.lgs. n. 231/2001

Il sistema per il controllo interno è stato implementato anche attraverso l'adozione di un "Modello di organizzazione e di gestione" redatto ai sensi del D.lgs. 8 giugno 2001, n. 231, originariamente adottato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente in data 13 settembre 2004, e da ultimo

adottato nella sua nuova versione in data 14 dicembre 2009 e aggiornato in data 14 novembre 2013 (il “**Modello 231**”). In occasione dell’adozione dell’ultima versione del Modello 231, il Consiglio di Amministrazione ha proceduto all’adozione del nuovo Codice Etico e di Comportamento.

Il Modello ha il compito di definire linee, regole e principi di comportamento che governano l’attività, di migliorare quindi la struttura di *corporate governance* e di predisporre un sistema organico di prevenzione e controllo, il tutto finalizzato a ridurre il rischio di commissione dei reati connessi all’attività aziendale. Tutti i destinatari del Modello sono tenuti a seguire i principi esposti per assicurare condizioni di correttezza e trasparenza nella conduzione delle attività aziendali.

All’adozione del Modello 231 è seguita una fase di adeguamento delle procedure interne.

L’Organismo di Vigilanza in carica è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione in data 24 aprile 2012 con un mandato triennale. L’Organismo di Vigilanza, composto dal Dott. Lorenzo Pascali (Presidente), dal Dott. Alessandro Crosti (consigliere non esecutivo e indipendente di Alerion) e dall’Avv. Manuela Cigna, vigila sul funzionamento e sull’osservanza del Modello. L’Organismo di Vigilanza è in possesso dei requisiti di autonomia, indipendenza, professionalità e continuità d’azione, conformemente alle previsioni del D. Lgs 231/2001, e riferisce al Consiglio di Amministrazione in merito all’attuazione e all’effettiva operatività del Modello, all’emersione di eventuali aspetti critici e alla necessità di interventi modificativi.

11.2 Dichiarazione attestante l’osservanza da parte dell’Emittente delle norme in materia di governo societario, vigenti nel paese di costituzione

L’Emittente dichiara di osservare le disposizioni normative in materia di governo societario in vigore in Italia.

L’Emittente ha aderito al Codice di Autodisciplina nella versione approvata nel luglio 2014. Per maggiori informazioni in merito alla *corporate governance* dell’Emittente, si rimanda a quanto indicato nel precedente Capitolo 11, Paragrafo 11.1, nonché alla Relazione Annuale sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari dell’Emittente per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, disponibile sul sito internet dell’Emittente www.alerion.it, nella sezione *Corporate Governance/Assemblea* e sul sito di Borsa Italiana. Le informazioni in essa contenute sono incorporate nel Documento di Registrazione mediante riferimento, ai sensi dell’art. 11 della Direttiva 2003/71/CE, dell’art. 28 del Regolamento 2004/89/CE e dell’art. 7 del Regolamento Emittenti.

12. PRINCIPALI AZIONISTI

12.1 Principali Azionisti

L'Emittente è quotato sul Mercato Telematico Azionario ("MTA"), il sistema gestito da Borsa Italiana S.p.A., con il simbolo di negoziazione "ARN."

Alla Data del Documento di Registrazione, il capitale sociale dell'Emittente è pari ad Euro 161.242.314,80, interamente sottoscritto e versato, suddiviso in 43.579.004 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 3,7 ciascuna.

La seguente tabella include gli azionisti dell'Emittente che, alla Data del Documento di Registrazione, secondo le risultanze del libro soci e altre informazioni disponibili all'Emittente (vale a dire sulla base delle comunicazioni effettuate ai sensi dell'articolo 120 del TUF come integrate, ove più recenti, dai dati in possesso dell'Emittente secondo le risultanze delle comunicazioni ricevute ex articolo 152-*octies* del Regolamento Emittenti), possiedono, direttamente o indirettamente, un numero di azioni ordinarie dell'Emittente rappresentanti una partecipazione superiore al 5% del capitale sociale (tenuto conto della natura di piccola e media impresa dell'Emittente).

Azionista	Percentuale sul capitale sociale
F2I—Fondi Italiani per le Infrastrutture SGR S.p.A. ⁽¹⁾	15,872%
Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A.	6,295%
Nelke S.r.l.	5,420%
Finsoe S.p.A. ⁽²⁾	5,006%

(1) Azioni detenute per il tramite di F2i Energie Rinnovabili S.r.l.

(2) Azioni detenute per il tramite di Unipolsai Assicurazioni S.p.A.

Per quanto a conoscenza dell'Emittente, salvo per quanto indicato nel presente Documento di Registrazione nessun altro azionista possiede oltre il 5% di azioni ordinarie dell'Emittente stesso e non sono stati presi accordi per modificarne i futuri assetti proprietari.

La seguente tabella include gli azionisti dell'Emittente che, alla Data del Documento di Registrazione, secondo le risultanze del libro soci e altre informazioni disponibili all'Emittente (vale a dire sulla base delle comunicazioni effettuate ai sensi dell'articolo 120 del TUF come integrate, ove più recenti, dai dati in possesso dell'Emittente secondo le risultanze delle comunicazioni ricevute ex articolo 152-*octies* del Regolamento Emittenti), possiedono, direttamente o indirettamente, un numero di azioni ordinarie dell'Emittente rappresentanti una partecipazione superiore al 2% del capitale sociale.

Azionista	Percentuale sul capitale sociale
Sig. Alfio Marchini ⁽¹⁾	4,505%

Azionista	Percentuale sul capitale sociale
Sig. Dominic Bunford	2,651%
Financiere Phone 1690 S.A.	2,651%
Aladar S.A. ⁽²⁾	2,651%
Allianz SE ⁽³⁾	2,650%
Sig.ra Silvana Mattei	2,120%

(1) Azioni detenute per il tramite di Keryx S.p.A. (N. 807.705 azioni) e Lujan S.r.l. (N. 1.155.400 azioni).

(2) Azioni detenute per il tramite di Lowlands—Comercio Internacional e Servicios Ida.

(3) Azioni detenute per il tramite di Allianz S.p.A.

Alla Data del Documento di Registrazione, l'Emittente detiene n. 40.000 azioni proprie, corrispondenti allo 0,09179% del capitale sociale dell'Emittente.

Alla Data del Documento di Registrazione, nessun soggetto esercita il controllo sull'Emittente ai sensi dell'art. 93 del TUF.

12.2 Patto parasociale relativo all'Emittente

Alcuni azionisti dell'Emittente hanno stipulato un patto parasociale ("**Patto parasociale**"), sottoscritto originariamente in data 19 marzo 2003 e successivamente rinnovato, da ultimo il 19 marzo 2012, come modificato con riferimento ai soggetti aderenti, al contenuto ed alle rispettive quote di partecipazione al capitale sociale di Alerion. Il Patto parasociale scadrà il 19 marzo 2015, posto che l'Emittente ha ricevuto, entro il 19 gennaio 2015, la dichiarazione di recesso da parte di ciascuno degli azionisti partecipanti al patto.

Il Patto parasociale riguarda complessivamente 20.724.315 azioni dell'Emittente (le "**Azioni Sindacate**"), pari al 47,56 % del capitale della stessa.

Nella seguente tabella è riportato l'elenco degli azionisti che sono parti del Patto parasociale (ciascuno, un "**Partecipante**"), indicando per ciascun Partecipante (i) il numero di azioni vincolate ai sensi del Patto parasociale (come divulgato pubblicamente ai sensi dell'articolo 122 del Testo Unico della Finanza in data 20 dicembre 2012, all'ultimo deposito effettuato dagli azionisti), (ii) la percentuale delle azioni vincolate in rapporto al numero totale delle Azioni Sindacate, e (iii) la percentuale delle azioni vincolate in rapporto al numero totale delle azioni dell'Emittente:

Azionista partecipante al Patto parasociale	Numero di azioni sindacate	Percentuale sul totale delle Azioni Sindacate	Percentuale sul capitale dell'Emittente
Nelke S.r.l.	2.240.458	10,81%	5,14%
Financiere Phone 1690 S.A.	1.155.490	5,58%	2,65%
Sig. Vittorio Caporale	577.745	2,79%	1,33%
Sig. Gastone Colleoni	90	non calcolabile	non calcolabile
Lowlands—Comercio Internacional e Servicios Lda	1.155.490	5,58%	2,65%
Piovesana Holding S.p.A.	577.745	2,79%	1,33%
Lujan S.r.l.	1.155.400	5,58%	2,65%

Azionista partecipante al Patto parasociale	Numero di azioni sindacate	Percentuale sul totale delle Azioni Sindacate	Percentuale sul capitale dell'Emittente
Keryx S.p.A.	807.705	3,90%	1,85%
Sig.ra Silvana Mattei	923.939	4,46%	2,12%
Sig. Ambrogio Rossini.....	577.745	2,79%	1,33%
Sig. Emanuele Rossini.....	577.745	2,79%	1,33%
Azionisti del Gruppo A.	9.749.552	47,04%	22,37%
Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A...	2.743.396	13,24%	6,30%
Azionisti del Gruppo B.	2.743.396	13,24%	6,30%
Allianz S.p.A.....	1.099.877	5,31%	2,52%
ASTM S.p.A.	214.800	1,04%	0,49%
Azionisti del Gruppo C.	1.314.677	6,34%	3,02%
F2i Energie Rinnovabili S.r.l. (già F2i Renewables S.r.l.).....	6.916.690	33,37%	15,87%
Azionisti del Gruppo F2i.....	6.916.690	33,37%	15,87%
Totale	20.724.315	100%	47,56%

Ai sensi del Patto parasociale, ciascun Partecipante si è impegnato a vincolare ai sensi del Patto parasociale tutte le eventuali ulteriori azioni dallo stesso detenute, direttamente o indirettamente.

Limiti al possesso azionario

Ciascun Partecipante si è obbligato a non acquistare, sottoscrivere o comunque detenere, né direttamente né indirettamente, né tramite società controllate o comunque facenti parte dello stesso gruppo di appartenenza - ovvero tramite il coniuge o ascendenti o discendenti in linea retta in caso di Partecipante persona fisica - una percentuale del capitale dell'Emittente superiore al 10%, ferma restando la più alta percentuale detenuta da F2i Energie Rinnovabili S.r.l. (già F2i Renewables S.r.l.) ("**F2i Energie Rinnovabili**"). In parziale deroga, MPS Investments S.p.A. potrà incrementare, nel rispetto delle pattuizioni previste dal Patto parasociale, la propria partecipazione nel capitale dell'Emittente fino al 15%.

L'eventuale violazione delle previsioni in tema di limiti al possesso azionario darà luogo all'esclusione dal Sindacato, con la modalità e secondo le procedure di seguito descritte.

Blocco e trasferimenti tra Partecipanti appartenenti al medesimo gruppo

Se non diversamente previsto dal Patto parasociale, per tutta la durata dello stesso, ciascun Partecipante si è impegnato a (i) a non trasferire a terzi, neppure parzialmente, le Azioni Sindacate o titoli convertibili in azioni dell'Emittente o che diano diritto ad acquistare o sottoscrivere azioni dell'Emittente (i "**Titoli Convertibili**") da essi stessi direttamente o indirettamente detenuti, ovvero, in caso di aumento di capitale a pagamento, i diritti di opzione a tali azioni o titoli convertibili spettanti (i "**Diritti di Opzione**") e (ii) a non iniziare per dette azioni, titoli e diritti d'opzione trattative per il trasferimento, nemmeno a termine.

In parziale deroga a quanto sopra indicato:

- (i) ciascun Partecipante potrà trasferire, in tutto o in parte, le Azioni Sindacate, i Titoli Convertibili o i Diritti di Opzione di rispettiva spettanza a società controllate, controllanti o soggette a comune controllo, a condizione che il soggetto acquirente aderisca preventivamente al Patto parasociale e fermo restando che il Partecipante cedente resterà comunque obbligato in solido per tutte le obbligazioni nascenti dal Patto stesso. Il Partecipante che si sia avvalso di tale facoltà resta comunque obbligato, in caso di cessazione per qualsiasi causa del rapporto di controllo, a riacquistare le Azioni Sindacate, i Titoli Convertibili o i Diritti di Opzione come sopra trasferiti. Con riferimento a F2i Energie Rinnovabili e alla controllante in via totalitaria (per conto e nell'interesse del fondo comune di investimento mobiliare di tipo chiuso, riservato a investitori qualificati, denominato "F2i – Fondo Italiano per le Infrastrutture") F2i – Fondi Italiani per le Infrastrutture Società di Gestione del Risparmio S.p.A. ("F2i" e, congiuntamente con F2i Energie Rinnovabili, i **"Partecipanti del Gruppo F2i"**), in caso di cessazione per qualsiasi causa del rapporto di controllo, F2i è obbligata a riacquistare le Azioni Sindacate, i Titoli Convertibili o i Diritti di Opzione detenuti da F2i Energie Rinnovabili.
- (ii) ciascun Partecipante persona fisica potrà trasferire per atto tra vivi, in tutto o in parte, le Azioni Sindacate, i Titoli Convertibili o i Diritti di Opzione di rispettiva spettanza al coniuge e agli ascendenti o discendenti in linea retta, a condizione che il soggetto acquirente aderisca preventivamente al Patto parasociale e fermo restando che il Partecipante cedente resterà comunque obbligato in solido per tutte le obbligazioni nascenti dal Patto parasociale stesso.
- (iii) fermi restando i limiti di possesso azionario sopra indicati, ciascun Partecipante (il **"Partecipante Venditore"**) potrà trasferire, in tutto o in parte, le Azioni Sindacate, i Titoli Convertibili o i Diritti di Opzione di rispettiva spettanza ad altri Partecipanti appartenenti al medesimo gruppo del Partecipante Venditore e, laddove i predetti titoli non fossero acquistati in tutto o in parte dai Partecipanti Interessati (come di seguito definiti), agli altri Partecipanti estranei al gruppo di appartenenza. In tale circostanza, gli strumenti finanziari in oggetto dovranno essere offerti in prelazione, nel rispetto delle procedure e delle previsioni del Patto parasociale, in un primo momento agli altri Partecipanti appartenenti al medesimo gruppo del Partecipante Venditore (i **"Partecipanti Interessati"**) e in un secondo momento, qualora rimanessero Azioni, Titoli Convertibili e/o Diritti di Opzione non acquistati, agli altri Partecipanti estranei al gruppo di appartenenza del Partecipante Venditore.

L'eventuale violazione delle previsioni in tema di blocco e trasferimenti tra Partecipanti appartenenti al medesimo gruppo darà luogo all'esclusione dal Sindacato, con la modalità e secondo le procedure di seguito descritte.

Organi del Sindacato

Il Patto parasociale prevede inoltre la costituzione di un comitato direttivo (**"Comitato Direttivo"**) costituito da 10 membri e, nello specifico: (i) tre membri ciascuno nominati dai Partecipanti del gruppo A e dai Partecipanti del Gruppo F2i; (ii) due membri nominati dai Partecipanti del Gruppo C; (iii) un membro nominato dai Partecipanti del Gruppo B; (iv) il Dott. Giuseppe Garofano in qualità di Presidente oppure, alla cessazione del suo incarico, il Presidente nominato da tutti i Partecipanti del Patto parasociale o, in difetto d'accordo, dal Presidente del Tribunale Arbitrale di

Milano. Il Comitato Direttivo delibera in merito ad alcune questioni specifiche (tra cui l'ordine del giorno dell'assemblea degli azionisti, i piani aziendali e i budget) e, nello specifico, alcune operazioni chiave (tra cui, in via esemplificativa ma non esaustiva, distribuzione dei dividendi, modifiche dello statuto sociale, fusione, scissione, conferimenti in natura e altre operazioni straordinarie). Il Comitato Direttivo può prendere una decisione in merito alle operazioni chiave con l'approvazione di almeno due terzi dei presenti. Le decisioni del Comitato Direttivo sono vincolanti per ciascun Partecipante e pertanto devono essere rispecchiate con il voto di ciascuna parte in questione all'assemblea degli azionisti dell'Emittente.

Il Patto parasociale prevede inoltre la creazione di (i) un comitato per gli investimenti che ha compiti consultivi e delibera in merito a tutti gli investimenti e i disinvestimenti superiori a Euro 10 milioni e (ii) un'Assemblea dei Partecipanti che delibera, con il voto favorevole di tanti Partecipanti che rappresentino almeno il 51% delle Azioni Sindacate, in merito alla designazione del Presidente, dell'Amministratore Delegato e di altri consiglieri con delega dell'Emittente, nonché dell'eventuale Presidente Onorario.

Le deliberazioni del Comitato Direttivo e dell'Assemblea dei Partecipanti (congiuntamente, gli "**Organi del Sindacato**") in ordine all'esercizio del diritto di voto nelle Assemblee dell'Emittente vincolano i Partecipanti. L'eventuale espressione del voto in modo difforme rispetto alle deliberazioni assunte dagli Organi del Sindacato darà luogo all'esclusione dal Sindacato, con la modalità e secondo le procedure di seguito descritte.

Organi della società

I Partecipanti al Patto parasociale hanno acconsentito a votare alle assemblee degli azionisti dell'Emittente in modo da assicurare che il Consiglio di Amministrazione sia composto da 15 amministratori nominati come specificato di seguito:

- (i) un amministratore ciascuno (a) dai Partecipanti del Gruppo A; (b) dai Partecipanti del Gruppo B (previo gradimento espresso dalla maggioranza dei Partecipanti dei A, B e C); e (c) dagli Azionisti del Gruppo C (previo gradimento espresso dalla maggioranza dei Partecipanti dei Gruppi A, B e C); in ciascun caso con decisione assunta a maggioranza assoluta delle Azioni Sindacate da ciascuno di essi detenute;
- (ii) sette amministratori dai Partecipanti dei Gruppi A, B e C, con decisione assunta a maggioranza assoluta delle Azioni Sindacate da ciascuno di essi detenute;
- (iii) quattro amministratori (incluso un amministratore indipendente che sarà inoltre membro del Comitato Controllo Interno) e un vicepresidente dai Partecipanti del Gruppo F2i;
- (iv) nell'eventualità in cui nessun altro azionista abbia il diritto di nominare un membro del Consiglio di Amministrazione, l'ultimo amministratore sarà nominato dal Comitato Direttivo.

Il Consiglio di Amministrazione è validamente costituito con le maggioranze di legge e delibera con la maggioranza dei presenti, fatta eccezione per le materie di seguito riportate e non già specificamente recepite nel *business plan* dell'Emittente del 30 ottobre 2008 (il "**Business Plan**"),

le cui decisioni saranno assunte con il voto favorevole di almeno i due terzi dei presenti (con arrotondamento in eccesso):

- a) qualsiasi proposta di modifica dello statuto dell'Emittente ed ogni altra operazione straordinaria (ivi incluse, a titolo esemplificativo, operazioni di fusione, scissione, conferimenti);
- b) ogni decisione in merito ai piani di *stock option* e delibere conseguenti;
- c) approvazione del *business plan*, budget, previsioni, stime e piani finanziari e/o eventuali relative modifiche di gruppo;
- d) operazioni relative anche a tutte le società del gruppo facente capo all'Emittente con terzi di qualsiasi natura il cui valore, per ogni singola operazione o per una serie di operazioni collegate (ossia funzionali alla realizzazione della medesima operazione), sia superiore ad Euro 10 milioni;
- e) qualsiasi operazione di qualsiasi importo con:
 - i) parti correlate, come definite dall'art. 2, primo comma, lett. h) del Reg. Consob 11971/1999, fatta eccezione per le società controllate dell'Emittente;
 - ii) i Partecipanti ed i soggetti che rispetto ad essi siano, direttamente e/o indirettamente, controllanti, controllati o soggetti a comune controllo;
- f) scioglimento anticipato, liquidazione, avvio di qualsiasi procedura concorsuale dell'Emittente, fatti salvi i casi di legge e l'esercizio del diritto di voto di tutte le società controllate nelle medesime decisioni.

Le materie per le quali è prevista una maggioranza qualificata non potranno essere delegate al Comitato Esecutivo ovvero all'Amministratore Delegato.

Il Patto parasociale contiene anche clausole in merito alla nomina dei membri del Collegio Sindacale e del Comitato Esecutivo. Il Comitato Esecutivo è costituito da sei amministratori e, nello specifico: (a) il Presidente del CDA dell'Emittente; (b) un consigliere con delega dell'Emittente; e (c) quattro membri che devono essere nominati uno ciascuno dai Partecipanti dei Gruppi A, B, C e F2i. Il Collegio Sindacale è costituito da 3 membri effettivi e 2 membri supplenti e, nello specifico: (i) un sindaco effettivo e un sindaco supplente saranno nominati dai Partecipanti del Gruppo F2i; (ii) un sindaco effettivo sarà nominato dai Partecipanti del Gruppo A; e (iii) qualora nessun altro azionista abbia il diritto di nominare membri del Collegio Sindacale, il Presidente del Collegio Sindacale sarà nominato dal Comitato Direttivo e il sindaco supplente sarà nominato dai Partecipanti del Gruppo A.

Nel caso in cui i Partecipanti del Gruppo F2i evidenzino l'insorgenza di diversità di valutazione circa l'efficacia del *management* operativo dell'Emittente (nel cui novero sono, pertanto, esclusi il Presidente, il Vice Presidente e l'Amministratore Delegato) rispetto alla realizzazione degli obiettivi

del *Business Plan*, la questione sarà portata all'attenzione del Comitato Direttivo, che terrà conto della posizione rappresentata dai Partecipanti del Gruppo F2i.

Fino alla data di scadenza del Patto parasociale (come sopra indicata), i Partecipanti del Gruppo F2i hanno il diritto di richiedere la sostituzione dell'attuale CFO dell'Emittente e dell'attuale *observer/controller* avente poteri di verifica di documentazione e controllo in materia di amministrazione e finanza dell'Emittente e delle società dalla stessa controllate operanti nel settore *energy*. In presenza di tale richiesta, i sostituti saranno comunque nominati con il gradimento dei Partecipanti del Gruppo F2i.

Esclusione dall'Accordo – Penale

La violazione degli obblighi di espressione del voto in modo conforme rispetto alle deliberazioni assunte dagli Organi del Sindacato, e degli obblighi relativi ai limiti al possesso azionario e al blocco e ai trasferimenti tra Partecipanti appartenenti al medesimo gruppo, comporta l'esclusione immediata del Partecipante dal sindacato e il Presidente del Sindacato potrà richiedere il pagamento - a titolo di penale - di una somma pari al 10% del valore "*market to market*" della più elevata partecipazione detenuta dal Partecipante inadempiente precedentemente o successivamente alla violazione degli obblighi relativi ai limiti al possesso azionario e al blocco e ai trasferimenti tra Partecipanti appartenenti al medesimo gruppo di cui ai punti nonché della partecipazione detenuta al momento della violazione degli obblighi di espressione del voto in modo conforme rispetto alle deliberazioni assunte dagli Organi del Sindacato (la "**Penale**"), salvo comunque il diritto al risarcimento dell'eventuale maggior danno. L'ammontare della Penale verrà distribuito, a cura del Presidente del Sindacato, ai Partecipanti in proporzione al numero di Azioni Sindacate da questi detenute al momento del pagamento della stessa.

