

FALCK  
RENEWABLES SpA  
Relazione finanziaria semestrale al  
30 giugno 2019

Consiglio di Amministrazione

---

Milano, 30 luglio 2019

FALCK RENEWABLES SpA  
Capitale sociale Euro 291.413.891 int. vers.  
Direzione e coordinamento da parte di Falck SpA  
Sede legale e domicilio fiscale  
20121 Milano – Corso Venezia, 16  
REA Milano n. 1675378  
Numero di iscrizione Registro delle Imprese  
di Milano 03457730962  
Partita IVA e Codice Fiscale 03457730962



Indice

Indice

<b>Indice</b> .....	<b>2</b>
<b>1. Cariche sociali</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Struttura del Gruppo</b> .....	<b>5</b>
<b>3. Dati consolidati di sintesi</b> .....	<b>7</b>
<b>4. Relazione intermedia sulla gestione</b> .....	<b>8</b>
<b>4.1 Andamento economico finanziario del Gruppo Falck Renewables</b> .....	<b>9</b>
4.1.1 Il profilo del Gruppo Falck Renewables .....	9
4.1.2 Quadro normativo di riferimento .....	10
4.1.3 Risultati.....	26
4.1.4 Indicatori di risultato non finanziari .....	33
4.1.5 Andamento del titolo .....	34
4.1.6 Andamento dei settori.....	35
4.1.7 Fatti gestionali più significativi del primo semestre 2019 .....	43
4.1.8 Ambiente, salute e sicurezza.....	44
4.1.9 Attività di ricerca e sviluppo.....	45
4.1.10 Rischi e incertezze .....	46
4.1.11 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre.....	64
4.1.12 Evoluzione prevedibile della gestione e prospettive di continuità.....	65
<b>4.2 Andamento economico finanziario di Falck Renewables SpA</b> .....	<b>65</b>
4.2.1 Dati di sintesi .....	65
4.2.2 Risultati e andamento della gestione .....	65
4.2.3 Personale.....	66
4.2.4 Investimenti .....	66
4.2.5 Controlli societari .....	66
4.2.6 Rapporti e operazioni con imprese controllanti, controllate o collegate.....	67
4.2.7 Attività di direzione e coordinamento .....	67
4.2.8 Azioni proprie e azioni o quote di imprese controllanti possedute.....	67
4.2.9 Azioni proprie e azioni o quote delle imprese controllanti acquistate o alienate dalla società nel corso del semestre.....	68
4.2.10 Piani di stock option e di <i>stock grant</i> .....	68
<b>5. Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019</b> .....	<b>69</b>
<b>5.1 Stato patrimoniale consolidato</b> .....	<b>70</b>
<b>5.2 Conto economico consolidato</b> .....	<b>71</b>
<b>5.3 Prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo</b> .....	<b>72</b>
<b>5.4 Prospetto del rendiconto finanziario consolidato</b> .....	<b>73</b>
<b>5.5 Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato</b> .....	<b>74</b>
<b>5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili</b> .....	<b>75</b>
5.6.1 Contenuto e forma dei prospetti contabili consolidati .....	75
5.6.2 Area di consolidamento .....	76
5.6.3 Principi contabili e tecniche di consolidamento .....	80
5.6.4 Informativa di settore.....	81
5.6.5 Contenuto e variazioni dello stato patrimoniale .....	82
5.6.6 Contenuto e variazioni del conto economico.....	102

Indice

5.7	Informazioni integrative sugli strumenti finanziari.....	112
6.	Prospetti supplementari Consolidato .....	126
6.1	Elenco partecipazioni in imprese controllate e collegate .....	127
7.	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni.....	130
8.	Relazione della Società di Revisione .....	132

## 1 Cariche sociali

### 1. Cariche sociali

#### Consiglio di Amministrazione

---

Falck Enrico	Presidente Esecutivo
Corbetta Guido	Vice Presidente
Volpe Toni	Consigliere Delegato
Falck Elisabetta	Consigliere
Falck Federico	Consigliere
Marchi Filippo	Consigliere
Caldera Elisabetta (*)	Consigliere
Dassù Marta (*)	Consigliere
Milone Libero (*)	Consigliere
Poggiali Barbara (*)	Consigliere
Pietrogrande Paolo (*)	Consigliere
Grenon Georgina (*)	Consigliere

(\*) Membri Indipendenti ai fini del TUF e dell'autodisciplina

Il Consiglio di Amministrazione è stato nominato dall'Assemblea dei Soci del 27 aprile 2017

#### Collegio Sindacale

---

Scarpelli Massimo	Presidente
Conca Giovanna	Sindaco effettivo
Giussani Alberto	Sindaco effettivo
Caverni Mara Anna Rita	Sindaco supplente
Pezzati Gianluca	Sindaco supplente

Il Collegio Sindacale è stato nominato dall'Assemblea dei Soci del 27 aprile 2017

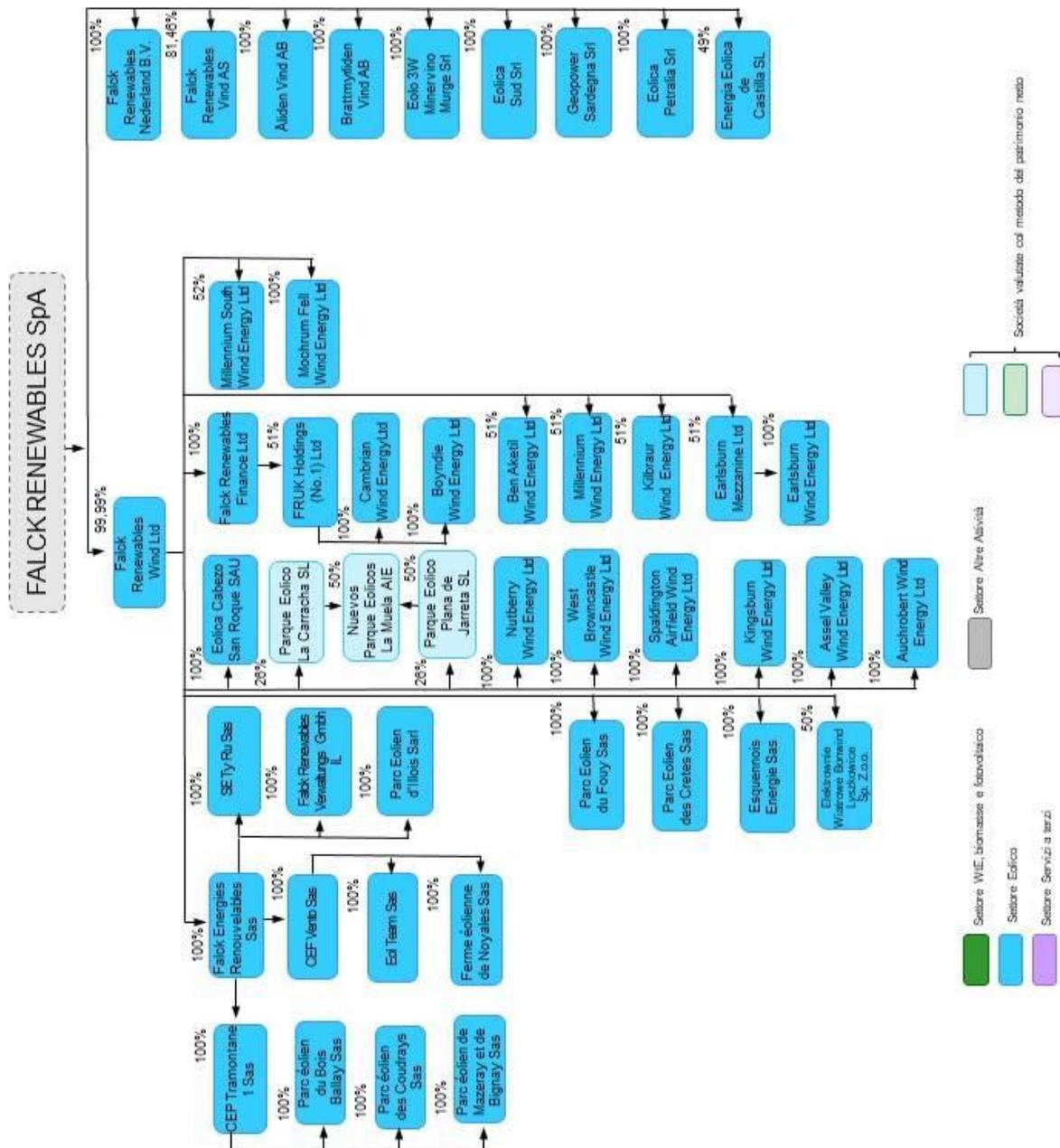
#### Società di Revisione

---

EY SpA



2 Struttura del Gruppo



\* Si segnala che le quote di classe B garantiscono il controllo della società, mentre le quote di classe A di proprietà di Fistar Development LLC attribuiscono diritti protettivi

### 3 Dati consolidati di sintesi

#### 3. Dati consolidati di sintesi

(migliaia di euro)

	30.6.2019	30.6.2018	31.12.2018
Ricavi da vendite di beni e servizi	185.417	164.974	335.889
Ebitda (1)	104.869	99.389	191.456
Risultato operativo	64.919	62.794	115.463
Risultato netto complessivo	34.795	34.312	60.422
Risultato netto di competenza Falck Renewables SpA	27.323	27.702	44.159
Risultato netto di competenza per azione (euro) (2)	0,094	0,096	0,153
N. Azioni in circolazione (media annua) in migliaia	289.204	289.846	289.522
N. Azioni in circolazione (a fine periodo) in migliaia	289.204	289.235	289.204
- Debiti finanziari netti (crediti)	(56.182)	(208.893)	(191.171)
- <i>Project financing "non recourse"</i>	687.184	746.034	700.365
Totale posizione finanziaria netta senza derivati (crediti)	631.002	537.141	509.194
- Strumenti finanziari derivati sui tassi, commodity e cambi (crediti)	49.298	42.854	37.973
Totale posizione finanziaria netta con derivati (crediti)	680.300	579.995	547.167
Posizione finanziaria netta senza leasing operativi	608.099	579.995	547.167
Patrimonio netto	562.907	529.080	556.120
Patrimonio netto di competenza Falck Renewables SpA	508.438	480.293	501.424
Patrimonio netto di competenza per azione (euro) (2)	1,758	1,651	1,732
Investimenti materiali e immateriali	70.664	32.069	86.976
Ebitda/Ricavi	56,6%	60,2%	57,0%
Risultato operativo /Ricavi	35,0%	38,1%	34,4%
Risultato netto/Patrimonio netto	6,2%	6,5%	10,9%
Posizione finanziaria netta/Patrimonio netto	1,21	1,10	0,98
Dipendenti operanti nelle società consolidate (n.)	461	370	460

(1) Ebitda = Ebitda definito dal Gruppo come risultato netto al lordo dei proventi e oneri da partecipazioni, dei proventi e oneri finanziari, degli ammortamenti, delle svalutazioni e degli accantonamenti ai fondi rischi e delle imposte sul reddito

(2) Calcolato rispetto alla media annua del numero delle azioni.

#### **4. Relazione intermedia sulla gestione**

---

---

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

La presente Relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019 è redatta ai sensi dell'art. 154 ter del D.Lgs. 58/1998 e predisposta in conformità ai principi contabili internazionali riconosciuti dalla Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e in particolare dello IAS 34 – Bilanci intermedi, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005.

Il Gruppo Falck Renewables predisponendo la relazione semestrale in base al principio IAS 34 ha scelto di pubblicare un'informativa sintetica del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019.

Si segnala che, anche a seguito delle semplificazioni introdotte dal D.Lgs. n. 25 del 15 febbraio 2016 (che ha recepito la Direttiva 2013/50/UE, c.d. Transparency II) in materia di informazioni finanziarie periodiche al pubblico e in conformità con quanto previsto dall'articolo 2.2.3, comma 3, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA, Falck Renewables SpA, in quanto società appartenente al Segmento STAR, continuerà a redigere e a pubblicare i resoconti intermedi di gestione nelle forme finora adottate.

### 4.1 Andamento economico finanziario del Gruppo Falck Renewables

#### 4.1.1 Il profilo del Gruppo Falck Renewables

Falck Renewables SpA è una società per azioni di diritto italiano, con sede legale in Milano, Corso Venezia n. 16.

Al 30 giugno 2019, Falck Renewables SpA e le sue controllate ("Gruppo") operano essenzialmente in Italia, Regno Unito, Spagna e Francia e, per effetto delle recenti acquisizioni anche negli Stati Uniti d'America, mentre in Norvegia e in Svezia sono stati acquisiti progetti *ready to build*, alcuni dei quali sono già in costruzione, e nei Paesi Bassi si è dato impulso alle attività di sviluppo di nuovi impianti.

Il gruppo Vector Cuatro, controllato al 100%, svolge attività anche in altri paesi tra cui Giappone, Cile, Messico e Bulgaria.

L'attività del Gruppo Falck Renewables è concentrata nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili tramite impianti eolici, fotovoltaici, WtE e a biomasse e nella fornitura di servizi di gestione degli impianti per la produzione di energia rinnovabile.

Il Gruppo Falck Renewables opera principalmente nei seguenti settori di attività:

- il settore Eolico in cui i ricavi provengono sia dalla cessione di energia sia dagli incentivi applicabili agli impianti di proprietà del Gruppo;
- il settore WtE, biomasse e fotovoltaico, in cui i ricavi provengono prevalentemente dalla cessione di energia elettrica, dal conferimento dei rifiuti per la produzione di energia WtE nonché dal trattamento dei rifiuti. Per gli impianti fotovoltaici sono altresì rilevanti i ricavi da incentivo previsti dal sistema Conto Energia in Italia o da incentivi sugli investimenti (USA), mentre per l'impianto a biomasse i ricavi provengono prevalentemente dagli incentivi applicabili (tariffa incentivante "ex certificati verdi");
- il settore Servizi costituito principalmente (i) dal gruppo spagnolo Vector Cuatro acquisito nel 2014, attivo nei servizi e nella gestione di impianti per la produzione di energia rinnovabile, con una radicata ed estesa presenza internazionale e (ii) dalla società Energy Team Spa, acquisita nel mese di ottobre 2018, azienda *leader* in Italia nei servizi di controllo dei consumi e di gestione della flessibilità sui mercati elettrici.

Nel 2018 è stato introdotto il settore "Altre Attività" composto dalle società Falck Renewables SpA, Falck Renewables Energy Srl e le società di sviluppo.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### 4.1.2 Quadro normativo di riferimento

Con la sottoscrizione del Protocollo di Kyoto, l'Unione Europea ha sviluppato una specifica strategia energetica tesa a favorire l'utilizzo delle fonti rinnovabili di energia.

La "Direttiva 2009/CE/28" ha fissato gli obiettivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili specifici per ciascuno Stato membro e ha richiesto a ciascuno Stato di elaborare un proprio *National Renewable Energy Action Plan*. L'Italia ha notificato il proprio Piano di Attuazione Nazionale (PAN) in data 30 giugno 2010, impegnandosi a coprire entro il 2020, attraverso le fonti rinnovabili, il 17% dei consumi lordi nazionali e, in particolare, la quota del 6,38% del consumo energetico del settore trasporti, del 28,97% per l'elettricità e del 15,83% per la climatizzazione.

Nel dicembre 2015, a Parigi, i delegati di 195 paesi, che hanno partecipato alla Conferenza mondiale sul clima hanno firmato un accordo in cui si impegnavano a ridurre le emissioni inquinanti, prevedendo in particolare di (i) mantenere l'aumento di temperatura inferiore ai 2 gradi, (ii) compiere sforzi per mantenerlo entro 1,5 gradi, e (iii) di interrompere l'incremento delle emissioni di gas serra il prima possibile, raggiungendo nella seconda parte del secolo il momento in cui la produzione di nuovi gas serra sarà sufficientemente bassa da essere assorbita naturalmente. L'accordo prevede altresì di controllare i progressi compiuti ogni cinque anni, tramite nuove Conferenze e, infine, di versare 100 miliardi di dollari ogni anno ai paesi più poveri per aiutarli a sviluppare fonti di energia meno inquinanti.

In data 30 novembre 2016, la Commissione Europea ha presentato il cd. "Pacchetto energia", contenente la proposta della DG Energy in materia di rinnovabili, efficienza energetica, mercato interno dell'elettricità, biocarburanti, *governance* dell'Unione energetica, Acer e sicurezza delle forniture, per il periodo 2020-2030.

Tale pacchetto - denominato "*Clean Energy for All Europeans*" - è stato discusso in Parlamento e Consiglio europei nel corso del 2018.

Il 21 dicembre è stata quindi pubblicata in Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea la Direttiva (UE) 2018/2001 (cd. REDII), che ha posto un obiettivo vincolante del 32% per le fonti rinnovabili al 2030. Contestualmente, sono stati pubblicati il Regolamento 2018/1999 in materia di *governance* e la Direttiva 2018/2002 sull'efficienza energetica. Inoltre, è stato raggiunto un accordo tra Consiglio, Parlamento e Commissione su Regolamento elettrico e Direttiva, che vedranno l'approvazione definitiva nel corso del 2019.

Ai sensi di quanto previsto dal Regolamento sulla *Governance*, ciascun Stato Membro ha prodotto ed inviato alla Commissione Europea una prima proposta di Piano Nazionale Energia e Clima, che dovrà essere finalizzato entro la fine del 2019 e che dovrà contenere le indicazioni di dettaglio relative agli strumenti di *policy* che verranno implementati per il raggiungimento dei *target* comunitari al 2030.

#### *Modifiche recenti alla disciplina fiscale*

In relazione alle modifiche apportate alla disciplina fiscale in essere nei principali Paesi nei quali il Gruppo attualmente opera si segnala che la maggior parte delle novità nel seguito indicate sono state oggetto di segnalazione nei precedenti bilanci, essendo state introdotte con leggi di bilancio approvate dai rispettivi Paesi nel corso del 2018. Se ne riporta una sintesi per completezza.

Per quanto concerne l'Italia, il Decreto Legge 119/2018 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale il 23 ottobre 2018) ha nuovamente prorogato per l'Italia le novità introdotte in ambito IVA dalla Legge di Stabilità 2015 (L. 23/12/2014 n. 190) riguardanti l'applicazione del meccanismo del cosiddetto "*reverse charge*" alle cessioni di gas e di energia elettrica a un soggetto passivo-rivenditore, incluse le cessioni dei c.d. Certificati Verdi. Il termine per l'applicazione di tale meccanismo, originariamente fissato al 31 dicembre 2018, è ora prorogato al 30 giugno 2022. Si ricorda che tale meccanismo ha limitato per alcune società del Gruppo operanti in Italia la possibilità di compensare crediti e debiti IVA; i crediti IVA per tali società sono ad oggi ordinariamente incassati mediante richieste di rimborso.

Sempre con riferimento all'Italia, si segnala, inoltre, che la Legge di Bilancio per il 2019 ha disposto l'innalzamento dal 20% al 40% della percentuale di deducibilità dal reddito di impresa dell'IMU relativa agli immobili strumentali. Resta confermata, invece, l'indeducibilità della medesima imposta ai fini IRAP.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Con riferimento al Regno Unito, è confermata l'aliquota dell'imposta sul reddito delle società al 19%, ridotta al 17% a decorrere dal 2021.

Per quanto concerne la Francia, si segnala che restano confermate le riduzioni dell'aliquota fiscale, definendo un'aliquota d'imposta pari al 28,92% per il 2020, al 27,37% per il 2021 ed al 25,83% a partire dal 2022. Sempre con riferimento alla Francia si evidenzia che, al pari di altri Paesi Europei, è stata modificata la disciplina relativa alla deduzione delle componenti finanziarie, così da renderla in linea alla direttiva UE n. 2016/1164, cosiddetta *ATAD - Anti Tax Avoidance Directive*.

Passando agli Stati Uniti, come noto, in data 22 dicembre 2017 è stata approvata un'importante riforma fiscale (Pub. L. No. 115-97), che ha previsto, già a partire dal 2018, una consistente riduzione dell'aliquota dell'imposta sul reddito delle società (CIT) dal 35% al 21%. Tra i numerosi interventi realizzati, si segnalano, tra gli altri, l'introduzione di limiti alla deducibilità degli interessi passivi, nonché la modifica alla riportabilità a nuovo delle perdite fiscali generate a partire dal 2018 le quali divengono riportabili senza alcun limite temporale, ma nei limiti dell'80% del reddito imponibile. È stata inoltre eliminata la possibilità di riporto ad anni precedenti (cosiddetto *carryback*) delle perdite fiscali. Da ultimo, si ricorda che secondo le istruzioni emesse alla fine del 2017, dall'IRS, è confermata la riduzione del cosiddetto credito "ITC" di cui possono beneficiare gli impianti solari la cui costruzione inizia dopo il 31 dicembre 2019.

Olanda, Svezia e Norvegia hanno assistito ad una progressiva riduzione del *tax rate*.

In Olanda l'aliquota da applicarsi alle società è pari al 22,55% a partire dal 2020 e si ridurrà al 20,5% per i periodi di imposta successivi al 2021.

Per quanto concerne la Svezia, è stata ulteriormente ridotta l'aliquota dell'imposta sul reddito delle società (CIT) con una progressiva riduzione di aliquota al 21,4% a partire dall'esercizio 2019 ed al 20,6% a partire dall'esercizio successivo a quello chiuso al 31 dicembre 2020.

Per completezza, si segnala infine che in Norvegia la legge di Bilancio per il 2019 ha introdotto, a partire dal 2019, la riduzione dell'aliquota dell'imposta sul reddito delle società (CIT) dal 23% al 22%.

### ❖ *Italia: Quadro normativo del settore Eolico e del settore WtE, Biomasse e Fotovoltaico*

L'incentivazione alla produzione elettrica da fonti rinnovabili è composta da diversi meccanismi che trovano applicazione articolata in relazione (i) alla data di entrata in esercizio dell'impianto, (ii) alla tipologia di fonte rinnovabile utilizzata e (iii) alla potenza dell'impianto.

Tali incentivi possono essere identificati con:

- a) le Tariffe Incentivanti, ex Certificati Verdi (CV);
- b) il Conto Energia per gli impianti fotovoltaici;
- c) il Conto Energia per gli impianti solari termodinamici.

Si sottolinea che l'impianto di Granarolo dell'Emilia, di proprietà di Frullo Energia e Ambiente Srl partecipata dal Gruppo al 49% e consolidata con il metodo del patrimonio netto, ha goduto fino al 31 dicembre 2018 della parte di incentivo relativo al cd. "costo evitato" del Provvedimento CIP 6/92.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### **a) Tariffe Incentivanti, ex Certificati Verdi (CV)**

A decorrere dall'anno 2001, il Decreto Bersani ha imposto, ai soggetti che importano o producono più di 100 GWh/anno da fonti convenzionali, di immettere nella rete (nell'anno successivo) energia prodotta da fonti rinnovabili in misura non inferiore al 2% (la Quota d'Obbligo).

L'obbligo di immissione sopra illustrato poteva essere assolto mediante la produzione in proprio di energia rinnovabile ovvero mediante l'acquisto dei Certificati Verdi ("CV") dai produttori di energia rinnovabile.

Come previsto dal Decreto Ministeriale 6 luglio 2012, il meccanismo dei Certificati Verdi dal 2016 è stato sostituito da una nuova forma di incentivo, che garantisce, sulla produzione netta di energia, la corresponsione di una tariffa in euro da parte del GSE aggiuntiva ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia.

Per poter beneficiare della Tariffa Incentivante, il GSE ha stabilito, per tutti i titolari di impianti IAFR, l'obbligo di sottoscrivere la cd. Convenzione GRIN (Gestione Riconoscimento Incentivo).

Sono dunque state sottoscritte le convenzioni GRIN per le società del Gruppo aventi diritto (ad eccezione di Prima Srl, per la quale non si è richiesta l'emissione dei Certificati Verdi), accompagnate da lettera di riserva.

In data 20 giugno 2016, è stato notificato il ricorso avverso la Convenzione GRIN da parte di tali società del Gruppo ed è stato depositato presso il TAR Lazio.

Il 16 novembre 2018, il TAR Lazio con sentenza n. 11136 ha annullato lo schema di Convenzione del 20/04/2016 in quanto adottata dal GSE in assenza del potere di imporre la convenzione stessa con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili già incentivati con i certificati verdi. Possibili impatti e conseguenze di tale sentenza saranno valutabili a valle delle eventuali azioni che il GSE intraprenderà in merito.

La delibera 16/2019/R/efr del 22 gennaio 2019 ha determinato, ai fini della quantificazione per l'anno 2019 del valore degli incentivi che sostituiscono i certificati verdi, il valore medio nell'anno 2018 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, in misura pari a 61,91 €/MWh. Per l'anno 2019, il valore della Tariffa Incentivante è stato fissato a 92,11 euro per MWh. Il prezzo dell'incentivo GRIN (ex Certificato Verde) nel 2018 è stato di 98,95€/MWh, contro i 107,34 €/MWh dell'anno precedente.

Con riferimento invece all'impianto biomasse di Ecosesto SpA, questo gode di una tariffa incentivante come sopra descritta, ma maggiorata di un coefficiente moltiplicativo applicato a seguito del rilascio della certificazione, erogata dal MIPAF, che garantisce la provenienza da filiera corta (ovvero entro un raggio di 70 km) delle biomasse utilizzate.

In data 20 dicembre 2017, il GSE ha pubblicato le procedure operative per la "Gestione esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili diversi dai fotovoltaici ammessi agli incentivi". Nelle intenzioni del Gestore, il documento mira, tra le altre cose, a promuovere la massimizzazione della produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, favorire il prolungamento della vita utile degli impianti oltre il periodo di incentivazione, ridurre e semplificare gli adempimenti a carico degli operatori.

### **b) Conto Energia**

Con riferimento agli impianti fotovoltaici, lo strumento di incentivazione è costituito dal Conto Energia, introdotto dai D. M. 28 luglio 2005 e 6 febbraio 2006 (Primo Conto Energia) e successivamente modificato dal D.M. 19 febbraio 2007 (Secondo Conto Energia). Per quanto riguarda gli impianti entrati in esercizio tra il 1° gennaio 2008 e il 31 dicembre 2010, quest'ultimo prevede un'incentivazione tariffaria dell'energia prodotta, differenziata in relazione alle caratteristiche degli impianti stessi (integrato, parzialmente integrato, non integrato) e alla potenza nominale (tra 1 e 3 kW; tra 3 e 20 kW; superiore a 20 kW). L'erogazione avviene da parte del GSE per un periodo di 20 anni.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Più in particolare, ai sensi della Legge n. 129 del 13 agosto 2010, le tariffe incentivanti previste dal Conto Energia disciplinato dal D.M. 19 febbraio 2007, continuano ad applicarsi agli impianti fotovoltaici entrati in esercizio anche a seguito del 31 dicembre 2010, a condizione che (i) entro il 31 dicembre 2010 sia conclusa l'installazione dell'impianto fotovoltaico e sia comunicata alle autorità competenti la fine lavori e (ii) che gli stessi impianti entrino in esercizio entro il 30 giugno 2011.

Il D.M. 6 agosto 2010 (Terzo Conto Energia) si applica agli impianti entrati in esercizio dal 1° gennaio 2011, a eccezione di quelli riconducibili alla Legge 129/2010. Il D.M. 12 maggio 2011 (Quarto Conto Energia) specifica che le disposizioni di cui al D.M. 6 agosto 2010 si applicano agli impianti entrati in esercizio entro il 31 maggio 2011. Il D.M. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia), ridefinisce le tariffe incentivanti dal 27 agosto 2012 e il limite di costo indicativo annuo, fissato in 6,7 miliardi di euro.

Tutti gli impianti fotovoltaici del Gruppo ricadono nel Primo e nel Secondo Conto Energia.

La Legge 116/2014 stabilisce che, a decorrere da gennaio 2015, la tariffa incentivante per l'energia prodotta dagli impianti di potenza nominale superiore a 200 kW (sostanzialmente tutti quelli del Gruppo Falck Renewables), sia rimodulata a scelta dell'operatore, sulla base di una delle seguenti opzioni:

- a) la tariffa è erogata per un periodo pari a 24 anni, decorrente dall'entrata in esercizio degli impianti, ed è conseguentemente ricalcolata secondo la percentuale di riduzione indicata nella legge;
- b) fermo restando l'originario periodo di erogazione ventennale, la tariffa è rimodulata prevedendo un primo periodo di fruizione di un incentivo ridotto rispetto all'attuale e un secondo periodo di fruizione di un incentivo incrementato in ugual misura. Le percentuali di rimodulazione sono state stabilite con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e per il Gruppo variano dal 15 al 25%;
- c) fermo restando il periodo di erogazione ventennale, la tariffa è ridotta di una quota percentuale dell'incentivo riconosciuto alla data di entrata in vigore del presente Decreto Legge, per la durata residua del periodo di incentivazione, secondo le seguenti quantità:
  - 1) al 6% per gli impianti da 200kW a 500 kW;
  - 2) al 7% per gli impianti da 500kW a 900 kW;
  - 3) all'8% per gli impianti di potenza nominale superiore a 900 kW.

Il Gruppo ha optato per l'opzione c) punto 3.

A seguito del ricorso di alcuni operatori, il TAR ha sollevato la questione di legittimità costituzionale della L. 116/2014 relativamente alla norma che ha disposto la suddetta modifica del regime di incentivazione, sottoponendo alla Corte Costituzionale l'eventuale violazione del principio di ragionevolezza e di legittimo affidamento, unitamente al principio di autonomia imprenditoriale, di cui agli artt. 3 e 41 della Costituzione. In data 7 dicembre 2016 la Consulta ha dichiarato infondata la questione di legittimità costituzionale dell'articolo 26, commi 2 e 3 del DL competitività n. 91/2014 da essi posta. Dopo che la Corte Costituzionale ha respinto i rilievi di legittimità costituzionale, il TAR ha deciso di rimettere la questione alla Corte Europea.

In data 21 febbraio 2017, il GSE ha pubblicato "DTR" per gli impianti incentivati in Conto Energia ("Procedure per la gestione degli interventi di manutenzione e ammodernamento tecnologico degli impianti"). Il documento mira a "ridurre e semplificare gli adempimenti degli operatori" verso il Gestore e ad "agevolare il conseguimento degli obiettivi generali di sostenibilità ambientale". Apre altresì nuove possibilità in ambito di *revamping* e *repowering* degli impianti.

### **c) Tariffa incentivante per impianti solari termodinamici**

Nell'ambito del recepimento della direttiva 2009/CE/28 il decreto attuativo del 6 luglio 2012 ha previsto (art.28) di prorogare il DM 11 aprile 2008 "recante i criteri e le modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici" che si sarebbe esaurito nel 2013.

Ecosesto SpA ha realizzato un impianto di questa fattispecie integrandolo nell'impianto termodinamico rinnovabile a biomasse legnose in esercizio a Rende (CS). L'impianto è stato completato a dicembre 2013. A inizio del 2017, è stata siglata la relativa convenzione con GSE, che prevede l'erogazione di un incentivo pari a 320 €/MWh per la componente termodinamica.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### **Altri avvenimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il quadro normativo di riferimento in materia di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile**

#### Strategia Energetica Nazionale (SEN) e Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC)

Il 10 novembre 2017 è stato firmato il decreto interministeriale che adotta la Strategia Energetica Nazionale. Alcuni dei punti cruciali della Strategia riguardano il *phase-out* dal carbone anticipato al 2025, lo sviluppo dell'efficienza energetica e delle rinnovabili. In particolare, in materia di FER, gli obiettivi salgono al 28% sui consumi totali e al 55% su quelli elettrici.

In breve, fino al 2020, la Strategia mira a promuovere nuovi investimenti tramite incentivi sulla produzione estendendo lo strumento delle aste competitive, adottando un approccio di neutralità tra tecnologie con strutture e livelli di costi affini per stimolare la concorrenza, facendo ricorso a regimi di aiuto differenziati per i piccoli impianti e per le tecnologie innovative.

Dal 2020, i meccanismi di supporto alle rinnovabili evolveranno verso la *market parity*, ossia da incentivi diretti sulla produzione a politiche abilitanti e semplificazione regolatoria.

In ottemperanza a quanto previsto dal Regolamento 2018/1999 sulla *Governance* dell'Unione dell'energia, la proposta italiana di Piano Nazionale integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) è stata inviata a Bruxelles l'8 gennaio 2019. Al momento in fase di discussione da parte degli interlocutori istituzionali nazionali e comunitari, il PNIEC sarà pubblicato, nella sua versione definitiva, entro la fine del 2019. Al contrario della SEN, il Piano possiede una natura giuridica vincolante che impegna ogni Stato membro verso uno sforzo comune europeo, prevedendo meccanismi correttivi e l'eventuale comminazione di sanzioni in caso di mancato rispetto. In merito alla penetrazione nel mercato delle fonti rinnovabili, il Piano prevede un contributo FER al 2030 nei consumi finali lordi di energia pari al 30%, così differenziato tra i diversi settori: 55,4% nel settore elettrico, 33,1% nel termico (riscaldamento e raffrescamento) e 21,6% nel settore dei trasporti.

#### Nuova disciplina degli sbilanciamenti

Nel corso degli ultimi anni, l'Autorità, in via transitoria in attesa della pubblicazione del cd. *Balancing Network Code* europeo, è più volte intervenuta in materia di disciplina degli sbilanciamenti effettivi.

A seguito del documento di consultazione 277/2017/R/eel l'Autorità, in data 8 giugno 2017, ha pubblicato la delibera 419/2017/R/eel che prevede l'adozione dal 1° settembre 2017 del nuovo sistema di calcolo del segno dello sbilanciamento aggregato zonale (così come definito da Terna), che di fatto complica la possibilità per gli operatori di prevedere il segno zonale e, quindi, di sfruttare tale previsione a proprio vantaggio. Il documento conferma altresì la proposta di mantenere il sistema di *single price* per tutte le unità non abilitate a partire da tale data e pertanto rimane inalterato tale sistema di calcolo per tutti gli impianti del Gruppo. Ha introdotto, invece, dal 1° luglio 2017 i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale, al fine di eliminare anche le distorsioni che derivano dalla determinazione dei prezzi di sbilanciamento a livello macrozonale in presenza di prezzi di mercato determinati a livello zonale.

#### Progetto di revisione e riforma del Mercato Elettrico Italiano

L'Autorità, con la delibera 393/2015/R/eel, ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica della regolazione del servizio di dispacciamento, in coerenza con gli indirizzi espressi dall'Autorità nel quadro strategico 2015-2018 e con la normativa europea in materia (Regolamento UE 1222/15 - CACM, Regolamento UE recante le c.d. *balancing guidelines*); in tale procedimento sono confluite anche tutte le attività e i provvedimenti finalizzati all'attuazione delle disposizioni del decreto 102/2014 in materia di dispacciamento.

A tal fine, è stato avviato uno specifico progetto inter-direzionale (RDE-Riforma Dispacciamento Elettrico) con il compito, fra gli altri, di predisporre tutti gli atti relativi alla regolazione del dispacciamento al fine di sostituire l'Allegato A alla deliberazione 111/06 con un Testo integrato del dispacciamento.

In data 9 giugno 2016 l'AEEGSI ora ARERA ha pubblicato il Documento di Consultazione 298/2016/R/eel, contenente le proposte relative alla prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

In data 5 maggio 2017, l’Autorità ha pubblicato la delibera 300/2017/R/eel “*Prima apertura del mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) alla domanda elettrica ed alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate nonché ai sistemi di accumulo. Istituzione di progetti pilota in vista della costituzione del Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (Tide) coerente con il Balancing Code europeo*”. Con tale delibera, l’Autorità ha lanciato una prima fase di progetti pilota, che prevede la partecipazione dei consumatori e delle unità non abilitate (compreso lo *storage*), oltre all’utilizzo degli accumuli in abbinamento con le unità rilevanti abilitate al fine di ottimizzare la fornitura di risorse di dispacciamento. Terna ha quindi lanciato i primi progetti pilota relativi alla partecipazione della domanda e della generazione distribuita al mercato dei servizi di dispacciamento.

In data 14 novembre 2018, Terna ha pubblicato la procedura di approvvigionamento a termine di risorse di dispacciamento fornite dalle Unità Virtuali Abilitate Miste (UVAM), nell’ambito dei progetti pilota per la partecipazione al dispacciamento di rinnovabili, domanda, generazione distribuita, accumuli e mobilità elettrica. Al momento, Falck Renewables Energy Srl ha all’attivo la gestione di 5 UVAM, qualificate nel corso della procedura di approvvigionamento svoltasi nel mese di giugno 2019, per un totale di 5,8 MW.

### Gestione dell’energia

Nel corso del 2019 è proseguita l’implementazione di una gestione più attiva dell’energia del Gruppo con l’obiettivo principale di mitigare e gestire il rischio massimizzando, nel contempo, i ricavi. Proseguendo nel percorso pluriennale in coerenza con il Piano Industriale, il team dell’Energy Management, ha proceduto ad aumentare la quota di impianti del Gruppo gestiti dalla società Falck Renewables Energy Srl (FRE), quale utente del dispacciamento in immissione. Infatti, nel corso del 2018 sono stati aggiunti al portafoglio gestito da FRE gli impianti eolici di Eolo 3W ed Eolica Petralia e gli impianti fotovoltaici di Actelios Solar, ad eccezione dell’impianto fotovoltaico di Trezzo rimasto in Ritiro Dedicato (RiD). A partire dal 1° gennaio 2019, anche gli impianti di Geopower e Eolica Sud sono stati presi in gestione dalla FRE. Nel 2019, dunque, la Falck Renewables Energy avrà tutti gli impianti italiani del Gruppo nell’ambito del proprio contratto di dispacciamento (ad eccezione del fotovoltaico di Trezzo).

Queste attività vedranno pertanto un ruolo sempre più attivo della società Falck Renewables Energy Srl quale Utente del Dispacciamento e permetteranno al Gruppo, in futuro, di diventare sempre più indipendente nelle attività di vendita e valorizzazione dell’energia elettrica prodotta dai propri impianti.

Si sottolinea, inoltre, che l’Autorità con la delibera 195/2019/r/efr del 21 maggio 2019 ha rivisto la formula di calcolo dell’indice di affidabilità IA utilizzato nel computo della mancata produzione eolica (MPE), da riconoscere agli utenti del dispacciamento che hanno ridotto la produzione dell’impianto per rispettare gli ordini di dispacciamento impartiti da Terna. La nuova formulazione si applica retroattivamente per gli anni 2017 e 2018, mediante conguagli che Terna effettuerà entro il 31 dicembre 2019.

A maggio 2019, la FRE è, inoltre, entrata a far parte di EEX (*European Energy Exchange*), la principale piattaforma di scambio per derivati finanziari di Energia ed Emissioni di CO<sub>2</sub>, annunciando contemporaneamente il lancio delle attività di Trading Proprietario.

### ❖ *Spagna: quadro normativo settore eolico*

Ai sensi della Direttiva 2001/77/CE la Spagna ha posto come obiettivo che, entro il 2020, il 29% del consumo lordo di energia elettrica sia prodotto da energie rinnovabili. La normativa di riferimento in Spagna è stata rappresentata dal Regio Decreto (RD) 436/2004 e dal RD 661/2007. Nel luglio del 2010 è stata approvata una nuova normativa che ha impattato in maniera non significativa sugli impianti eolici del Gruppo, realizzati ai sensi del Regio Decreto 436/2004.

Il RD 436/2004 prevedeva che l’energia elettrica generata potesse essere ceduta con una tariffa omnicomprensiva (*Feed-in Tariff*) o con un meccanismo che comprendeva un elemento fisso (Premio) e un elemento variabile secondo l’andamento del mercato (*Feed-in Premium* o *Market Option*).

Il RD 436/2004 è stato successivamente sostituito dal RD 661/2007 il quale manteneva il regime di tariffa “FIT” e introduceva un nuovo regime di prezzo variabile (*Market Option*) che era soggetto a un limite minimo e

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

massimo per garantire che i produttori di energia da fonti rinnovabili non fossero eccessivamente o insufficientemente remunerati. Gli impianti eolici del Gruppo hanno applicato dall'avvio il regime a prezzo variabile previsto dal RD 436/2004.

Successivamente, nel 2010 il governo spagnolo ha introdotto due misure straordinarie per il settore della generazione elettrica applicabili per il periodo 2011-2013:

- i produttori di energia elettrica dovevano pagare una tassa di 0,5 euro per ogni MWh di energia immessa in rete;
- l'incentivo per gli impianti solari ed eolici era riconosciuto per un numero massimo di ore all'anno, prevedendo quindi che l'energia prodotta in eccesso rispetto a tale valore fosse valorizzata al prezzo di mercato. Il valore limite per l'eolico era fissato in 2.589 ore all'anno, ma si applicava solo nel caso in cui fosse anche raggiunto un valore medio di ore di produzione relativo a tutta la capacità installata nel paese (fissato in 2.350).

Il RD 1/2012 del 27 gennaio 2012 ha poi temporaneamente sospeso ogni incentivo economico per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ai progetti non ancora autorizzati alla data del decreto in quanto la capacità installata in Spagna aveva superato il Piano fissato dal governo spagnolo. La sospensione è rimasta fino a quando non è stata trovata una soluzione al *deficit* tariffario del sistema ("RD 2/2013" illustrato in seguito) che ha comportato un nuovo modello remunerativo per le fonti rinnovabili.

Nel corso del 2012, infine, il governo spagnolo ha introdotto una tassazione del 7% sul valore della produzione di energia elettrica a decorrere dal 2013 (legge N15/2012 e RD N.29/2012).