13. INFORMAZIONI FINANZIARIE RIGUARDANTI LE ATTIVITÀ E LE PASSIVITÀ, LA SITUAZIONE FINANZIARIA E I PROFITTI E LE PERDITE DELL'EMITTENTE

13.1 Informazioni finanziarie

13.1.1 Informazioni finanziarie per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012

Il presente paragrafo incorpora mediante riferimento (ai sensi dell'articolo 28 del Regolamento 809/2004/CE) i seguenti documenti messi a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Alerion, nonché sul sito internet dell'Emittente (www.alerion.it, nell'area dedicata "*Investors/Documenti Finanziari*").

Bilancio consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 assoggettato a revisione contabile e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 38.
- Conto economico complessivo consolidato: pag. 39.
- Prospetto della Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata: pagg. 36-37.
- Rendiconto finanziario consolidato: pag. 40.
- Prospetto delle Variazioni di Patrimonio Netto Consolidato: pag. 41.
- Note di commento: pag. 42 e ss.
- Relazione della società di revisione: pagg. 127-128.

Bilancio consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 assoggettato a revisione contabile e relativi allegati:

- Conto economico consolidato: pag. 39.
- Conto economico complessivo consolidato: pag. 40.
- Prospetto della Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata: pagg. 37-38.
- Rendiconto finanziario consolidato: pag. 41.
- Prospetto delle Variazioni di Patrimonio Netto Consolidato: pag. 42.
- Note di commento: pag. 43 e ss.
- Relazione della società di revisione: pagg. 126-127.

13.1.2 Informazioni finanziarie per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014

Relazione finanziaria consolidata del Gruppo Alerion al 30 settembre 2014, che include il bilancio consolidato abbreviato dei nove mesi al 30 settembre 2014, assoggettato a revisione contabile limitata, il quale include le informazioni comparative al 30 settembre 2013:

- Conto economico consolidato: pag. 23.
- Conto economico complessivo consolidato: pag. 24.
- Stato patrimoniale consolidato: pagg. 21-22.
- Indebitamento finanziario contabile: pag. 14.
- Note di commento: pag. 27 e ss.
- Relazione della società di revisione: pagg. 84 e ss.

13.1.3 Schemi contabili

Di seguito si riportano gli schemi contabili consolidati del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2013 e 2012, nonché per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 ed al 30 settembre 2013.

Come descritto nel Capitolo 3, il bilancio consolidato abbreviato del Gruppo per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 sottoposto a revisione contabile limitata presenta a fini comparativi dati consolidati riesposti non sottoposti a revisione per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2013 che rispecchiano l'IFRS 11.

Il bilancio consolidato del Gruppo sottoposto a revisione per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 è stato riesposto a fini comparativi in ragione dell'applicazione dello "IAS 19R—Benefici per i dipendenti" allo scopo di consentire il confronto con il Bilancio consolidato del Gruppo sottoposto a revisione per l'esercizio chiuso il 31 dicembre 2013, nel quale si tiene già conto dello IAS 19R; pertanto per l'analisi del conto economico, del rendiconto finanziario e dello stato patrimoniale del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 sono stati impiegati tali dati riesposti.

Per agevolare il confronto tra i dati dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2013 e i dati al 30 settembre 2014, considerata l'applicazione dell'IFRS 11 che ha influito, in via esemplificativa ma non esaustiva, sull'attivo e sull'indebitamento finanziario riportati nel saldo relativo all'indebitamento attribuibile alle *joint venture* del Gruppo, i dati dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2013 sono stati presentati "come riportati" e "come riesposti".

Situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Al 30 settembre	Al 31 dicembre		
2014	2013 ⁽¹⁾	2013	2012 ⁽²⁾
	(in migliaia di €)		

Attività				
Attività non correnti:				
Attività immateriali				
Attività immateriali a vita definita	45.602	52.410	79.605	86.309
Totale attività immateriali	45.602	52.410	79.605	86.309
Attività materiali (immobili, impianti e macchinari)				
Investimenti immobiliari	231.948	243.506	296.577	332.082
	8.582	8.582	8.582	8.582
Attività finanziarie non correnti				
- Partecipazioni in joint-venture valutate con il metodo del Patrimonio Netto.....	18.366	20.390	—	—
- Partecipazioni collegate valutate con il metodo del Patrimonio Netto	810	560	560	488
- Altre partecipazioni.....	63	424	424	84
- Titoli e crediti finanziari.....	16.048	15.809	12.328	6.554
Totale attività finanziarie non correnti....	35.287	37.183	13.312	7.126
Crediti vari e altre attività non correnti...	91	91	91	101
Attività per imposte anticipate	14.970	10.220	10.972	9.663
Totale attività non correnti	336.480	351.992	409.139	443.863
Attività correnti:				
Rimanenze di magazzino	100	15	15	25
Crediti commerciali	3.770	4.612	5.614	9.357
Crediti tributari.....	2.373	2.666	3.135	771
Crediti vari e altre attività correnti	15.469	27.319	33.357	42.805
Attività finanziarie correnti				
- Partecipazioni.....	3.302	3.302	3.302	3.302
- Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	1.350	1.797	1.797	2.017
- Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	53.355	44.205	53.020	54.537
Attività finanziarie correnti	58.007	49.304	58.119	59.856
Totale attività correnti	79.719	83.916	100.240	112.814
Totale attività	416.199	435.908	509.379	556.677
Passività				
Patrimonio netto di pertinenza del Gruppo.....				
	126.049	141.770	141.770	138.295
Patrimonio netto di pertinenza di terzi ...				
	2.782	3.244	3.244	2.190
Passività non correnti:				
Passività finanziarie non correnti.....	180.634	195.037	240.737	288.519
Strumenti derivati.....	25.704	18.480	22.036	37.252
TFR ed altri fondi relativi al personale	1.111	930	930	734
Fondo imposte differite	-	2.428	6.784	2.465
Fondi per rischi ed oneri future.....	3.833	3.307	3.924	887
Debiti vari ed altre passività non correnti....	701	783	2.925	3.304
Totale passività non correnti.....	211.983	220.965	277.336	333.161

Passività correnti:				
Passività finanziarie correnti.....	56.070	52.064	65.898	59.673
Strumenti derivati.....	6.858	6.773	8.415	9.904
Debiti commerciali correnti	3.895	4.978	5.540	4.955
Debiti tributari	2.450	418	431	3.437
Debiti vari ed altre passività correnti.....	6.112	5.696	6.745	5.062
Totale passività correnti	75.385	69.929	87.029	83.031
Passività direttamente associabili alle attività non correnti destinate ad essere cedute.....				
	—	—	—	—
Totale passività	287.368	290.894	364.365	416.192
Totale patrimonio netto e passività	416.199	435.908	509.379	556.677

- (1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.
- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

Patrimonio Netto di Gruppo

Il Patrimonio Netto di Gruppo al 30 settembre 2014 è pari ad Euro 126,0 milioni, in diminuzione di Euro 15,8 milioni rispetto al 31 dicembre 2013. La variazione è principalmente conseguente (i) al risultato di periodo negativo per Euro 8,5 milioni, (ii) alla variazione del *fair value* degli strumenti derivati su finanziamenti bancari in *project financing*, al netto dell'effetto fiscale, per Euro 3,8 milioni e (iii) alla distribuzione di dividendi per Euro 3,4 milioni.

Indebitamento Finanziario

L'Indebitamento Finanziario Contabile al 30 settembre 2014 è pari ad Euro 198,5 milioni, con un decremento rispetto al 31 dicembre 2013 di Euro 12,0 milioni, dovuto principalmente (i) alla variazione della valutazione a *fair value* del debito per strumenti derivati, in aumento di Euro 7,3 milioni, (ii) al decremento netto del debito verso istituti finanziari per Euro 8,7 milioni, dovuto sia al maggior utilizzo di linee di credito *corporate*, sia al rimborso delle rate dei finanziamento scadute al 31 marzo e al 30 giugno 2014.

Per ulteriori dettagli sui principali dati patrimoniali e finanziari del periodo compreso tra il 31 dicembre 2013 ed il 30 settembre 2014, si vedano le note di commento al bilancio consolidato abbreviato per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 (pag. 44 e seguenti), messo a disposizione

del pubblico secondo le modalità di cui al Capitolo 13 del Documento di Registrazione, ed inclusi mediante riferimento nel Documento di Registrazione stesso.

Conto economico consolidato

	Nove mesi chiusi al		Esercizio chiuso al		
	30	30	31	31	31
	settembre	settembre	dicembre	dicembre	dicembre
	2014	2013	2013 ⁽¹⁾	2013	2012 ⁽²⁾
	(in migliaia di €)				
Ricavi operativi					
Vendite energia elettrica	11.864	17.015	21.506	27.306	37.308
Vendite certificati verdi e conto Energia	19.537	21.758	27.368	35.822	38.796
Ricavi da costruzione in conto terzi	1.815	652	3.099	3.099	—
Totale ricavi operativi.....	33.216	39.425	51.973	66.227	76.104
Altri ricavi e proventi diversi	1.362	1.514	1.966	1.973	8.334
Totale Ricavi e Proventi	34.578	40.939	53.939	68.200	84.438
Costi operativi					
Costi del personale	3.042	3.363	4.546	4.555	5.280
Altri costi operativi.....	12.925	12.886	18.993	22.089	24.354
Accantonamenti per rischi.....	421	313	449	513	308
Totale costi operativi.....	16.388	16.562	23.988	27.157	29.942
Variazione delle <i>joint venture</i> valutate con il metodo del patrimonio netto.....	(403)	1.125	1.319	—	—
Ammortamenti e svalutazioni					
Ammortamenti.....	12.369	12.597	16.762	21.459	22.893
Svalutazioni e rettifiche di valore..	4.332	119	70	70	3.430
Totale ammortamenti e svalutazioni	16.701	12.716	16.832	21.529	26.323
Risultato Operativo	1.086	12.786	14.438	19.514	28.173
Proventi finanziari	390	626	916	1.051	1.297
Oneri finanziari.....	(11.376)	(12.256)	(16.394)	(20.058)	(22.228)
Proventi (oneri) finanziari	(10.986)	(11.630)	(15.478)	(19.007)	(20.931)
Proventi (oneri) da partecipazioni ed altre attività finanziaria.....	(363)	881	789	790	(81)
Risultato ante imposte	(10.263)	2.037	(251)	1.297	7.161
Imposte dell'esercizio					
Correnti	(1.912)	(694)	(1.696)	(3.609)	(5.982)
Differite	3.336	192	1.626	1.991	2.370
Totale imposte dell'esercizio	1.424	(502)	(70)	(1.618)	(3.612)
Risultato Netto del Periodo.....	(8.839)	1.535	(321)	(321)	3.549
Attribuibile a:					
Azionisti della capogruppo.....	(8.495)	835	(849)	(849)	4.070
Azionisti di minoranza.....	(344)	700	528	528	(521)
Risultato per Azione					
- Base, per risultato netto del periodo attribuibile agli azionisti ordinari della capogruppo	(0,1962)	0,0193	(0,020)	(0,020)	0,094
Risultato per Azione da Attività di Funzionamento.....					

- Base, per risultato netto derivante dall'attività di funzionamento attribuibile agli azionisti ordinari della capogruppo	(0,1962)	0,0193	(0,007)	(0,007)	0,082
--	----------	--------	---------	---------	-------

- (1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.
- (2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

Ricavi

I Ricavi dei primi nove mesi del 2014 sono pari ad Euro 34,6 milioni, in diminuzione rispetto ai primi nove mesi del 2013 in cui erano pari ad Euro 40,9 milioni. In particolare, i Ricavi da vendite di energia elettrica sono pari ad Euro 31,4 milioni (Euro 38,7 milioni nei primi nove mesi del 2013). La variazione, pari ad Euro 7,3 milioni di tali ricavi rispetto ai primi nove mesi del 2013 è collegata principalmente: (i) ai minori ricavi di vendita degli impianti eolici operativi per Euro 5,7 milioni, che riflette principalmente un calo della produzione causato da andamento medio della ventosità inferiore alle medie stagionali ed ad un decremento del prezzo medio dell'energia; e (ii) ai mancati ricavi realizzati nei primi nove mesi del 2014, per effetto della cessione delle società fotovoltaiche avvenuta in data 25 giugno 2013. In tale periodo del 2013 i ricavi generati dalle suddette società ammontavano a 1,6 milioni di euro.

Costi operativi

I costi del personale al 30 settembre 2014 ammontano a Euro 3,0 milioni (Euro 3,4 milioni al 30 settembre 2013). Gli altri costi operativi al 30 settembre 2014 sono pari ad Euro 12,9 milioni (sostanzialmente pari a quelli sostenuti al 30 settembre 2013). In particolare tra gli altri costi operativi, si segnalano i costi di gestione, i quali si riferiscono a costi attinenti la produzione di energia per euro 5,9 milioni (di cui canoni di manutenzione per Euro 3,4 milioni, locazioni passive di terreni per Euro 393 migliaia, assicurazioni per Euro 741 migliaia, quote annuali convenzioni comunali per Euro 511 migliaia e produzione di energia per Euro 464 migliaia). La differenza rispetto ai primi nove mesi del 2013 è attribuibile all'assenza di costi per sbilanciamenti (per una descrizione dei quali, si rimanda al Capitolo 6, paragrafo 6.2.3 del Documento di Registrazione).

Risultato Netto di Gruppo

Il Risultato Netto di Gruppo dei primi nove mesi del 2014 è negativo per Euro 8,5 milioni di euro (positivo per 0,8 milioni di euro nei primi nove mesi del 2013) ed include svalutazioni per Euro 4,3 milioni (rispetto ad Euro 0,1 milioni nei primi nove mesi del 2013) relative a progetti in sviluppo che il Gruppo ha deciso di non proseguire. In particolare, la svalutazione del progetto eolico sito in Muro Lucano, che ammonta ad Euro 3,7 milioni e che riflette un'attività di sviluppo avviata nel

2000, è conseguente ad una nuova valutazione effettuata dall'Emittente della redditività del progetto nell'ambito dell'attuale sistema d'incentivazione.

Per ulteriori dettagli sui principali dati economici per i primi nove mesi chiusi al 30 settembre 2014, si vedano le note di commento al bilancio consolidato abbreviato per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 (pag. 64 e seguenti), messo a disposizione del pubblico secondo le modalità di cui al Capitolo 13 del Documento di Registrazione, ed inclusi mediante riferimento nel Documento di Registrazione stesso.

Rendiconto finanziario consolidato

	Nove mesi chiusi al		Esercizio chiuso al		
	30	30	31	31	31
	settembre	settembre	dicembre	dicembre	dicembre
	2014	2013	2013 ⁽¹⁾	2013	2012 ⁽²⁾
	(in migliaia di €)				
A. Flussi finanziari dell'attività operativa					
Utile (perdita) del periodo di Gruppo ..	(8.495)	835	(849)	(849)	4.070
Utile (perdita) del periodo di competenza di terzi.....	(344)	700	528	528	(521)
(Proventi) Oneri da alienazione di attività cedute.....	—	567	567	567	(4.793)
Ammortamenti e svalutazioni.....	16.701	12.716	16.831	21.529	26.324
(Proventi) / Oneri finanziari da valutazione	3.958	3.852	722	1.118	868
Variazione delle <i>joint venture</i> valutate con il metodo del patrimonio netto.....	403	(1.125)	(1.319)	—	—
Proventi da partecipazioni.....	—	(917)	—	—	—
Oneri stock options	—	—	—	—	(28)
Incremento (decremento) fondo trattamento di fine rapporto.....	108	104	97	90	(95)
Incremento (decremento) fondo rischi ed oneri	471	313	544	1.064	268
Incremento (decremento) imposte differite.....	(3.334)	(426)	(2.470)	(2.116)	(2.178)
(Incremento) decremento delle rimanenze.....	—	(123)	3.109	3.109	(9)
(Incremento) decremento dei crediti commerciali ed altre attività	12.892	(3.042)	6.169	9.431	(3.615)
Incremento (decremento) dei debiti commerciali ed altre passività.....	1.665	2.359	2.608	2.411	(3.203)
Imposte sul reddito corrisposte	(409)	(2.308)	(5.147)	(6.063)	(2.939)
Totale flussi finanziari da attività operative.....	23.616	13.505	21.390	30.819	14.149
B. Flussi finanziari da attività di investimento					
Cash-in da Attività fotovoltaiche cedute	—	424	424	424	—
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni immateriali	(119)	(804)	2.408	2.452	(1.949)
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni materiali	74	(187)	(204)	(1.006)	(20.898)

(Investimenti) disinvestimenti in partecipazioni.....	—	(329)	309	(412)	—
Totale flussi finanziari da attività di Investimento	(45)	(896)	2.937	1.458	(22.847)
C. Flussi monetari da attività di finanziamento					
Variazione netta dei debiti /crediti finanziari	1.343	(344)	(7.153)	(8.099)	15.197
Incremento (decremento) debiti vs. banche.....	(12.315)	(5.334)	(10.595)	(20.183)	(5.225)
Liquidità da attività cedute	—	—	—	—	(2.361)
Acquisto di Azioni Proprie	—	(169)	(333)	(333)	(1.961)
Dividendi corrisposti.....	(3.449)	(5.179)	(5.179)	(5.179)	(5.223)
Totale flussi monetari da attività di finanziamento	(14.421)	(11.026)	(23.260)	(33.794)	427
D Flussi finanziari da attività nette cedute	—	—	—	—	11.250
E. Flussi finanziari del periodo (A+B+C+D).....	9.150	1.583	1.067	(1.517)	2.979
F. Disponibilità liquide all'inizio del periodo	44.205	43.138	43.138	54.537	51.558
G. Disponibilità liquide alla fine del periodo (E+F)	53.355	44.721	44.205	53.020	54.537

(1) Riesposto al fine di recepire l'adozione del metodo di consolidamento del patrimonio netto ai sensi dell'IFRS 11, e successive modificazioni, in vigore dal 1° gennaio 2014, rispetto al metodo di consolidamento proporzionale previsto dallo IAS 31.

(2) Si segnala che i dati riguardanti il costo del personale e i relativi effetti fiscali sono stati riesposti al fine di recepire l'applicazione retrospettiva dello IAS 19, e successive modificazioni, che ha determinato l'immediata iscrizione alla voce Altre componenti di conto economico complessivo degli utili/(perdite) attuariali relativi alle variazioni delle ipotesi adottate per il calcolo delle passività relative ai piani a benefici definiti e obblighi simili da imputare direttamente a patrimonio netto. Tali dati sono stati ricavati da dati comparativi non sottoposti a revisione presentati nel bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

13.1.3.1 Principali effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 11

Come indicato nel Capitolo 3 del Documento di registrazione, in data 12 maggio 2011, l'*International Accounting Standard Board* ha emesso il principio IFRS 11 che sostituisce lo IAS 31—Partecipazioni in *Joint venture*. Il nuovo principio, fermi restando i criteri per l'individuazione della presenza di un controllo congiunto, fornisce dei criteri per il trattamento contabile degli accordi di compartecipazione basati sui diritti e sugli obblighi derivanti da tali accordi piuttosto che sulla forma legale degli stessi, distinguendo tra *joint venture* e *joint operation*. Ai sensi dell'IFRS 11, l'esistenza di un veicolo separato non è una condizione sufficiente per classificare un accordo di compartecipazione come una *joint venture*, e per le *joint venture*, dove le parti hanno diritti solamente sul patrimonio netto dell'accordo, il principio stabilisce come unico metodo di contabilizzazione nel bilancio consolidato il metodo del patrimonio netto.

Dato che sino alla data di applicazione del nuovo principio il Gruppo aveva consolidato le proprie partecipazioni in joint-venture nelle società Wind Power Sud S.r.l., Ecoenergia Campania S.r.l. e New Green Molise S.r.l. utilizzando il metodo proporzionale che il previgente principio IAS 31 –

Partecipazioni in *joint venture* prevedeva in via opzionale al metodo del patrimonio netto, tale modifica ha comportato la rideterminazione, ai soli fini comparativi, delle voci patrimoniali contenute nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 e delle voci di conto economico presentate nel bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2013. Si precisa che, in ragione della sua natura, la citata modifica non ha comportato variazioni né al risultato netto di Gruppo dell'esercizio precedente e dei primi nove mesi del 2013, né al valore del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2013.

Le citate modifiche nel metodo di consolidamento hanno comportato coerenti rettifiche ai dati operativi, ove impattanti, relativi al periodo ed alla fine del periodo chiuso al 30 settembre 2013 presentati, ai fini comparativi, nella relazione finanziaria consolidata dell'Emittente e del Gruppo per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014. In seguito all'applicazione dell'IFRS 11 i saldi relativi ai rapporti *intercompany* con le joint-venture, che in precedenza venivano elisi mediante il procedimento di consolidamento proporzionale, sono espressi ed inclusi nelle rispettive voci della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata e del conto economico consolidato.

Per un maggiore dettaglio sugli effetti patrimoniali, finanziari ed economici derivanti dall'applicazione del principio IFRS 11, si rimanda al bilancio consolidato abbreviato per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 (pagg. 29-33), messo a disposizione del pubblico secondo le modalità di cui al presente Capitolo del Documento di Registrazione, ed inclusi mediante riferimento nel Documento di Registrazione stesso.

13.2 Revisione delle informazioni finanziarie relative agli esercizi passati

Non vi sono stati rilievi o rifiuti di attestazione da parte delle Società di Revisione, in merito ai bilanci dell'Emittente sottoposti a revisione e alla relazione finanziaria consolidata dei nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 sottoposta a revisione contabile limitata a titolo volontario.

Il bilancio consolidato dell'Emittente relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, predisposto in conformità agli IFRS, è stato assoggettato alla revisione contabile di Deloitte & Touche S.p.A., la quale ha emesso la propria relazione, in data 7 aprile 2014. Nella predetta relazione rilasciata da Deloitte & Touche S.p.A. non sono stati espressi rilievi.

Il bilancio consolidato dell'Emittente relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012, predisposto in conformità agli IFRS, è stato assoggettato alla revisione contabile di Deloitte & Touche S.p.A., la quale ha emesso la propria relazione, in data 28 marzo 2013. Nella predetta relazione rilasciata da Deloitte & Touche S.p.A. non sono stati espressi rilievi.

I prospetti contabili consolidati inclusi nel bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2014, predisposti in conformità agli IFRS, sono stati assoggettati alla revisione contabile limitata di Deloitte & Touche S.p.A., la quale ha emesso la propria relazione, in data 22 dicembre 2014. Nella predetta relazione rilasciata da Deloitte & Touche S.p.A. non sono stati espressi rilievi.

13.2.1 Relazione della società di revisione al bilancio consolidato 2012



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia
Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTT. 14 E 16 DEL D. LGS. 27.1.2010, N. 39

Agli Azionisti della ALERION CLEAN POWER S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, del conto economico, del conto economico complessivo e delle variazioni di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Alerion Clean Power S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Alerion") chiuso al 31 dicembre 2012. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. N. 38/2005 compete agli Amministratori della Alerion Clean Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio consolidato, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli Amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 30 marzo 2012.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2012 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso a tale data.

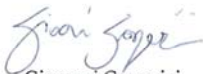
Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova
Palermo Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239
Partita IVA: IT 03049560166

Member of Deloitte Touche Tohmatsu Limited

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli Amministratori della Alerion Clean Power S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato della Alerion Clean Power S.p.A. al 31 dicembre 2012.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Giovanni Gasperini
Socio

Milano, 28 marzo 2013

La presente relazione deve essere letta congiuntamente al Bilancio Consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2012 messo a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Alerion Clean Power S.p.A. ("l'Emittente"), nonché sul sito internet dell'Emittente (www.alerion.it), nell'area dedicata "Investors/Documenti Finanziari".

13.2.2 Relazione della società di revisione al bilancio consolidato 2013



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia
Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE AI SENSI DEGLI ARTT. 14 E 16 DEL D. LGS. 27.1.2010, N. 39

Agli Azionisti della ALERION CLEAN POWER S.p.A.

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria, del conto economico, del conto economico complessivo e delle variazioni di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative della Alerion Clean Power S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Alerion") chiuso al 31 dicembre 2013. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. N. 38/2005 compete agli Amministratori della Alerion Clean Power S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio consolidato e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla CONSOB. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio consolidato, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli Amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Per il giudizio relativo al bilancio consolidato dell'esercizio precedente, i cui dati sono presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alla relazione da noi emessa in data 28 marzo 2013.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 31 dicembre 2013 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso a tale data.

Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova
Palermo Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239
Partita IVA: IT 03049560166

Member of Deloitte Touche Tohmatsu Limited

4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli Amministratori della Alerion Clean Power S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, con il bilancio, come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l), m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato della Alerion Clean Power S.p.A. al 31 dicembre 2013.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.


Giovanni Gasperini
Socio

Milano, 7 aprile 2014

La presente relazione deve essere letta congiuntamente al Bilancio Consolidato del Gruppo Alerion per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 messo a disposizione del pubblico presso la sede sociale di Alerion Clean Power S.p.A. ("l'Emittente"), nonché sul sito internet dell'Emittente (www.alerion.it), nell'area dedicata "Investors/Documenti Finanziari".

13.2.3 Relazione della società di revisione al bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2014



Deloitte & Touche S.p.A.
Via Tortona, 25
20144 Milano
Italia
Tel: +39 02 83322111
Fax: +39 02 83322112
www.deloitte.it

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SULLA REVISIONE CONTABILE LIMITATA DEL BILANCIO CONSOLIDATO INTERMEDIO ABBREVIATO PER IL PERIODO DI NOVE MESI CHIUSO AL 30 SETTEMBRE 2014

Al Consiglio di Amministrazione di
ALERION CLEAN POWER S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale – finanziaria, del conto economico, del conto economico complessivo e delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative specifiche della Alerion Clean Power S.p.A. e sue controllate (“Gruppo Alerion”) per il periodo di nove mesi chiuso al 30 settembre 2014. Tale bilancio consolidato intermedio abbreviato è stato redatto nell’ambito dell’operazione per l’emissione di obbligazioni della Alerion Clean Power S.p.A.. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato intermedio abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l’informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall’Unione Europea, compete agli Amministratori della Alerion Clean Power S.p.A.. E’ nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata definiti dall’International Standard on Review Engagements 2410 (ISRE 2410). La revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio abbreviato consiste nell’effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. L’estensione di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità agli International Standards on Auditing e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio professionale sul bilancio consolidato intermedio abbreviato.

Il bilancio consolidato intermedio abbreviato presenta ai fini comparativi i dati relativi all’esercizio precedente e la situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 1 gennaio 2013, che derivano rispettivamente dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2012, sui quali avevamo emesso le nostre relazioni di revisione in data 7 aprile 2014 ed in data 28 marzo 2013, ed i dati relativi al corrispondente periodo dell’esercizio precedente. Come illustrato nelle note esplicative, gli Amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi e la relativa informativa al fine di recepire gli effetti conseguenti all’applicazione del principio contabile IFRS 11 che sono stati da noi esaminati ai fini della revisione contabile limitata del bilancio consolidato intermedio abbreviato al 30 settembre 2014.

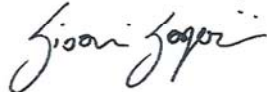
Ancona Bari Bergamo Bologna Brescia Cagliari Firenze Genova Milano Napoli Padova
Palermo Parma Roma Torino Treviso Verona

Sede Legale: Via Tortona, 25 - 20144 Milano - Capitale Sociale: Euro 10.328.220,00 i.v.
Codice Fiscale/Registro delle Imprese Milano n. 03049560166 - R.E.A. Milano n. 1720239
Partita IVA: IT 03049560166

Member of Deloitte Touche Tohmatsu Limited

3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato intermedio abbreviato del Gruppo Alerion al 30 settembre 2014 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

DELOITTE & TOUCHE S.p.A.



Giovanni Gasperini
Socio

Milano, 22 dicembre 2014

*La presente relazione deve essere letta congiuntamente al Bilancio Consolidato Intermedio
Abbreviato del Gruppo Alerion per il periodo dei nove mesi al 30 settembre 2014.*

13.3 Data delle ultime informazioni finanziarie

I dati economico-finanziari più recenti presentati nel Documento di Registrazione e sottoposti a revisione contabile completa si riferiscono al bilancio consolidato del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013.

13.4 Procedimenti giudiziari, stragiudiziali e arbitrali

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo Alerion è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle attività da esso svolte. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, l'Emittente ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato in misura superiore a quanto già stanziato nei relativi fondi per accantonamenti, come evidenziato nella relazione finanziaria consolidata del Gruppo Alerion al 30 settembre 2014.

Al 30 settembre 2014, il Gruppo aveva fondi per rischi e oneri di circa Euro 3,8 milioni, di cui Euro 1,1 milioni relativi a controversie fiscali ed Euro 0,1 milioni relativi ad altri procedimenti giudiziari.

Si precisa, in merito alla Causa Istituto Diocesano, alla Causa fallimento Unifly Express, alla Causa Business Process Engineering ed al procedimento penale relativo a Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. (descritte nei paragrafi successivi), che sulla base delle analisi eseguite anche dai propri consulenti legali, l'Emittente ritiene che il rischio di soccombenza per il Gruppo connesso a tali procedimenti giudiziari sia remoto. Alla luce di ciò, ai sensi di quanto disposto dai principi contabili applicabili, la descrizione di tali procedimenti non è incusa nelle note integrative dei bilanci consolidati del Gruppo, né il Gruppo ha stanziato fondi per tali procedimenti.

Di seguito sono riportati sinteticamente i principali procedimenti contenziosi di cui sono parti l'Emittente e/o altre società del Gruppo alla Data del Documento di Registrazione.

Procedimenti civili dell'Emittente

Causa Comune di Roma

L'11 maggio 2000 il Consorzio Census (un consorzio di varie società di cui l'Emittente deteneva il 10% delle azioni che ha fornito determinati servizi professionali al Comune di Roma) ha avviato un procedimento civile presso il Tribunale di Roma con una richiesta del pagamento da parte del Comune di Roma del compenso per i servizi resi dal consorzio (Euro 5.780.000 circa, comprensivo anche della richiesta di danni). Il Comune di Roma ha presentato ricorso chiedendo il pagamento di Euro 4,4 milioni circa da parte di Consorzio Census, i cui membri sono responsabili in solido. Il 30 settembre 2005 il Tribunale di Roma da un lato limitatamente accolto alcune domande del Consorzio Census, condannando il Comune di Roma al pagamento di Euro 240.132 a favore del consorzio stesso, e dall'altro ha accolto una delle domande riconvenzionali formulate dal Comune di Roma (relative alla richiesta di restituzione di importi pagati per servizi che a detta del Comune non sarebbero stati erogati dal Consorzio Census), condannando il Consorzio Census al

pagamento di Euro 4,4 milioni oltre interessi (pari ad Euro 1,5 milioni) a favore del Comune di Roma. Ritenendo che vi siano fondati motivi per cui la sentenza di I° grado venga riformata, il Consorzio ha proposto ricorso in appello presso la Corte d'Appello di Roma ed all'udienza del 7 dicembre 2012 la causa è stata nuovamente rinviata per la precisazione delle conclusioni al 14 novembre 2014, durante la quale la causa è stata trattenuta in decisione.

Anche sulla base delle analisi eseguite dai propri consulenti legali esterni, l'Emittente ritiene che il rischio di soccombenza per il Gruppo connesso a tale procedimento giudiziario sia remoto, e pertanto, il Gruppo non ha stanziato alcun fondo per tale procedimento.

Cause Atradius

L'8 giugno 2004 Agied S.r.l. (la società responsabile della gestione dei beni immobiliari di INPDAP, l'Istituto Nazionale di Previdenza per i Dipendenti dell'Amministrazione Pubblica) ha avviato un procedimento civile presso il Tribunale di Roma contro INPDAP e SIC S.p.A. (nota alla Data del Documento di Registrazione come Atradius Credit Insurance S.p.A., conferitaria del ramo di azienda di SIC S.p.A., "**Atradius**") chiedendo la dichiarazione dell'avvenuta scadenza di determinate garanzie emesse da Atradius a favore di INPDAP e nell'interesse di Agied S.r.l., che INPDAP aveva nel frattempo fatto valere, e il pagamento dei relativi danni per un importo di Euro 1,6 milioni. In particolare, tale giudizio ha per oggetto: l'accertamento e la declaratoria di estinzione, per decorso del termine, di alcune polizze fideiussorie prestate a garanzia dell'esatto adempimento della convenzione tra Agied S.r.l. ed INPDAP, per la gestione di parte del comprensorio immobiliare dell'INPDAP, la declaratoria che l'INPDAP non ha il diritto di escutere le suddette polizze e quindi l'accertamento che Atradius nulla deve corrispondere all'INPDAP, in forza delle predette polizze. L'Emittente e Alerion Real Estate S.r.l. (attualmente sottoposta a procedura di liquidazione, "**Alerion Real Estate**") sono state coinvolte nel procedimento nella loro qualità di co-obbligate di polizza nel giudizio promosso da Agied S.r.l. Infatti, Atradius si era unita ad Agied S.r.l. nella prospettazione delle sue richieste e ha chiamato cautelativamente in causa l'Emittente e Alerion Real Estate come co-obbligate di polizza, non potendo essere collocata temporalmente la responsabilità per i presunti danni lamentati dall'INPDAP a causa della genericità della sua pretesa Atradius, tuttavia, nel 1999 aveva esonerato l'Emittente da ogni obbligo contrattuale ai sensi di tale garanzia, con riferimento ai fatti che fossero occorsi successivamente alla cessione delle quote di AGIED, avvenuta nel 1999. Nelle more del giudizio essendo fallita una delle convenute, il Giudice aveva dichiarato l'interruzione del giudizio che è stato poi riassunto dall'INPDAP. Il fascicolo di causa è stato rimesso al Presidente della Sezione del Tribunale per l'assegnazione ad un nuovo magistrato essendo l'attuale giudice designato un Giudice Onorario di Tribunale (GOT), incompetente per il valore della causa.

Il Tribunale di Roma, infine, con sentenza dell'1 dicembre 2014 ha condannato Atradius ad effettuare il pagamento in favore dell'INPDAP e Agied S.r.l. a manlevare Atradius, limitandosi a rilevare quanto all'Emittente e ad Alerion Real Estate che, con lettera del 9 giugno 1999, Atradius (allora SIC S.p.A.) aveva dichiarato di aver liberato i co-garanti. Alla luce di ciò, l'Emittente ritiene la sentenza soddisfacente nei propri confronti e nei confronti di Alerion Real Estate.

Inoltre, il 16 novembre 2011 SIC S.p.A. (nota alla Data del Documento di Registrazione come Atradius Credit Insurance S.p.A., conferitaria del ramo di azienda di SIC S.p.A., “**Atradius**”) ha avviato un ulteriore procedimento civile contro, tra gli altri, l’Emittente e Alerion Real Estate con la richiesta di essere esonerata da determinate garanzie dalla stessa emesse a favore di INPDAP ai sensi delle quali a suo dire sia l’Emittente sia Alerion Real Estate sarebbero co-garanti. L’oggetto di tale giudizio è identico rispetto a quello iniziato l’8 giugno 2004, sebbene avente ad oggetto diverse polizze assicurative rilasciate da Atradius, con dichiarazione di coobbligazione da parte dell’Emittente e di Alerion Real Estate.

In particolare, in tale procedimento, Atradius chiede di essere liberata dalle garanzie rilasciate e di essere rimborsata di quanto versato in favore di INDAP a seguito dell’escussione delle garanzie. L’importo per il quale Atradius ha richiesto di essere rimborsata dall’Emittente e da Alerion Real Estate è pari a circa Euro 1,6 milioni, più eventuali danni per inadempimento contrattuale. L’Emittente e Alerion Real Estate hanno presentato richiesta di esclusione dal procedimento in ragione del fatto che nel 1999 sono state esonerate da Atradius da ogni obbligo contrattuale ai sensi di tale garanzia. La causa è pendente presso il Tribunale di Roma e la prossima udienza è prevista per il 9 dicembre 2015.

Causa Bocchi

Nel 2007 il sig. Bocchi ha avviato un procedimento civile presso il Tribunale di Roma contro Banca di Roma S.p.A. e l’Emittente, con richiesta di danni per circa Euro 5 milioni per il presunto mancato annullamento di una garanzia sottoscritta dal sig. Bocchi nel 1991 a favore dell’Emittente (in passato noto come Fincasa 44 S.p.A., di cui il sig. Bocchi era allora il Presidente) a copertura di determinati obblighi bancari, non più in essere alla Data del Documento di Registrazione, sostenuti da Fincasa 44 S.p.A.. A ottobre del 2012 il Tribunale di Roma ha emesso sentenza favorevole al Gruppo, ma il sig. Bocchi è ricorso in appello. Il procedimento è attualmente pendente alla Corte d’Appello di Roma, presso la quale il Gruppo ha presentato ricorso contro l’appello del sig. Bocchi. La prossima udienza è prevista per novembre 2018, per la precisazione delle conclusioni.

Causa fallimento Unifly Express

A ottobre del 1989, Unifly Express S.p.A. (“**Unifly**”) e Alerion Clean Power S.p.A. (all’epoca, Pacchetti S.p.A., una società allora impegnata in diverse attività, fra cui la progettazione e la realizzazione di impianti elettrici industriali, poi acquistata e successivamente fusa in Fincasa 44 S.p.A.) hanno costituito Air System S.r.l. (“**Air System**”) sottoscrivendone ciascuna il 50% del capitale azionario. Scopo aziendale di Air System era l’acquisto e la locazione di velivoli. Sulla base dell’accordo di investimento sottoscritto da Unifly e dall’Emittente prima della costituzione di Air System, Unifly si era impegnata a cedere a Air System, per un corrispettivo di \$6.000.000, due contratti precedentemente stipulati con Mc-Donnell Douglas Corporation per l’acquisto di sette velivoli e il contratto di opzione per l’acquisto di due altri velivoli. Unifly e l’Emittente avevano inoltre concordato di finanziare la società di nuova incorporazione o ottenere finanziamenti onde permetterle di pagare i velivoli. In base a tali accordi l’Emittente, il 14 luglio 1989, ha pagato a Mc-Donnell Douglas Corporation, a nome di Unifly, un importo pari a \$20.426.024, quale anticipo sul prezzo di acquisto dei velivoli ai sensi dei contratti successivamente ceduti, il 31 luglio 1989, da

Unifly a Air System. Il 7 dicembre 1989 l'assemblea degli azionisti di Air System ha approvato l'aumento del capitale azionario di circa Euro 3.615.198, riservato per il 50% a Unifly e per il 50% all'Emittente e sottoscritto in definitiva solo da quest'ultimo. A giugno del 1990 Unifly ha stipulato con i propri creditori, sotto la supervisione di un tribunale, un accordo pre-fallimentare (*concordato preventivo*). Air System ha tentato di ottenere una proroga dei propri obblighi di pagamento nei confronti di Mc-Donnell Douglas Corporation, finendo però con il vendere i propri contratti per l'acquisto degli aeromobili con Mc-Donnell Douglas Corporation a Air Trading (società ultima acquirente di tali contratti). Nel 1990 l'amministratore unico di Unifly, allora in fallimento, ha effettuato una denuncia, avente ad oggetto i fatti di causa e sostenendo esserci state delle irregolarità dell'allora Pacchetti S.p.A. e Air System nei confronti di Unifly, conclusasi con l'archiviazione da parte del GIP di Roma nel 1991. Unifly, tuttavia, ha avviato un procedimento civile contro l'Emittente, Air System e Air Trading (chiedendo (i) l'annullamento dei contratti sottoscritti tra tali parti, (ii) i danni all'Emittente per un importo complessivo di circa Euro 43 milioni, sostenendo che la causa del fallimento di Unifly sia da imputare a questi, e (iii) il rimborso di circa \$27 milioni. Il Tribunale e la Corte di Appello di Roma hanno entrambe respinto le richieste di Unifly e hanno deciso a favore dell'Emittente. Il procedimento è attualmente pendente alla Corte Suprema di Cassazione, presso la quale Fallimento Unifly ha presentato ricorso avverso la sentenza della Corte di Appello di Roma. L'Emittente si è costituita presentando a sua volta un controricorso e sostenendo che il ricorso presentato dal Fallimento Unifly è inammissibile per manifesta infondatezza e per la proposizione dello stesso in male fede. Un'udienza non è ancora stata fissata.

Procedimenti civili delle società controllate

Causa Labellarte

A febbraio del 2013 il sig. Labellarte ha presentato un decreto ingiuntivo al Tribunale di Bari per il pagamento, da parte di AER, di Euro 1 milione, spettantegli a suo dire per i servizi professionali resi in relazione alla progettazione di un impianto solare sito a Castellaneta (venduto dal Gruppo nel 2011). Tali prestazioni erano state liquidate dall'Ordine degli Ingegneri di Bari in Euro 1.014.048. Il 5 novembre 2013 il Tribunale di Bari ha concesso al sig. Labellarte la provvisoria esecutività del decreto ingiuntivo. Il sig. Labellarte ha iniziato l'esecuzione del decreto ingiuntivo contro AER (per un importo complessivo di circa Euro 1,4 milioni), che ha presentato opposizione a tale decreto. Il sig. Labellarte ha ottenuto dal Tribunale di Milano, a gennaio del 2014, il pignoramento di un conto corrente bancario di AER per un importo di Euro 10.569 e, a luglio del 2014, un provvedimento di sequestro relativo alle quote detenute da AER in Eolo S.r.l. (100%), Si.Cogen S.r.l. (100%) e Eolsiponto S.r.l. (8%). Il Gruppo ha depositato presso il Tribunale di Milano un'istanza di riduzione del pignoramento. Con ordinanza dell'8 aprile 2014 il Giudice aveva disposto l'inizio delle operazioni peritali nominando un consulente tecnico d'ufficio e fissando l'udienza del 26 novembre 2014 per il giuramento del tecnico nominato, udienza che, su richiesta delle parti era stata poi rinviata al 1 aprile 2015 per valutare la percorribilità di una soluzione transattiva. In data 19 dicembre 2014, le parti del contenzioso hanno sottoscritto un accordo transattivo, per effetto del quale AER ha corrisposto all'ing. Labellarte una somma di Euro 590.000 (e di Euro 80.000 per spese legali) a titolo di definizione della controversia (e per un

ammontare corrispondente ha iscritto un onere nel proprio bilancio) e l'ing. Labellarte ha rinunciato al decreto ingiuntivo e ad ogni azione esecutiva promossa nei confronti di AER.

Causa Crucitti, Pellegata e Dell'Orto

Nel 2009 AER ha sottoscritto un accordo per la cessione di quote con il sig. Crucitti, il sig. Pellegata e il sig. Dell'Orto (in precedenza detentori di quote in Renergy San Marco S.r.l., la società di progetto del Gruppo proprietaria del parco eolico sito a San Marco in Lamis), grazie al quale i suddetti sigg. Crucitti, Pellegata e Dell'Orto hanno ceduto la rispettiva partecipazione in Renergy San Marco S.r.l. ad AER. Ai sensi dell'accordo per la cessione delle quote il prezzo di acquisto per la partecipazione doveva essere determinato sulla base della potenza installata autorizzata del parco eolico. A gennaio del 2010 il Ministero della Difesa ha impugnato l'autorizzazione per il parco eolico. L'accordo raggiunto ha comportato la riduzione della potenza installata e del numero di turbine del parco eolico. Il sig. Crucitti, il sig. Pellegata e il sig. Dell'Orto hanno riconosciuto tale accordo. In base a ciò, AER ha corrisposto ai sigg. Crucitti, Pellegata e Dell'Orto il prezzo di acquisto calcolato sulla base della potenza installata effettiva del parco eolico.

Il 22 luglio 2013, i sigg. Crucitti, Pellegata e Dell'Orto hanno presentato una richiesta di arbitrato alla Camera Arbitrale di Milano contro AER per presunta violazione dell'accordo per la cessione delle quote, con la richiesta del pagamento di ulteriori Euro 4,6 milioni quale prezzo di acquisto, ovvero la differenza tra il prezzo di acquisto se non ci fosse stata la riduzione della potenza installata a seguito della composizione della controversia con il Ministero della Difesa e il prezzo effettivamente corrisposto da AER. Il 13 novembre 2014, il collegio arbitrale ha depositato il lodo che ha respinto le domande dei sigg. Crucitti e Dell'Orto.

Causa Istituto Diocesano

Nel 2010 la società di progetto del Gruppo Eolo S.r.l. e l'Istituto Diocesano per il Sostentamento del Clero di Vallo della Lucania (l'"**Istituto Diocesano**," proprietario dei terreni su cui è stato realizzato il parco eolico di Albanella) hanno sottoscritto un accordo in base al quale a Eolo sono stati ceduti i diritti di superficie del parco eolico sito ad Albanella, per un periodo di 23 anni al prezzo di Euro 20.000 l'anno per l'intera durata dell'accordo. Tale accordo ha sostituito il precedente accordo di licenza ai sensi del quale Eolo aveva preso in affitto i terreni su cui il parco eolico è stato realizzato. Quale parte dell'accordo sui diritti di superficie, Eolo aveva l'obbligo di ottenere una copertura assicurativa in relazione a tutti i propri obblighi di pagamento nei confronti dell'Istituto Diocesano. Le parti avevano inoltre concordato che l'Istituto Diocesano avrebbe avuto il diritto a un aumento del prezzo annuale esigibile da Eolo in caso di aumento della produttività del parco eolico.