Con il "RD 2/2013" contenente misure urgenti per il settore elettrico, sono stati rivisti i regimi tariffari previsti dal RD 661/2007 fino al momento applicato, seppur con le modifiche anzidette. In particolare, è stato azzerato il premio "rinnovabili" previsto nella opzione "tariffa a regime variabile" (c.d. *FIP* o *Market Option*), che era l'opzione adottata dagli impianti del Gruppo. Con questa opzione il produttore vendeva infatti autonomamente la produzione sul libero mercato e incassava il premio aggiuntivo in misura fissa. Con il nuovo decreto RD 2/2013, agli impianti che operano con sistema FiP è stato concesso di migrare verso il meccanismo della tariffa fissa regolata (meccanismo cd. FiT: *Feed-in Tariff*), prevista dal RD 661/2007 che è caratterizzato da una tariffa fissa, costituita dal prezzo di mercato dell'energia elettrica più un premio variabile. Dal 2013 quindi gli impianti del Gruppo sono passati dal meccanismo FiP al meccanismo FiT con tariffa fissa.

Il 12 luglio 2013, il RD N 9/2013, ha previsto – in completamento al RD N 2/2013 - l'adozione di nuove misure urgenti per garantire la stabilità finanziaria del sistema elettrico. Il RD 9/2013 definisce un nuovo quadro remunerazione degli impianti esistenti alimentati da fonte rinnovabile. L'avvio di questa riforma è avvenuto a partire dal 14 luglio 2013 anche se è risultata inapplicabile fino a che non fosse stata sviluppata in dettaglio nel RD 413/2014.

Il 10 giugno 2014 è stato pubblicato il RD 413/2014 che reimposta il trattamento di remunerazione incentivata degli impianti esistenti, contribuendo, rispetto ai valori di mercato, con la minima integrazione dei costi non recuperabili dalla gestione a mercato della vendita dell'energia. Il valore della Retribuzione Regolata è basato su costi *standard* (CAPEX e OPEX) derivanti da medie di mercato ed è stata progettata per integrare i ricavi degli impianti in modo che possano raggiungere la cosiddetta Profittabilità Ragionevole, definita nella normativa e calcolata sulla base dei rendimenti dei titoli di Stato spagnoli. Al fine del calcolo della Retribuzione Regolata, al termine di ogni Periodo Regolato di sei anni, vengono presi in esame tutti i flussi di costi e ricavi dell'impianto, anche quelli passati. Da questo approccio deriva che gli impianti più vecchi (come riferimento generale quelli entrati in esercizio prima del 2005) si ritiene abbiano già raggiunto la Profittabilità Ragionevole grazie agli incentivi percepiti in passato, e pertanto non siano titolati a ricevere alcuna Retribuzione Regolata. Questi impianti percepiscono, quindi, come ricavo soltanto il valore di mercato dell'energia prodotta. I due impianti spagnoli del Gruppo sono stati avviati nel 2003 e nel 2004 e quindi, dal momento che ricadono in questa ultima casistica, già nel corso del 2013 hanno perso ogni forma di incentivo e cedono l'energia prodotta esclusivamente a prezzi di mercato.

Per gli impianti nuovi viene applicato lo stesso schema con l'unica eccezione che il livello di investimento iniziale che garantisce la Profittabilità Ragionevole è determinato dai produttori stessi in esito ad aste competitive organizzate periodicamente dal Governo spagnolo e che prevedono contingenti massimi (MW) cui è attribuita la Retribuzione Regolata.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### ❖ *Regno Unito: quadro normativo settore eolico*

Il sistema normativo di incentivi alla produzione elettrica da fonti rinnovabili è ormai quasi totalmente basato sulla *Renewable Obligation* (RO) che dà origine al mercato del ROC (*Renewables Obligation Certificate*). Il meccanismo di mercato del ROC ha sostituito il precedente sistema “*Feed-in Tariff*” (riconoscimento omnicomprendente per energia e incentivo) c.d. NFFO (*Non Fossil Fuel Obligation*).

In Inghilterra e Galles il precedente regime della vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili era regolamentato ai sensi del Protocollo dell’Energia Elettrica (gli *Electricity Orders*) dell’Inghilterra e del Galles del 1994, 1997 e 1998 (i *NFFOEW Orders*). In Scozia tale regime era invece disciplinato dagli *Electricity Orders* (Fonti di Combustibile Non Fossile) del 1994, 1997 e 1999 (*NFFOS Orders*).

Nonostante detta normativa sia stata superata, gli impianti avviati in tale regime continueranno a beneficiare di questi incentivi sino alla scadenza dei contratti NFFO esistenti (contratti di vendita a lungo termine a un prezzo prestabilito) con NFPA (*Non Fossil Purchasing Agency*). Questo regime non è più applicato a nessuno degli impianti del Gruppo, dal momento che l’impianto di Cefn Croes, che ha beneficiato del contratto NFFO fino alla fine del 2016, beneficia oggi del sistema dei ROCs.

Tutti gli impianti del Gruppo situati nel Regno Unito beneficiano del regime di incentivi per le fonti rinnovabili presente in Inghilterra, Galles e Scozia, che si basa sui *Renewables Obligation Orders* (ROs). Il *Renewables Obligation Order* 2006 (Inghilterra e Galles) e il *Renewables Obligation Order* 2007 (Scozia) prevedono l’obbligo a carico dei distributori di energia elettrica di dimostrare che una percentuale dell’energia elettrica da essi venduta provenga da fonti rinnovabili.

L’*Office of Gas and Electricity Markets* (Ofgem) emette i *Renewables Obligations Certificates* (ROCs) e gli *Scottish Renewables Obligations Certificates* (SROCs) per conto di *Gas and Electricity Markets Authority* (GEMA). Il sistema dei *Renewables Obligations* era previsto chiudersi alla fine di marzo 2017, tuttavia in conseguenza dell’approvazione dell’*Energy Act 2016*, la fine di tale sistema incentivante per i nuovi impianti eolici è stato anticipato a maggio 2016 con la previsione in ogni caso di un *grace period* (fino al 31 marzo 2017) per quei progetti che erano già stati autorizzati prima che fosse annunciata la chiusura anticipata del *Renewables Obligation* (scenario di cui ha beneficiato l’impianto di Auchrobert). Ulteriori *grace periods* (legati a determinate circostanze limitate) sono stati introdotti con scadenza gennaio 2019.

I ROs impongono ai distributori di energia elettrica che una percentuale sempre maggiore dell’energia da essi distribuita sia prodotta da fonti rinnovabili. Dal 2009 il livello di energia rinnovabile viene misurato in numero di ROs per MWh di energia distribuita e per il periodo compreso tra il 1° aprile 2016 e il 31 marzo 2017 il valore minimo che ciascun distributore deve raggiungere è fissato in 0,348 ROs per MWh di energia distribuita in Gran Bretagna (Inghilterra, Scozia e Galles) e di 0,142 in Irlanda del Nord.

La conformità ai ROs è attuata attraverso un sistema di certificazione che utilizza i ROs e i SROCs. I produttori di energia rinnovabile ricevono uno specifico numero di ROC o SROC per ogni MWh di energia elettrica prodotta, sulla base della tecnologia e della fonte di energia impiegate.

A fine luglio 2012 sono stati resi noti i nuovi livelli di ROs riconosciuti per i nuovi impianti che sono entrati in esercizio a partire da aprile 2013. Per gli impianti eolici *onshore* che sono entrati in esercizio da aprile 2013 è previsto il riconoscimento di 0,9 ROs per ogni MWh di energia prodotta.

I ROs e i SROCs sono titoli negoziabili (è possibile anche la partecipazione ad aste organizzate dalla stessa NFPA), hanno un prezzo di mercato e rappresentano un premio rispetto al prezzo di mercato corrispondente alla quantità di energia venduta (meccanismo “*Feed-in Premium*”).

Gli impianti eolici allacciati alla rete di distribuzione locale (nel caso del Gruppo tutti gli impianti ad eccezione di Kilbraur e Millennium) hanno solitamente anche diritto ad altre forme di incentivazione, note come “*Embedded Benefits*”. Questi impianti infatti, essendo connessi alla rete di distribuzione elettrica regionale a basso voltaggio e non alla rete di trasmissione ad alto voltaggio gestita da *National Grid Electricity*

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

*Transmission* (NGET), permettono di evitare (o ridurre) l'utilizzo della rete di trasmissione e quindi evitare i relativi costi, detti TNUoS (*Transmission Network Use of System*).

È opportuno segnalare che in Inghilterra e Galles le reti fino a 132kV sono considerate reti di distribuzione, mentre le connessioni superiori a 132kV sono considerate quali appartenenti alla rete di trasmissione. La situazione è invece differente in Scozia dove sono considerate reti di trasmissione anche le reti da 132kV, che peraltro sono più frequenti in Scozia di quanto non lo siano in Inghilterra e Galles. Si evidenzia inoltre come le reti di trasmissione in Scozia siano di proprietà di due società (*Scottish Hydro Electricity Transmission Ltd – SHETL* – e *Scottish Power Transmission Ltd – SPT* –) in base alla localizzazione geografica, rimanendo tuttavia in capo a NGET la responsabilità di gestione operativa del sistema di trasmissione scozzese.

Inoltre, per poter accedere al mercato elettrico è necessario che il generatore stipuli un *Power Purchase Agreement* (PPA) con un fornitore di energia elettrica, il quale ritira l'energia generata per rivenderla direttamente nella rete di distribuzione, evitando così di doversene approvvigionare attraverso la rete di trasmissione. I costi evitati da parte del fornitore (e altri costi derivanti dall'attuale meccanismo di bilanciamento del sistema e dalle evitate perdite di rete) in parte vengono positivamente ribaltati sugli impianti di generazione e prendono il nome di “*Embedded Benefits*” (benefici derivanti dall'incorporazione degli impianti di generazione nella rete di distribuzione).

NGET e Ofgem hanno promosso delle consultazioni in maniera coordinata, a partire da novembre 2018, per la revisione dell'intero sistema di tariffazione e di definizione degli *Embedded Benefits*, cui Falck ha partecipato direttamente. Tale processo si è concluso a febbraio 2019 e si attende una risposta ufficiale da parte dell'Autorità di regolazione entro la fine del periodo estivo. Recentemente, Ofgem ha confermato che gli *Embedded Benefits* relativi ai pagamenti “TRIAD” saranno modificati, prevedendo quindi una riduzione graduale nel corso dei prossimi tre anni.

Le disposizioni relative ai corrispettivi di utilizzo della rete saranno presumibilmente soggette ad ulteriori modifiche a seguito di una nuova e più significativa revisione gestita dall'autorità di regolazione OFGEM. La revisione in corso - che è stata oggetto di una consultazione del settore - mira ad affrontare i principali cambiamenti occorsi a partire dall'entrata in vigore dell'attuale regime. I cambiamenti con un impatto maggiore sul parco di produzione Falck nel Regno Unito riguardano verosimilmente il pagamento degli *Embedded Benefits*, originariamente progettati per remunerare gli impianti di produzione *embedded* che contribuiscono a compensare la quantità di energia che deve essere importata dalla rete di trasmissione verso i punti nevralgici della rete di connessione. Tuttavia, con l'evoluzione del *mix* energetico nazionale, la quantità di generazione *embedded* nel sistema è aumentata a tal punto che alcuni punti nevralgici della rete vengono ora considerati come esportazione netta di energia verso la rete di trasmissione (ossia la situazione inversa rispetto a quella originaria). La revisione sta anche prendendo in considerazione una riforma degli oneri di bilanciamento (che attualmente non si applicano agli impianti *embedded*) e rappresenta una soluzione di lungo termine per il meccanismo di riduzione dei piccoli produttori che si applica agli impianti di potenza inferiore a 100 MW connessi a 132 kV in Scozia.

La revisione sostanziale dei meccanismi di incentivazione offerti ai produttori di energia rinnovabile nel Regno Unito prevede l'introduzione di:

- **Feed-in Tariff mediante Contratti per Differenza (FiT-CfD)** per i nuovi impianti che avrebbero beneficiato dei ROCs o SROCs, la riforma introduce un nuovo sistema incentivante (sostitutivo dei ROC e dei SROCs) che prevede una *Feed-in Tariff (FiT)*. Il valore della FiT è stabilito a seguito di aste competitive e viene denominato *Strike Price*. Tale valore dovrebbe riflettere l'adeguata remunerazione del costo d'investimento della tecnologia utilizzata. Una volta aggiudicatosi il diritto alla FiT, l'impianto è tenuto a vendere l'energia elettrica sul mercato. Se il prezzo medio di mercato dell'energia elettrica all'ingrosso del Regno Unito (*Reference Price*) risulta inferiore rispetto allo *Strike Price*, l'impianto riceve una FiT ad integrazione dei guadagni effettuati dalla vendita dell'energia elettrica altrimenti, se è superiore, l'impianto deve restituire la differenza.
- **Capacity Market** per assicurare sufficienti investimenti a livello globale in capacità produttiva affidabile (programmabile) necessaria alla sicurezza della fornitura elettrica. Il *Capacity Market* offrirebbe a tutti i

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

fornitori di capacità una remunerazione costante per assicurare che ci sia sufficiente capacità rispetto alla domanda di picco.

- **Emission Performance Standard (EPS):** pone un limite al livello di emissioni di anidride carbonica che le nuove centrali a combustibile fossile possono emettere. Il livello imposto è tale da favorire quelle installazioni munite di sistemi di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica.
- **Carbon Price Floor:** fissa un prezzo minimo alle emissioni di diossido di carbonio integrando il prezzo europeo dell'*Emission Trading System* tramite una tassa (*Carbon Price Support*) da applicare sui combustibili fossili utilizzati per la generazione.

Ad oggi è stata lanciata una sola gara per l'allocazione di CfD a impianti eolici *onshore* e altre "tecnologie rinnovabili mature" (CfD POT 1). Ciò è avvenuto a fine dell'anno 2014 ed ha visto l'aggiudicazione del CfD a numerosi impianti eolici. Nessuno dei progetti in sviluppo da parte del Gruppo Falck ha partecipato a tale gara. Successive gare per i CfD hanno avuto luogo nel corso del 2017 e a maggio 2019 ma, come anticipato, non sono state incluse allocazioni ad impianti eolici *onshore*; al contrario le aste erano aperte solamente alle cosiddette "tecnologie rinnovabili meno mature" (CfD POT 2), - di cui fanno parte gli impianti eolici *offshore*. Non è dato sapere se e quando verrà lanciata una gara relativa a impianti eolici *onshore*.

### ❖ Francia: quadro normativo settore eolico

Durante i primi anni 2000, il governo francese ha pubblicato numerose normative con decreti e direttive ad essi associati, in particolare (i) la legge n. 108/2000 del 10 febbraio 2000 relativa à *la modernisation et au développement du service public et l'électricité*" (e successive modifiche e integrazioni della legge del 3 gennaio 2003 e della legge del 15 luglio 2003, "Legge francese sull'Energia Elettrica") e (ii) il decreto n. 410/2001 del 10 maggio 2001, che obbligano l'*Electricité de France* (EDF) e i distributori locali ad acquistare l'energia elettrica prodotta da produttori di elettricità da fonti rinnovabili sulla base di un contratto di acquisto di elettricità della durata di 15 o 20 anni (*Feed-in Tariff* – FiT).

Questo sistema di incentivi non è più in vigore nel settore eolico; nonostante ciò, gli impianti eolici che avevano stipulato un contratto di *FiT* della durata di 15 anni (anteriormente all'eliminazione del sistema di incentivazione *FiT*) continueranno a godere dei benefici del sistema fino alla scadenza dei contratti sottoscritti. Il 18 agosto 2015 il governo francese ha pubblicato l'*Energy and Transition Act*, in coerenza con quanto previsto dalle linee guida europee sugli aiuti di Stato, introducendo una serie di cambiamenti volti a meglio integrare, seppur in maniera graduale, gli impianti rinnovabili nel più ampio mercato dell'energia elettrica. Questo provvedimento prescrive la graduale transizione per i nuovi impianti dal sistema incentivante attuale (*FiT*) ad un sistema nuovo basato sul cosiddetto "*Contract-for-Difference*" (CfD). Questo regime incentivante prevede che gli impianti debbano pertanto vendere sul mercato l'energia elettrica da essi prodotta direttamente o attraverso un aggregatore, per poi beneficiare di una remunerazione addizionale, un premio, pagato in base a un contratto con un *off-taker* obbligato. Il pagamento di questa remunerazione addizionale avviene sulla base dell'indice M0, un indice calcolato mensilmente considerando i prezzi EPEX e il profilo di produzione eolico nazionale ed è pubblicato dalla *Commission de Régulation de l'Energie*, la commissione francese responsabile della normativa in ambito di energia.

Nei giorni 27 e 28 maggio 2016 sono stati pubblicati due decreti, complementari rispetto all'*Energy and Transition Act* pubblicato il 18 agosto 2015, relativi all'implementazione della *FiT* e del CfD. Questi Decreti definiscono il contesto legale generale e rappresentano un insieme di regole che permetteranno una appropriata e completa implementazione dell'*Energy and Transition Act*.

Per quanto concerne gli impianti eolici *onshore*, lo Stato francese ha pubblicato il 13 dicembre 2016 un decreto che sancisce la fine del sistema *FiT* e i benefici derivati dal sistema CfD; nonostante ciò, gli impianti che avevano avanzato una richiesta di *FiT* entro il giorno 1° gennaio 2016 potranno continuare a godere dei benefici derivanti dai sistemi *FiT*, secondo quanto stabilito dal decreto del 17 giugno 2014. Di conseguenza, per tutti gli impianti che, prima del 31 dicembre 2016, hanno fatto domanda per beneficiare di un sistema incentivante, il regime concesso sarà il seguente:

- *CfD* - ai sensi del decreto del 13 dicembre 2016 – Il decreto stabilisce un livello base per la tariffa, soggetto a indicizzazione annuale, pari a 82 euro/MWh per i primi dieci anni di produzione energetica,

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

mentre la tariffa per gli ultimi cinque anni del contratto è legata alla quantità di energia prodotta nei primi dieci anni. Gli impianti collocati in aree a bassa intensità di vento (meno di 2.400 ore di generazione all'anno) continueranno a beneficiare della stessa tariffa per tutto il periodo di 15 anni, mentre per gli impianti a media ed elevata intensità di vento è prevista una diminuzione della tariffa applicabile negli ultimi 5 anni. Inoltre, il decreto prevede, durante i 15 anni di durata del contratto, un *management premium* di 2,8 euro/MWh, che ha principalmente l'obiettivo di coprire i costi variabili e fissi legati all'accesso al mercato e al *Capacity Market*.

- *FiT*- ai sensi del decreto del 17 giugno 2014 – Il decreto prevede un regime a tariffa fissa (82 euro/MWh, soggetta a indicizzazione annuale) per i primi dieci anni di produzione energetica, mentre la tariffa per gli ultimi cinque anni di vigenza del contratto è legata alla quantità di energia prodotta nei primi dieci anni. Gli impianti collocati a bassa intensità di vento (meno di 2.400 ore di generazione l'anno) continueranno a beneficiare della tariffa fissa per l'intero periodo di 15 anni, mentre per gli impianti a media ed elevata intensità di vento è prevista una diminuzione della tariffa applicabile negli ultimi 5 anni.

Dal 2017 (considerando la data di riferimento come la data di sottomissione di una richiesta per beneficiare di un sistema incentivante), i suddetti impianti sono soggetti unicamente ad un sistema di tipo “*CfD*” a seguito della pubblicazione (i) di un decreto in data 10 maggio 2017 e (ii) di un piano di gare pluriennale per gli impianti eolici *onshore* pubblicata in data 5 maggio 2017. Stante quanto contenuto in queste due pubblicazioni, ogni impianto eolico beneficerà del regime *CfD* (come sopra descritto). Le caratteristiche di questo regime *CfD* dipendono da (i) il numero di turbine e (ii) la capacità nominale delle turbine che costituiscono l'impianto, così come presentato di seguito:

- 1) impianti con un massimo di 6 turbine, con capacità nominale per turbina non superiore a 3 MW.  
Il decreto pubblicato in data 10 maggio 2017 verrà applicato e darà beneficio secondo il seguente regime *CfD*:
  - a. Un livello base per la tariffa, in base al diametro del rotore più grande della turbina, come segue:
    - i. Diametro del rotore  $\leq 80$  m – €74/MWh,
    - ii. Diametro del rotore  $\geq 100$  m – €72/MWh,
    - iii. Diametro del rotore tra 80 e 100 m – Interpolazione lineare tra €74/MWh e €72/MWh;
  - b. il livello base della tariffa prevede di un tetto pari a €40/MWh che si applica qualora la produzione annuale dell'impianto superi un determinato livello (dipendente anch'esso dal diametro del rotore). Questo tetto massimo si applica solo alla produzione che eccede il tetto massimo di produzione definito;
  - c. il contratto *CfD* ha una durata di 20 anni;
  - d. il livello base della tariffa è soggetto ad indicizzazione annuale;
  - e. un premio di gestione pari a €2,8/MWh (non soggetto a indicizzazione), che ha lo scopo di coprire i costi fissi e variabili relativi all'accesso al mercato e al *Capacity Market*.
- 2) Impianti eolici con un minimo di 7 turbine.  
Il piano di gare pluriennale per gli impianti eolici *onshore* verrà applicato e darà beneficio secondo il seguente regime *CfD*:
  - a. un livello base per la tariffa, con un valore pari a quello definito e presentato dal proprietario del progetto del parco eolico che partecipa alla gara. In base a quanto stabilito dal piano, il valore massimo della tariffa base è €74,8/MWh (tale valore massimo sarà ridotto a €70/MWh entro il 2020);
  - b. nel caso il progetto preveda un investimento partecipativo (con un minimo del 40% di azioni) o un finanziamento (con un minimo del 10% ad esclusione del debito *senior*) con enti pubblici locali e/o privati, il livello della tariffa base aumenta secondo quanto segue:
    - i. investimento partecipativo ( $\geq 40\%$  di azioni): €3/MWh,
    - ii. finanziamento partecipativo ( $\geq 10\%$  ad esclusione del debito *senior*): €1/MWh,

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

- iii. tra il 20% e il 40% di azioni: interpolazione lineare;
- c. il contratto CfD ha una durata di 20 anni;
- d. il livello base della tariffa è soggetto ad indicizzazione annuale.