L'1 gennaio 2013 l'Istituto Diocesano ha avviato una causa per inadempimento contrattuale presso il Tribunale Civile di Vallo della Lucania chiedendo (i) la risoluzione dell'accordo sui diritti di superficie o una dichiarazione secondo cui l'assicurazione ottenuta da Eolo non è adeguata ai sensi dell'accordo, e l'abbandono dei terreni da parte di Eolo dopo averne ripristinato le condizioni originarie e aver smantellato il parco eolico o, subordinatamente, (ii) un aumento del prezzo annuale corrisposto da Eolo a Istituto Diocesano in conseguenza dell'aumento della produttività

del parco eolico sulla base delle proiezioni dell'Istituto Diocesano. In entrambi i casi l'Istituto Diocesano ha richiesto il pagamento dei danni, i quali non sono stati tuttavia quantificati. Il Gruppo ha presentato opposizione, sulla base del fatto che Eolo S.r.l. ha rispettato gli obblighi assunti nei confronti dell'Istituto Diocesano rilasciando la polizza assicurativa a favore dell'Istituto e che non vi è stato alcun aumento di potenza dell'impianto, ragioni per cui a parere della società coinvolta, l'Istituto Diocesano non ha diritto a alcun aumento del corrispettivo. Il procedimento è tuttora pendente e la prossima udienza è prevista per il 29 aprile 2015.

Procedimenti civili di amministratori o dirigenti del Gruppo

Causa Business Process Engineering

Business Process Engineering S.r.l. ("**BPE**") e ASTS sono azionisti di Energes Biccari S.r.l. ("**Energes**") con il 25% e il 75% delle quote rispettivamente. Nel 2008 BPE e ASTS hanno sottoscritto un accordo ai sensi del quale al verificarsi di determinati eventi (precisamente, l'ottenimento dell'autorizzazione e la fattibilità finanziaria) ASTS avrebbe contribuito al finanziamento della realizzazione di un impianto eolico. Sebbene la procedura autorizzata sia ancora pendente e non sia pertanto sorto nessun obbligo per ASTS, a luglio del 2013 BPE ha avviato un procedimento per responsabilità aziendale presso il Tribunale Civile di Milano contro Luca Faedo e Stefano Francavilla in qualità di amministratori di Energes (nominati da ASTS) per la loro presunta responsabilità aziendale nella gestione di Energes e nella progettazione e realizzazione del suo potenziale parco eolico. Nessun reclamo è stato tuttavia avviato nei confronti dell'amministratore di Energes nominato da BPE. In relazione a quanto sopra, BPE ha richiesto danni per un importo di circa Euro 21,3 milioni in ragione del presunto calo del valore della relativa partecipazione in Energes. Il Gruppo ha presentato ricorso contro il reclamo di BPE. I convenuti Dott. Faedo e Dott. Francavilla con la comparsa di costituzione hanno entrambi eccepito l'incompetenza del Tribunale di Milano a favore dell'Arbitro così come stabilito dallo statuto di Energes. Il Tribunale deve, alla Data del Documento di Registrazione, decidere in merito al ricorso sollevato sulla competenza del tribunale rispetto all'arbitrato.

Anche sulla base delle analisi eseguite dai consulenti legali esterni, l'Emittente ritiene che il rischio di soccombenza per il Dott. Faedo ed il Dott. Francavilla connesso a tale procedimento giudiziario sia remoto.

Procedimenti penali delle società controllate o di amministratori o dirigenti del Gruppo

Procedimenti penali a carico del Dott. Bonferroni

Il Dott. Franco Bonferroni, consigliere indipendente dell'Emittente, è parte dei seguenti procedimenti penali:

- (i) un procedimento penale davanti al Tribunale Monocratico di Roma per il reato di cui all'art. 648 del c.p. connesso all'attività svolta in qualità di consigliere di Finmeccanica S.p.A., per il quale è stato rinviato a giudizio; tale procedimento è, alla Data del Documento di Registrazione, attualmente in corso; e

- (ii) un procedimento penale davanti il Tribunale di Forlì per l'ipotesi di mediazione usuraria ex art. 644 c.p. ed esercizio abusivo dell'attività di mediazione creditizia ex art. 16 L. 108/96, connesso alla sua attività di commercialista, per il quale è stata presentata una richiesta di rinvio a giudizio; tale procedimento è, alla Data del Documento di Registrazione, attualmente in corso.

Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.

Il 7 dicembre 2011 il pubblico ministero di Caltagirone ha avviato un procedimento penale contro Luca Faedo, in qualità di amministratore delegato di Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., in relazione alle presunte violazioni delle regole e delle normative archeologiche e paesaggistiche e alla mancanza del permesso di costruire. Le presunte violazioni sono avvenute in relazione alla costruzione di tre turbine eoliche a Licodia. Il procedimento è attualmente pendente presso il Tribunale di Caltagirone e la prossima udienza è prevista per il 26 gennaio 2015.

Anche sulla base delle analisi eseguite dai propri consulenti legali esterni, l'Emittente ritiene che il rischio di soccombenza per il Gruppo connesso a tale procedimento giudiziario sia remoto.

Procedimenti giuslavoristici dell'Emittente

A giugno del 2007 un ex consulente dell'Emittente ha avviato un procedimento civile presso il Tribunale di Roma, sezione Lavoro, onde accertare l'esistenza di un rapporto di lavoro subordinato con l'Emittente. Sia il Tribunale che la Corte di Appello di Roma hanno emesso sentenza a favore del Gruppo e contro il ricorrente, il quale, in ogni caso, è ricorso presso la Corte di Cassazione, dove il procedimento è attualmente pendente e non è ancora stata fissata un'udienza.

Procedimenti di natura fiscale delle controllate

In data 7 ottobre 2010, i militari della Guardia di Finanza – Nucleo Polizia Tributaria di Agrigento (di seguito, i "Verificatori") hanno iniziato una verifica fiscale, relativa all'anno 2008, nei confronti della Wind Power Sud S.r.l. ("WPS").

In data 18 novembre 2010, a conclusione dell'attività di controllo in parola, i Verificatori hanno redatto un processo verbale di constatazione ("PVC") contenente un unico rilievo per l'esercizio 2008, relativo ad un'operazione di riorganizzazione societaria effettuata secondo lo schema del c.d. "merger leveraged buy out" ("MLBO") e posta in essere nel corso dell'esercizio 2007. Più precisamente, i Verificatori hanno proposto il disconoscimento, per l'esercizio 2008, della deducibilità degli interessi passivi generati dal finanziamento contratto dalla incorporata Monte Petrasì S.r.l. ai fini dell'acquisizione di WPS, per un importo pari ad Euro 1.411.259,10.

In data 10 marzo 2011, l'Agenzia delle Entrate ha notificato a WPS un questionario a mezzo del quale ha richiesto di fornire chiarimenti in merito alla operazione suddetta. A tale questionario, WPS ha risposto presentando una memoria.

In data 15 aprile 2013, WPS ha ricevuto la notifica di un ulteriore questionario con il quale l'Agenzia delle Entrate ha richiesto la documentazione necessaria al fine di verificare gli impatti fiscali determinati dall'operazione contestata anche per i periodi d'imposta 2009, 2010, 2011. WPS

ha ottemperato alla richiesta dell'Ufficio depositando la relativa documentazione in data 3 giugno 2013.

In recepimento alla contestazione formulata dai Verificatori, l'Agenzia delle Entrate, in data 7 ottobre 2013, ha emesso nei confronti di WPS n. 4 avvisi di accertamento relativi rispettivamente, ai periodi d'imposta 2008, 2009, 2010 e 2011. In particolare, (i) per il periodo d'imposta 2008 è stata accertata una maggiore IRES pari ad Euro 388.096 ed irrogata una sanzione di pari importo; (ii) per il periodo d'imposta 2009 è stata accertata una maggiore IRES pari ad Euro 340.902 ed irrogata una sanzione pari ad Euro 339.584; (iii) per il periodo d'imposta 2010 è stata accertata una maggiore IRES pari ad Euro 321.361 senza l'irrogazione di alcuna sanzione in considerazione di quanto già irrogato relativamente alle annualità precedenti; (iv) per il periodo d'imposta 2011 è stata accertata una maggiore IRES pari ad Euro 283.159 senza l'irrogazione di alcuna sanzione per le medesime motivazioni descritto con riferimento al periodo d'imposta 2010.

Avverso tutti i predetti avvisi di accertamento, WPS ha presentato separati ricorsi avanti alla Commissione Tributaria Provinciale (CTP) di Agrigento. Alla data odierna, il procedimento è tuttora pendente. Per completezza di informazione si evidenzia che WPS nell'ultimo bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013 ha ritenuto, anche sulla scorta di un parere del proprio consulente esterno, che il rischio di soccombenza fosse possibile ma non probabile e per tale ragione ha ritenuto necessario/corretto non effettuare al riguardo alcun accantonamento, ma sufficiente darne compiuta e chiara indicazione nella nota integrativa.

Se l'accertamento in questione fosse esteso ai periodi di imposta 2012 e 2013, l'Emittente stima che l'IRES complessivamente accertabile sia pari ad Euro 480.832 cui potrebbero aggiungersi sanzioni, dal 100% al 200% di tale maggiore IRES accertata e relativi interessi.

13.5 Cambiamenti significativi nella situazione finanziaria o commerciale dell'Emittente

L'Emittente non è a conoscenza di cambiamenti significativi della situazione finanziaria o commerciale del Gruppo verificatisi successivamente al 30 settembre 2014.

14. INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

14.1 Capitale sociale

Alla Data del Documento di Registrazione, il capitale sociale dell'Emittente è pari ad Euro 161.242.314,80, interamente sottoscritto e versato, suddiviso in 43.579.004 azioni ordinarie del valore nominale di Euro 3,7 ciascuna.

L'Assemblea ordinaria degli azionisti dell'Emittente, ha deliberato, in data 18 settembre 2013, di autorizzare il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente per un periodo di 18 mesi dalla data della delibera, all'acquisto di azioni proprie, in una o più soluzioni, entro un massimale rotativo di n. 4.357.900 azioni ordinarie (pari al 10% del capitale sociale), con l'ulteriore vincolo che il controvalore massimo rotativo delle azioni non dovrà eccedere in alcun momento l'ammontare di Euro 10.000.000 (fermo restando il limite degli utili distribuibili e delle riserve disponibili). Il Consiglio di Amministrazione dell'Emittente, nella riunione del 25 settembre 2013, ha approvato il programma degli acquisti.

Alla Data del Documento di Registrazione, l'Emittente detiene n. 40.000 azioni proprie, corrispondenti allo 0,09179% del capitale sociale dell'Emittente.

14.2 Atto costitutivo e statuto sociale

L'Emittente ha sede legale in via Durini n. 16/18, 20122 Milano, Italia ed è registrato al Registro delle Imprese di Milano con il numero 02996890584.

Ai sensi dell'articolo 4 dello Statuto Sociale, l'Emittente ha per oggetto "l'assunzione di partecipazioni azionarie e non azionarie in società italiane e straniere e la gestione delle partecipazioni stesse; gli investimenti mobiliari ed immobiliari, l'assistenza ed il coordinamento tecnico delle società alle quali partecipa; la prestazione alle stesse società della opportuna assistenza finanziaria; operazioni finanziarie di qualsiasi natura a medio e lungo termine compresi i mutui, le fidejussioni e comunque le operazioni di garanzia cambiaria e non cambiaria nell'esclusivo interesse proprio o delle società nelle quali partecipa direttamente o indirettamente esclusa in ogni caso la raccolta del risparmio fra il pubblico. La società potrà inoltre compiere tutte le operazioni bancarie, industriali, commerciali, sia mobiliari che immobiliari, necessarie al conseguimento dell'oggetto sociale."

14.3 Altre clausole statutarie rilevanti

Ai sensi dell'articolo 10.4 dello Statuto Sociale, in deroga alle disposizioni dell'articolo 104, comma 1, del TUF, nel caso in cui i titoli della Società siano oggetto di un'offerta pubblica di acquisto e/o di cambio, non è necessaria l'autorizzazione dell'assemblea per il compimento di atti od operazioni che possano contrastare il conseguimento degli obiettivi dell'offerta, durante il periodo intercorrente fra la comunicazione di cui all'articolo 102, comma 1, del TUF e la chiusura dell'offerta. In deroga alle disposizioni dell'articolo 104, comma 1-bis, del TUF, non è necessaria l'autorizzazione dell'assemblea neppure per l'attuazione di ogni decisione presa prima dell'inizio del periodo indicato nel comma precedente che non sia ancora stata attuata in tutto o in parte, che non rientri

nel corso normale delle attività della Società e la cui attuazione possa contrastare il conseguimento degli obiettivi dell'offerta.

15. CONTRATTI IMPORTANTI

Per il periodo cui si riferiscono le informazioni finanziarie riportate nel Documento di Registrazione sino alla Data del Documento di Registrazione, non sono stati stipulati contratti importanti fuori dal corso del normale svolgimento dell'attività, che potrebbero comportare per i membri del Gruppo un'obbligazione o un diritto tale da influire in misura rilevante sulla capacità di Alerion di adempiere alle proprie obbligazioni nei confronti dei possessori degli strumenti finanziari che intende emettere.

15.1 Contratto preliminare per l'acquisizione del 50% di Wind Power S.r.l.

Il 29 settembre 2014, AER ha sottoscritto, in qualità di acquirente, un contratto preliminare di compravendita di quote con M&A Rinnovabili S.r.l. ("**Moncada**") e G. Campione di Giuseppe Campione & C. S.n.c. ("**Campione**"), in qualità di venditori, in relazione all'acquisizione da parte di AER (i) di una partecipazione azionaria del 50% in Wind Power Sud S.r.l. (la società del Gruppo che gestisce il parco eolico di Monte Petراسي) che non possiede ancora alla Data del Documento di Registrazione (di cui, il 25% da Moncada e il 25% da Campione), per un importo complessivo di Euro 6,3 milioni e (ii) dei crediti vantati da Moncada e Campione nei confronti di Wind Power Sud S.r.l. derivanti dal rispettivo finanziamento soci concesso a Wind Power Sud S.r.l. per un importo complessivo di Euro 10,2 milioni (pari al valore nominale dei crediti) (collettivamente, l'"**Acquisizione**"). Le parti hanno modificato tale contratto l'1 dicembre 2014, le parti hanno previsto l'estensione del termine, originariamente prevista al 29 novembre 2014, fino al 15 febbraio 2015. Il completamento dell'Acquisizione è subordinato esclusivamente all'emissione di un prestito obbligazionario da parte dell'Emittente.

Il corrispettivo sarà corrisposto ai soci venditori Moncada e Campione, subordinatamente all'avverarsi della condizione di cui sopra, con fondi immediatamente disponibili alla data di esecuzione del contratto preliminare. Non sono previsti *earn-out* o meccanismi di differimento del prezzo.

I venditori, si sono impegnati in via solidale tra loro a tenere indenne e malleato l'acquirente, per qualsiasi sopravvenienza passiva che dovesse verificarsi in capo allo stesso o Wind Power Sud S.r.l., per fatti, atti o omissioni ascrivibili alla gestione di tale società nel periodo precedente la firma del contratto preliminare, anche se accertati dopo il trasferimento delle quote, (i) relativa o comunque derivante da falsità, non correttezza e/o violazione delle dichiarazioni e garanzie rilasciate dai parte dei venditori nel contratto; (ii) relativa a o comunque derivante dall'inadempimento di qualsivoglia impegno assunto dai venditori nel contratto; (iii) relativa o comunque derivante da fatti, atti o omissioni ascrivibili agli atti di gestione compiuti fino al momento della nomina dei nuovi organi sociali, anche se accertati dopo il trasferimento delle quote con eccezione di tutti i fatti, eventi e circostanze relative alla gestione e al patrimonio di Wind Power Sud S.r.l. che sono state oggetto di delibera degli organi sociali, di comunicazione formale all'acquirente ovvero che sono state rilevate nelle scritture contabili e nei libri sociali di Wind Power Sud S.r.l. (le "**Passività**").

In tal senso, la responsabilità dei promittenti venditori per fatti, atti o omissioni ascrivibili alla gestione di Wind Power Sud S.r.l. nel periodo precedente la firma del contratto preliminare è limitata:

- (i) per le Passività che abbiano natura fiscale, previdenziale e giuslavoristica sino alla scadenza dei termini di prescrizione stabiliti dalle leggi applicabili (e come eventualmente prorogati dalle stesse leggi);
- (ii) alle Passività di altra natura che si siano manifestate entro 36 (trentasei) mesi dalla Data di Esecuzione,

salvo che entro i termini di cui ai precedenti punti (i) e (ii) venga ricevuta dall'acquirente o da Wind Power Sud S.r.l. una richiesta o reclamo da parte di terzi, nel qual caso il periodo della garanzia durerà fino alla definizione della controversia con sentenza passata in giudicato o provvedimento analogo, o fino al raggiungimento di una transazione definitiva e salvo buon fine della stessa.

Si precisa che a parere dell'Emittente, l'Acquisizione non possiede gli elementi di significatività, di cui al Regolamento Emittenti e rispettivi allegati, tali da richiedere la preparazione e la messa a disposizione del pubblico di un documento informativo redatto in conformità a quanto previsto dall'articolo 71 del Regolamento Emittenti.

15.2 Contratti di gestione e manutenzione degli impianti (*Operation & Maintenance*)

Le turbine eoliche sono costituite da numerosi componenti, tra cui la torre, la navicella, le pale, il rotore, il freno, l'albero a bassa velocità e il moltiplicatore, il trasformatore da bassa a media tensione, il generatore e l'unità di controllo. Al fine di garantire l'efficienza operativa degli impianti e delle turbine, il Gruppo sottoscrive con i fornitori di turbine contratti di gestione e manutenzione "O&M" (*Operation and Maintenance*) di durata variabile tra 5 e 15 anni. Ai sensi di tali contratti, i fornitori svolgono tutte le attività ordinarie programmate di manutenzione, riparazione, sostituzione e gestione dei ricambi per le turbine e relative attrezzature dal momento in cui vengono avviate le attività commerciali.

Il fornitore delle turbine che compongono i parchi eolici offre generalmente numerosi servizi essenziali, tra cui: (i) servizi di manutenzione ordinaria e straordinaria, (ii) controllo in remoto, (iii) servizi di *customer care*, (iv) servizi di *reporting*, (v) fornitura di ricambi e articoli di consumo, strumenti e attrezzature, e (vi) monitoraggio e reporting di dati. Tali fornitori forniscono, inoltre, nei contratti O&M, garanzie in merito alla "disponibilità" dei singoli parchi eolici. Le garanzie incluse nei contratti O&M si basano generalmente su una disponibilità media garantita, che rappresenta la disponibilità media delle turbine di un parco eolico per la produzione della quantità di energia elettrica garantita dall'appaltatore per un dato periodo. Qualora la disponibilità media effettiva calcolata al termine di un dato periodo sia superiore alla disponibilità media garantita, l'appaltatore non avrà responsabilità ulteriori ai sensi del contratto O&M; tuttavia, qualora la disponibilità media effettiva misurata al termine di un dato periodo sia inferiore alla disponibilità media garantita, l'appaltatore dovrà rimborsare la società che gestisce il parco eolico in conformità con i termini e le condizioni generalmente negoziati nei singoli casi. La differenza tra la disponibilità media garantita e il 100% non è assicurata. Il livello di produzione di energia elettrica coperto dalla disponibilità

garantita è solitamente inferiore durante i primi dodici mesi di attività, quando le carenze di disponibilità causate dall'aumento progressivo della disponibilità delle turbine sono più frequenti. I contratti O&M relativi ai parchi eolici di Callari, Castel di Lucio e San Martino in Pensilis sono stati modificati, aggiornando il calcolo della disponibilità media che, a partire dal 2014, si basa sui MWh di energia prodotti e non sulle ore utili di produzione di energia elettrica. In ogni caso, i danni risarcibili che il costruttore è tenuto a rimborsare in forza delle suddette garanzie sono soggetti a un tetto massimo il cui importo può essere pari o inferiore al prezzo annuale pagato per i servizi forniti in conformità con i contratti O&M. Le perdite superiori a tali tetti sarebbero a carico del Gruppo.

Il pagamento dei servizi di manutenzione programmata e non programmata è incluso nel costo annuale del servizio, che viene normalmente rivisto una volta all'anno in funzione di un indice dei prezzi al consumo. Il compenso dei contratti O&M prevede in genere un prezzo annuo di base più una commissione annua variabile. Tali contratti prevedono, inoltre, un incentivo per buone prestazioni, che l'appaltatore riceve quando la disponibilità media effettiva calcolata al termine di un dato periodo supera la disponibilità media garantita. Alla scadenza del contratto O&M, il Gruppo può decidere se gestire e mantenere autonomamente le turbine oppure scegliere di estendere gli accordi esistenti con il costruttore o sottoscrivere un nuovo contratto di servizio con altre parti.

La seguente tabella dà evidenza del costo annuale pagato per i servizi indicati per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012 e per i nove mesi chiusi al 30 settembre 2014 e 2013:

Operation & Maintenance	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Nove mesi chiusi al 30 settembre	
	2013	2012	2014	2013
	(in migliaia di €)			
Costo Consolidato	5.533	6.162	3.391	3.316

15.3 Contratti di finanziamento

Linea di credito Durini 18

Il 15 dicembre 2009 Durini 18 S.r.l. ha sottoscritto un accordo per l'apertura di una linea di credito ipotecaria in conto corrente con Credito Artigiano S.p.A. (ora Credito Valtellinese S.c.) fino a un importo massimo di Euro 15.000.000 (l'“**Accordo sulla linea di credito Durini 18**”) da usare per il finanziamento in generale delle attività svolte dal Gruppo. L'Accordo sulla linea di credito Durini 18 è disciplinato dalla legge italiana. Al 30 settembre 2014, la linea di credito risultava utilizzata per un importo di Euro 11,1 milioni.

Gli obblighi derivanti dall'Accordo sulla linea di credito Durini 18 sono garantiti da un'ipoteca di primo grado datata 15 dicembre 2009 sull'edificio di proprietà di Durini 18 S.r.l. sito in Milano in via Durini n. 16/18 che ospita per una parte gli uffici amministrativi del Gruppo e di cui una certa area è stata concessa in locazione uso ufficio.

Il 14 novembre 2012 l'Accordo sulla linea di credito Durini 18 è stato modificato con riferimento al periodo di disponibilità prevedendo che l'importo iniziale di Euro 15.000.000 sarà ridotto ogni anno come disposto nella seguente tabella:

Importo disponibile

15.000.000	Fino al 31 dicembre 2014
13.375.000	Dal 31 dicembre 2014
11.750.000	Dal 31 dicembre 2015
10.125.000	Dal 31 dicembre 2016
8.500.000	Dal 31 dicembre 2017
6.875.000	Dal 31 dicembre 2018
5.250.000	Dal 31 dicembre 2019
3.625.000	Dal 31 dicembre 2020
2.000.000	Dal 31 dicembre 2021
0	Dal 31 dicembre 2022

Interesse

L'interesse sulla linea di credito concessa ai sensi dell'Accordo sulla linea di credito Durini 18 è pari all'Euribor a tre mesi più uno *spread* del 5% annuo ed è corrisposto il 31 marzo, 30 giugno, 30 settembre e 31 dicembre di ogni anno. L'interesse di mora è pari all'interesse applicabile più il 2% annuo. L'Accordo sulla linea di credito Durini 18 prevede inoltre una commissione d'impegno trimestrale di 0,1 pb.

Impegni

L'Accordo sulla linea di credito Durini 18 prevede alcuni impegni di fare o astenersi dal fare (tra cui effettuare il pagamento di qualsiasi tasse, imposta, tributo, contributo o peso gravanti gli immobili, mantenere gli immobili con la diligenza del buon padre di famiglia, non alterare la condizione giuridica degli immobili) in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. L'Accordo non comprende nessun impegno di tipo continuativo da verificarsi periodicamente. Alla Data del Documento di Registrazione, l'Emittente non è in violazione di tali impegni.

Eventi di inadempimento

L'Accordo sulla linea di credito Durini 18 prevede eventi di inadempimento ordinari (tra cui apertura di procedure concorsuali, protesti cambiari, sequestri, pignoramenti, iscrizioni di ipoteche legali, giudiziali e volontarie) in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. L'eventuale verificarsi di uno di tali eventi di inadempimento comporta la facoltà per la banca di ritenere risolto il contratto, con conseguente decadenza della parte di Durini 18 S.r.l. dal beneficio del termine.

Contratti di project financing dei parchi eolici del Gruppo

Il Gruppo è storicamente ricorso a finanziamenti in *project financing* per finanziare i propri impianti eolici. I contratti di finanziamento relativi a *project financing* prevedono che i flussi di cassa generati dal progetto finanziato siano vincolati a servizio del rimborso dei finanziamenti e

includono, generalmente, garanzie (per il rimborso delle somme oggetto del finanziamento) esclusivamente sul capitale sociale o sui beni della relativa società progetto, o sui contratti e sui flussi di cassa di tale società.

I contratti di *project financing* vengono generalmente stipulati dalla banca finanziatrice all'esito di estese procedure di controllo legale, finanziario e assicurativo, della preparazione di un *business plan* e di una valutazione dell'energia eolica, forniti da consulenti esterni, e includono clausole abituali per contratti di questo tipo, quali restrizioni alla distribuzione di dividendi, verifiche periodiche della gestione, relazioni sui risultati e bilanci, e obblighi di mantenimento di *ratio* finanziari che vengono verificati periodicamente.

Rispetto dei covenant finanziari dei contratti in project financing

La seguente tabella riporta una descrizione sintetica e dettagliata del rispetto dei *covenant* DSCR e LLCR (come *infra* definiti) di cui ai contratti di finanziamento in *project finance* descritti di seguito, all'ultima data di rilevazione (30 giugno 2014) per ciascun finanziamento in *project finance*.

	DSCR Storico	Ultimo rilevato dall'Emittente(*)	DSCR Loan Coverage Ratio	Life	Ultimo rilevato dall'Emittente(*)	LLCR
Ordonà	Inferiore o uguale a 1,05	1,48	Inferiore o uguale a 1,20		1,33	
Callari	Inferiore o uguale a 1,05	1,34	Inferiore o uguale a 1,20		1,21	
Minerva	Inferiore o uguale a 1,05	1,54	Inferiore o uguale a 1,20		1,21	
Licodia.....	Inferiore o uguale a 1,05	2,27	Inferiore o uguale a 1,05		1,50	
San Marco.....	Inferiore o uguale a 1,05	1,59	—		n.a.	
Monte Petراسi.....	Inferiore o uguale a 1,05	1,12	Inferiore o uguale a 1,20		1,34	
San Martino in Pensilis	Inferiore a 1,1	1,22	Inferiore a 1,1		1,23	
Lacedonia.....	Inferiore a 1,05	1,05	Inferiore a 1,05		1,38	

(*) Al 30 giugno 2014.

Al 30 giugno 2014, ultima data di rilevazione, anche i livelli del DSCR storico di cui alle clausole di rimborso obbligatorio anticipato dei contratti in *project finance* risultavano rispettati.

Quanto segue è una descrizione dei finanziamenti in *project financing* in essere presso le società del Gruppo che gestiscono parchi eolici, alla Data del Documento di Registrazione.

Project financing relativo a Ordonà

Ordonà Energia S.r.l. ("**Ordonà SPV**") (la società che gestisce il parco eolico di Ordonà, di cui il Gruppo detiene indirettamente (tramite AER) l'intero capitale sociale) il 27 settembre 2007 ha sottoscritto, in qualità di parte finanziata, un contratto di finanziamento (come successivamente modificato il 24 aprile 2008) (il "**Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà**") con un *pool* di banche per un importo complessivo pari a Euro 69.000.000, del quale risulta ancora in essere una delle linee per un importo pari a Euro 63,5 milioni, e la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2025.

Al 30 settembre 2014, ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà risultava da rimborsare una somma pari a Euro 50,2 milioni.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà è pari all'Euribor a sei mesi applicabile più uno *spread* variabile tra 105 e 120 pb. per anno, a seconda del livello del valore medio del *Debt Service Coverage Ratio Storico* (come definito di seguito) e del valore del *Debt Service Coverage Ratio Prospettico Medio* (come definito di seguito).

L'interesse di mora è uguale all'interesse applicabile più 150 pb per anno.

Garanzie reali

Gli obblighi derivanti dal Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà sono garantiti da:

- (i) Un *privilegio speciale* in conformità all'articolo 46 della legge n. 385/1993 su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di Ordonà SPV.
- (ii) Un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito a Ordonà (FG).
- (iii) Un pegno sui crediti derivanti da determinati contratti di Ordonà SPV relativi a parchi eolici (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di *operation & maintenance*, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere di elettrificazione) e relative garanzie che li assistono.
- (iv) Appendici di vincolo sulle polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.
- (v) Cessione in garanzia dei crediti IVA dovuti a Ordonà SPV.
- (vi) Un pegno sul 100% del capitale sociale di Ordonà SPV.
- (vii) Un pegno sui conti correnti bancari.
- (viii) Un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà Certificati Verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Ordonà SPV è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici.
- (ix) Un pegno sui crediti derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da AER ai sensi del contratto stipulato tra Ordonà SPV, AER e la banca agente.

Garanzia

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà prevede inoltre una garanzia fideiussoria concessa dall'Emittente per un importo massimo di Euro 4.000.000, a garanzia degli impegni

assunti da AER a favore di Ordona SPV in relazione a determinate parti del terreno sito in Ordona (FG) (tra cui la mancata consegna del contratto definitivo di costituzione del diritto di superficie, la mancata consegna copia autentica dell'atto di ipoteca di primo grado a favore delle banche finanziatrici, la mancata consegna della relazione notarile attestante l'avvenuta iscrizione dell'ipoteca di primo grado e conseguente richiesta di contribuzione di Ordona SPV a AER).

Impegni e obblighi

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordona comprende alcune clausole e impegni, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale, economico, finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte del consiglio di amministrazione;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) informare circa qualsiasi convocazione di assemblea e fornire copia dei verbali della stessa non appena disponibili.

Tra gli impegni previsti a carico di Ordona SPV:

- (i) mantenere e far mantenere tutti gli edifici, costruzioni e macchinari in buono stato e secondo la prassi industriale;
- (ii) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (iii) assicurare, per quanto di sua competenza, la regolarità delle forniture necessarie all'esercizio e alla produttività del parco eolico;
- (iv) mantenere un adeguato magazzino ricambi.

Tale contratto prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e l'Emittente, incluso l'impegno dell'Emittente, contenuto in una lettera separata sottoscritta dall'Emittente con le banche in data 27 maggio 2008, a mantenere per l'intera durata del finanziamento una partecipazione indiretta pari ad almeno il 51% del capitale sociale di Ordona SPV.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà prevede, *inter alia*, i seguenti casi di inadempimento:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* ("**DSCR Storico**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal parco eolico e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura) inferiore o pari a 1,05; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* ("**LLCR**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà) derivanti da attività operative del parco eolico e dagli importi su determinati conti detenuti al fine di sostenere il finanziamento e (b) gli importi prelevati ai sensi della linea base e non ancora rimborsati) inferiore o pari a 1,2.

Inoltre, il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà prevede che si verifichi un *cross-default* nel caso in cui:

- (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o di alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata, dall'Emittente e da AER; e
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà prevede anche altri eventi di inadempimento usuali nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di Ordonà SPV agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Ordonà SPV, l'Emittente e AER, la distruzione totale del parco eolico o l'interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà prevede il rimborso anticipato obbligatorio parziale o totale, a seconda dei casi, al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi e indennizzi di altro genere superiori a Euro 100.000). Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordonà prevede inoltre, tra le ipotesi di rimborso anticipato obbligatorio, che, qualora il 30 giugno e il 31 dicembre di ciascun anno il DSCR Storico sia inferiore a 1,1, Ordonà SPV sarà tenuta a corrispondere un importo pari al 100% dell'eccesso di cassa (equivalente alla cassa disponibile per la società al netto del DSRA e delle somme a sostegno dei costi operativi per i successivi sei mesi) e per il rimborso anticipato del finanziamento. Inoltre, tale contratto prevede che i proventi derivanti dagli atti di disposizione consentiti (per tali

intendendosi ogni atto di disposizione, totale o parziale, di diritti reali di cui Ordona SPV sia titolare di valore non superiore a Euro 20.000,00) dovranno essere destinati al rimborso anticipato del finanziamento. Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordona prevede inoltre che in caso di modifiche di legge che comportino una modifica del meccanismo di vendita dei Certificati Verdi con una diminuzione del DSCR Prospettico Medio ("**DSCRPM**"), Ordona SPV dovrà (i) chiedere ad AER, entro 5 giorni lavorativi dalla determinazione del DSCRPM, di fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, nei modi previsti nell'accordo sottoscritto con AER e la banca agente, e (ii) rimborsare anticipatamente il finanziamento per un ammontare necessario a ripristinare il livello minimo di DSCRPM richiesto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordona stesso. Sebbene l'Emittente ritenga che la transizione dal sistema dei Certificati Verdi verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non avrà effetti negativi sull'attività del Gruppo, ove tale modifica legislativa dovesse comportare una diminuzione del DSCRPM, potrebbero derivarne effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordona prevede inoltre la possibilità per Ordona SPV di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Ordona SPV dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Ordona è disciplinato dalla legge italiana.

Project financing relativo a Krupen

Il 17 dicembre 2010 Wind Energy EOOD, Wind Systems EOOD, Wind Stream EOOD e Wind Power 2 EOOD (le società che gestiscono il parco eolico di Krupen, tutte costituite ai sensi delle leggi della Bulgaria) hanno sottoscritto ciascuna un contratto di finanziamento con DEG—DEUTSCHE INVESTITIONS—UND ENTWICKLUNGSGESELLSCHAFT MBH ("**DEG**"), un istituto finanziario costituito ed esistente ai sensi delle leggi della Repubblica Federale Tedesca, ciascuna per un importo complessivo di Euro 2.875.000,00 composti da due linee (come successivamente modificati il 6 maggio 2011; i "**Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen**"):

- (i) una linea fino a un importo di Euro 1.437.500,00 (la cosiddetta "*Tranche A*") da rimborsare il 15 dicembre 2022; e
- (ii) una linea fino a un importo di Euro 1.437.500,00 (la cosiddetta "*Tranche B*") da rimborsare il 15 dicembre 2022.

Al 30 settembre 2014, ai sensi dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen risultava da rimborsare una somma pari a Euro 8,1 milioni.

Interesse

Per un periodo di dieci anni l'interesse su ciascun finanziamento dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen sarà pari all'Euribor a 6 mesi più 475 pb per anno. L'interesse di mora sarà pari all'interesse applicabile più 200 pb per anno calcolato dalla data in cui gli interessi erano dovuti fino alla data del pagamento effettivo.

Garanzie reali

Gli obblighi ai sensi di ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen sono garantiti da:

- (i) un pegno:
 - sui crediti derivanti dai conti della parte finanziata, sul DSRA (ossia il conto di riserva costituito ai sensi di ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen a copertura del pagamento rapporto di debito per un periodo di sei mesi) e su qualsiasi altro conto corrente bancario della parte finanziata in essere in qualsiasi momento dopo la data del Finanziamento per il progetto Krupen WEE;
 - sui crediti presenti e futuri della parte finanziata derivanti da qualsiasi contratto e assicurazione relativi ai parchi eolici di Krupen;
 - sui crediti della parte finanziata derivanti da qualsiasi polizza assicurativa stipulata dal medesimo; e
 - sui crediti della parte finanziata derivanti da qualsiasi accordo per l'acquisto di energia elettrica stipulato dal medesimo;
- (ii) un pegno di primo grado sull'azienda della parte finanziata, definita come insieme di diritti, obblighi e rapporti effettivi con riferimento specifico ai terreni, a tutte le attrezzature fissate ai terreni e altre attrezzature fondamentali con un valore di acquisto individuale superiore a Euro 100.000,00 (o il suo equivalente); e
- (iii) un pegno sulle azioni rappresentanti il 100% del capitale sociale di ciascuna parte finanziata.

Ciascuno dei suddetti accordi di garanzia è retto dalle leggi della Bulgaria.

Impegni

Ciascun Contratto di finanziamento relativo al progetto Krupen comprende clausole e impegni in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Con riferimento agli impegni di natura finanziaria, ai sensi di ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen, la parte finanziata si è impegnata a mantenere i seguenti rapporti finanziari (da calcolarsi sempre su base consolidata con ciascuno degli altri mutuatari):

- Rapporto capitale proprio/attività totali: non inferiore al 34%;

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* (ossia il rapporto tra (a) il flusso di cassa consolidato disponibile per il pagamento della quota capitale del debito, come definito in ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen e (b) il debito consolidato della quota capitale dei finanziamenti, come definito in ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen): non inferiore a 1,1;
- *Debt Service Coverage Ratio Storico*, incluso il DSRA, (ossia il rapporto tra (a) il flusso di cassa consolidato disponibile per il pagamento della quota capitale del debito più il saldo del DSRA per il relativo periodo, come definito in ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen e (b) il debito consolidato della quota capitale dei finanziamenti, come definito in ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen): non inferiore a 1,4.

Dichiarazioni e garanzie; impegni informativi

Ciascuna parte finanziata ha fornito una serie di dichiarazioni e garanzie usuali per la prassi di mercato oltre a usuali impegni informativi.

In particolare tra gli obblighi informativi di ciascuna parte finanziata:

- (i) consegna delle scritture contabili annuali entro 6 mesi dalla data di conclusione del relativo periodo di esercizio;
- (ii) comunicare prontamente qualsiasi azione legale o altro evento che possa avere un rilevante impatto negativo sulla relativa parte finanziata;
- (iii) comunicare il verificarsi di un inadempimento o il potenziale insorgere dello stesso;
- (iv) comunicare prontamente qualsiasi modifica dei documenti costitutivi di ciascuna parte finanziata o qualsiasi operazione che comporti un cambio diretto o indiretto della compagine societaria di ciascuna parte finanziata.

Tra gli impegni previsti a carico di ciascuna parte finanziata:

- (i) ottenere e mantenere tutte le autorizzazioni necessarie per lo svolgimento dell'attività di ciascuna parte finanziata;
- (ii) non entrare in rapporti commerciali con soggetti o società rientranti nella lista relativa agli embarghi e alla lotta al terrorismo predisposta dall'Unione Europea o dalla Repubblica Federale di Germania.
- (iii) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto dei principi di buona amministrazione.

Eventi di inadempimento

L'inadempimento di ciascuno degli impegni finanziari summenzionati costituisce un evento di inadempimento ai sensi di ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen, salvo che l'inadempimento non venga rimediato entro 30 giorni dalla notifica scritta da parte di DEG. Inoltre, ciascun Contratto di finanziamento relativo al progetto Krupen prevede anche usuali eventi di inadempimento (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi dei Contratti di

finanziamento relativi al progetto Krupen e/o dei documenti ad essi relativi, il verificarsi di un cambio di controllo senza il previo consenso di DEG, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a *inter alia* ciascuna parte finanziata, la revoca di una autorizzazione richiesta per l'esercizio delle attività inerenti il parco eolico), la maggior parte dei quali è soggetta alle soglie di rilevanza ordinarie e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Inoltre ciascun Contratto di finanziamento relativo al progetto Krupen prevede, tra l'altro, degli eventi di *cross-default* nel caso in cui la parte finanziata risulti inadempiente con riferimento a pagamenti per un importo superiore a Euro 10.000 dovuti ai sensi di qualsiasi accordo con qualsiasi parte diversa da DEG o dalle altre parti finanziatrici, oltre ai casi in cui i finanziamenti vengano dichiarati immediatamente esigibili da DEG o uno delle altre parti finanziatrici.

Rimborso anticipato

Ciascuna delle parti finanziate ai sensi dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen ha la facoltà di, a propria discrezione, pagare in anticipo il rispettivo importo dovuto in conformità a ciascuno dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen a ciascuna data di pagamento come prevista in ciascun Contratto di finanziamento relativo al progetto Krupen, previo pagamento di una penale.

Legge applicabile

Tutti i Contratti di finanziamento relativi al progetto Krupen sono disciplinati dalle leggi della Repubblica Federale Tedesca.

Project Finance relativo a San Martino in Pensilis

New Green Molise S.r.l. (la società che gestisce il parco eolico di San Martino in Pensilis, di cui il Gruppo detiene una partecipazione azionaria del 50%) il 4 marzo 2010 ha sottoscritto un contratto di finanziamento (come successivamente modificato il 30 novembre 2010, 26 luglio 2013 e 15 luglio 2014, il "**Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis**") con un *pool* di banche (le "**Banche NGM**") per un importo complessivo pari a Euro 93,4 milioni, del quale risulta ancora in essere una delle linee per un importo pari a Euro 85 milioni, la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2025.

Al 30 settembre 2014 ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis risultavano in essere Euro 65,5 milioni, di cui Euro 32,7 milioni relativi alla partecipazione del Gruppo.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis è pari all'Euribor a 6 mesi più:

- 260 pb per anno dal 2012 fino al 31 dicembre 2014;
- 270 pb per anno dal 2015 fino al 31 dicembre 2019;

- 280 pb per anno dal 2020 fino al 30 giugno 2025.

L'interesse di mora è uguale all'interesse applicabile più il 2,5% annuo.

Garanzie reali

Gli obblighi ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis sono garantiti da:

- (i) Un privilegio speciale ex articolo 46 della legge n. 385/1993, fino a un importo massimo di Euro 140.100.000, su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di New Green Molise S.r.l.
- (ii) Un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito a San Martino in Pensilis (Campobasso).
- (iii) Una cessione in garanzia dei crediti derivanti da alcuni contratti di New Green Molise S.r.l. relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di *service*, contratto di connessione e contratto di manutenzione relativo alle opere elettriche funzionali al parco eolico).
- (iii) Una cessione in garanzia dei crediti IVA dovuti a New Green Molise S.r.l.
- (iv) Un pegno sulla quota di New Green Molise S.r.l.
- (v) Un pegno sui conti correnti bancari.

Impegni degli azionisti

Il 23 aprile 2010 New Green Molise S.r.l., New Green Energy S.r.l. (il *partner* del Gruppo nella *joint venture* New Green Molise S.r.l.), AER e le Banche NGM hanno sottoscritto un accordo ai sensi del quale New Green Energy S.r.l. e AER hanno assunto l'impegno, fra le altre cose, di sottoscrivere un aumento di capitale in New Green Molise S.r.l. per finanziare gli importi previsti dall'accordo al verificarsi di alcune circostanze specifiche (tra le quali il caso in cui la società non riuscisse a concludere un contratto di manutenzione generale alle medesime condizioni economiche di cui al contratto di *service* ovvero al fine di coprire il 100% di ogni incremento del prezzo del contratto di fornitura determinato da modifiche normative), e di subordinare al finanziamento ogni finanziamento infragruppo presente e futuro concesso dagli azionisti a favore di New Green Molise S.r.l..

Impegni

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis prevede clausole e impegni, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio non appena disponibile e comunque non oltre 120 giorni dalla data di fine dell'esercizio sociale;
- (ii) prontamente tutte le informazioni concernenti la situazione finanziaria che la banca agente possa ragionevolmente richiedere;
- (iii) comunicare immediatamente il verificarsi di qualsiasi inadempimento o il potenziale insorgere dello stesso;
- (iv) informare circa l'ordine del giorno di qualsiasi assemblea dei soci e consegnare il relativo verbale entro 15 giorni dalla relativa delibera.

Tra gli impegni previsti a carico di New Green Molise S.r.l.:

- (i) rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili a New Green Molise S.r.l.;
- (ii) non modificare senza il preventivo consenso della banca agente il proprio statuto o atto costitutivo;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al progetto San Martino in Pensilis.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* ("**DSCR Storico**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa derivanti dalle attività operative relative al parco eolico e (b) gli importi dovuti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis) inferiore a 1,1; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* ("**LLCR**," ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati derivanti dalle attività operative relative al parco eolico e (b) gli importi prelevati ai sensi della linea base e non ancora rimborsati) inferiore a 1,1.

Inoltre, il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis prevede, tra l'altro, che si verifichi un evento di *cross-default* se:

- (i) qualsiasi indebitamento finanziario (inclusi, tra l'altro, finanziamenti e saldi bancari, obbligazioni, obblighi di controgaranzia, lettere di credito o qualsiasi altro strumento) della parte finanziata non venga corrisposto alla scadenza né entro il periodo di tolleranza originariamente applicabile;
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza per esso specificata in conseguenza di un evento di inadempimento;

(iii) qualsiasi impegno per qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga cancellato o sospeso in conseguenza di un evento di inadempimento.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis prevede anche altri eventi di inadempimento usuali nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di New Green Molise S.r.l. agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, New Green Molise S.r.l. e AER, danneggiamento irreparabile dei beni del progetto San Martino in Pensilis o l'interruzione della sua attività d'impresa o modifica sostanziale della stessa), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza ordinarie e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis prevede che al verificarsi di determinati eventi (come, ad esempio, la ricezione di indennizzi assicurativi) il finanziamento debba essere rimborsato in anticipo. In particolare, se al 30 giugno e il 31 dicembre di ogni anno:

- il DSCR è inferiore a 1,2 e/o
- l'LLCR è inferiore a 1,2.

New Green Molise S.r.l. dovrà corrispondere un importo pari al "*Cover Ratio Prepayment Amount*" (ossia l'importo pari alla liquidità disponibile) e, se alla successiva data pertinente tali valori non siano aumentati, New Green Molise S.r.l. dovrà usare la liquidità disponibile su uno specifico conto denominato "*Conto Cover Ratio Lock-up*" (conto relativo al rapporto di copertura) previsto nel Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis, ai fini del rimborso obbligatoria della linea base.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis prevede inoltre la possibilità per New Green Molise S.r.l. di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il finanziamento, in ogni momento, senza il pagamento di alcuna penale. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Martino in Pensilis è disciplinato dalla legge italiana.