Il piano di gare pluriennale per gli impianti eolici *onshore*, pubblicato in data 5 maggio 2017 e modificato nel 2018 e nel 2019, ha l'obiettivo di incentivare 3,38GW di capacità aggregata tra dicembre 2017 e giugno 2020.

In data 24 aprile 2016 e 27 ottobre 2016, il Governo francese ha emesso rispettivamente il cosiddetto *Renewables Development Target Decree* e l'*Energy Multi Annual Programming Decree*, definendo gli obiettivi al 2018 e 2023 in termini di energia rinnovabile. Stante quanto contenuto nei decreti richiamati, la capacità installata *target* per quanto riguarda l'eolico *onshore* è prevista raggiungere i 15 GW al 2018 ed un valore compreso tra 21,8 GW e 26 GW entro il 2023. Al 31 marzo 2019 la capacità eolica *onshore* installata in Francia risulta essere pari a 154,3 GW.

### ❖ USA – quadro normativo settore fotovoltaico

Il Gruppo Falck Renewables è presente in North Carolina a partire da dicembre 2017 con un impianto fotovoltaico di 92 MW e in Massachusetts a partire da giugno 2018 con quattro impianti fotovoltaici (per un totale di 20,5 MW).

I progetti del Gruppo negli Stati Uniti beneficiano delle politiche federali, come il credito d'imposta sugli investimenti solari (*Solar Investment Tax Credit - ITC*) e sono titolari dei requisiti ambientali per i progetti fotovoltaici volti a promuovere la produzione di energia da fonti rinnovabili. A livello statale, i *Renewables Portfolio Standards (RPS)*, presenti attualmente in 29 stati e nel Distretto di Colombia, prevedono che le *utilities* garantiscano una determinata percentuale di consumo di energia elettrica da fonte solare, eolica o da altra fonte rinnovabile.

Il Gruppo ha inoltre annunciato, a maggio 2019, un nuovo investimento per l'installazione di un sistema di accumulo a batteria da 6,6 MWh che sarà collegato al proprio impianto fotovoltaico in esercizio a Middleton, Massachusetts. Il Middleton Electric Light Department (MELD), *utility* del Massachusetts, ha stipulato un contratto di capacità di lungo termine con Falck Renewables North America Development Services & Construction Management, LLC per il dispacciamento dell'energia accumulata durante i periodi caratterizzati da elevati oneri di sistema. L'impianto di accumulo permetterà a MELD di ridurre tali oneri, generando vantaggi anche per l'intera comunità locale che beneficerà della riduzione dei costi operativi del sistema.

#### ▪ *Federal incentives*

##### *Solar Investment Tax Credit (ITC)*

Il credito d'imposta sugli investimenti (*Solar Investment Tax Credit - ITC*) è uno dei più importanti meccanismi della politica federale a sostegno della diffusione dell'energia solare negli Stati Uniti.

L'ITC è un credito d'imposta federale pari al 30% dell'investimento a favore dei produttori da fonte solare; può essere utilizzato per ridurre le imposte sul reddito che una persona o società avrebbe altrimenti pagato al governo federale. L'ITC si basa sulla quota di investimenti in proprietà solari: sia l'ITC residenziale sia quello commerciale sono pari al 30% della base investita in immobili idonei, che hanno iniziato la costruzione entro il 2019. L'ITC scenderà, quindi, al 26% nel 2020 e al 22% nel 2021. Dopo il 2021, il credito commerciale e *utility* si ridurrà al 10% fisso. I progetti *utility scale* che hanno iniziato la costruzione prima del 31 dicembre 2021 continueranno a beneficiare del 30%, 26% o 22% dell'ITC, qualora entrino in servizio prima del 31 dicembre 2023.

#### ▪ *North Carolina*

L'obiettivo del RPS del North Carolina prevede che il 12,5% di consumo totale di energia provenga da fonti rinnovabili entro il 2021. Di tale quota (12,5%), è necessario che lo 0,2% provenga da fonte solare (sebbene si presuma che l'88% di nuova capacità prevista dal RPS provenga da fonte solare), mentre la restante quota

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

venga coperta da nuovi impianti eolici. In particolare, da stime 2016 (ultimo dato disponibile), la nuova capacità eolica e fotovoltaica, così come stabilito da RPS, sarà pari rispettivamente a 243,3 e 240,7 MW.

### RECs

Il North Carolina ha previsto nel proprio RPS che le *public utilities* possano acquistare i REC (*Renewable Energy Certificate*) per ottemperare agli obblighi previsti dal RPS stesso. Infatti, in alcune zone degli Stati Uniti, l'energia da fonte rinnovabile viene venduta alle *utility* dai produttori al prezzo al quale costerebbe all'utenza generare quella determinata energia elettrica (cd. costo evitato). Ogni megawattora (MWh) di energia rinnovabile qualificata come tale riceve tre tipologie di pagamento: una quota energia, una quota capacità e il relativo *Renewable Energy Certificate*. Il costo complessivo dell'energia generata, inclusi i costi dei REC, vengono quindi trasferiti ai clienti della *utility*.

Il North Carolina *Utilities Commission* ha istituito il North Carolina *Renewables Tracking System* (NC-RETS) per il rilascio e il monitoraggio dei RECs. Le *utilities* del North Carolina utilizzano il NC-RETS per dimostrare la *compliance* con il RPS.

Il mercato dei REC nello stato è infatti principalmente trainato dalla *compliance* al RPS, sebbene le *utility* possano acquistare fino al 25% del proprio mandato RPS attraverso i mercati REC qualificati al di fuori dello stato.

I produttori da energia rinnovabile possono registrare i propri impianti presso tale commissione. Se approvati, possono utilizzare NC-RETS per creare e vendere REC alle *Investor-Owned Utilities*, alle aziende municipalizzate (*Municipal Utilities*) e alle *Cooperative Utilities* che devono soddisfare la propria quota d'obbligo. NC-RETS infatti utilizza i dati di produzione di energia, verificabili dalle strutture partecipanti, per generare un certificato digitale ad ogni MWh prodotto.

NC-RETS e tutti i relativi *record* di produzione di energia da FER sono controllati dal *Public Staff of the North Carolina Utilities Commission*.

#### ▪ *Massachusetts*

Per quanto concerne il Massachusetts, l'obiettivo del RPS, così come modificato dal Green Communities Act, S.B. 2768 del luglio 2008, prevede che il 15% di consumo totale provenga da fonti rinnovabili entro la fine del 2020 e, successivamente, venga aggiunto a tale quota l'1% ogni anno.

### RECs

In Massachusetts gli impianti fotovoltaici eleggibili producono *Solar Renewable Energy Certificates* (SRECs), che i fornitori di energia acquistano per conformarsi al *solar carve-out* del RPS. A seguito di modifiche introdotte per gli obiettivi del RPS sono state create nuove quote SREC. Il primo programma, il *Solar Carve-Out Program* (successivamente denominato SREC di Classe I) è stato sostituito dal *Solar Carve-Out II Program* (o SREC di Classe II). In generale, i SREC di Classe I si applicano a impianti solari costruiti a partire dal 1° gennaio 2008, mentre i SREC di Classe II riguardano progetti costruiti a partire dal 1° gennaio 2013. Il programma SREC-II è stato sostituito a novembre 2018 dal nuovo *Solar Massachusetts Renewable Target* (SMART). Tale programma prevede l'applicazione di un incentivo a scaglioni differenziato per territorio e tipo di tecnologia. Le percentuali dei vari gruppi di incentivazione SMART diminuiscono man mano che ogni scaglione viene saturato e variano in base alle dimensioni del progetto e al territorio in cui è situata la *utility*. Gli impianti possono inoltre ricevere percentuali aggiuntive di tolleranza in base alla tipologia di *off-taker*, alla posizione, al monitoraggio e alla presenza di sistemi di *storage*.

Il prezzo dei SREC è determinato principalmente dalla disponibilità sul mercato, sulla base di contratti bilaterali tra compratori e venditori. Il *Massachusetts Department of Energy Resources* (DOER) ha cercato di stabilizzarne il valore implementando un meccanismo d'aste a livello statale, denominato *Solar Credit Clearinghouse Auction II*, nel quale i prezzi vengono fissati annualmente, con una detrazione pari al 5% per le spese amministrative. I produttori di SREC partecipano alla *Solar Credit Clearinghouse Auction II* solo qualora non siano stati in grado di vendere gli SREC con contratti bilaterali sul libero mercato.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

I progetti da fonte rinnovabile solare che hanno diritto ai SREC generano fra 0,6 e 1,0 certificati ogni MWh prodotto nei primi 10 anni a partire dalla *Commercial Operation Date* (COD), a seconda della tipologia di progetto e dell'*off-taker*.

- *New York*

Diversamente dalla maggioranza dei programmi statali RPS che richiedono alle *utilities* di fornire una certa percentuale del carico elettrico attraverso l'energia rinnovabile, lo Stato di New York utilizza un modello di approvvigionamento centralizzato per implementare il suo programma RPS. La *New York State Energy Research and Development Authority* (NYSERDA), in qualità di agenzia centrale di approvvigionamento, gestisce diversi programmi di sviluppo delle rinnovabili all'interno dello Stato. NYSEDA detiene in cambio tutti i diritti e le concessioni relative alla qualifica rinnovabile dell'energia elettrica generata, di cui si tiene conto per il raggiungimento degli obiettivi RPS dello Stato.

L'RPS è parte integrante del *Clean Energy Standard* (CES), ulteriore misura che stabilisce un obiettivo statale al 2030 del 50% di energia elettrica rinnovabile, con un programma di transizione progressiva a partire dal 2017.

L'RPS dello Stato di New York prevede che ogni *load serving entity* (LSE) - comprendente qualsiasi ente o organizzazione quali *utility*, municipalizzate e cooperative elettriche autorizzate, necessarie per l'approvvigionamento di energia o di servizi energetici ai clienti finali - fornisca ai propri clienti finali certificati associati a nuove fonti rinnovabili, denominati *Tier 1 Renewable Energy Credits* (REC). Le LSE hanno diverse soluzioni per garantire la conformità al sistema: l'acquisto di *Tier 1 REC* da NYSEDA; l'approvvigionamento diretto di *Tier 1 REC* attraverso accordi con produttori rinnovabili o intermediari; l'autoapprovvigionamento di *Tier 1 REC*, il pagamento di *Alternative Compliance Payment* (ACP); o una combinazione di tali opzioni. Diversamente dagli altri Stati in cui i certificati di primo livello (*Tier 1*) sono riservati ad un particolare insieme di energie rinnovabili, il primo livello del CES è destinato a promuovere le tecnologie qualificabili come nuove fonti rinnovabili. Tutti gli impianti qualificabili entrati in funzione dopo il 1° gennaio 2015 sono classificati come fonti di primo livello.

Il CES prevede un ulteriore meccanismo che impone alle LSE di acquistare da NYSEDA crediti a emissioni zero (*Zero-Emissions Credits - ZEC*), il cui valore è stimato in base alla quantità di carico statale o di energia richiesta, proporzionale per ciascuna LSE, in un determinato anno di conformità.

### RECs

Il CES determina la quantità di carico che i REC di primo livello devono coprire annualmente. A seguito della revisione introdotta dal *Phase 2 Implementation Plan* adottato nel dicembre 2017, si prevede per le *utility* l'adempimento di un obiettivo annuale di REC di primo livello dello 0,15% entro il 2018, dello 0,78% entro il 2019, del 2,84% entro il 2020 e del 4,20% entro il 2021. Le *utility* ottemperano ai propri impegni acquistando la quantità necessaria di REC da NYSEDA o da altre fonti. Dal 2018, NYSEDA vende REC di primo livello alle *utility* su base trimestrale, se disponibili. Per il periodo di adempimento 2018, il prezzo dei certificati è fissato a 17,01 \$/MWh. Inoltre, i REC di primo livello sono resi disponibili negli anni successivi qualora alcuni di essi non siano stati acquistati.

Il *New York Generation Attribute Tracking System* (NYGATS), gestito da NYSEDA, è responsabile del monitoraggio e della diffusione di informazioni relative all'energia elettrica prodotta, importata e consumata all'interno dello Stato. Il NYGATS deve inoltre dimostrare la conformità delle LSE e i progressi verso l'obiettivo del CES del 50% di rinnovabili entro il 2030. Le *utility* devono registrarsi al NYGATS per creare un *account* attraverso il quale gestire i propri obblighi CES.

Le LSE che non rispettano i propri obblighi sono tenute a pagare un ACP a NYSEDA, quale sistema alternativo di adempimento. La tariffa per gli ACP è di 18,71 \$/MWh per l'anno di applicazione 2018 e rappresenta il tetto massimo del costo potenziale di un REC.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### Community Solar

La “*Reforming the Energy Vision*” (REV), introdotta dal governatore Andrew M. Cuomo, definisce la strategia energetica dello Stato di New York. La struttura tariffaria in vigore prima dell’implementazione della REV per le risorse distribuite (DER) non provvedeva a compensare adeguatamente molte delle proprie componenti. A marzo 2017 la *Public Service Commission* (PSC) ha emesso un’ordinanza in merito al valore di tali risorse distribuite (VDER Order) al fine di ripagare correttamente le DER con una potenza fino a 2 MWca. A febbraio 2018 la PSC ha emendato tale ordinanza, incrementando da 2 a 5 MWca la potenza nominale massima prevista per le DER. Ad aprile 2019 la Commissione ha ulteriormente emendato l’ordinanza per far coincidere la remunerazione delle DER con la capacità produttiva delle LSE e i picchi di domanda, contenendo le eventuali riduzioni delle risorse distribuite ed aumentando la disponibilità del credito della Comunità - che ha sostituito il *Market Transition Credit* - nelle seguenti LSE: NYSEG (125 MWca a 2,25 cent/kWh), *National Grid* (525 MWca a 2,25 cent/kWh), RG&E (80 MWca a 2,25 cent/kWh) e *ConEdison* (350 MWca a 12 cent/kWh). Dal momento che due *utility* dello Stato di New York - Central Hudson e Orange & Rockland - hanno superato il proprio contributo massimo previsto per le DER delle comunità solari, NYSERDA, attraverso il programma NY-Sun, ha stanziato nuovi investimenti per lo sviluppo di progetti solari nelle rispettive aree di pertinenza, pari a \$0,30/Wcc per ulteriori 70 MWcc e \$0,15/Wcc per ulteriori 65 MWcc.

#### ▪ *Tariffe doganali*

L’amministrazione Trump ha applicato attraverso il Rappresentante per il Commercio degli Stati Uniti d’America una serie di dazi sui prodotti importati da diversi Stati, tra cui la Cina, che potrebbero essere impiegati in progetti relativi alla produzione e stoccaggio di energia solare, con possibili ripercussioni sui prezzi. A gennaio 2018, l’amministrazione Trump ha applicato un dazio del 30% sui pannelli fotovoltaici importati dalla Cina, prevedendo una diminuzione tariffaria del 5% in quattro anni, fino a stabilizzarsi al 15% nel 2021. Fra i beni che potrebbero essere colpiti dalle tariffe doganali ricadono anche altri componenti utilizzati in progetti rinnovabili quali inverter e batterie. Le tariffe doganali attualmente in vigore sono incluse nelle quotazioni di mercato e sono, pertanto, già incorporati nei modelli economici dei progetti sviluppati. È possibile che le nuove tariffe doganali aumentino in futuro il costo di nuovi progetti, rappresentando così un rischio nel caso in cui i contratti di fornitura in essere includano componenti interessate dal nuovo sistema tariffario.

#### ❖ *Svezia e Norvegia: quadro normativo settore eolico*

Il Gruppo è presente in Svezia e Norvegia a partire dal settembre 2017 con alcuni investimenti in impianti eolici “pronti per la costruzione”.

Sulla base di un accordo firmato nel 2011 (“*Agreement between the Government of the Kingdom of Norway and the Government of the Kingdom Of Sweden on a Common Market For Electricity Certificates*” – cd. “*Electricity Certificate Act*”) tra Svezia e Norvegia, dal 1° gennaio 2012 i due paesi hanno implementato un sistema comune di sostegno finanziario per la produzione da fonti rinnovabili, basato su un regime di certificati verdi.

L’accordo infatti prevedeva un obiettivo comune di 28,4 TWh al 2020 (da declinarsi rispettivamente per la Svezia al 15,2 e per la Norvegia al 13,2), da raggiungere attraverso un sistema di TGC (*Tradable Green Certificates*): un certificato per ciascun nuovo MWh da FER per 15 anni, a prescindere dalla tecnologia, il cui valore è da sommare al prezzo *wholesale* dell’energia.

Il 19 aprile 2017, il governo svedese ha presentato una proposta di legge al Parlamento che mira a modificare il sistema dei certificati. In generale, la proposta prevede un aumento della quota ed il prolungamento del sistema: il governo infatti propone di estenderlo al 2045 (invece che al 2035) e di aumentare la quota *target* con ulteriori 18 TWh al 2030 (da sommare al *target* 2020).

Questa proposta dell’esecutivo svedese era prevedibile a fronte dell’accordo bipartisan (“*Agreement on Swedish Energy Policy*”) raggiunto dal governo nel giugno 2016 con moderati, centro e cristiani democratici. Tale

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

accordo prevede infatti una *road map* comune verso un sistema basato interamente sulle rinnovabili, con un *target* pari al 100% FER al 2040.

Poiché il sistema di certificati è regolato dal trattato stipulato con la Norvegia ed il mercato è bilaterale, eventuali modifiche rispetto al sistema in essere debbono essere approvate anche dal governo di Oslo.

A tal fine, un accordo è stato raggiunto con l'esecutivo norvegese a metà 2017 (*“Agreement in principle on Swedish expansion of the Electricity Certificate Regime”*), che prevede che (i) il nuovo *target* di 18 TWh al 2030 si vada a sommare al *target* dei 15,2 TWh al 2020, ma che la Norvegia non contribuisca al finanziamento di questa quota addizionale, bensì mantenga l'obiettivo di 13,2 TWh nell'ambito dell'attuale regime; (ii) inoltre che vi sia un aumento della quota d'obbligo di certificati svedesi in capo agli utenti finali tra il 2018 ed il 2020 affinché aumenti sin da subito la domanda; (iii) il *target* di 18 TWh venga raggiunto con un incremento lineare sulla curva delle quote pari a 2 TWh all'anno dal 2022 al 2030; (iv) sia i certificati svedesi che quelli norvegesi siano negoziati sul mercato comune sino al 1 aprile 2046; (v) i progetti norvegesi debbano qualificarsi entro il 31 dicembre 2021 per poter partecipare al regime, ma non riceveranno certificati dopo il 2035; (vi) entro il 2020, la Svezia proponga un meccanismo di sostegno per raggiungere il nuovo *target* di 18 TWh e garantire prevedibilità e stabilità del meccanismo agli operatori dopo il 2030; (vii) la produzione rinnovabile da dichiarare ai sensi della direttiva sulle rinnovabili 2009/28/CE debba essere divisa in parti uguali tra Norvegia e Svezia finché la Norvegia non avrà raggiunto l'obiettivo di 13,2 TWh. Qualsiasi capacità produttiva aggiuntiva eccedente rispetto a tale *target*, sarà da attribuirsi alla Svezia.

Tali emendamenti all'*Electricity Certificate Act* sono entrati in vigore dal 1° gennaio 2018.

### ❖ *Paesi Bassi: quadro normativo settore eolico e fotovoltaico*

Il Gruppo è presente nei Paesi Bassi con alcune attività di sviluppo di impianti rinnovabili.