Project Finance relativo a Lacedonia

Ecoenergia Campania S.r.l. (la società che gestisce il parco eolico di Lacedonia, di cui il Gruppo detiene il 50% del capitale sociale) ha sottoscritto due diversi contratti di finanziamento: (a) il Finanziamento Lacedonia 2007, per un importo di Euro 13.978.000 e (b) il Finanziamento

Lacedonia Junior, per un importo di Euro 21.798.000 (congiuntamente i “**Contratti di finanziamento relativi al progetto Lacedonia**”).

Al 30 settembre 2014 ai sensi dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Lacedonia risultava da rimborsare una somma pari a Euro 6,7 milioni, corrispondenti alla partecipazione del Gruppo al relativo debito.

Inoltre, il 3 aprile 2008 AER ed Ecoenergia S.r.l. (i soci di Ecoenergia Campania S.r.l.) ed Ecoenergia Campania S.r.l. hanno sottoscritto un accordo ai sensi del quale AER e Ecoenergia S.r.l. hanno assunto l'impegno, *inter alia*, di sottoscrivere un aumento di capitale in Ecoenergia Campania S.r.l. per finanziare gli importi previsti dall'accordo al verificarsi di alcune circostanze specifiche (tra le quali il caso in cui residuino costi, oneri o corrispettivi ai sensi di qualunque contratto di progetto relativo al progetto Lacedonia (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di *operation & maintenance*, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere di elettrificazione) non coperti da altri contratti (tra cui i Contratti di finanziamento relativi al progetto Lacedonia), nonché a copertura di tutti i costi, indennizzi e sanzioni derivanti da eventuali accertamenti fiscali ovvero modifiche dei prezzi relativi ai certificati verdi dovute a cambi normativi o regolamentari) e di subordinare al finanziamento ogni finanziamento infragruppo presente e futuro concesso a favore di Ecoenergia Campania S.r.l. da parte dei relativi soci. L'Emittente si è inoltre impegnato, successivamente, a mantenere una partecipazione in AER pari ad almeno il 51% del capitale sociale e pari al 50% in Ecoenergia Campania S.r.l. sino all'adempimento di tutti gli obblighi previsti, *inter alia*, dai Contratti di finanziamento relativi ai progetti Lacedonia e dai relativi documenti di garanzia.

Finanziamento Lacedonia 2007

Ecoenergia Campania S.r.l. ha sottoscritto un contratto di finanziamento il 5 ottobre 2007 (come successivamente modificato il 3 aprile 2008 e il 1 agosto 2014; il “**Contratto di finanziamento Lacedonia 2007**”) con un *pool* di banche per un importo complessivo di Euro 13.978.000.

Nello specifico:

- (i) Cassa Depositi e Prestiti S.p.A. ha concesso un finanziamento (denominato “*Finanziamento Agevolato*”) per un importo massimo di Euro 6.000.000 da rimborsare entro il 30 giugno 2021;
- (ii) Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. ha concesso due prestiti (denominati “*Finanziamento Bancario*” e “*Finanziamento Bancario Integrativo*”), per un importo massimo rispettivamente di Euro 6.000.000 e 1.978.000 da rimborsare entro il 30 giugno 2021.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 è pari all'Euribor a 6 mesi più:

- (i) per il Finanziamento Agevolato: fino allo 0,50% annuo;

- (ii) per il Finanziamento Bancario e il Finanziamento Bancario Integrativo: Euribor più un importo compreso tra l'1,05% e l'1,20% annuo, a seconda del verificarsi o meno di determinate circostanze previste nel Contratto di finanziamento Lacedonia 2007.

L'interesse di mora è pari al tasso annuale nominale collegato al tasso per operazioni di rifinanziamento marginale stabilito dalla BCE più il 50%.

Garanzie reali

Il Finanziamento Lacedonia 2007 è garantito da:

- (i) Un pegno su alcuni conti correnti bancari.
- (ii) Una cessione in garanzia dei crediti derivanti da alcuni contratti di Ecoenergia Campania S.r.l. relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di *operation & maintenance*, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere di elettrificazione) e relative garanzie che li assistono.
- (iii) Un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito in Lacedonia e Bisaccia a favore di Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. e Cassa Depositi e Prestiti S.p.A.
- (iv) Un pegno sulla quota di Ecoenergia Campania S.r.l.
- (v) Un privilegio speciale ex articolo 46 della legge n. 385/1993, fino a un importo massimo di Euro 71.912.000,00, su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di Ecoenergia Campania S.r.l.
- (vi) Appendici di vincolo su alcune polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.

Impegni

Il Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 comprende alcune clausole e impegni, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale, economico, finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte del consiglio di amministrazione;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) informare circa qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni sottoposti al privilegio speciale.

Tra gli impegni previsti a carico di Ecoenergia Campania S.r.l.:

- (i) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (ii) non modificare senza il preventivo consenso delle banche finanziatrici il proprio statuto o atto costitutivo;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al parco eolico.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* (“**DSCR Storico**,” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa derivanti dalle attività operative relative al parco eolico e (b) gli importi dovuti ai sensi dei Contratti di finanziamento relativi ai progetti Lacedonia calcolati ogni 12 mesi precedenti alla relativa data di pagamento) inferiore a 1,05x; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* (“**LLCR**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati derivanti dalle attività operative relative al parco eolico e (b) gli importi dovuti ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 e gli importi dovuti ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia Junior) inferiore a 1,10x.

Inoltre, in conformità al Contratto di finanziamento Lacedonia 2007, si è in presenza di un caso di *cross-default* tra le altre cose se:

- (i) qualsiasi somma capitale ai sensi di qualsiasi indebitamento finanziario (inclusi, *fra gli altri*, finanziamenti e saldi di conti correnti bancari o l'emissione di obbligazioni, titoli in generale, titoli di prestito o qualsiasi strumento analogo, crediti venduti o scontati, qualsiasi obbligo di controgaranzia relativo a garanzie, obbligazioni, lettere di credito o qualsiasi altro strumento) della parte finanziata non venga corrisposta alla scadenza e a cui non è stato posto rimedio entro 3 giorni;
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario dovuto dalla parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza per esso specificata senza che vi sia posto rimedio entro 3 giorni;
- (iii) qualsiasi indebitamento finanziario dovuto dalla parte finanziata sia soggetto a notifica di inadempimento dopo la scadenza per esso specificata senza che vi sia posto rimedio entro 3 giorni.

Il Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 prevede anche altri eventi di inadempimento usuali per la prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di

Ecoenergia Campania S.r.l. agli obblighi assunti ai sensi dei Contratti di finanziamento relativi al progetto Lacedonia, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Ecoenergia Campania S.r.l. e AER, la distruzione totale del parco eolico o l'interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, alle soglie di rilevanza ordinarie e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. In caso di richiesta di pagamento delle somme dovute, oltre al rimborso del capitale, degli interessi e di qualsiasi altro importo previsto ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007, Ecoenergia Campania S.r.l. avrà l'obbligo di corrispondere un indennizzo a favore di Cassa Depositi e Prestiti S.p.A..

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 prevede che al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio la percezione di indennizzi assicurativi) il finanziamento dovrà essere obbligatoriamente rimborsato in anticipo. In particolare, se in una qualsiasi data di pagamento:

- il DSCR Storico è inferiore a 1,1x e/o
- LLCR è inferiore a 1,15x,

Ecoenergia Campania S.r.l. dovrà corrispondere, 30 giorni dopo la registrazione dei relativi parametri finanziari, un importo pari alla "Quota Parte" (corrispondente a una percentuale che esprime il rapporto tra (a) la somma capitale del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 dovuta e non rimborsata e (b) la somma capitale dovuta e non rimborsata ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 e del Contratto di finanziamento Lacedonia Junior) dell'importo complessivo depositato sul conto bancario denominato "Conto dei Ricavi".

In più, il Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 prevede che la parte finanziata è tenuta a rimborsare obbligatoriamente in anticipo il finanziamento nel caso in cui AER ed Ecoenergia S.r.l. cessino di detenere, direttamente o indirettamente, ciascuna il 50% del capitale di Ecoenergia Campania S.r.l. o congiuntamente di detenere il controllo della società.

Il Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 prevede inoltre la possibilità per Ecoenergia Campania S.r.l. di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale, il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Ecoenergia Campania S.r.l. dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 è disciplinato dalla legge italiana.

Finanziamento Lacedonia Junior

Ecoenergia Campania S.r.l., il 3 aprile 2008, ha sottoscritto un contratto di finanziamento (il "Finanziamento Lacedonia Junior") con Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. per un importo

complessivo di Euro 21.798.000, del quale risulta ancora in essere una delle linee per un importo pari a Euro 8.000.000 (la "**Tranche A**") e con data di rimborso finale il 30 giugno 2021.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento è pari all'Euribor a 6 mesi più un *range* compreso tra l'1,05-1,20% annuo, a seconda del verificarsi o meno di determinate circostanze previste nel Contratto di finanziamento Lacedonia Junior.

L'interesse di mora è pari all'interesse applicabile più l'1,5% annuo.

Garanzie reali

Gli obblighi ai sensi del Finanziamento Lacedonia Junior sono garantiti da:

- (i) Un pegno su alcuni conti correnti bancari.
- (ii) Una cessione in garanzia dei crediti derivanti da alcuni contratti di Ecoenergia Campania S.r.l. relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di *operation & maintenance*, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere di elettrificazione) e relative garanzie che li assistono.
- (iii) Un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito in Lacedonia e Bisaccia a favore di Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. e Cassa Depositi e Prestiti S.p.A..
- (iv) Un pegno sulla quota di Ecoenergia Campania S.r.l..
- (v) Un privilegio speciale *ex* articolo 46 della legge n. 385/1993, fino a un importo massimo di Euro 71.912.000,00, su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di Ecoenergia Campania S.r.l..
- (vi) Appendici di vincolo su alcune polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.

Impegni

Il Finanziamento Lacedonia Junior prevede clausole e impegni, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale, economico, finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte del consiglio di amministrazione;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;

- (iv) informare circa qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni sottoposti al privilegio speciale.

Tra gli impegni previsti a carico di Ecoenergia Campania S.r.l.:

- (i) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (ii) non modificare senza il preventivo consenso delle banche finanziatrici il proprio statuto o atto costitutivo;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al parco eolico.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Finanziamento Lacedonia Junior prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* ("**DSCR Storico**," ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa derivanti dalle attività operative relative al parco eolico e (b) gli importi dovuti ai sensi dei Contratti di finanziamento relativi ai progetti Lacedonia calcolati a 12 mesi precedenti alla relativa data di pagamento) inferiore a 1,05x; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* ("**LLCR**" ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati derivante dalle attività operative relative al parco eolico e (b) gli importi dovuti ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 e gli importi in essere ai sensi del Finanziamento Lacedonia Junior e non ancora rimborsati) inferiore a 1,10x.

Inoltre, ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia Junior, si è in presenza di un caso di *cross-default* a cui non è stato posto rimedio, tra l'altro, se:

- (i) qualsiasi somma capitale dell'indebitamento finanziario (inclusi, tra l'altro, qualsiasi finanziamento e saldo di conto corrente bancario o altri istituti finanziari o l'emissione di obbligazioni, qualsiasi obbligo di controgaranzia relativo a garanzie, lettere di credito o qualsiasi altro strumento analogo) della parte finanziata non corrisposto alla scadenza;
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza per esso specificata;
- (iii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata sia oggetto di notifica di inadempimento dopo la scadenza per esso specificata.

Il Finanziamento Lacedonia Junior prevede anche altri eventi di inadempimento usuali secondo la prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento Junior e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di Ecoenergia Campania S.r.l. agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento Junior, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Ecoenergia Campania S.r.l. e AER, la revoca delle

autorizzazioni relative al parco eolico o la modifica qualora abbia un effetto negativo rilevante), la maggior parte dei quali è soggetto, secondo i casi, alle soglie di rilevanza ordinarie e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Finanziamento Lacedonia Junior prevede che al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio la percezione di indennizzi assicurativi) il finanziamento dovrà essere obbligatoriamente rimborsato in anticipo. In particolare, se a una qualsiasi data di pagamento:

- il DSCR storico è inferiore a 1,1x e/o
- l'LLCR è inferiore a 1,15x

Ecoenergia Campania S.r.l. dovrà obbligatoriamente rimborsare, 30 giorni dopo la registrazione dei relativi parametri finanziari, la Tranche A per un importo pari alla "Quota Parte Junior" (corrispondente alla differenza tra 100 e la percentuale che esprime il rapporto tra (a) la somma capitale del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 dovuta e non rimborsata e (b) la somma capitale dovuta e non rimborsata ai sensi del Contratto di finanziamento Lacedonia 2007 e del Contratto di finanziamento Lacedonia Junior) dell'importo complessivo depositato sul conto bancario denominato "Conto dei Ricavi." In più, il Finanziamento Lacedonia Junior stabilisce che la parte finanziata è tenuta a rimborsare in anticipo il finanziamento nel caso in cui AER e Ecoenergia S.r.l. cessino di detenere, direttamente o indirettamente, ciascuna almeno il 50% del capitale di Ecoenergia Campania S.r.l. o di detenere il controllo congiunto della società.

Il Contratto di finanziamento Junior prevede inoltre la possibilità per Ecoenergia Campania S.r.l. di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale, il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Ecoenergia Campania S.r.l. dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Finanziamento Lacedonia Junior è disciplinato dalla legge italiana.

Project Finance relativo a Licodia Eubea

Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. ("**Licodia**") (la società che gestisce il parco eolico di Licodia Eubea (CT), di cui il Gruppo detiene indirettamente (tramite AER) una quota pari all'80%) il 22 settembre 2010 ha sottoscritto in qualità di parte finanziata un contratto di finanziamento (come successivamente modificato) (il "**Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea**") con un *pool* di banche per un importo complessivo pari a Euro 30.792.071, del quale risulta ancora in essere una delle linee per un importo pari a Euro 26.231.981 milioni, e la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2026.

Al 30 settembre 2014, ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea risultava da rimborsare una somma pari a Euro 22,8 milioni.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea è pari a Euribor a 6 mesi più uno *spread* variabile tra 240 e 260 pb per anno, a seconda del periodo di durata.

L'interesse di mora è uguale all'interesse applicabile più 200 pb per anno.

Garanzie reali

Gli obblighi derivanti dal Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea sono garantiti da:

- (i) Un privilegio speciale in conformità all'articolo 46 della legge n. 385/1993 su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di Licodia.
- (ii) Un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito a Licodia Eubea (CT).
- (iii) Un pegno sui crediti derivanti da determinati contratti di Licodia relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di servizi per aerogeneratori, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere elettriche) e relative garanzie che li assistono.
- (iv) Appendici di vincolo sulle polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.
- (v) Cessione in garanzia dei crediti IVA dovuti a Licodia.
- (vi) Un pegno sul 100% del capitale sociale di Licodia.
- (vii) Un pegno sui conti correnti bancari.
- (viii) Un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà Certificati Verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Licodia è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici.
- (ix) Un pegno sui crediti derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da AER ai sensi del contratto stipulato tra Licodia, AER e la banca agente.

Garanzia

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede inoltre una garanzia fideiussoria concessa da AER per un importo massimo di Euro 2.236.620,85 a garanzia di alcuni obblighi assunti da Licodia in relazione a determinate parti del terreno sito a Licodia Eubea (CT).

Impegni e obblighi

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea comprende alcune clausole e impegni, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Tale contratto prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e l'Emittente, incluso l'impegno dell'Emittente, contenuto in una lettera separata sottoscritta dall'Emittente a mantenere invariata per l'intera durata del finanziamento la partecipazione diretta o indiretta in Licodia. Inoltre sono previste alcune limitazioni a carico di AER, che non potrà compiere una serie di operazioni straordinarie, in quanto soggetto che si è obbligato a fornire in determinate circostanze alcuni apporti di capitale o altre contribuzioni a favore di Licodia.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea (e comunque non oltre 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio sociale) debitamente certificato da una società di revisione di primario *standing* di gradimento della banca agente;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale economico finanziaria semestrale entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte dell'organo amministrativo;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) comunicare qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni di Licodia.

Tra gli impegni previsti a carico di Licodia:

- (i) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (ii) non modificare l'oggetto sociale o svolgere altra attività se non quella relativa al parco eolico;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al parco eolico.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* ("**DSCR Storico**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal parco eolico e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura) inferiore o pari a 1,05; oppure
- *Loan Life Debt Service Coverage Ratio* ("**LLDSCR**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Contratto di finanziamento

relativo al progetto Licodia Eubea) derivanti da attività operative del parco eolico e dagli importi su determinati conti detenuti al fine di sostenere il finanziamento e (b) gli importi prelevati ai sensi della linea base e non ancora rimborsati) inferiore o pari a 1,05.

Inoltre, il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede il verificarsi di un *cross-default* nel caso in cui:

- (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata, dall'Emittente e da AER; e
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea non precisa la natura del "debito" richiamato al punto (i) di cui sopra. A parere dell'Emittente il debito di riferimento si qualifica come "debito di natura finanziaria".

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede anche altri eventi di inadempimento usuali nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di Licodia agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Licodia, l'Emittente e AER, la distruzione totale del parco eolico o l'interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede il rimborso anticipato obbligatorio parziale o totale, a seconda dei casi, al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi e indennizzi di altro superiori a Euro 100.000). Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede inoltre che, qualora al 30 giugno e al 31 dicembre di ciascun anno il DSCR Storico o il LLDSR siano inferiori a 1,15, Licodia sarà tenuta a corrispondere un importo pari al 100% dell'eccesso di cassa (equivalente alla cassa disponibile per la società al netto del DSRA e delle somme a sostegno dei costi operativi per i successivi sei mesi) per il rimborso anticipato della linea base. Inoltre, tale contratto prevede che i proventi derivanti dagli atti di disposizione consentiti (per tali intendendosi *inter alia* ogni atto di disposizione, totale o parziale, di diritti reali di cui Licodia sia titolare di valore non superiore a Euro 20.000,00 o la cessione della sottostazione) dovranno essere destinati al rimborso anticipato del finanziamento. Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede inoltre che in caso di modifiche di legge che comportino, tra l'altro, una modifica del meccanismo di vendita dei Certificati Verdi con una diminuzione del LLDSR, Licodia dovrà (i) chiedere ad AER, entro 5 giorni lavorativi dalla determinazione del LLDSR, di fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, nei modi previsti nell'accordo sottoscritto con AER e la banca agente, e (ii) rimborsare anticipatamente il finanziamento per un ammontare necessario a ripristinare il livello minimo dei

vari indici finanziari richiesto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea prevede inoltre la possibilità per Licodia di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Licodia dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Licodia Eubea è disciplinato dalla legge italiana.

Project Finance relativo a Minerva

Il 22 febbraio 2008, Minerva S.r.l. ("**Minerva**") (la società che gestisce il parco eolico di Castel di Lucio (ME), di cui il Gruppo detiene indirettamente (tramite AER) l'intero capitale sociale) ha sottoscritto in qualità di parte finanziata un contratto di finanziamento (come successivamente modificato il 14 marzo 2008, il 27 novembre 2008, il 12 marzo 2009 ed il 5 marzo 2010) (il "**Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva**") con un *pool* di banche per un importo complessivo pari a Euro 42.285.000, del quale risulta ancora in essere una delle linee per un importo pari a Euro 38.485.981 milioni, e la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2025.

Al 30 settembre 2014, ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva risultava da rimborsare una somma pari a Euro 27,5 milioni.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva è pari all'Euribor a 6 mesi più uno *spread* variabile tra 125 e 140 pb per anno, a seconda del livello del valore medio del *Debt Service Coverage Ratio Storico* (come definito nel presente documento) e del valore del *Debt Service Coverage Ratio Prospettico Medio* (come definito nel presente documento).

L'interesse di mora è uguale all'interesse applicabile più 150 pb per anno.

Garanzie reali

Gli obblighi derivanti dal Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva sono garantiti da:

- (i) Un *privilegio speciale* in conformità all'articolo 46 della legge n. 385/1993 su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di Minerva.
- (ii) Un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito a Castel di Lucio (ME).

- (iii) Un pegno sui crediti derivanti da determinati contratti di Minerva relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di connessione alla rete di trasmissione elettrica, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere elettriche) e relative garanzie che li assistono.
- (iv) Appendici di vincolo sulle polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.
- (v) Cessione in garanzia dei crediti IVA dovuti a Minerva.
- (vi) Un pegno sul 100% del capitale sociale di Minerva.
- (vii) Un pegno sui conti correnti bancari.
- (viii) Un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà Certificati Verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Minerva è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici.
- (ix) Un pegno sui crediti derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da AER ai sensi del contratto stipulato tra Minerva, AER e la banca agente.

Impegni e obblighi

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva comprende alcune clausole e clausole e impegni, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Tale contratto prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e l'Emittente, incluso l'impegno dell'Emittente, contenuto in una lettera separata sottoscritta dall'Emittente a mantenere per l'intera durata del finanziamento una partecipazione diretta o indiretta in Minerva pari al 51% del capitale sociale.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale economico finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte dell'organo amministrativo;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) comunicare qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni di Minerva sottoposti a privilegio speciale.

Tra gli impegni previsti a carico di Minerva:

- (i) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;

- (ii) non modificare l'oggetto sociale o svolgere altra attività se non quella relativa al parco eolico;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al parco eolico.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* (“**DSCR Storico**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal parco eolico e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura) inferiore o pari a 1,05; oppure
- *Loan Life Coverage Ratio* (“**LLCR**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva) derivanti da attività operative del parco eolico e dagli importi su determinati conti detenuti al fine di sostenere il finanziamento e (b) gli importi prelevati ai sensi della linea base e non ancora rimborsati) inferiore o pari a 1,20.