Nell'autunno 2012, il governo di Rutte-Asscher ha cercato di promuovere *target* più ambiziosi rispetto a quanto previsto dall'accordo europeo, prevedendo una penetrazione delle rinnovabili pari al 16% al 2020.

L'*Energy Agreement* del settembre 2013 riflette questa priorità di rafforzare la penetrazione delle FER nel paese prevedendo 6,000 MW installati al 2020 (inclusi gli attuali 2,500 MW), ma conferma l'impegno assunto in sede europea pari al 14% entro il 2020 e punta a raggiungere il 16% entro il 2023. L'*Energy Agreement* ha confermato il regime SDE+ come principale strumento di sostegno per le rinnovabili, promuovendo una politica di investimenti più stabile.

Il sistema SDE+, infatti, prevede che i produttori ricevano una compensazione finanziaria per l'energia rinnovabile generata, calcolata sulla differenza tra il prezzo di costo dell'energia rinnovabile e quello delle fonti fossili. SDE+ compensa i produttori per quest'ultima componente, per un determinato numero di anni e a seconda della tecnologia utilizzata e della localizzazione del progetto. Questo rende altresì il livello del contributo SDE+ dipendente dagli sviluppi dei prezzi dell'energia.

Il 30 novembre 2016, il governo, considerato il significativo ritardo sugli obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni imposti dalla UE, ha proposto un aumento del 33% nel *budget* annuale dedicato al sostegno dei progetti a fonti rinnovabili.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### 4.1.3 Risultati

Gli indicatori alternativi utilizzati dal Gruppo sono:

- Ebitda definito dal Gruppo come risultato netto al lordo dei proventi e oneri da partecipazioni, dei proventi e oneri finanziari, degli ammortamenti, delle svalutazioni e degli accantonamenti ai fondi rischi e delle imposte sul reddito;
- Posizione finanziaria netta definita dal Gruppo come somma delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti, delle attività finanziarie correnti comprendenti i titoli disponibili per la vendita, delle passività finanziarie, del valore equo degli strumenti finanziari di copertura e delle altre attività finanziarie non correnti;
- Posizione finanziaria netta senza leasing operativi: ai fini del calcolo dei Ratio Finanziari i debiti finanziari per *leasing* operativi iscritti ai sensi dell'IFRS 16 non sono inclusi nel calcolo dall'Indebitamento Finanziario Netto Consolidato secondo la definizione del predetto termine contenuta nel Contratto di *Corporate Loan*.

I principi contabili e criteri di valutazione utilizzati per la redazione della presente relazione finanziaria semestrale al 30 giugno 2019 non hanno subito modifiche rispetto a quelli adottati nel precedente periodo, ad eccezione di quelli entrati in vigore al 1 gennaio 2019.

Con riferimento ai principi contabili in vigore dal 1° gennaio 2019, rispetto a quelli applicabili all'esercizio 2018, l'unico effetto significativo è relativo all'adozione dell'IFRS 16 "*Leases*".

L'IFRS 16 definisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei *leasing* e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di *leasing* in bilancio sulla base di un singolo modello simile a quello utilizzato per contabilizzare i *leasing* finanziari in accordo con lo IAS 17. Alla data di inizio del contratto di *leasing*, il locatario rileva una passività finanziaria a fronte dei pagamenti futuri del *leasing* e un'attività che rappresenta il diritto all'utilizzo dell'attività sottostante per la durata del contratto. Successivamente all'iscrizione iniziale, devono essere contabilizzate le spese per interessi sulla passività per *leasing* e l'ammortamento del diritto di utilizzo dell'attività.

I locatari dovranno rimisurare la passività per *leasing* al verificarsi di determinati eventi (ad esempio: un cambiamento nelle condizioni del contratto di *leasing*, un cambiamento nei pagamenti futuri del *leasing* conseguente al cambiamento di un indice o di un tasso utilizzati per determinare quei pagamenti). Il locatario riconoscerà generalmente l'importo della rimisurazione della passività per *leasing* come una rettifica del diritto d'uso dell'attività.

Il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 con l'approccio semplificato per tutti i contratti di *leasing*. Il Gruppo ha deciso di applicare lo *standard* ai contratti precedentemente identificati come *leasing* operativi che nel 2018 applicavano lo IAS 17 e l'IFRIC 4. Il Gruppo, pertanto, non ha applicato il principio ai contratti che non erano precedentemente identificati come *leasing* secondo lo IAS 17 e l'IFRIC 4.

Il Gruppo si è avvalso delle deroghe proposte dal principio sui contratti di *leasing* operativi per i quali i termini del contratto di locazione scadono entro 12 mesi dalla data di applicazione iniziale (1° gennaio 2019) e sui contratti di *leasing* per i quali l'attività sottostante ha un valore non significativo.

Gli effetti derivanti dall'adozione del nuovo principio ai *leasing* operativi sono rappresentati di seguito:

- incremento al 1° gennaio 2019 delle Attività per diritti d'uso per 70,5 milioni di euro e delle Passività finanziarie per *leasing* operativi per 71,6 milioni di euro. Al 30 giugno 2019 le Attività per diritti d'uso sono pari a 70,9 milioni di euro e le Passività finanziarie per *leasing* operativi pari a 72,2 milioni di euro;
- minori canoni di *leasing* operativi nel primo semestre 2019 per 3,2 milioni di euro con un miglioramento dell'Ebitda di pari importo;

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

- maggiori ammortamenti nel primo semestre 2019 per gli anzidetti diritti d'uso per 2,7 milioni di euro con un miglioramento del risultato operativo di circa 0,5 milioni di euro;
- maggiori oneri finanziari nel primo semestre 2019 per 1,5 milioni di euro;
- l'effetto sul risultato netto è negativo per 0,7 milioni di euro.

Nel corso del primo semestre del 2019 il Gruppo Falck Renewables ha ottenuto **ricavi** pari a 185.417 migliaia di euro con un incremento, rispetto al primo semestre del 2018, di 20.443 migliaia di euro (+12%).

L'incremento dei **ricavi** è dovuto: (i) per circa 12,7 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento per effetto delle acquisizioni avvenute nel corso del 2018 di Energy Team SpA, di Windfor Srl e dei consorzi di gestione del servizio di interrompibilità nel mercato energetico italiano e dell'acquisizione, avvenuta a marzo 2019, di 5 parchi eolici francesi con una capacità di rete pari a 56 MW, pieno regime degli impianti fotovoltaici negli USA parzialmente controbilanciata dalla cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl, ii) per circa 5 milioni di euro, al maggior volume di energia ceduta da parte di Falck Renewables Energy Srl, al fine di mitigare il costo di sbilanciamento, iii) all'aumento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica da fonte eolica nel Regno Unito al netto della componente ROC Recycle, iv) per circa 2,1 milioni di euro, ai maggiori ricavi da *curtailment* (compensazioni a fronte delle richieste di fermo da parte del gestore della rete) rispetto al primo semestre del 2018, (v) all'aumento dei prezzi relativi al servizio di smaltimento e trattamento rifiuti (+13%) per l'impianto *WtE* di Trezzo sull'Adda e (vi) ai maggiori volumi di conferimento relativi all'impianto *WtE* di Trezzo sull'Adda.

Nel primo semestre del 2019 i GWh prodotti dal settore eolico sono stati pari a 982 rispetto ai 939 del primo semestre 2018 (+5% rispetto allo stesso periodo del 2018). I GWh prodotti globalmente da tutte le tecnologie del Gruppo sono stati pari a 1.177 rispetto ai 1.129 del primo semestre 2018 (+4% rispetto allo stesso periodo del 2018).

Come anticipato si è assistito durante il primo semestre 2019 a un incremento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica, comprensivi della componente incentivante, rispetto al primo semestre 2018, in Italia, per gli impianti *WtE* del 13%, in Spagna per gli impianti eolici del 10% e nel Regno Unito per gli impianti eolici del 8%.

In Italia, per gli impianti eolici, i prezzi, comprensivi dell'attività di copertura del rischio del prezzo, sono sostanzialmente stabili.

In Italia, invece, si è assistito ad un calo dei prezzi per gli impianti a biomasse del 1% dovuto alla componente incentivante e per gli impianti solari del 2% mentre in Francia il meccanismo della *feed in tariff* ha neutralizzato l'oscillazione dei prezzi (+1%).

Si segnala inoltre, con riferimento alla produzione nel Regno Unito, la rivalutazione media della sterlina sull'euro pari allo 0,7% del primo semestre 2019 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente.

Si precisa che i cambi di riferimento nelle operazioni di conversione tra euro e sterlina sono i seguenti:

---

	Euro/GBP
Cambio finale 30 giugno 2019	0,89655
Cambio finale 30 giugno 2018	0,88605
Cambio finale 31 dicembre 2018	0,8945
Cambio medio 30 giugno 2019	0,8736
Cambio medio 30 giugno 2018	0,8798
Cambio medio 31 dicembre 2018	0,8847

---

4 Relazione intermedia sulla gestione

	(migliaia di euro)		
	30.6.2019	30.6.2018	31.12.2018
Ricavi di vendita	185.417	164.974	335.889
<b>Risultato operativo</b>	<b>64.919</b>	<b>62.794</b>	<b>115.463</b>
<b>Ebitda</b>	<b>104.869</b>	<b>99.389</b>	<b>191.456</b>
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>46.343</b>	<b>44.188</b>	<b>77.306</b>
<b>Risultato netto</b>	<b>34.795</b>	<b>34.312</b>	<b>60.422</b>
<b>Risultato netto di pertinenza</b>	<b>27.323</b>	<b>27.702</b>	<b>44.159</b>
Capitale investito al netto dei fondi	1.243.207	1.109.075	1.103.287
Patrimonio netto del gruppo e di terzi	562.907	529.080	556.120
<b>Posizione finanziaria netta - debito/(credito)</b>	<b>680.300</b>	<b>579.995</b>	<b>547.167</b>
di cui <i>project financing</i> "non recourse"	687.184	746.034	700.365
<b>Investimenti</b>	<b>70.664</b>	<b>32.069</b>	<b>86.976</b>
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 461	370	460
Azioni ordinarie	(n.) 291.413.891	291.413.891	291.413.891

I ricavi del primo semestre 2019 suddivisi per settore sono così composti:

	(migliaia di euro)			
	30.6.2019	%	30.6.2018	%
Settore Wte, biomasse e fotovoltaico	33.121	18	32.419	20
Settore Eolico	124.563	67	122.097	74
Settore Servizi	21.222	11	5.888	4
Altre Attività	37.064	20	15.157	9
Totale parziale	215.970	116	175.561	106
Eliminazione ricavi infragruppo	(30.553)	-16	(10.587)	-6
<b>Totale</b>	<b>185.417</b>	<b>100</b>	<b>164.974</b>	<b>100</b>

A fronte di un incremento dei ricavi di circa 20,4 milioni di euro, i costi sono cresciuti di circa 13,1 milioni di euro e gli altri proventi sono diminuiti di 5,2 milioni di euro, determinando una crescita del risultato operativo di 2,1 milioni di euro, per le seguenti dinamiche:

- gli **Altri proventi** risultano in diminuzione rispetto al primo semestre del 2018 per 5.236 migliaia di euro. Infatti il primo semestre 2018 era stato influenzato dall'effetto non ricorrente positivo, pari a 7,6 milioni di euro, derivante dal rilascio di alcuni accantonamenti e stanziamenti per la chiusura di un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione; L'effetto è stato in parte compensato dai maggiori indennizzi assicurativi del primo semestre 2019 rispetto allo stesso periodo del 2018.
- la voce **Costi e spese diretti** aumenta di 13.629 migliaia di euro principalmente (i) per l'acquisto di energia dal mercato da parte di Falck Renewables Energy Srl al fine di mitigare il costo di sbilanciamento, (ii) per maggiori costi di prestazioni legati ai consorzi di gestione del servizio di interrompibilità nel mercato energetico italiano, (iii) per maggiori ammortamenti dovuti alla maggior capacità installata e (iv) per maggiori ammortamenti dei diritti d'uso ai sensi dell'IFRS 16; si segnala che nella semestrale 2019 nella voce in esame è compresa la svalutazione pari a 0,7 milioni di euro riconducibile al portafoglio contratti a seguito dell'*impairment test* del gruppo Vector Cuatro;
- il **Costo del personale** risulta in aumento rispetto al primo semestre del 2018 per 3.356 migliaia di euro; l'incremento è dovuto principalmente alle acquisizioni di Energy Team SpA e Windfor Srl, parzialmente compensato dalla diminuzione dei dipendenti per la cessione di Esposito Servizi Ecologici

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Srl; inoltre vi è stata una crescita interna in quanto le principali funzioni, nel corso del 2018 e del 2019, si sono strutturate per far fronte allo sviluppo delle nuove iniziative previste dal piano industriale;

- le **Spese generali e amministrative** risultano in diminuzione rispetto al primo semestre del 2018 per 3.950 migliaia di euro per effetto di minori costi di consulenza per le transazioni, minori costi di consulenza di *information technology* e minori costi di affitto a seguito dell'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16; il primo semestre 2018 era stato influenzato dall'effetto non ricorrente, pari a 0,5 milioni di euro, derivante dai costi di transazione, compensato da rilasci fondi, per la chiusura di un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione.

Per effetto delle dinamiche sopra esposte, nel primo semestre 2019, **l'Ebitda** raggiunge 104.869 migliaia di euro (99.389 migliaia di euro nel primo semestre 2018) e il **Risultato operativo** si attesta a 64.919 migliaia di euro (62.794 migliaia di euro nel primo semestre 2018).

Si ricorda che l'Ebitda e il Risultato operativo del primo semestre 2018 erano influenzati dall'evento non ricorrente, pari a 7,1 milioni di euro, derivante dal rilascio di alcuni accantonamenti e stanziamenti, al netto dei costi di transazione, per la chiusura di un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione ("**Evento non ricorrente 2018**").

L'applicazione del principio contabile IFRS 16 ha inciso positivamente sull'Ebitda del primo semestre 2019 per 3,2 milioni e ha inciso positivamente per 0,5 milioni di euro sul Risultato operativo.

Pertanto:

- (i) **l'Ebitda** del primo semestre 2019, depurato degli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, sarebbe pari a 101,7 milioni di euro e risulterebbe in crescita del 10% (+9,4 milioni di euro) rispetto all'Ebitda del primo semestre 2018 che, depurato degli effetti dell'Evento non ricorrente 2018, ammonterebbe 92,3 milioni di euro;
- (ii) **il risultato operativo** del primo semestre 2019, depurato degli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, sarebbe pari a 64,4 milioni di euro e sarebbe in crescita del 16% (+8,7 milioni di euro), se fosse confrontato con il risultato operativo del primo semestre 2018, pari a 55,7 milioni, dopo averlo depurato dell'Evento non ricorrente 2018.

L'**Ebitda** del primo semestre 2019 è aumentato rispetto al primo semestre 2018: (i) per il consolidamento di Energy Team Srl, degli impianti fotovoltaici USA, inclusi nel perimetro per tutto il semestre, e da marzo 2019 dei 5 parchi eolici francesi con una capacità di rete pari a 56 MW, (ii) per i maggiori ricavi da *curtailment* e da maggiori volumi di energia elettrica, (iii) per i minori costi operativi degli impianti in esercizio, (iv) per i maggiori prezzi di cessione dell'energia nel Regno Unito al netto della componente ROC Recycle e (v) per maggiori indennizzi assicurativi.

Escludendo dai ricavi del 2018 e 2019 la rivendita di energia acquistata dal mercato da parte di Falck Renewables Energy Srl, al fine di mitigare il costo di sbilanciamento, rispettivamente per 5,9 milioni di euro e 10,9 milioni di euro, l'Ebitda rapportato ai ricavi risulta essere pari al 60,1% (62,5% nel 2018).

Gli **oneri finanziari netti** risultano in diminuzione rispetto al primo semestre del 2018 per 100 migliaia di euro. Anche sugli oneri finanziari ha inciso l'entrata in vigore, dal 1° gennaio 2019, del principio contabile IFRS 16 che ha comportato per il Gruppo maggiori interessi passivi per 1,5 milioni di euro.

Tale effetto è stato totalmente compensato dalle maggiori differenze cambio attive e dalle azioni del *management* volte ad efficientare i costi finanziari.

Nel corso del primo semestre del 2019, il Gruppo Falck Renewables ha registrato un **risultato positivo ante imposte e prima della quota dei terzi** pari a 46.343 migliaia di euro, con un incremento del 5% rispetto al primo semestre del 2018 (+2.155 migliaia di euro). L'applicazione del principio contabile IFRS 16 ha avuto l'effetto di ridurre il risultato ante imposte di 0,9 milioni di euro.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Le **imposte sul reddito** al 30 giugno 2019 ammontano a 11.548 migliaia di euro (9.876 migliaia di euro nel primo semestre 2018).

Le imposte sul reddito del primo semestre 2019 risentono positivamente di proventi da consolidamento pari a 0,7 milioni di euro.

Rispetto alle imposte del primo semestre 2018, l'incremento registrato è riconducibile principalmente ai maggiori risultati imponibili generati a fronte delle recenti acquisizioni oltre che ai minori proventi da consolidamento.

Per effetto delle dinamiche sopra illustrate, il **risultato netto** si attesta a 34.795 migliaia di euro, con un incremento di 483 migliaia di euro rispetto al 30 giugno 2018.

Il **risultato netto di competenza del Gruppo**, pari a 27.323 migliaia di euro, risulta in diminuzione di 379 migliaia di euro, in confronto al primo semestre 2018 (27.702 migliaia di euro).

L'applicazione del principio contabile IFRS 16 ha inciso negativamente sul risultato netto per 0,7 milioni di euro e su quello di competenza del Gruppo per 0,6 milioni di euro.

Si ricorda che nel primo semestre 2018 il risultato netto era influenzato dall'Evento non ricorrente 2018, pari a 7,1 milioni di euro, e quello di competenza per 6,8 milioni di euro.

Pertanto:

- (iii) **il risultato netto** del primo semestre 2019, depurato degli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, sarebbe pari a 35,5 milioni di euro e risulterebbe in crescita del 31% (+8,3 milioni di euro) rispetto al risultato netto del primo semestre 2018 che, depurato degli effetti dell'Evento non ricorrente 2018, ammonterebbe 27,2 milioni di euro;
- (iv) **il risultato netto di competenza del Gruppo** del primo semestre 2019, depurato degli effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, sarebbe pari a 27,9 milioni di euro e sarebbe in crescita del 34% (+7 milioni di euro), se fosse confrontato con il risultato netto di competenza del primo semestre 2018, pari a 20,9 milioni, dopo averlo depurato dell'Evento non ricorrente 2018.

Si evidenzia che la **posizione finanziaria netta, comprensiva del fair value dei derivati**, è pari a 680.300 migliaia di euro rispetto alle 547.167 migliaia di euro del 31 dicembre 2018. La stessa:

- comprende finanziamenti *non recourse* pari a 687.184 migliaia di euro in diminuzione di 13.181 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018;
- comprende il debito per i *leasing* operativi, che ai sensi del principio contabile IFRS 16 è classificato tra i debiti finanziari, pari a 72.201 milioni di euro. Al netto di tale importo la posizione finanziaria netta sarebbe pari a 608.099 migliaia di euro e risulta in miglioramento, rispetto al 31 dicembre 2018, per gli investimenti effettuati nel periodo, al netto della cassa generata dall'attività del gruppo.
- incorpora debiti finanziari netti pari a 101.792 migliaia di euro relativi a progetti in costruzione e sviluppo che, al 30 giugno 2019, non hanno ancora generato i ricavi a pieno esercizio; al netto di tale importo, del *fair value* dei derivati (pari a 49.298 migliaia di euro al 30 giugno 2019 rispetto alle 37.973 migliaia di euro al 31 dicembre 2018) e dei debiti finanziari per *leasing* operativi, la posizione finanziaria netta sarebbe pari a 457.009 migliaia di euro.

Le componenti che determinano la variazione della posizione finanziaria netta sono le seguenti: la generazione di cassa derivante dalla gestione operativa ammonta a circa 74,1 milioni di euro ed è compensata dagli investimenti netti, comprensivi della variazione dell'area di consolidamento, effettuati nel corso del 2019 per 107,5 milioni di euro e dai dividendi distribuiti per 27,7 milioni di euro. L'effetto cambi ha avuto un effetto positivo sui debiti finanziari netti per 1 milione di euro, la variazione del *fair value* dei derivati ha comportato un effetto negativo sulla posizione finanziaria netta pari a 3,5 milioni di euro. L'applicazione del nuovo principio IFRS 16 ha comportato, al 1° gennaio 2019, un aumento della posizione finanziaria netta di circa 71,6

#### 4 Relazione intermedia sulla gestione

milioni di euro. Inoltre, l'investimento da parte delle *minorities* ha comportato un beneficio sulla posizione finanziaria netta pari a 2,1 milioni di euro.

La **posizione finanziaria netta**, senza il *fair value* dei derivati, registra un saldo a debito pari a 631.002 migliaia di euro (509.194 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

Occorre, infine, segnalare che la posizione finanziaria è comprensiva di *project financing non recourse* ("Debito Lordo Project") per un ammontare al 30 giugno 2019 pari a 687.184 migliaia di euro (700.365 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

Inoltre il Debito Lordo, con esclusione del *fair value* dei derivati e il debito dei *leasing* operativi, pari a 723.829 migliaia di euro è coperto da oscillazioni dei tassi di interesse attraverso operazioni di *interest rate swap* e da finanziamenti a tasso fisso per un ammontare totale pari a 585.360 migliaia di euro, pari al 81% di tale debito.

Per effetto dei valori anzidetti anche la posizione finanziaria netta, con esclusione del *fair value* dei derivati e il debito dei *leasing* operativi, pari a 558.801 migliaia di euro, è coperta, tramite operazioni di *interest rate swap* e da finanziamenti a tasso fisso, per un ammontare pari al 105% dell'indebitamento finanziario dal rischio di variazione dei tassi di interesse.

La tabella successiva evidenzia una serie di rapporti finalizzati a illustrare la composizione e la politica di copertura del rischio di tasso del Gruppo Falck Renewables:

Totale Debito Lordo senza Fair Value Derivati e leasing operativi	723.832
di cui Debito Lordo Project (DL Project)	687.184
% DL Project / DL	95%

Totale Debito Lordo senza Fair Value Derivati e leasing operativi	723.832
Ammontare coperto dalla variazione dei tassi di interesse	585.360
% Coperture / DL	81%

Totale PFN senza Fair Value Derivati e leasing operativi	558.801
Ammontare coperto dalla variazione dei tassi di interesse	585.360
% Coperture	105%

Nel corso del primo semestre 2019 gli investimenti totali sono stati 70.664 migliaia di euro.

Gli investimenti in immobilizzazioni materiali ammontano a 67.345 migliaia di euro e hanno riguardato principalmente l'acquisizione del 100% delle società titolari di un portafoglio di 5 parchi eolici in esercizio in Francia (25.341 migliaia di euro), la costruzione dei parchi eolici di Brattmyrliden (290 migliaia di euro) e di Aliden (22.524 migliaia di euro) in Svezia, di Falck Renewables Vind in Norvegia (10.834 migliaia di euro), di Energia Eolica de Castilla in Spagna (5.670 migliaia di euro), interventi di manutenzione sull'impianto di Eolo 3W Minervino Murge (340 migliaia di euro) e sull'impianto di Trezzo (422 migliaia di euro), la costruzione della batteria di Falck Middleton (595 migliaia di euro) e la capitalizzazione di diritti d'uso (744 migliaia di euro).

I dati relativi alla acquisizione delle società francesi oggetto di acquisizione saranno soggetti alla *purchase price allocation*, ai sensi dell'IFRS 3, da completarsi entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

Gli investimenti relativi a immobilizzazioni immateriali ammontano a 3.319 migliaia di euro e si riferiscono principalmente a spese per software operativi e licenze per 1.634 migliaia di euro, costi di sviluppo per 386 migliaia di euro e costi sulle concessioni di Falck Renewables Vind per 1.259 migliaia di euro.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### **Altri investimenti (variazione area di consolidamento)**

Nel corso del 2019 sono state acquisite le seguenti società, consolidate integralmente dalla data di acquisizione del controllo:

- CEF Vento SAS posseduta al 100% da Falck Energies Renouvelables SAS;
- CEP Tramontane 1 SAS posseduta al 100% da Falck Energies Renouvelables SAS;
- Eol Team SAS posseduta al 100% da CEF Vento SAS;
- Ferme Eolienne de Noyales SAS posseduta al 100% da CEF Vento SAS;
- Parc Eolien du Bois Ballay SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS;
- Parc Eolien de Mazeray et de Bignay SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS;
- Parc Eolien des Coudrays SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS.

L'investimento nelle acquisizioni, registrato come variazione dell'area di consolidamento, è stato di 45.042 migliaia di euro (comprensivo della posizione finanziaria netta acquisita) che deve essere aggiunto agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali sopra descritti per un totale di 115.706 migliaia di euro.

Per maggiori dettagli si rinvia alle Note Esplicative Consolidato.

**Il personale** risulta essere al 30 giugno 2019 così composto:

	(unità)		
	30.6.2019	30.6.2018	31.12.2018
Dirigenti	54	48	54
Impiegati	373	274	360
Operai	34	48	46
<b>Totale personale operante nelle società consolidate</b>	<b>461</b>	<b>370</b>	<b>460</b>

L'incremento è dovuto principalmente alle acquisizioni di Energy Team SpA e Windfor Srl, parzialmente compensato dalla diminuzione dei dipendenti per la cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl. Inoltre vi è stata una crescita interna in quanto le principali funzioni, nel corso del 2018 e del 2019, si sono strutturate per far fronte allo sviluppo delle nuove iniziative previste dal piano industriale.

L'organico per settore risulta così ripartito:

	(unità)		
	Al 30.6.2019	Al 30.6.2018	Al 31.12.2018
Settore Wte, biomasse e fotovoltaico	67	84	84
Settore Eolico	26	45	27
Settore Servizi	280	144	271
Altre Attività	88	97	78
<b>Totale</b>	<b>461</b>	<b>370</b>	<b>460</b>

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

La tabella sotto riportata illustra la **capacità installata** rispetto ai precedenti periodi:

Tecnologia	(MW)		
	Al 30.6.2019	Al 30.6.2018	Al 31.12.2018
Eolico	825,9	769,9	769,9
Wte	20,0	20,0	20,0
Biomasse	15,0	15,0	15,0
Fotovoltaico	128,6	128,6	128,6
<b>Totale</b>	<b>989,5</b>	<b>933,5</b>	<b>933,5</b>

La capacità installata si è incrementata di 56 MW rispetto al 30 giugno 2018.

Il 15 marzo 2019 Falck Energies Renouvelables SAS, ha sottoscritto un accordo per l'acquisizione del 100% delle società titolari di un portafoglio di 5 parchi eolici in esercizio in Francia. Il portafoglio comprende 25 turbine per una capacità di rete complessiva di 56 MW (capacità installata 59,5 MW).

### 4.1.4 Indicatori di risultato non finanziari

Vengono riportati quelli che vengono ritenuti gli indicatori non finanziari principali:

	Unità di misura	30.6.2019	30.6.2018
Energia elettrica generata lorda	GWh	1.177	1.129
Rifiuti totali gestiti	tonn./000	74	128

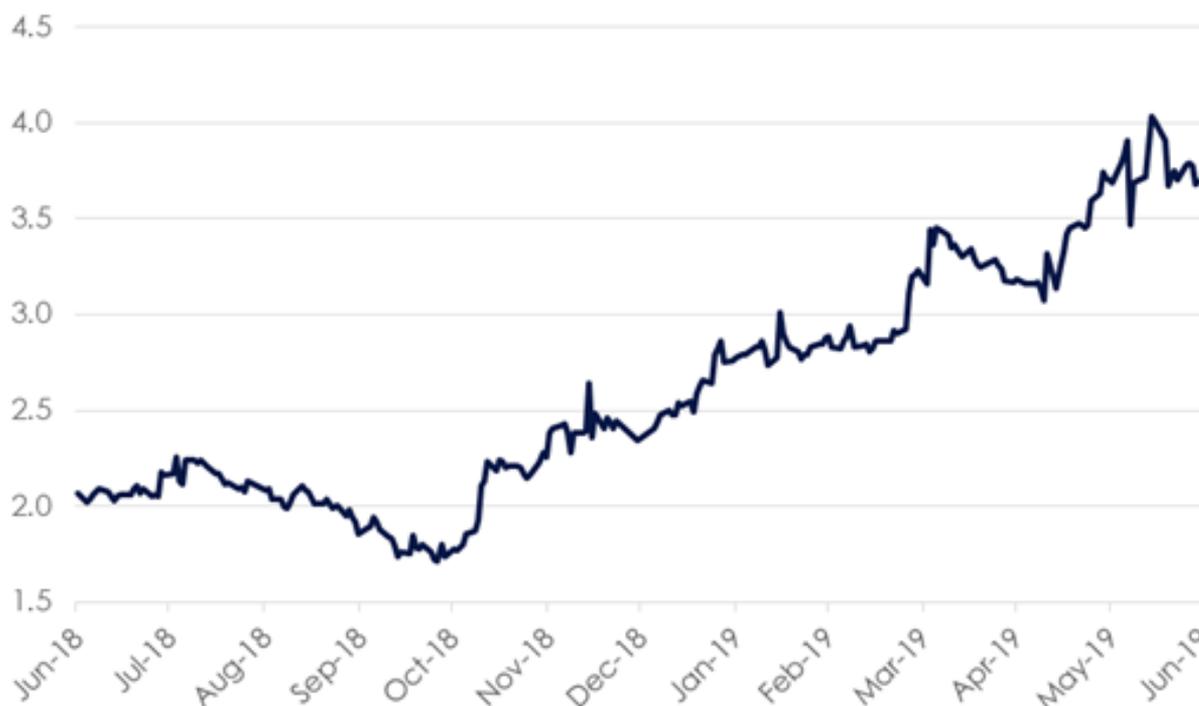
Il dato dei "Rifiuti totali gestiti" comprende anche i rifiuti intermediati.

La diminuzione dei rifiuti totali gestiti è dovuta principalmente alla cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl (56.792 tonnellate rispetto al 30 giugno 2018).

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### 4.1.5 Andamento del titolo

Viene qui di seguito rappresentato l'andamento del titolo di Falck Renewables SpA, società quotata nel segmento Star:



L'andamento del titolo nel corso del primo semestre 2019 ha confermato il *trend* di crescita iniziato nell'ultima parte del 2018, registrando a fine giugno 2019 un incremento rispetto alla chiusura di fine dicembre 2018 pari a +57%, raggiungendo il valore di 3,692 euro per azione. Importante spinta all'apprezzamento del titolo è stata fornita dall'aggiornamento del piano industriale, avvenuto il 12 dicembre 2018, che ha riscosso interesse e approvazione da parte della comunità finanziaria. In quella occasione la Società ha aggiornato il mercato sulla strategia di crescita, inizialmente presentata a fine novembre 2016 e successivamente aggiornata a metà dicembre 2017, ribadendo l'incremento della propria capacità installata e destinando significative risorse alla crescita, migliorando tutti i *target* nell'arco di piano e prevedendo inoltre un incremento della politica dei dividendi prevista per il periodo 2019 - 2021: il comune denominatore che caratterizza la revisione al rialzo delle previsioni è la solidità finanziaria che fornirà la necessaria flessibilità per affrontare i programmi di crescita anche oltre l'orizzonte del piano industriale. Per quanto concerne le attività nel Regno Unito si segnalano potenziali rischi e incertezze soprattutto legate a una non chiara visione sulla strategia perseguita del governo britannico in merito all'uscita dalla Comunità Europea, come illustrato al paragrafo 4.1.10. *f Rischi e incertezze "Rischi relativi all'esito del referendum britannico sulla permanenza nell'Unione Europea ("Brexit")"*. Non si segnalano impatti significativi emergenti dall'evoluzione del cambio medio Euro/Sterlina: nel primo semestre 2018 è stato pari a 0,8798, mentre nel primo semestre 2019 è stato pari a 0,8736 con una rivalutazione del 0,7%.

Durante il primo semestre 2019, è continuata l'attenzione alla comunicazione al mercato dei principali temi emergenti dalla presentazione del piano industriale e della crescita degli *asset*, aggiornando tempestivamente la comunità finanziaria sull'evoluzione del processo di costruzione dei nuovi progetti nel Nord Europa e in Spagna.

Particolare impegno è stato profuso nell'aumentare gli incontri con potenziali investitori sia domestici (presso la piazza di Milano in diverse occasioni) sia internazionali, nelle principali piazze finanziarie di New York, Parigi (due volte), Lugano, Copenaghen, Francoforte, Londra e Vienna. Gli incontri con la comunità finanziaria sono

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

avvenuti sia tramite *roadshow* sia tramite la partecipazione ad eventi organizzati da *broker* e società specializzate.

Di particolare rilevanza anche la partecipazione alla *Italian Investment Conference* organizzata da Kepler Chevreux e Unicredit il 22 maggio e al Renewable Energy Forum organizzato congiuntamente a fine giugno da Oddo BHF e Natixis, dove la società ha avuto modo di incontrare alcuni importanti investitori istituzionali.

Nel corso dei mesi di giugno e di luglio JP Morgan Asset Management Holdings INC, per conto delle controllate nel Regno Unito, Cina e in Taiwan, ha annunciato di detenere il 5,075% (5,014% al 30 giugno 2019) del capitale di Falck Renewables SpA.

Unitamente a questa attività di comunicazione degli obiettivi strategici, si è proceduto durante tutto l'anno alla consueta attività dedicata agli azionisti o ai possibili azionisti: è stato privilegiato un approccio basato principalmente su incontri *one-to-one* e su invio di segnalazioni e chiarimenti anche tramite *e-mail* o con contatti telefonici. La società interviene costantemente anche in convegni e momenti di approfondimento sia su temi finanziari posti in essere da Borsa Italiana, da enti o istituti bancari, sia su tematiche tecnico-normative per contribuire a strutturare in modo migliore il settore delle rinnovabili.

E' confermata l'attenzione dell'azienda alla tempestività e alla trasparenza delle attività relative al settore della comunicazione anche attraverso l'istituzione di *conference call* per la comunicazione dei dati trimestrali, semestrali e annuali.

Si segnala inoltre che il titolo Falck Renewables fa parte dell'indice FTSE Italia Mid Cap: questo indice che raccoglie i principali titoli a media capitalizzazione e contribuisce a migliorare la visibilità del gruppo presso gli investitori. L'aggiornamento dell'indice avviene su base trimestrale.

In aggiunta al sito internet [www.falckrenewables.eu](http://www.falckrenewables.eu) che risponde a tutti i requisiti richiesti per le aziende del segmento Star, dal 2012 l'azienda è anche presente su *Twitter*, con un proprio *account*, @falckrenewables, con cui vengono diffuse notizie relative al Gruppo, in tempo reale.

### 4.1.6 Andamento dei settori

Il Gruppo Falck Renewables opera nelle seguenti attività:

- settore WtE e trattamento rifiuti, biomasse e fotovoltaico;
- settore Eolico che fa riferimento a Falck Renewables Wind Ltd e alle società a essa facenti capo;
- settore Servizi che fa riferimento a Vector Cuatro SLU e alle società a essa facenti capo;
- altre Attività.

In questo paragrafo verranno esposti i principali dati economici, patrimoniali e finanziari dei settori che compongono il Gruppo, con un breve commento, mentre nelle Note esplicative verranno esposti i prospetti riportanti tutti i dati patrimoniali ed economici dei settori con l'evidenza dei dati relativi a Falck Renewables SpA, che verrà indicata separatamente.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### ❖ Settore WtE, Biomasse e Fotovoltaico

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	(migliaia di euro)		
	30.6.2019	30.6.2018	31.12.2018
Ricavi di vendita	33.121	32.419	67.801
<b>Risultato operativo</b>	<b>8.619</b>	<b>6.799</b>	<b>11.572</b>
<b>Ebitda</b>	<b>16.298</b>	<b>16.816</b>	<b>30.794</b>
<b>Risultato netto totale</b>	<b>5.708</b>	<b>4.302</b>	<b>8.387</b>
<b>Risultato netto di pertinenza del Gruppo</b>	<b>5.390</b>	<b>4.284</b>	<b>7.734</b>
<b>Immobilizzazioni immateriali</b>	<b>313</b>	<b>7</b>	<b>473</b>
<b>Immobilizzazioni materiali</b>	<b>247.513</b>	<b>247.764</b>	<b>240.138</b>
<b>Posizione finanziaria netta - debito/(credito)</b>	<b>149.214</b>	<b>162.808</b>	<b>141.286</b>
di cui <i>project financing</i> non recourse	54.466	58.176	55.296
<b>Investimenti in immobilizzazioni</b>	<b>1.298</b>	<b>13.566</b>	<b>11.275</b>
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 67	84	84

Il Settore è focalizzato nella produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e più specificatamente da termovalorizzazione dei rifiuti urbani, da biomasse e da energia fotovoltaica.

In particolare la strategia si sviluppa attraverso la gestione degli impianti attualmente in funzione e lo sviluppo di nuovi progetti con intervento diretto o tramite *joint-venture* con primari soci industriali.

Nel corso del mese di giugno 2018 è avvenuta l'energizzazione dell'impianto fotovoltaico di HG Solar Development LLC in Massachusetts negli Stati Uniti d'America, acquistato e costruito nel corso del primo semestre 2018, per una potenza installata di 6 MW.

Si segnala, inoltre, che nel mese di giugno 2018 Falck Renewables DLP MA LLC ha acquisito tre progetti fotovoltaici in Massachusetts negli Stati Uniti d'America, già in esercizio, per un totale di 14,5 MW.

Si ricorda che il 15 gennaio 2019 si è proceduto alla cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl.

Il settore presenta ricavi in leggero incremento (+2%) rispetto al primo semestre 2018. La maggiore capacità installata in USA (+20,5MW) ha più che controbilanciato la riduzione derivante dalla cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl. Gli impianti Waste to Energy di Trezzo sull'Adda e biomasse di Rende hanno beneficiato rispettivamente di maggiori prezzi di conferimento rifiuti (+13% verso lo stesso periodo dell'anno precedente) e di una maggiore produzione di energia elettrica (l'impianto di Rende lo scorso anno aveva effettuato la manutenzione biennale).

Per effetto della produzione derivante dalla maggiore capacità installata, dell'incasso di un indennizzo assicurativo, dei minori costi di manutenzione dell'impianto a biomasse di Rende e degli effetti dell'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 (effetto pari a 503 migliaia di euro), l'Ebitda ammonta a 16.298 migliaia di euro e risulta in diminuzione rispetto al primo semestre del 2018 (-518 migliaia di euro): rapportato ai ricavi si attesta al 49,2% (51,9% nel 2018). Si ricorda che l'Ebitda del 2018 era influenzato dall'effetto non ricorrente, pari a 7.098 migliaia di euro, derivante dal rilascio di alcuni accantonamenti e stanziamenti, al netto dei costi di transazione, per la chiusura di contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione. Al netto di tale effetto l'Ebitda del primo semestre 2019 risulterebbe in crescita del 68% (+ 6.580 migliaia di euro).

Per effetto delle dinamiche sopra esposte il risultato operativo è in aumento di 1.820 migliaia di euro e ammonta a 8.619 migliaia di euro. Al netto dell'effetto non ricorrente il risultato operativo del primo semestre 2019 risulterebbe in crescita di 8.918 migliaia di euro.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Nel corso del primo semestre 2019, gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ammontano a 1.298 migliaia di euro e hanno riguardato principalmente interventi di manutenzione sull'impianto di Trezzo (422 migliaia di euro) e la costruzione della batteria di Falck Middleton (595 migliaia di euro).

La posizione finanziaria netta, che presenta un saldo a debito pari a 149.214 migliaia di euro, risulta in diminuzione rispetto al 30 giugno 2018 per 13.594 migliaia di euro principalmente per la generazione di cassa degli impianti in esercizio parzialmente compensata dagli investimenti effettuati nel 2018 e nel 2019 e dall'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 che ha comportato al 30 giugno 2019 un aumento dei debiti finanziari per *leasing* operativi per 12.457 migliaia di euro.

Nella posizione finanziaria netta sono compresi *project financing non recourse* per 54.466 migliaia di euro (58.176 migliaia di euro al 30 giugno 2018) e *fair value* negativo dei derivati di copertura del rischio interesse per 2.982 migliaia di euro (3.194 migliaia di euro al 30 giugno 2018).

### ❖ Settore Eolico

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	(migliaia di euro)		
	30.6.2019	30.6.2018	31.12.2018
Ricavi di vendita	124.563	122.097	238.948
<b>Risultato operativo</b>	<b>67.425</b>	<b>66.586</b>	<b>128.158</b>
<b>Ebitda</b>	<b>96.560</b>	<b>92.377</b>	<b>181.177</b>
<b>Risultato netto totale</b>	<b>37.250</b>	<b>36.384</b>	<b>69.605</b>
<b>Risultato netto di pertinenza del Gruppo</b>	<b>30.072</b>	<b>29.785</b>	<b>53.960</b>
<b>Immobilizzazioni immateriali</b>	<b>98.117</b>	<b>96.384</b>	<b>96.952</b>
<b>Immobilizzazioni materiali</b>	<b>941.846</b>	<b>813.276</b>	<b>804.531</b>
<b>Posizione finanziaria netta - debito/(credito)</b>	<b>528.487</b>	<b>497.504</b>	<b>473.264</b>
di cui <i>project financing non recourse</i>	632.718	687.858	645.069
<b>Investimenti in immobilizzazioni</b>	<b>67.652</b>	<b>19.048</b>	<b>43.763</b>
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.)	26	45
			27

Il settore è focalizzato nella produzione di energia elettrica attraverso la costruzione e la gestione di impianti che sfruttano l'energia del vento e lo sviluppo di nuovi impianti.