Inoltre, il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva prevede il verificarsi di un *cross-default* nel caso in cui:

- (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o di alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata, dall'Emittente e da AER; e
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva non precisa la natura del “debito” richiamato al punto (i) di cui sopra. A parere dell'Emittente il debito di riferimento si qualifica come “debito di natura finanziaria”.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva prevede anche altri eventi di inadempimento usuali nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di Minerva agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Minerva, l'Emittente e AER, la distruzione totale del parco eolico o l'interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva prevede il rimborso anticipato obbligatorio parziale o totale, a seconda dei casi, al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi e indennizzi di altro superiori a Euro 100.000). Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva prevede inoltre che, qualora al 30 giugno e al 31 dicembre di ciascun anno il DSCR Storico sia inferiore a 1,1, Minerva sarà tenuta a corrispondere un importo pari al 100% dell'eccesso di cassa (equivalente alla cassa disponibile per la società al netto del DSRA e delle somme a sostegno dei costi operativi per i successivi sei mesi) per il rimborso anticipato della linea base. Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva prevede inoltre che in caso di modifiche di legge che comportino, tra l'altro, una modifica del meccanismo di vendita dei Certificati Verdi con una diminuzione del DSCR Prospettico ("**DSCR**") e/o del DSCR Prospettico Medio ("**DSCRPM**"), Minerva dovrà (i) chiedere ad AER, entro 5 giorni lavorativi dalla determinazione del DSCR e/o del DSCRPM, di fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, nei modi previsti nell'accordo sottoscritto con AER e la banca agente, e (ii) rimborsare anticipatamente il finanziamento per un ammontare necessario a ripristinare il livello minimo del DSCR e/o del DSCRPM richiesto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva stesso. Sebbene l'Emittente ritenga che la transizione dal sistema dei Certificati Verdi verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non avrà effetti negativi sull'attività del Gruppo, ove tale modifica legislativa dovesse comportare una diminuzione del DSCR e/o del DSCRPM, potrebbero derivarne effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva prevede inoltre la possibilità per Minerva di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Minerva dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Minerva è disciplinato dalla legge italiana.

Project Finance relativo a Callari

Callari S.r.l. ("**Callari**") (la società che gestisce il parco eolico di Vizzini e Mineo (CT), di cui il Gruppo detiene indirettamente (tramite AER) l'intero capitale sociale) ha sottoscritto in qualità di parte finanziata un contratto di finanziamento il 2 agosto 2007 (come successivamente modificato il 14 marzo 2008 e il 23 gennaio 2014) (il "**Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari**") con un *pool* di banche per un importo complessivo pari a Euro 63.000.000, del quale risulta ancora in essere una delle linee per un importo pari a Euro 57.750.000 milioni, e la cui data di rimborso finale è il 30 giugno 2024.

Al 30 settembre 2014, ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari risultava da rimborsare una somma pari a Euro 39,2 milioni.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari è pari all'Euribor a 6 mesi più uno *spread* variabile tra 105 e 120 pb per anno, a seconda del livello del valore medio del Debt Service Coverage Ratio Storico (come definito nel presente documento) e del valore del Debt Service Coverage Ratio Prospettico Medio (come definito nel presente documento).

L'interesse di mora è uguale all'interesse applicabile più 150 pb per anno.

Garanzia

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede una garanzia fideiussoria concessa dall'Emittente per un importo massimo di €3.382.213,68 a garanzia di alcuni obblighi assunti da AER in relazione a un contratto in base al quale AER si è assunto l'obbligo di fornire mezzi finanziari a titolo di aumento di capitale, versamenti in conto capitale e/o finanziamenti intragruppo a Callari al verificarsi di determinate circostanze (tra cui una modifica normativa delle modalità di vendita dei certificati verdi il quale comporti una modifica di formazione dei prezzi dei certificati verdi e una diminuzione al di sotto del rapporto minimo degli indici finanziari previsti dal Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari).

Garanzie reali

Gli obblighi derivanti dal Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari sono garantiti da:

- (i) Un privilegio speciale in conformità all'articolo 46 della legge n. 385/1993 su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di Callari.
- (ii) Un'ipoteca di primo grado sull'immobile sito a Vizzini e Mineo (CT).
- (iii) Un pegno sui crediti derivanti da determinati contratti di Callari relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, convenzione con il Comune di Vizzini, accordi di allacciamento e contratto relativo alle opere elettriche) e relative garanzie che li assistono.
- (iv) Appendici di vincolo sulle polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.
- (v) Cessione in garanzia dei crediti IVA dovuti a Callari.
- (vi) Un pegno sul 100% del capitale sociale di Callari.
- (vii) Un pegno sui conti correnti bancari.
- (viii) Un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà Certificati Verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Callari è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici.

- (ix) Un pegno sui crediti derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da AER ai sensi del contratto stipulato tra Callari, AER e le banche finanziatrici.

Impegni e obblighi

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari comprende alcune clausole e clausole e impegni, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Tale contratto prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e l'Emittente, incluso l'impegno dell'Emittente, contenuto in una lettera separata sottoscritta dall'Emittente a mantenere per l'intera durata del finanziamento una partecipazione diretta o indiretta in Callari pari al 51% del capitale sociale.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea e comunque non oltre il 30 luglio dell'anno immediatamente successivo all'esercizio di riferimento;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale economico finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte dell'organo amministrativo;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) comunicare qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni di Callari sottoposti a privilegio speciale.

Tra gli impegni previsti a carico di Callari:

- (i) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (ii) non modificare l'oggetto sociale o svolgere altra attività se non quella relativa al parco eolico;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;
- (iv) mantenere in piena validità ed efficacia le autorizzazioni in relazione al parco eolico.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi:

- *Debt Service Coverage Ratio Storico* ("**DSCR Storico**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal parco eolico e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura) inferiore o pari a 1,05; oppure

- *Loan Life Coverage Ratio* (“**LLCR**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari) derivanti da attività operative del parco eolico e dagli importi su determinati conti detenuti al fine di sostenere il finanziamento e (b) gli importi prelevati ai sensi della linea base e non ancora rimborsati) inferiore o pari a 1,20.

Inoltre, il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede il verificarsi di un *cross-default* nel caso in cui:

- (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o di alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata, dall’Emittente e da AER; e
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede anche altri eventi di inadempimento usuali nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di Callari agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Callari, l’Emittente e AER, la distruzione totale del parco eolico o l’interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede il rimborso anticipato parziale o totale, a seconda dei casi, al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi superiori a Euro 150.000 e indennizzi di altro superiori a Euro 100.000). Inoltre, tale contratto prevede che i proventi derivanti dagli atti di disposizione consentiti (per tali intendendosi ogni atto di disposizione, totale o parziale, di diritti reali di cui Callari sia titolare di valore non superiore a Euro 50.000,00) dovranno essere destinati al rimborso anticipato del finanziamento. Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede inoltre che, qualora il 30 giugno e il 31 dicembre di ciascun anno il DSCR Storico sia inferiore a 1,1, Callari sarà tenuta a corrispondere un importo pari al 100% dell’eccesso di cassa (equivalente alla cassa disponibile per la società al netto del DSRA e delle somme a sostegno dei costi operativi per i successivi sei mesi) per il rimborso anticipato della linea base. Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede inoltre che in caso di modifiche di legge che comportino, tra l’altro, una modifica del meccanismo di vendita dei Certificati Verdi con una diminuzione del DSCR Prospettico (“**DSCR**”) e/o del DSCR Prospettico Medio (“**DSCRPM**”), Callari dovrà (i) chiedere ad AER, entro 5 giorni lavorativi dalla determinazione del DSCR e/o del DSCRPM, di fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, nei modi previsti nell’accordo sottoscritto con AER e la banca agente, e (ii) rimborsare anticipatamente il finanziamento per un ammontare necessario a ripristinare il livello minimo del DSCR e/o del DSCRPM richiesto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari stesso. Sebbene l’Emittente ritenga che la transizione dal sistema dei Certificati

Verdi verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non avrà effetti negativi sull'attività del Gruppo, ove tale modifica legislativa dovesse comportare una diminuzione del DSCRPM e/o del DSCRPM, potrebbero derivarne effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari prevede inoltre la possibilità per Callari di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Callari dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto Callari è disciplinato dalla legge italiana.

Project Finance relativo a WPS

Wind Power Sud S.r.l. ("**WPS**") (la società che gestisce il parco eolico in provincia di Agrigento, di cui il Gruppo detiene indirettamente (tramite AER) una quota rappresentativa il 50% del capitale sociale) ha sottoscritto in qualità di parte finanziata un contratto di finanziamento il 13 giugno 2008 (il "**Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS**") con un pool di banche per un importo complessivo pari a Euro 41.421.000 e la cui data di rimborso finale è la precedente tra il (i) 31 dicembre 2018 e (ii) il 30 giugno o il 31 dicembre successivo all'ultimo incasso derivante dai certificati verdi (ad oggi previsto per gennaio 2019).

Al 30 settembre 2014, ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS risultava da rimborsare una somma pari a Euro 17,2 milioni di quota capitale.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS è pari all'Euribor a 6 mesi applicabile più uno spread variabile tra 1,10% e 1,30% annuo, a seconda del livello del valore medio del Debt Service Coverage Ratio Storico (come definito nel presente documento).

L'interesse di mora è uguale all'interesse applicabile più 2% annuo.

Garanzie reali

Gli obblighi derivanti dal Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS sono garantiti da:

- (i) Un *privilegio speciale* in conformità all'articolo 46 della legge n. 385/1993 su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di WPS.
- (ii) Un'ipoteca di primo grado sui terreni siti in provincia di Agrigento di WPS.

- (iii) Una cessione in garanzia dei crediti derivanti da determinati contratti di WPS relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di installazione e manutenzione, accordi di contratto *engineering procurement & construction* e contratto di adesione al mercato) e relative garanzie che li assistono.
- (iv) Appendici di vincolo sulle polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.
- (vi) Un pegno sul 100% del capitale sociale di WPS.
- (vii) Un pegno sui conti correnti bancari.
- (viii) Un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà Certificati Verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Callari è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici.
- (ix) Un pegno sugli strumenti finanziari ex articolo 34 del D.lgs. 213/1998 depositati sul conto titoli di WPS.

Impegni e obblighi

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS comprende alcune clausole e impegni di carattere positivo e negativo, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Tale contratto prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e gli altri soci, in particolare, questi dovranno mantenere per l'intera durata del finanziamento una partecipazione diretta o indiretta in WPS pari al 50% del capitale sociale.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 20 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea e comunque non oltre 120 giorni dalla chiusura dell'esercizio di riferimento;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale economico finanziaria entro 20 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte dell'organo amministrativo;
- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) comunicare qualsiasi modifica o sostituzione degli impianti o degli altri beni di WPS sottoposti a privilegio speciale.

Tra gli impegni previsti a carico di WPS:

- (i) rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili a WPS;
- (ii) non modificare senza il preventivo consenso della banca agente il proprio statuto o atto costitutivo;
- (iii) non dar corso o partecipare ad operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale o beni;

(iv) mantenere in piena validità ed efficacia le assicurazioni in relazione al progetto WPS.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi:

- Debt Service Coverage Ratio Storico ("**DSCR Storico**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal parco eolico e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura) inferiore o pari a 1,05; oppure
- Loan Life Coverage Ratio ("**LLCR**") ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa scontati (con un rapporto pari al tasso di interesse ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS) derivanti da attività operative del parco eolico e dagli importi su determinati conti detenuti al fine di sostenere il finanziamento e (b) gli importi prelevati ai sensi della linea base e non ancora rimborsati) inferiore o pari a 1,20.

Inoltre, il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS prevede il verificarsi di un *cross-default* nel caso in cui:

- (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o relativamente ad alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata e da AER; e
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata e di AER venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS prevede anche altri eventi di inadempimento usuali nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS, inadempimento da parte di WPS agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, WPS e AER, i beni di WPS siano sottoposti a sequestri, pignoramenti, esecuzioni o azioni analoghe per un valore complessivo di Euro 200.000), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS prevede il rimborso obbligatorio anticipato, parziale o totale, a seconda dei casi, al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi e indennizzi di altra natura). Il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS prevede inoltre che qualora il LLCR sia inferiore a 1,25, WPS dovrà imputare a rimborso della linea di credito l'importo accantonato precedentemente (alla data del Documento di Registrazione risultano eseguiti due accantonamenti sul conto dedicato al rimborso anticipato obbligatorio relativi al 2009 e al 2013) pari alla somma necessaria a ripristinare il livello minimo di LLCR. L'importo accantonato viene determinato in modo che laddove il LLCR sia inferiore a 1,25 tale importo risulti sufficiente a ripristinare il livello minimo previsto dal Contratto di

finanziamento relativo al progetto WPS. Tuttavia tale importo accantonato e che dovrà essere imputato al rimborso anticipato del finanziamento non potrà essere superiore alla cassa in eccesso, equivalente alla cassa disponibile per la società al netto del DSRA e delle somme a sostegno dei costi operativi per i successivi sei mesi (alla data del Documento di Registrazione non risultano eseguiti rimborsi ai sensi del meccanismo di ripristino del LLCR). Inoltre, qualora il DSCR Storico sia inferiore a 1,15 o il LLCR sia inferiore a 1,20, WPS dovrà imputare a rimborso della linea di credito il 100% della cassa in eccesso. Il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS prevede inoltre la possibilità per WPS di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale, il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo ad eccezione dei costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto WPS è disciplinato dalla legge italiana.

Project Finance relativo a San Marco

Reenergy San Marco S.r.l. ("**Reenergy San Marco**") (la società che gestisce il parco eolico di San Marco in Lamis (FG), di cui il Gruppo detiene indirettamente (tramite AER) l'intero capitale sociale) ha sottoscritto in qualità di parte finanziata un contratto di finanziamento il 27 settembre 2011 (il "**Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco**") con un pool di banche per un importo complessivo pari a Euro 51.174.667,80, del quale risulta ancora in essere una delle linee per un importo pari a Euro 49.542.258 milioni, e la cui data di rimborso finale è il 31 dicembre 2027.

Al 30 settembre 2014, ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco risultava da rimborsare una somma pari a Euro 46,2 milioni di quota capitale.

Interesse

L'interesse sul finanziamento concesso ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco è pari all'Euribor a 6 mesi più uno spread variabile tra 380 e 425 pb per anno, a seconda del periodo di durata.

L'interesse di mora è uguale all'interesse applicabile più 250 pb per anno.

Garanzie reali

Gli obblighi derivanti dal Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco sono garantiti da:

- (i) Un *privilegio speciale* in conformità all'articolo 46 della legge n. 385/1993 su tutte le attività presenti o future (come ad esempio installazioni, macchinari, materie prime) di Reenergy San Marco.

- (ii) Un'ipoteca di primo grado sugli immobili su cui insistono gli aerogeneratori del parco eolico sito in San Marco in Lamis (FG).
- (iii) Un pegno sui crediti derivanti da determinati contratti di Renergy San Marco relativi al parco eolico (tra i quali, contratto di fornitura, contratto di manutenzione delle opere elettriche, accordi di allacciamento e contratto di connessione) e relative garanzie che li assistono.
- (iv) Appendici di vincolo sulle polizze assicurative in base alle quali ogni somma corrisposta dalla compagnia di assicurazione è vincolata a favore delle banche finanziatrici.
- (v) Cessione in garanzia dei crediti IVA dovuti a Renergy San Marco.
- (vi) Un pegno sul 100% del capitale sociale di Renergy San Marco.
- (vii) Un pegno sui conti correnti bancari.
- (viii) Un "Accordo di regolamentazione del conto proprietà Certificati Verdi" ai sensi del quale il conto proprietà di Renergy San Marco è stato vincolato a favore delle banche finanziatrici e pertanto le transazioni a valere sul conto proprietà sono condizionate al consenso e all'informazione delle banche finanziatrici.
- (ix) Un pegno sui crediti derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da AER ai sensi del contratto stipulato tra Renergy San Marco, AER e la banca agente.
- (x) Una cessione in garanzia dei crediti di Renergy San Marco derivanti dalle garanzie autonome di diritto tedesco ossia il *performance bond* n. 600BG11102111 e qualsiasi futuro *warranty bond* emesso a favore di Renergy San Marco ai sensi del contratto di fornitura degli aerogeneratori.

Impegni e obblighi

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco comprende alcune clausole e impegni di carattere positivo e negativo, inclusi *negative pledge* sui beni della società, in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. Tale contratto prevede inoltre alcuni impegni concernenti AER e l'Emittente, incluso l'impegno dell'Emittente, contenuto in una lettera separata sottoscritta dall'Emittente a mantenere per l'intera durata del finanziamento una partecipazione diretta o indiretta in Renergy San Marco pari al 51% del capitale sociale.

In particolare tra gli obblighi informativi:

- (i) consegna del bilancio entro 30 giorni dalla data di approvazione dello stesso da parte dell'assemblea dei soci di Renergy San Marco e dell'Emittente e comunque non oltre 180 giorni dalla chiusura del relativo esercizio sociale;
- (ii) consegna della situazione patrimoniale, economico, finanziaria entro 30 giorni dalla data di approvazione della stessa da parte del consiglio di amministrazione di Renergy San Marco e dell'Emittente;

- (iii) comunicare immediatamente qualsiasi peggioramento sostanziale della propria situazione patrimoniale, economica, finanziaria, amministrativa e giuridica;
- (iv) informare circa qualsiasi convocazione di assemblea.

Tra gli impegni previsti a carico di Renergy San Marco:

- (i) mantenere e far mantenere tutti gli edifici, costruzioni e macchinari in buono stato e secondo la prassi industriale;
- (ii) gestire il parco eolico con diligenza sostanzialmente nel rispetto di tutte le leggi e regolamenti applicabili;
- (iii) assicurare, per quanto di sua competenza, la regolarità delle forniture necessarie all'esercizio e alla produttività del parco eolico;
- (iv) mantenere un adeguato magazzino ricambi.

Eventi di inadempimento e cross-default

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco prevede, *inter alia*, come casi di inadempimento i seguenti eventi la circostanza che alla data rilevante di calcolo alcuni indici finanziari tra cui, il Debt Service Coverage Ratio Storico (“**DSCR Storico**” ossia il rapporto tra (a) i flussi di cassa da attività operative derivanti dal parco eolico e (b) gli importi dovuti e in essere ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco, l'indebitamento consentito e i contratti di copertura), siano inferiori o pari a 1,05.

Inoltre, il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco prevede il verificarsi di un *cross-default* nel caso in cui:

- (i) il pagamento di tutte le categorie di debito o relativamente ad alcune di esse venga interrotto da parte della parte finanziata, dall'Emittente e da AER; e
- (ii) qualsiasi indebitamento finanziario della parte finanziata venga dichiarato o diventi altrimenti esigibile prima della scadenza prevista.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco prevede anche altri eventi di inadempimento usuali nella prassi di mercato (tra cui mancato pagamento di quanto dovuto ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco e/o dei documenti ad esso relativi, inadempimento da parte di Renergy San Marco agli obblighi assunti ai sensi del Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco, il verificarsi di situazioni di insolvenza in capo a, *inter alia*, Renergy San Marco, l'Emittente e AER, la distruzione totale del parco eolico o l'interruzione della sua attività per un periodo superiore a quello coperto dalle polizze assicurative), la maggior parte dei quali è soggetta, secondo i casi, a soglie di rilevanza e ad altri requisiti, eccezioni e/o periodi di tolleranza in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi.

Rimborso anticipato

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco prevede il rimborso anticipato obbligatorio, parziale o totale, a seconda dei casi, al verificarsi di determinati eventi (come ad esempio il pagamento di indennizzi assicurativi Euro 1.000.000 e indennizzi di altro superiori a Euro 100.000). Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco prevede inoltre che, qualora il 30 giugno e il 31 dicembre di ciascun anno il DSCR Storico e/o Debt Service Coverage Ratio Medio siano inferiori a 1,15, Renergy San Marco sarà tenuta a corrispondere un importo pari al 100% della cassa in eccesso (equivalente alla cassa disponibile per la società al netto del DSRA e delle somme a sostegno dei costi operativi) ad ogni 30 giugno e 31 dicembre per il rimborso anticipato della linea base. Inoltre, tale contratto prevede che i proventi derivanti dagli atti di disposizione consentiti (per tali intendendosi ogni atto di disposizione, totale o parziale, di diritti reali di cui Renergy San Marco sia titolare di valore non superiore a Euro 20.000,00 e in ogni caso potranno riguardare gli aerogeneratori e le componenti principali del parco eolico) dovranno essere destinati al rimborso anticipato del finanziamento. Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco prevede inoltre che in caso di modifiche di legge che comportino, tra l'altro, una modifica del meccanismo di vendita dei Certificati Verdi con una diminuzione del DSCR Medio (ossia la media dei DSCR futuri riferita ad ogni 30 giugno e 31 dicembre, il "DSCR"), Renergy San Marco dovrà chiedere ad AER, entro 5 giorni lavorativi dalla determinazione del DSCR, di fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, nei modi previsti nell'accordo sottoscritto con AER e la banca agente e imputare tale importo al rimborso del finanziamento. Qualora, invece, nei 4 anni successivi a tale modifica, comporti una diminuzione di uno dei DSCR futuri al di sotto di 1,15, Renergy San Marco dovrà, tra l'altro, chiedere ad AER, entro 5 giorni lavorativi dalla determinazione di tali indici e qualora la cassa in eccesso non risulti sufficiente, di fornire apporti di capitale o finanziamenti infragruppo, nei modi previsti nell'accordo sottoscritto con AER e la banca agente di fornire i fondi per un ammontare necessario a ripristinare il livello minimo di tali indici e versare tali somme su un conto dedicato. Sebbene l'Emittente ritenga che la transizione dal sistema dei Certificati Verdi verso il meccanismo delle tariffe incentivanti non avrà effetti negativi sull'attività del Gruppo, ove tale modifica legislativa dovesse comportare una diminuzione del DSCR, potrebbero derivarne effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco prevede inoltre la possibilità per Renergy San Marco di rimborsare volontariamente e anticipatamente, in modo parziale o totale il finanziamento, in coincidenza con una delle date in cui devono essere corrisposti gli interessi, senza il pagamento di alcuna penale o onere aggiuntivo. In caso di rimborso non in coincidenza con una di tali date, Renergy San Marco dovrà corrispondere i costi di rottura. Sono inoltre previste soglie minime e periodi di preavviso per esercitare il rimborso anticipato volontario.

Legge applicabile

Il Contratto di finanziamento relativo al progetto San Marco è disciplinato dalla legge italiana.

15.4 Contratti di *hedging* relativi ai contratti di finanziamento in *project financing*

Il Gruppo è esposto al rischio finanziario derivante da variazioni dei tassi di interesse originato prevalentemente dai debiti finanziari a tasso variabile derivanti dai contratti di *project financing* (di cui al Paragrafo 15.2 che precede) che espongono il Gruppo ad un rischio di *cash flow* legato alla volatilità della curva Euribor. Il Gruppo limita la propria esposizione a tali rischi attraverso l'utilizzo di strumenti derivati stipulati con controparti terze (*Interest Rate Swap, IRS*).

Alla Data del Documento di Registrazione, il Gruppo, per ognuno dei finanziamenti in *project financing* (di cui al Paragrafo 15.2 che precede), ha in essere un contratto di *interest rate swap*, rispettivamente con ciascuno degli istituti finanziari che compongono il *pool* di banche che ha concesso il finanziamento stesso. I termini e le condizioni dei contratti stipulati dal Gruppo sono *standard* per operazioni di questo tipo.

Al 30 settembre 2014, risultavano in essere contratti per un nozionale di circa Euro 221,2 milioni (inclusi i contratti riconducibili ai parchi gestiti in *joint venture*, ossia Monte Petراسي, San Martino in Pensilis e Lacedonia). Il *fair value* dei contratti di *interest rate swap* risultanti al 30 settembre 2014, è stimato in un ammontare corrispondente ad Euro 39,1 milioni (incluso il *fair value* dei contratti riconducibili ai parchi gestiti in *joint venture*, ossia Monte Petراسي, San Martino in Pensilis e Lacedonia).

Al 30 settembre 2014, il portafoglio derivati del Gruppo era composto come di seguito dettagliato:

Controparte (*)	Nozionale	Fair value	Data di sottoscrizione	Data di efficacia	Data di scadenza	Tasso Variabile Contrattuale	Tasso oggetto di copertura	Tasso Fisso IRS
(in migliaia di €)								
GE Capital (Ortona) ..	50.258	(11.453)	24-apr-08	30-apr-08	30-giu-25	Euribor 6M + 1,20%	Euribor 6M	4,84%
Monte dei Paschi di Siena (Callari)	43.636	(8.680)	24-giu-08	1-lug-08	31-dic-23	Euribor 6M + 1,20%	Euribor 6M	4,85%
Monte dei Paschi di Siena (Castel di Lucio)	27.457	(5.372)	6-nov-08	10-nov-08	30-giu-25	Euribor 6M + 1,40%	Euribor 6M	4,35%
Monte dei Paschi di Siena (Licodia)	17.122	(2.431)	27-ott-10	15-nov-10	30-giu-26	Euribor 6M + 2,40%	Euribor 6M	3,03%
Monte dei Paschi di Siena (San Marco in Lamis)	36.923	(4.626)	21-ott-11	15-nov-11	31-dic-27	Euribor 6M + 4,00%	Euribor 6M	2,84%
Strumenti Derivati...	175.396	(32.562)						
Monte dei Paschi di Siena (Monte Petراسي)	9.906	(915)	18-giu-08	30-giu-08	31-dic-18	Euribor 6M + 1,40%	Euribor 6M	4,55%
BBVA (Lacedonia)	4.570	(670)	26-giu-08	1-lug-08	31-dic-20	Euribor 6M + 1,20%	Euribor 6M	5,05%
B.I.I.S. (San Martino in Pensilis)	31.316	(4.947)	12-mag-10	31-dic-10	30-giu-25	Euribor 6M + 2,60%	Euribor 6M	3,50%
Strumenti Derivati riconducibili a partecipazioni in joint venture	45.792	(6.532)						

(*) Nel caso dei finanziamenti concessi da un *pool* di banche, "controparte" identifica la banca agente del *pool*, mentre il valore nozionale rappresenta l'ammontare complessivo di tutti gli *interest rate swap* in essere con il *pool* di banche.

15.5 Linee di liquidità non garantite a breve termine

La seguente tabella sintetizza la tipologia di linee di liquidità non garantite a breve termine del Gruppo al 30 settembre 2014, indicandone le rispettive condizioni economiche ed i termini commerciali.

Condizioni bancarie	Tipologia di linea	Condizioni economiche
Unicredit (7.500.000 Euro)	Affidamento (Anticipi finanziari per causali varie) a revoca	tasso finito 5,65% (base Euribor 3 M/365)
Unicredit (2.500.000 Euro)	Affidamento (Anticipi finanziari per causali varie) a scadenza	tasso finito 5,65% (base Euribor 3 M/365)
Monte Paschi Siena (per cassa)	Linea di credito per cassa a revoca	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 350 b.p.
Monte Paschi Siena (per firma)	Linea di credito per firma a revoca	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 350 b.p.
Banca Popolare Emilia Romagna ..	Finanziamento Hot Money a scadenza	tasso finito 4,65% (base Euribor 1 M/365 puntuale)
Banca Popolare di Milano	Linea di credito per cassa a revoca	Euribor 3M m.m.p. + 350 b.p.
Banca Popolare di Milano (anticipo fatture)	Linea di credito per anticipo fatture intragruppo a revoca	Euribor 3M m.m.p. + 300 b.p.

Il 2 febbraio 2014, l'Emittente e Banca Monte dei Paschi di Siena S.p.A. ("**MPS**") hanno sottoscritto un contratto di credito ai sensi del quale MPS (i) ha confermato la disponibilità di una linea di credito *uncommitted* (per cassa) non garantita di massimo Euro 10,0 milioni, da usare come linea di liquidità, e (ii) ha aumentato una linea di credito *uncommitted* (per firma) non garantita in precedenza concessa per un importo massimo di Euro 11,8 milioni e incrementata a Euro 16,8 milioni a uso promiscuo, da usare come linea di liquidità sul conto bancario fino a un importo di Euro 11,8 milioni e per la parte restante (massimo Euro 5,0 milioni) sotto forma di garanzie (*fideiussioni*). Tali linee di credito sono state concesse per le finalità del capitale circolante delle operazioni dell'Emittente. Al 30 settembre 2014, l'importo complessivo in essere ai sensi delle linee di liquidità era pari a Euro 15,3 milioni, mentre la linea di credito da usare sotto forma di garanzie (*fideiussioni*) è stata oggetto di prelievi per un importo, al 30 settembre 2014, pari a Euro 2,9 milioni.

Il 24 giugno 2013 l'Emittente e Banca Popolare dell'Emilia Romagna Società Cooperativa hanno sottoscritto una linea di credito non garantita a breve termine per un ammontare pari ad Euro 2,0 milioni sulla base di termini commerciali *standard* per questo tipo di accordi. Questa linea di credito è destinata alle finalità del capitale circolante nelle operazioni dell'Emittente e deve essere usata sotto forma di linee di liquidità sul conto corrente bancario. Al 30 settembre 2014 l'importo complessivo in essere ai sensi della linea di liquidità non garantita a breve termine è pari a Euro 2,0 milioni.

Il 29 luglio 2014, Banca Popolare di Milano ha concesso all'Emittente una linea di credito a revoca per complessivi Euro 1,0 milioni, di cui Euro 0,2 milioni quale apertura di credito in conto corrente ed Euro 0,8 milioni quale linea su anticipo fatture infragruppo.

Il 10 settembre 2014 UniCredit S.p.A. ha concesso all'Emittente due linee di credito *revolving* non garantite (le "**Linee di credito**"), e precisamente: (i) una linea di credito per un importo massimo di Euro 7,5 milioni, che UniCredit S.p.A. può revocare in qualsiasi momento, e (ii) una linea di credito per un importo massimo di Euro 2,5 milioni con scadenza finale il 28 febbraio 2015. Ciascuna delle

Linee di credito comprende eventi di default e impegni usuali per finanziamenti analoghi. Nello specifico, l'Emittente, *inter alia*, si è impegnato a informare la banca in caso di cause legali che potrebbero incidere negativamente sulla capacità dell'Emittente di rimborsare le Linee di credito, e a notificare in anticipo la banca in caso di variazioni della struttura societaria o di emissione di titoli. Il mancato adempimento di tali impegni può comportare la revoca delle Linee di credito. Possono determinare la chiusura delle linee di credito anche, *inter alios*, i seguenti eventi: (i) qualsiasi inadempimento relativo al pagamento di importi dovuti alla banca ai sensi delle Linee di credito una volta che siano divenuti esigibili, (ii) qualsiasi inadempimento dell'Emittente o di qualsiasi società del Gruppo nel pagamento di qualsiasi indebitamento finanziario e (iii) qualunque azione esecutiva contro l'Emittente o i relativi garanti o altre azioni che possano mettere a rischio la capacità dell'Emittente di adempiere ai propri obblighi ai sensi delle Linee di credito.

La seguente tabella, fornisce, per ciascuna delle linee di credito sopra descritte, l'indicazione di quanto sia utilizzato per cassa e per firma.

Dettaglio linee di credito al 30 settembre 2014	Utilizzato per cassa	Utilizzato per firma
- <i>Unicredit</i>	10.000	-
- <i>Monte Paschi Siena (per cassa)</i>	15.092	-
- <i>Monte Paschi Siena (per firma)</i>	-	2.927
- <i>Banca Popolare Emilia Romagna</i>	2.000	-
- <i>Banca Popolare di Milano</i>	-	-
- <i>Banca Popolare di Milano (anticipo fatture)</i>	-	-

15.6 Finanziamenti infragruppo

Il 31 dicembre 2010 l'Emittente e AER hanno sottoscritto un accordo quadro che definisce i termini e le condizioni di ogni finanziamento futuro che l'Emittente, in qualità di finanziatore, concederà ad AER, in qualità di parte finanziata. Al 30 settembre 2014 l'importo complessivo in essere ai sensi dell'accordo quadro era di Euro 109,0 milioni (interessi compresi).

AER ha concesso determinati finanziamenti infragruppo, inclusi quelli alle seguenti società controllate che gestiscono i parchi del Gruppo: Callari S.r.l. (Euro 10,1 milioni al 30 settembre 2014), Dotto S.r.l. (Euro 17,4 milioni al 30 settembre 2014), Minerva S.r.l. (Euro 23,2 milioni al 30 settembre 2014), Ordon Energia S.r.l. (Euro 12,5 milioni al 30 settembre 2014), Renergy San Marco S.r.l. (Euro 6,1 milioni al 30 settembre 2014), Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. (Euro 19,4 milioni al 30 settembre 2014) e Wind Power Sud S.r.l. (Euro 3,1 milioni al 30 settembre 2014), ciascuna delle quali con un interesse definito a consuntivo alla fine di ciascun anno sulla base del tasso applicato dalle banche all'Emittente (fatta eccezione per il finanziamento a Wind Power Sud S.r.l., che è infruttifero) di durata indefinita.

Al 30 settembre 2014 l'importo complessivo dei finanziamenti infragruppo di AER a favore delle proprie controllate era pari ad Euro 111,4 milioni (interessi compresi).

La seguente tabella descriva le condizioni economiche di ciascun finanziamento concesso da AER alle proprie controllate, alla Data del Documento di Registrazione.

<i>Società controllata</i>	<i>Condizioni economiche</i>
Alerion Romania	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 460 b.p.
Callari	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Dotto	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Eolo	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Krupen Wind	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Minerva	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Ordon Energia	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Parco Eolico Licodia Eubea	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Renergy San Marco	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Si. Cogen	Infruttifero
Torretta Wind	Euribor 1 M/365 m.m.c. + 685 b.p.
Wind Energy OOD	Euribor 3 M/360 + 300 b.p.
Wind Stream OOD	Euribor 3 M/360 + 300 b.p.
Wind Systems OOD	Euribor 3 M/360 + 300 b.p.
Wind Power 2 OOD	Euribor 3 M/360 + 300 b.p.
Joint venture	
New Green Molise	Infruttifero
Wind Power Sud	Infruttifero

La società che ha ricevuto il finanziamento infragruppo può rimborsare, in parte o per l'intero, la somma capitale gli interessi maturati sino a quel momento relativi al finanziamento stesso in qualsiasi momento senza alcuna penalità o addebito per il pagamento anticipato.

Altri finanziamenti infragruppo

In data 1 agosto 2012 l'Emittente, in qualità di finanziatore, e ASTS, in qualità di parte finanziata, hanno sottoscritto un contratto di finanziamento infragruppo in base al quale l'Emittente ha concesso ad ASTS un finanziamento per un importo fino a Euro 8.000.000 con un tasso di interesse pari all'Euribor a 3 mesi più uno spread di 635 pb e scadenza a tempo indeterminato. Il tasso di interesse è soggetto a revisione alla fine di ciascun anno sulla base del tasso applicato dalle banche all'Emittente.

Inoltre, l'Emittente ha sottoscritto alcuni accordi di tesoreria centralizzata con Alerion Real Estate S.p.A. (il 3 aprile 2006) e con Durini 18 S.r.l. (il 19 dicembre 2007) con un tasso di interesse, pari all'Euribor a 3 mesi più uno spread di 635 pb per Alerion Real Estate S.p.A. (soggetto a revisione alla fine di ciascun anno sulla base del tasso applicato dalle banche all'Emittente), e 600 pb per Durini 18 S.r.l., entrambi con scadenza a tempo indeterminato.

Il 2 agosto 2013 Eolsiponto S.r.l., in qualità di parte finanziata, ha sottoscritto due accordi di finanziamento infragruppo (congiuntamente i "**Finanziamenti Soci Eolsiponto 2013**"), uno con ciascuno dei suoi azionisti (AER e Santander) da rimborsare entro il 2 agosto 2023. Il Finanziamento Soci Eolsiponto 2013 stipulato con AER in qualità di finanziatrice ha un importo massimo di Euro 1.748.000. Le parti dei Finanziamenti Soci Eolsiponto 2013 non possono

trasferire alcun diritto o obbligazione senza il previo consenso scritto dell'altra parte. Il Finanziamento Soci Eolsiponto 2013 stipulato con Santander in qualità di finanziatrice ha un importo massimo di Euro 21.098.544, fruttifero di interessi al tasso del 8% sulla Linea Capitale, e al tasso del 6% sulla Linea IVA. Il termine del contratto di finanziamento soci è previsto entro 10 anni dalla data di sottoscrizione per la Linea Capitale ed entro 5 anni per la Linea IVA.

AER ha inoltre concesso un finanziamento infragruppo infruttifero a New Green Molise S.r.l. per un importo massimo di Euro 6 milioni con scadenza a tempo indeterminato. Non sussistono ulteriori pattuizioni con gli altri soci di New Green Molise S.r.l. correlate alla concessione di finanziamenti a tale società.

Il 5 marzo 2008 AER ha concesso un finanziamento infragruppo a Compagnia Eoliana S.A., di cui al 30 settembre 2014 risulta dovuto un importo complessivo di Euro 4,4 milioni. Il finanziamento è infruttifero e ha una scadenza annuale che può, di volta in volta, essere rinnovata per un ulteriore anno. Alla Data del Documento di Registrazione, tale finanziamento infragruppo è stato rinnovato sino al 5 marzo 2015. Per le altre pattuizioni dei soci di Compagnia Eoliana S.A. relativi alla concessione di finanziamenti a tale società, si rimanda al Capitolo 6, Paragrafo 6.1.2.1.1, sottoparagrafo 5 "*Patto parasociale relativo a Compagnia Eoliana—Norme di non concorrenza e sui finanziamenti*".

15.7 Altre garanzie concesse a terzi

Si riportano qui di seguito gli impegni e le garanzie concesse dal Gruppo Alerion, nei confronti di terzi al 30 settembre 2014:

- a) 1.077 Euro/000 per impegni assunti da Alerion Clean Power S.p.A. prevalentemente nell'interesse della ex controllata Paolo Morassutti S.r.l. ed in particolare: i) 190 Euro/000 per somme e titoli dati in pegno ad istituti bancari a garanzia di crediti di firma e ii) 887 Euro/000 per altre garanzie;
- b) 520 Euro/000 per una lettera di patronage rilasciata da Alerion Clean Power S.p.A. in favore della controllata Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l. a garanzia dei lavori di costruzione che la stessa dovrà eseguire per la realizzazione per conto di terzi del progetto eolico facente capo alla società Eolsiponto S.r.l.. Si segnala che in data 10 ottobre 2014 l'importo della suddetta garanzia si è ridotto a 260 Euro/000;
- c) 875 Euro/000 a titolo di controgaranzia fornita da Alerion Clean Power S.p.A. e da Alerion Energie Rinnovabili S.p.A. a fronte degli impegni assunti dalla società Eolsiponto S.r.l. nei confronti della Regione Puglia a garanzia della realizzazione dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica della potenza di 17,5 MW da realizzarsi nel comune di Manfredonia. Si segnala che in data 28 ottobre 2014 sono scaduti i termini della suddetta garanzia;
- d) 500 Euro/000 in capo ad Alerion Real Estate S.r.l. in liquidazione per obbligazioni contrattuali di società controllate;

- e) 904 Euro/000 in capo a Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. per obblighi di ripristino ambientale (garante Fondiaria-SAI S.p.A., garantito Assessorato Territorio ed Ambiente della Regione Sicilia);
- f) 200 Euro/000 in capo a Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l. per obblighi di ripristino ambientale (garante Fondiaria-SAI S.p.A., garantiti i proprietari dei terreni);
- g) 789 Euro/000 in capo a Minerva S.r.l. per obblighi di ripristino ambientale (garante Fondiaria Sai, garantito Assessorato Territorio ed Ambiente della Regione Sicilia);
- h) 640 Euro/000 in capo a Ordon Energia S.r.l. per obblighi di ripristino ambientale (garante Reale Mutua S.p.A., garantito Comune di Ordon);
- i) 638 Euro/000 in capo a Callari S.r.l. per obblighi di ripristino ambientale (garante Fondiaria-SAI S.p.A., garantito Assessorato Territorio ed Ambiente della Regione Sicilia);
- j) 220 Euro/000 in capo a New Green Molise S.r.l. a garanzia della dismissione dell'impianto eolico (garante Fidecomm, garantito Regione Molise);
- k) 10 Euro/000 in capo a Dotto S.r.l. a garanzia dell'attività di ripristino di due svincoli stradali interessati dal passaggio di veicoli da trasporto eccezionale (garante Banca Popolare di Novara, garantita Provincia di Caserta);
- l) 10 Euro/000 in capo a Dotto S.r.l. a garanzia dell'inizio delle attività di costruzione del campo eolico (garante Reale Mutua, garantita Regione Campania);
- m) 21 Euro/000 in capo a Eolo S.r.l. a garanzia del pagamento del prezzo di trasferimento del diritto di superficie (garante Fondiaria Sai S.p.A., garantito Istituto Diocesano per il sostentamento del clero);
- n) 15 Euro/000 in capo a Monte Raitiello S.r.l. a garanzia della corretta realizzazione delle opere di attraversamento sotterraneo della Statale n. 7 (garante Milano Assicurazioni S.p.A., garantito ANAS S.p.A. Potenza);
- o) 539 Euro/000 in capo a Monte Raitiello S.r.l. a garanzia della dismissione dell'impianto, dello smaltimento dei rifiuti in discarica e del ripristino dello stato originario dei luoghi (garante Fondiaria Sai S.p.A., garantito Regione Basilicata);
- p) 450 Euro/000 in capo a Torretta Wind S.r.l. a garanzia del ripristino dei luoghi (garante Monte dei Paschi di Siena S.p.A., garantito Comune di Foggia. A causa della durata pluriennale della garanzia è stato costituito presso MPS un deposito vincolato di pari importo);
- q) 450 Euro/000 in capo a Torretta Wind S.r.l. a garanzia della corretta esecuzione della costruzione dell'impianto (garante Reale Mutua, garantita Regione Puglia);

- r) 368 Euro/000 in capo a Torretta Wind S.r.l. per la richiesta di ammissione alla procedura d'asta indetta dal GSE (garante Monte dei Paschi di Siena S.p.A., garantito GSE);
- s) 2 Euro/000 in capo a Renergy San Marco S.r.l. a garanzia del mancato ripristino dello stato dei luoghi (garante Fondiaria Sai S.p.A., garantito Regione Puglia-Servizio demanio);
- t) 221 Euro/000 in capo a Renergy San Marco S.r.l. a garanzia del ripristino dei luoghi (garante Monte dei Paschi di Siena S.p.A., garantito Comune di San Marco in Lamis. A causa della durata pluriennale della garanzia è stato costituito presso MPS un deposito vincolato di pari importo);
- u) 766 Euro/000 in capo a Bisaccia Wind S.r.l. per la richiesta di ammissione alla procedura d'asta indetta dal GSE (garante Monte dei Paschi di Siena S.p.A., garantito GSE);
- v) 5.417 Euro/000 ammontare complessivo delle polizze fideiussorie presentate a garanzia degli importi compensati in sede di liquidazione IVA di Gruppo;
- w) 27.000 Euro/000 in capo a Durini 18 S.r.l. per un' ipoteca sull'immobile di proprietà iscritta a seguito dell'ottenimento di un credito ipotecario in conto corrente dal Credito Artigiano S.p.A., in data 15 dicembre 2009, successivamente rinnovato in data 15 dicembre 2012, pari a 15.000 Euro/000;
- x) al 30 giugno 2014 risultano costituite in pegno, a garanzia dei finanziamenti in project finance, le quote/azioni societarie delle seguenti società: Callari S.r.l., Ecoenergia Campania S.r.l., Minerva S.r.l., Ordon Energia S.r.l., Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l., New Green Molise S.r.l., Wind Power Sud S.r.l., Renergy San Marco S.r.l. e Dotto S.r.l. (per quest'ultimo, a seguito dell'estinzione del finanziamento in *project finance* in data 30 giugno 2014, è in corso di cancellazione il relativo pegno).

Le garanzie di cui ai punti d-e-f-g-h-i-l-m-o-q sono state contro garantite dall'Emittente, anche per il tramite della controllata Alerion Energie Rinnovabili S.p.A.

16. INFORMAZIONI PROVENIENTI DA TERZI, PARERI DI ESPERTI E DICHIARAZIONI DI INTERESSI

16.1 Relazioni e pareri di esperti

Fatte salve le fonti di mercato indicate nel Capitolo 6 del Documento di Registrazione, non vi sono pareri o relazioni attribuite ad esperti, ad eccezione delle relazioni della Società di Revisione.

16.2 Informazioni provenienti da terzi

Ove indicato, le informazioni contenute nel Documento di Registrazione provengono da fonti terze. La Società conferma che tali informazioni sono state riprodotte fedelmente e che, per quanto la medesima sappia o sia in grado di accertare sulla base delle informazioni pubblicate dai terzi in questione, non sono stati omessi fatti che potrebbero rendere le informazioni riprodotte inesatte o ingannevoli.

17. DOCUMENTI ACCESSIBILI AL PUBBLICO

Per la durata di validità del Documento di Registrazione, le copie dei seguenti documenti potranno essere consultate presso la sede legale dell'Emittente in Milano, via Durini n. 16/18, nonché sul sito *internet* dell'Emittente (www.alerion.it):

- a. lo statuto sociale dell'Emittente;
- b. i fascicoli di bilancio per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2013 e 2012, contenenti i bilanci consolidati e corredati delle relazioni della Società di Revisione e dei sindaci;
- c. relazione finanziaria consolidata al 30 settembre 2014, contenente il bilancio consolidato abbreviato dei nove mesi al 30 settembre 2014 e corredato della relazione della Società di Revisione;
- d. il regolamento assembleare;
- e. la Procedura di Operazioni con Parti Correlate;
- f. la Relazione annuale sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari dell'Emittente ai sensi dell'articolo 123-*bis* del TUF, relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013;
- g. il verbale del consiglio di amministrazione dell'Emittente tenutosi il 18 dicembre 2014, ai sensi dell'articolo 2410 del codice civile;
- h. il Documento di Registrazione.

Per il periodo di validità del Documento di Registrazione, gli investitori, al fine di avere un'informativa aggiornata sull'Emittente e sul Gruppo, sono invitati a leggere attentamente i comunicati stampa di volta in volta divulgati dall'Emittente e resi disponibili sul suo sito internet dell'Emittente (www.alerion.it, nell'area dedicata "*Investors*"), nonché le altre informazioni e gli ulteriori documenti messi a disposizione del pubblico ai sensi della vigente normativa applicabile.