Si segnala che nel corso del mese di luglio del 2018 Falck Renewables Wind Ltd ha ceduto il ramo d'azienda di alcune funzioni di *staff* a Vector Cuatro UK Ltd. Le persone trasferite al settore Servizi sono state 17 dal settore Eolico.

A marzo 2019 Falck Energies Renouvelables SAS, ha perfezionato l'acquisizione del 100% delle società titolari di un portafoglio di 5 parchi eolici in esercizio in Francia. Il portafoglio comprende 25 turbine per una capacità di rete complessiva di 56 MW.

L'incremento dei **ricavi** (2.466 migliaia di euro) è dovuto principalmente: (i) all'aumento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica da fonte eolica nel Regno Unito al netto della componente ROC Recycle, (ii) ai maggiori ricavi da *curtailment* (compensazioni a fronte delle richieste di fermo da parte del gestore della rete) rispetto al primo trimestre del 2018 per 2,1 milioni di euro e (iii) alla variazione del perimetro di consolidamento di 5 parchi eolici francesi con una capacità di rete pari a 56 MW.

Nel primo semestre del 2019 i GWh prodotti dal settore eolico sono stati pari a 982 rispetto ai 939 del primo semestre 2018 (+5% rispetto allo stesso periodo del 2018).

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Come anticipato si è assistito durante il primo trimestre 2019 a un incremento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica, comprensivi della componente incentivante, rispetto al primo trimestre 2018, in Spagna del 10% e nel Regno Unito del 8% al netto della componente ROC Recycle, mentre in Francia il meccanismo della *feed in tariff* ha neutralizzato l'oscillazione dei prezzi (+1%).

Si segnala inoltre, con riferimento alla produzione nel Regno Unito, la rivalutazione media della sterlina sull'euro pari al 0,7% del primo semestre 2018 rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente.

L'Ebitda ammonta a 96.560 migliaia di euro con un incremento di 4.183 migliaia di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente e rapportato ai ricavi si attesta al 77,5% (75,7% nel 2018).

L'incremento dell'Ebitda è dovuto principalmente: (i) alle positive dinamiche relative ai ricavi e (ii) all'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 (1.887 migliaia di euro).

Per le dinamiche sopra esposte il risultato operativo è in crescita di 839 migliaia di euro rispetto al primo semestre 2018 ed è pari al 54,1% dei ricavi (54,5% nel 2018).

Nel corso del primo semestre 2019, gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ammontano a 67.652 migliaia di euro e hanno riguardato principalmente l'acquisizione del 100% delle società titolari di un portafoglio di 5 parchi eolici in esercizio in Francia (25.341 migliaia di euro) e la costruzione dei parchi eolici di Brattmyrliden (825 migliaia di euro) e di Aliden (22.715 migliaia di euro) in Svezia, di Falck Renewables Vind in Norvegia (11.000 migliaia di euro), di Energia Eolica de Castilla in Spagna (5.731 migliaia di euro) e interventi di manutenzione sull'impianto di Eolo 3W Minervino Murge (340 migliaia di euro).

I dati relativi alla acquisizione delle società francesi oggetto di acquisizione saranno soggetti alla *purchase price allocation*, ai sensi dell'IFRS 3, da completarsi entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

### **Altri investimenti (variazione area di consolidamento)**

L'investimento nelle acquisizioni, registrato come variazione dell'area di consolidamento, è stato di 45.042 migliaia di euro (comprensivo della posizione finanziaria netta acquisita) che deve essere aggiunto agli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali sopra descritti per un totale di 112.694 migliaia di euro.

La posizione finanziaria netta è pari a 528.487 migliaia di euro, comprensiva di *project financing non recourse* per un importo di 632.718 migliaia di euro e del *fair value* negativo dei derivati di copertura del rischio di tasso, cambio e *commodity* per 43.897 migliaia di euro, e presenta un incremento, rispetto al 30 giugno 2018, di 30.983 migliaia di euro per effetto dell'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 che ha aumentato i debiti finanziari per *leasing* operativi al 30 giugno 2019 di 56.621 migliaia di euro e per effetto degli investimenti e acquisizioni dei parchi eolici in Francia parzialmente compensato dalla cassa generata dagli impianti in esercizio.

In ottemperanza all'IFRS 12 vengono di seguito esposti i dati richiesti al 30 giugno 2019, relativi alle società controllate con partecipazioni di minoranza significative:

4 Relazione intermedia sulla gestione

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	% possesso		Possesso indiretto
				diretta	%	Società controllante
FRUK Holdings (No.1) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1	51,000		Falck Renewables Finance Ltd
Boyndie Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	100,000		FRUK Holdings (No.1) Ltd
Cambrian Wind Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100	100,000		FRUK Holdings (No.1) Ltd
Earlsburn Mezzanine Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1000	51,000		Falck Renewables Wind Ltd
Earlsburn Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	100,000		Earlsburn Mezzanine Ltd
Ben Aketil Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	51,000		Falck Renewables Wind Ltd
Kilbraur Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	51,000		Falck Renewables Wind Ltd
Millennium Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100	51,000		Falck Renewables Wind Ltd

Principali dati patrimoniali:

(migliaia di euro)

	Attività non correnti	Attività correnti	Patrimonio netto	Passività non correnti	Passività correnti
FRUK Holdings (No.1) Ltd	16.828	19.158	(970)	28.440	8.515
Boyndie Wind Energy Ltd	12.832	2.904	7.488	2.316	5.932
Cambrian Wind Energy Ltd	34.451	12.689	21.494	6.489	19.158
Earlsburn Mezzanine Ltd	48.945	2.806	30.218	20.670	863
Earlsburn Wind Energy Ltd	32.331	4.169	15.198	13.606	7.697
Ben Aketil Wind Energy Ltd	29.458	3.938	8.758	14.755	9.883
Kilbraur Wind Energy Ltd	60.155	7.744	17.315	43.383	7.201
Millennium Wind Energy Ltd	67.982	9.765	26.084	42.528	9.135

Principali dati economici:

(migliaia di euro)

	Ricavi	Risultato operativo	Risultato ante imposte	Risultato netto
FRUK Holdings (No.1) Ltd		(16)	4.112	4.244
Boyndie Wind Energy Ltd	1.986	10.15	1.001	806
Cambrian Wind Energy Ltd	9.102	2.955	2.848	2.306
Earlsburn Mezzanine Ltd		(16)	4.261	4.278
Earlsburn Wind Energy Ltd	5.992	4.095	3.791	3.075
Ben Aketil Wind Energy Ltd	3.737	2.289	1.902	1.540
Kilbraur Wind Energy Ltd	10.410	4.820	3.984	3.234
Millennium Wind Energy Ltd	11.243	6.435	5.653	4.581

Operazione Borea: *Earn-out e Derisking*

L'Accordo stipulato nel 2014 con CII Holdco relativo alla cessione del 49% delle "Società Target" con sede nel Regno Unito (Ben Aketil Wind Energy Ltd, Millennium Wind Energy Ltd, Cambrian Wind Energy Ltd, Boyndie Wind Energy Ltd, Earlsburn Wind Energy Ltd, Kilbraur Wind Energy Ltd) prevedeva un ulteriore

#### 4 Relazione intermedia sulla gestione

eventuale incasso differito da parte del Gruppo Falck Renewables da calcolarsi con riferimento alle effettive *performance* degli impianti eolici delle Società *Target* (in termini di GWh prodotti) rispetto a un *target* prefissato per l'intero periodo 2014–2018, da corrispondersi *cash* alla fine del suddetto periodo attraverso un meccanismo di *earn-out* sino a un ammontare massimo di 10 milioni di sterline. Qualora invece le *performance* degli impianti eolici delle Società *Target* fossero stati inferiori al *target* prefissato, il Gruppo Falck Renewables non aveva alcun obbligo di indennizzo a favore di CII HoldCo Ltd.

Sulla base del meccanismo di calcolo è stato consuntivato un *earn-out* a favore del Gruppo di 3.118 migliaia di euro di cui 2.053 migliaia di euro inserito nel bilancio 2018.

Inoltre, in base all'Accordo, CII HoldCo Ltd ha diritto a una riduzione del prezzo di Cessione (“*Derisking*”), da pagarsi eventualmente nel 2021, pari alla differenza, solo qualora tale differenza fosse negativa, tra la media annua del prezzo dell'energia nel Regno Unito, calcolata esclusivamente nel periodo 2014-2020 e 25 sterline per MWh (nominali non inflazionate), moltiplicata per la produzione effettiva annua in MWh nello stesso periodo di ogni singolo impianto eolico oggetto di cessione e moltiplicata per la percentuale di partecipazione di CII HoldCo Ltd in ogni singola Società *Target* in ogni anno del periodo di riferimento (tenendo fermo il tetto massimo del 49%, corrispondente all'attuale percentuale di possesso in ogni società *target*) e tenendo conto del fattore tempo attraverso una capitalizzazione basata su un tasso di interesse del 10% (“la Formula”). Tale importo, se dovuto, sarà corrisposto a CII HoldCo Ltd dal Gruppo Falck Renewables nel limite dei dividendi, degli interessi e del rimborso finanziamento soci erogati dalle Società *Target* e ricevuti dal Gruppo. L'eventuale riduzione del prezzo per il Gruppo sarà quindi limitata alla cassa che potrà essere distribuita dal 2021 dalle Società *Target*.

Tale clausola di riduzione del prezzo prevede che la stessa verrà immediatamente cancellata nel caso in cui in un qualsiasi anno del periodo di riferimento la totalità delle partecipazioni di CII HoldCo Ltd nelle Società *Target* fosse ceduta a terzi. Si precisa infine che qualora la differenza fosse positiva, CII HoldCo Ltd non sarà invece tenuta a effettuare alcun pagamento al Gruppo Falck Renewables.

Il Gruppo, a fine 2018, ha affidato a un esperto esterno la valutazione del possibile esborso finanziario relativo alla Formula. L'esperto ha effettuato una serie di simulazioni basate su ipotesi di scenari di *stress* rispetto alle curve dei prezzi dell'energia attesi nel mercato britannico dal 2016 al 2020, tenendo conto che i prezzi medi per MWh sono stati i seguenti: per l'anno 2014 GBP 41,83, per l'anno 2015 GBP 40,25, per l'anno 2016 GBP 40,76, per l'anno 2017 GBP 45,49 e infine per l'anno 2018 GBP 57,79. In riferimento all'anno 2019 si segnala che i prezzi medi per MWh non sono mai scesi sotto GBP 25. Il risultato di tali valutazioni e dei risultati finora consuntivati è che, ad oggi, è remota la possibilità che si generi un adeguamento prezzo a favore di CII HoldCo Ltd.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### ❖ Settore Servizi

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	30.6.2019	30.6.2018	(migliaia di euro) 31.12.2018
Ricavi di vendita	21.222	5.888	20.121
<b>Risultato operativo</b>	<b>474</b>	<b>56</b>	<b>(444)</b>
<b>Ebitda</b>	<b>2.484</b>	<b>388</b>	<b>962</b>
<b>Risultato netto totale</b>	<b>(64)</b>	<b>(48)</b>	<b>(594)</b>
<b>Risultato netto di pertinenza del Gruppo</b>	<b>(64)</b>	<b>(48)</b>	<b>(594)</b>
<b>Immobilizzazioni immateriali</b>	<b>40.321</b>	<b>9.254</b>	<b>41.089</b>
<b>Immobilizzazioni materiali</b>	<b>2.795</b>	<b>614</b>	<b>1.229</b>
<b>Posizione finanziaria netta - debito/(credito)</b>	<b>1.196</b>	<b>(1.267)</b>	<b>998</b>
di cui <i>project financing</i> non recourse			
<b>Investimenti in immobilizzazioni</b>	<b>625</b>	<b>100</b>	<b>32.743</b>
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 280	144	271

Il settore è costituito principalmente dal gruppo spagnolo Vector Cuatro e dal gruppo Energy Team SpA (consolidato, quest'ultimo, a partire dal 3 ottobre 2018). Tale settore è attivo nei servizi e nella gestione di impianti per la produzione di energia rinnovabile, con una radicata ed estesa presenza internazionale con sedi in Spagna, Italia, Francia, Giappone, Messico, Regno Unito, e Bulgaria.

Vector Cuatro offre inoltre servizi di ingegneria e consulenza allo sviluppo di progetti per la generazione elettrica principalmente da fonte solare ed eolica.

Energy Team offre servizi di controllo dei consumi e di gestione della flessibilità sui mercati elettrici.

In data 2 agosto 2018 la controllata Vector Cuatro Srl ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione del 100% di Windfor Srl, nota azienda *leader* in Italia nei servizi di *technical advisory* per il settore eolico.

In data 2 ottobre 2018 Falck Renewables SpA, ha perfezionato l'accordo per l'acquisizione del 51% di Energy Team SpA, azienda *leader* in Italia nei servizi di controllo dei consumi e di gestione della flessibilità sui mercati elettrici che è consolidata al 100% in virtù di accordi di *put&call* sulle residue azioni, con contropartita iscrizione del relativo debito finanziario. L'acquisizione di Energy Team SpA sarà soggetta alla *purchase price allocation*, ai sensi dell'IFRS 3, da completarsi entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

Si segnala che nel corso del mese di luglio del 2018 Falck Renewables SpA e Falck Renewables Wind Ltd hanno ceduto i rami d'azienda di alcune funzioni di *staff* rispettivamente a Vector Cuatro Srl e a Vector Cuatro UK Ltd. Le persone trasferite al settore Servizi sono state in totale 37 di cui 20 dal settore Altre Attività e 17 dal settore Eolico.

I ricavi presentano un incremento di 15.334 migliaia di euro, dovuto ai maggiori servizi di gestione di *asset management*, per effetto principalmente del trasferimento dei rami d'azienda anzidetto, e al consolidamento di Energy Team Spa, Windfor Srl e dei consorzi di gestione del servizio di interrompibilità di energia sul mercato italiano.

L'Ebitda ammonta a 2.484 migliaia di euro con un incremento di 2.096 migliaia di euro rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente e rapportato ai ricavi si attesta al 11,7% (6,6% nel 2018). L'incremento è principalmente attribuibile al nuovo e più ampio perimetro di società appartenente al settore e all'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 (434 migliaia di euro).

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Si segnala che i ricavi dei consorzi di gestione del servizio di interrompibilità di energia sul mercato italiano, pari a circa 5 milioni di euro, non generano margine. Escludendo dal conteggio tali ricavi la percentuale di Ebitda del 2019 si attesterebbe a circa il 15,3% sui ricavi del settore.

Nel corso del primo semestre 2019, gli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali ammontano a 625 migliaia di euro e riguardano principalmente arredi e investimenti in uffici.

Si segnala che nella semestrale 2019 è compresa la svalutazione pari a 652 migliaia di euro riconducibile al portafoglio contratti a seguito dell'*impairment test* del gruppo Vector Cuatro.

La posizione finanziaria netta risulta a debito ed è pari a 1.196 migliaia di euro e presenta un incremento, rispetto al 30 giugno 2018, di 2.463 migliaia di euro per l'effetto dell'acquisto dei rami d'azienda da Falck Renewables SpA nel corso del 2018 e per effetto dell'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 che ha aumentato i debiti finanziari per *leasing* operativi al 30 giugno 2019 di 1.461 migliaia di euro.

### ❖ Altre Attività

I principali dati del settore in esame si possono così sintetizzare:

	(migliaia di euro)		
	30.6.2019	30.6.2018	31.12.2018
Ricavi di vendita	37.064	15.157	33.089
<b>Risultato operativo</b>	<b>(11.954)</b>	<b>(6.656)</b>	<b>(20.224)</b>
<b>Ebitda</b>	<b>(10.639)</b>	<b>(5.898)</b>	<b>(16.927)</b>
<b>Risultato netto totale</b>	<b>380</b>	<b>12.774</b>	<b>35.905</b>
<b>Risultato netto di pertinenza del Gruppo</b>	<b>380</b>	<b>12.774</b>	<b>35.905</b>
<b>Immobilizzazioni immateriali</b>	<b>3.523</b>	<b>1.531</b>	<b>2.097</b>
<b>Immobilizzazioni materiali</b>	<b>1.947</b>	<b>216</b>	<b>303</b>
<b>Posizione finanziaria netta - debito/(credito)</b>	<b>84.401</b>	<b>2.168</b>	<b>14.790</b>
<i>di cui project financing non recourse</i>			
<b>Investimenti in immobilizzazioni</b>	<b>2.104</b>	<b>277</b>	<b>1.365</b>
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.)	88	97
			78

Si segnala che nel corso del mese di luglio del 2018 Falck Renewables SpA ha ceduto i rami d'azienda di alcune funzioni di *staff* a Vector Cuatro Srl. Le persone trasferite dal settore Altre Attività al settore Servizi sono state 20.

I ricavi presentano un incremento di 21.907 migliaia di euro, dovuto all'attività di vendita di energia di Falck Renewables Energy Srl.

Il risultato operativo presenta un decremento di 5.298 migliaia di euro. Tale decremento è principalmente attribuibile ai minori rilasci di fondi rischi.

Gli investimenti del periodo ammontano a 2.104 migliaia di euro, di cui 1.832 migliaia di euro relativi a immobilizzazioni immateriali (software, licenze e costi di sviluppo).

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Di seguito il prospetto di raccordo del settore:

	(migliaia di euro)			Settore
	FKR	Altre Società	Eliminazioni	
Ricavi di vendita	49	37.015		<b>37.064</b>
<b>Ebitda</b>	(10.672)	33		<b>(10.639)</b>
<b>Risultato operativo</b>	(11.746)	(208)		<b>(11.954)</b>
<b>Immobilizzazioni immateriali</b>	3.523			<b>3.523</b>
<b>Immobilizzazioni materiali</b>	1.947			<b>1.947</b>
<b>Posizione finanziaria netta - debito/(credito)</b>	99.580	(15.179)		<b>84.401</b>
<i>di cui project financing non recourse</i>				
<b>Investimenti in immobilizzazioni</b>	1.863	241		<b>2.104</b>
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.)	88		<b>88</b>

Nota: FKR è Falck Renewables SpA; Altre società comprende Falck Renewables Energy Srl, Falck Renewables Sviluppo Srl e Falck Renewables Sicilia Srl.

La posizione finanziaria (principalmente data dalla società Falck Renewables SpA) presenta un saldo a debito di 84.401 migliaia di euro, rispetto a un saldo a debito al 30 giugno 2018 di 2.168 migliaia di euro. L'aumento del debito è dovuto agli aumenti di capitale in società in Italia, Norvegia, Svezia e USA nonché all'acquisto di Energy Team e dei relativi Consorzi e alla distribuzione dei dividendi ai soci al netto dei dividendi incassati.

La posizione finanziaria presenta un peggioramento anche per effetto dell'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 che ha aumentato i debiti finanziari per *leasing* operativi al 30 giugno 2019 di 1.662 migliaia di euro.

Nella posizione finanziaria netta è compreso il *fair value* negativo dei derivati di copertura del rischio cambio e *commodity* per 2.419 migliaia di euro (negativo per 2.337 migliaia di euro al 30 giugno 2018).

### 4.1.7 Fatti gestionali più significativi del primo semestre 2019

Di seguito si riportano i fatti gestionali più significativi:

In data 15 gennaio 2019 Falck Renewables SpA ha perfezionato la cessione del 100% delle quote detenute in Esposito Servizi Ecologici Srl al prezzo complessivo di 1.190 migliaia di euro.

In data 15 marzo 2019 Falck Energies Renouvelables SAS ha perfezionato l'acquisto di 5 parchi eolici in Francia, pari a circa 56 MW di capacità di rete per un controvalore di circa 37 milioni di euro.

In data 7 maggio 2019 Middleton Electric Light Department ("MELD"), utility del Massachusetts (USA), ha stipulato un contratto di capacità di lungo termine con una società del Gruppo Falck Renewables per il dispacciamento dell'energia accumulata durante i periodi caratterizzati da elevati oneri di sistema. L'impianto di accumulo permetterà a MELD di ridurre tali oneri, generando vantaggi anche per l'intera comunità di Middleton che beneficerà della riduzione dei costi operativi del sistema. L'investimento è stimato in 3,6 milioni di dollari per l'installazione di un sistema di accumulo a batteria da 6,6 MWh che sarà collegato all'impianto fotovoltaico in esercizio a Middleton, Massachusetts. La messa in esercizio della batteria è prevista per il terzo trimestre del 2019.

In data 8 maggio 2019 Falck Renewables Vind AS, ha sottoscritto con Vestas Norway AS un contratto di fornitura per l'acquisto di 5 turbine eoliche V117-4,2 MW per il suo parco di Okla in Norvegia, per una capacità complessiva di 21 MW e un valore totale di circa 13,1 milioni di euro, finanziati interamente con risorse proprie. Le parti hanno, inoltre, sottoscritto un accordo di *operations and maintenance* a lungo termine.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### 4.1.8 Ambiente, salute e sicurezza

Il Gruppo Falck Renewables non solo investe da sempre nell'energia pulita, in molte delle sue forme, ma vuole anche essere *leader* della transizione energetica, facendosi promotore dello sviluppo sostenibile nei territori in cui opera.

Tra i principali obiettivi del Gruppo c'è la gestione responsabile degli aspetti ambientali, delle risorse e dell'energia che si esplicitano nella riduzione degli impatti ambientali lungo tutto il ciclo di vita degli asset attraverso la costante adozione di pratiche avanzate di sostenibilità sia in fase di costruzione sia durante la gestione, in particolare:

- minimizzazione dell'impronta di CO<sub>2</sub>;
- riduzione delle emissioni inquinanti;
- partecipazione all'economia della decarbonizzazione.

L'altro aspetto di grande importanza è la gestione delle risorse, *in primis* i propri dipendenti. Nella Politica QHSE di Gruppo, Falck Renewables si impegna a garantire una gestione integrata dei processi con l'obiettivo di ridurre al minimo i rischi e assicurare l'incolumità e la salute di tutti i lavoratori.

Per questa ragione c'è un continuo impegno dei vertici aziendali a garantire il conseguimento, e il successivo mantenimento, delle certificazioni di sistema.

I sistemi di gestione per la sicurezza (BS OHSAS 18001 e UNI EN ISO 45001) sono parte integrante dell'approccio alla sostenibilità e assicurano una gestione ottimale del lavoro all'interno dell'organizzazione aziendale.

Di seguito la situazione aggiornata delle Certificazioni:

Società	Sistema di Gestione	Siti
Falck Renewables SpA	Sistema di Gestione della Sicurezza OHSAS 18001:2007	Sede
Ambiente 2000 Srl	Sistema di Gestione Qualità UNI EN ISO 9001:2015 Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2015 Sistema di Gestione della Sicurezza OHSAS 18001:2007	Termovalorizzatore rifiuti di Trezzo sull'Adda
Prima Srl	Sistema di Gestione Qualità UNI EN ISO 9001:2015 Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2015 Registrazione EMAS	Termovalorizzatore rifiuti di Trezzo sull'Adda
Ecostesto SpA	Sistema di Gestione Qualità UNI EN ISO 9001:2015 Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2015 Sistema di Gestione della Sicurezza ISO 45001:2018	Impianto a Biomasse di Rende

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

In Italia, per le società Eolica Sud Srl ed Eolo 3W Minervino Murge Srl è presente un Sistema di Gestione Ambientale certificato in accordo alla UNI EN ISO 14001:2015 e, per Eolo 3W Minervino Murge Srl, anche con Registrazione EMAS, ovvero:

Società	Sistema di Gestione	Siti
Eolo 3W Minervino Murge Srl	Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2015 Registrazione EMAS	- Impianto eolico di Minervino Murge
Eolica Sud Srl	Sistema di Gestione Ambientale UNI EN ISO 14001:2015	- Impianto eolico di San Sostene

Nel corso del primo semestre del 2019 la società ha pubblicato quattro Linee Guida QHSE di Gruppo e sono state effettuate quattordici visite ispettive gestite dal *Team di auditor* interni, creato all'interno della Struttura di *Corporate*.

Alcune analisi sono state eseguite sui siti con lo scopo di verificare la *compliance* normativa, la gestione dei sistemi e la gestione dei contratti di manutenzione.

Altre verifiche sono state eseguite presso fornitori di servizi ecologici, in particolare presso smaltitori autorizzati, per verificare l'effettiva gestione, sia documentale sia fisica, dei rifiuti conferiti.

Da inizio 2019 la docenza dei corsi di formazione per i neoassunti è gestita internamente, al fine di garantire un corso più mirato alle specifiche esigenze, senza utilizzare un modulo *standardizzato* valido per tutti i settori merceologici. Nel primo semestre 2019 sono stati formati 56 neoassunti, per un totale di 224 ore di formazione solo su questo tema.

Nel primo semestre 2019 si segnala un infortunio lieve avvenuto presso uno degli uffici della società Vector Cuatro, la cui prognosi è stata di 5 giorni.

### 4.1.9 Attività di ricerca e sviluppo

Il Gruppo nel corso dell'esercizio 2018 ha cominciato attività di ricerca e sviluppo e ha indirizzato i propri sforzi in particolare su progetti che ritiene particolarmente innovativi. L'importo speso nel primo semestre 2019 è stato pari a 1.149 migliaia di euro.

I progetti di ricerca si sono concentrati in particolare sui sistemi informativi per la gestione digitalizzata dei processi di *asset management* degli impianti eolici e fotovoltaici.

Le attività di ricerca stanno proseguendo nel corso dell'esercizio 2019.

L'esito positivo di tali innovazioni potrà generare buoni risultati in termini di ricavi con ricadute favorevoli sull'economia del Gruppo.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### 4.1.10 Rischi e incertezze

Si riportano di seguito i principali rischi e incertezze cui il Gruppo Falck Renewables è esposto con riferimento al proprio ambito di attività. Si evidenzia che, nell'ambito delle attività di *Risk Management*, il Gruppo Falck Renewables prosegue nell'attività di analisi e gestione organica dei rischi. Tra le principali attività svolte si segnalano: i) la definizione della metodologia di rilevazione e monitoraggio dei rischi a cui il Gruppo è esposto; ii) l'attività di analisi sulla rischiosità dei processi aziendali e delle nuove iniziative di *business* e dei dati previsionali a supporto del processo decisionale; iii) la condivisione con il *management* del Gruppo dell'analisi periodica di *Risk Assessment*; iv) l'adozione da parte del Consiglio di Amministrazione di Falck Renewables SpA del *Risk Appetite Framework* che esprime il livello di rischio che il Gruppo è disposto ad accettare per perseguire i propri obiettivi.

#### a) Finanziari

##### 1. Rischio di credito

Il rischio di credito è inteso sia come perdite potenziali dovute alla possibile inadempienza dei clienti sia come rischio di controparte connesso alla negoziazione di altre attività finanziarie. Con riferimento alle previsioni del nuovo principio IFRS 9 le *policy* interne sono già allineate e pertanto non sono state necessarie rettifiche. Il rischio di credito sopportato dal Gruppo Falck Renewables è molto contenuto sia dal lato clienti commerciali sia quando si considerano le controparti finanziarie. In relazione ai clienti commerciali è da evidenziare la loro natura che determina un basso livello di rischio: la maggior parte dell'esposizione verso clienti terzi (non parti correlate) è, infatti, nei confronti di gestori di servizi elettrici o *utility* ad alto *standing*. Il grado di concentrazione dei clienti può considerarsi medio, ma si tratta di clienti con elevato merito creditizio. Il rischio di credito attribuibile alle controparti con cui sono negoziati gli strumenti finanziari derivati è anch'esso contenuto, in quanto gli strumenti derivati sono negoziati con primari istituti bancari.

Si segnala che il gruppo spagnolo Vector Cuatro e il gruppo Energy Team, pur caratterizzati da una diffusa base di clienti terzi, al momento non hanno modificato sostanzialmente il profilo di rischio di credito commerciale del Gruppo.

Alla maggior parte degli *offtaker*, le Società del Gruppo richiedono strumenti di attenuazione del rischio di credito attraverso il rilascio, in proprio favore, di garanzie bancarie e/o *parent company guarantee*.

Il dispacciamento dell'energia è in parte gestito all'interno del Gruppo tramite la Società Falck Renewables Energy Srl.

Con riferimento al Gruppo, la liquidità presente nelle società sottoposte alle condizioni del *project financing* è depositata presso la *bank account* (che generalmente è una delle Banche Finanziatrici del *project financing*).

Il resto della liquidità è generalmente depositato a vista e/o a breve termine su banche di relazione.

Con particolare riferimento alla situazione di alcune banche italiane ed estere, si segnala che il Gruppo monitora con attenzione l'evoluzione del merito di credito di tali banche.

##### 2. Rischio di liquidità

Il Gruppo Falck Renewables è dotato di una tesoreria centralizzata che dispone di un sistema di *cash pooling* "domestico" tra Falck Renewables SpA e tutte le società italiane del Gruppo non sottoposte a *project financing* (queste ultime non possono rientrare nel sistema per effetto dei meccanismi dei finanziamenti "senza ricorso").

Il Gruppo, inoltre, effettua il regolamento delle posizioni commerciali di segno opposto, attraverso un *netting* regolato da appositi conti di corrispondenza *intercompany*. Il Gruppo Falck Renewables produce con cadenza mensile un aggiornamento della posizione finanziaria netta e del *rolling forecast* finanziario, i cui dati consuntivi di periodo sono sintetizzati sia per settore sia per l'intero gruppo. In data 30 luglio 2018 Falck Renewables SpA ha modificato il contratto di finanziamento *revolving* ("*Corporate Loan*") sottoscritto con un *pool* di banche originariamente il 12 giugno 2015, incrementando l'importo a 325 milioni di euro e posticipando la scadenza al 31 dicembre 2023; alla data del 30 giugno 2019 tale finanziamento risulta non utilizzato. Il contratto è soggetto, tra l'altro, a *covenant* finanziari relativi al rapporto, calcolato con riferimento al bilancio consolidato, tra "posizione finanziaria netta ed Ebitda" e tra "posizione finanziaria netta e patrimonio netto": questi *covenant* sono stati rispettati sulla base del presente bilancio. Si segnala che al 30 giugno 2019 il Gruppo

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

dispone di liquidità non sottoposta alle condizioni del *project financing* per un importo pari a circa 43 milioni di euro, depositata presso le banche di relazione.

### 3. Rischi connessi al finanziamento degli impianti

Il finanziamento dei progetti posti in essere dal Gruppo, in particolare nel settore eolico e fotovoltaico, è effettuato principalmente tramite *project financing* o strutture finanziarie analoghe generalmente senza ricorso sui soci (i.e. senza garanzie rilasciate dalla capogruppo Falck Renewables SpA); in attesa dell'erogazione dei *project financing*, le necessità finanziarie dei progetti, in particolare durante il periodo di costruzione, possono essere gestite attraverso l'utilizzo della liquidità disponibile o, in via residuale, dall'utilizzo del *Corporate Loan* o di altri prestiti ponte. Si sottolinea che, a oggi, il Gruppo continua ad avere accesso ai *project financing* o ad altre forme di finanziamento in linea con le migliori condizioni di mercato per progetti aventi caratteristiche simili.

Il *Corporate Loan* dell'importo di 325 milioni di euro permetterà di supportare le esigenze finanziarie e lo sviluppo delle attività del Gruppo in considerazione del piano industriale presentato alla comunità finanziaria in data 12 dicembre 2018. Il *Corporate Loan* sottoscritto in condizioni favorevoli di mercato, data la sua caratteristica “*revolving*”, potrà essere utilizzato fino alla sua scadenza, con grande flessibilità.

### 4. Rischi di tasso di interesse e di cambio

#### • Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo Falck Renewables adotta una *policy* di gestione del rischio di variabilità del tasso di interesse sui finanziamenti di Terzi a medio-lungo termine, che prevede una copertura dell'esposizione non inferiore mediamente al 70% dell'esposizione, salvo diverse specifiche richieste da parte degli Istituti Finanziatori

Il Gruppo segue prassi operative consolidate volte a monitorare il rischio ed evitare l'assunzione di posizioni di natura speculativa.

La valutazione sull'opportunità e sulla tipologia delle coperture è effettuata di volta in volta, in relazione alla rilevanza dell'esposizione e alle condizioni correnti dei mercati finanziari.

Il Gruppo Falck Renewables utilizza strumenti finanziari derivati su tassi di interesse e, in particolare, *interest rate swap* (IRS) con esclusiva finalità di copertura

Le operazioni e le condizioni del *Project Financing* richiedono la necessità di effettuare le coperture attraverso IRS per mitigare i rischi dei Finanziatori e, se ricorrono i presupposti di operazioni con finalità di copertura del rischio di tasso d'interesse, sono contabilizzati secondo le regole di *hedge accounting*. Ne consegue che le variazioni di *fair value* dei derivati non di copertura seguono la regola generale riservata ai derivati di *trading*, ovvero sono imputate direttamente a conto economico e impattano sull'utile di periodo. Al 30 giugno 2019 il Gruppo è coperto in misura significativa, tramite operazioni di IRS con finalità di copertura, contro una variazione in aumento dei tassi variabili di interesse.

#### • Rischio di cambio

Il rischio cambio deriva dalle attività del Gruppo condotte in aree diverse dalla “Zona euro” in particolare Regno Unito, Stati Uniti, Norvegia, Svezia, Giappone, Cile e Messico.

L'esposizione del Gruppo cambio si esplicita in due componenti: (i) rischio di transazione e (ii) rischio di traslazione, ognuna delle quali produce effetti sul conto economico e sullo stato patrimoniale del Gruppo.

(i) Il rischio di transazione è definito come l'effetto derivante dalla variazione dei cambi tra il momento in cui si origina il rapporto commerciale/finanziario in valuta estera e il momento di perfezionamento della relativa transazione (incasso/pagamento). Tale rischio, che impatta direttamente sul risultato economico, è determinato in relazione alla valuta di conto di ciascuna società del Gruppo.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Il Gruppo tende a minimizzare l'esposizione al rischio di transazione ("bilancia valutaria") tramite opportune coperture con strumenti *plain vanilla*, tipicamente acquisti o vendite a termine di divisa estera contro valuta di conto.

(ii) Il rischio di traslazione è definito come l'insieme degli effetti delle variazioni dei cambi sul conto economico e sul patrimonio netto consolidato del Gruppo a seguito della conversione delle attività, delle passività, dei costi e dei ricavi delle società partecipanti al consolidato che redigono il bilancio in una valuta diversa dall'euro. Il Gruppo non copre il rischio di traslazione.

### 5. Rischi connessi alla gestione delle commodities

Dall'inizio del 2019 il Gruppo gestisce autonomamente senza ricorrere a operatori terzi l'attività di dispacciamento della totalità della energia prodotta dagli impianti del portafoglio italiano, con l'obiettivo di minimizzare gli oneri di gestione e di sbilanciamento degli stessi e permettere una stabilizzazione dei ricavi del gruppo a livello consolidato mediante coperture finanziarie.

I risultati del Gruppo sono esposti al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodity* trattate, al rischio volume derivante dalla variabilità dei volumi di generazione di energia elettrica degli impianti alimentanti da fonte eolica o solare la cui produzione non è programmabile e dipende dalla disponibilità delle risorse naturali, e al rischio operativo, derivante dal livello di adeguatezza dell'insieme delle misure tecniche e organizzative messe in atto dal Gruppo per svolgere le attività connesse al dispacciamento dell'energia elettrica sul mercato.

Per mitigare tali rischi, è stata istituita un'apposita struttura all'interno della funzione *Energy Management* che effettua attività di *hedging* (strategie di *fixing* dei prezzi dei volumi fisici sottostanti al portafoglio, al fine di assicurare ricavi almeno pari a quelli previsti a *budget*), *trading* (strategie volte a realizzare margini sfruttando la volatilità dei prezzi) e analisi di mercato mediante modelli statistici. Al fine di ottimizzare il processo di *execution* delle attività di *hedging* e *trading*, Falck Renewables Energy Srl ha completato nel corso del 2019 il processo di *onboarding* sulla piattaforma di mercato European Energy Exchange (EEX) che le consentirà di avere accesso in tempo reale ai contratti derivati fisici e finanziari dei mercati elettrici quotati sull'Exchange.

In ottica di continuo miglioramento dei processi e con l'obiettivo di assicurare un presidio costante nel proprio sistema di controllo interno, è stata, inoltre, istituita a inizio 2019 un'apposita struttura all'interno della funzione di *Risk Management* cui è affidata l'attività di monitoraggio e reporting dell'esposizione ai rischi del Portfolio di Gruppo e il coordinamento delle attività di sviluppo delle *policy* e degli strumenti di monitoraggio e *reporting* utilizzati (ETRM). In particolare, le attività sono disciplinate dalla *Energy Risk Policy*, che prevede l'adozione di specifici limiti di rischio in termini di capitale di rischio e l'impiego di strumenti derivati finanziari comunemente utilizzati sul mercato, al fine di contenere l'esposizione entro i limiti stabiliti. Inoltre, sono in corso di finalizzazione la *Hedging Policy* e la *Trading Policy*, in cui sono disciplinate le modalità e le tempistiche operative di copertura dei propri impianti, il profilo di rischio ritenuto accettabile del gruppo, i limiti in termini di Capitale di Rischio, VaR e *Stop Loss* e i processi di *escalation* che normano le attività di *Hedging* e *Trading* svolte dalla struttura di *Energy Management*.

#### • Rischio volume

L'esposizione al rischio volume può condurre in corso d'anno a delle situazioni di *over/under hedging* rispetto alla produzione attesa in fase di definizione di *budget*, mentre a livello giornaliero a delle differenze tra il programma vincolante del Mercato del Giorno Prima (MGP), poi corretto sulle differenti sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), e l'effettiva energia immessa in rete, con potenziale impatto in termini di maggiori costi di sbilanciamento. Le strategie di gestione del Rischio Volume nel breve termine prevedono un'attività di ottimizzazione giornaliera dei programmi di produzione sui mercati del Mercato del Giorno Prima e Intra-Giornaliero si basa su l'utilizzo di strumenti di *forecasting* meteorologico (vento, irraggiamento) accurati alla frequenza oraria per limitare le differenze tra i programmi di immissione e l'effettivo prodotto. Altre azioni di mitigazione del rischio volume prevedono strategie di prevenzione e protezione per la gestione dei fermi

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

impianti, programmati e non, unitamente a una politica di *hedging* che prevede un livello soglia di copertura al fine di limitare fenomeni di *overhedging*.

- **Rischio prezzo**

Per la gestione del rischio prezzo, la funzione di *Energy Management* copre, attraverso l'utilizzo di *swap* finanziari, l'esposizione ai prezzi *spot* dei mercati elettrici nei limiti previsti dalla *Energy Risk Policy* e dai contratti PPA (Power Purchase Agreement) in essere con le controparti terze a cui è stata conferita la responsabilità del ritiro della energia. Al fine di migliorare il processo di mitigazione del rischio prezzo, le strutture di *Energy Management* e *Risk Management* finalizzeranno nel corso del 2019 una *Hedging Policy* calibrata sulle caratteristiche tecniche e sulla localizzazione geografica del parco di produzione, al fine di minimizzare la variabilità dei risultati finanziari del gruppo derivanti dalla volatilità dei prezzi della elettricità. Le operazioni di *hedging* saranno disciplinate dalla *Hedging Policy* in maniera coerente ai principi della *Energy Risk Policy*.

Inoltre, al fine di disciplinare le attività di *Trading Proprietario*, il gruppo implementerà anche una *Trading Policy* che normerà le attività di compravendita dei derivati energetici sulla piattaforma EEX finalizzata alla generazione di profitti sfruttando la volatilità dei mercati.

- **Rischio operativo**

Per la gestione e l'identificazione delle misure adeguate a minimizzare il rischio operativo relativo alle attività di commercializzazione dell'energia della società, la struttura di *Energy Management*, con il supporto delle funzioni *Operations* e *IT*, effettua regolarmente un *assessment* delle procedure aziendali, dei flussi informativi (da e verso gli impianti), dell'infrastruttura IT impiegata nell'attività di dispacciamento e nella qualità dei dati utilizzati nell'ambito di tale attività. Tali attività assicurano che la gestione operativa degli impianti e le attività legate al dispacciamento siano svolte nel rispetto delle procedure aziendali e con adeguati livelli di affidabilità e di tracciabilità.

Infine, in ottica di continuo miglioramento dei processi e delle operazioni di mercato, è stata finalizzata ad inizio 2019 l'implementazione del sistema di *Trading e Risk Management* con cui sono gestite le attività di monitoraggio e *reporting*.

### b) Legali

#### ***Progetti Siciliani:***

Nel corso del 2019 sono proseguite le attività di liquidazione delle società progetto e la gestione dei contenziosi:

- **Epc Sicilia S.R.L./Falck/Falck Renewables**

EPC Sicilia S.r.l. ("EPC"), nella propria qualità di avente causa della società Pianimpianti S.r.l., socia di Tifeo, PEA e Platani, il 28 novembre 2018 ha notificato atto di citazione alle società Falck SpA, Falck Renewables SpA, nonché agli amministratori *pro tempore* delle stesse, per pretese condotte illecite nella gestione dell'accordo con l'Agenzia Regionale per i Rifiuti e le Acque della Regione Siciliana ("ARRA") del 28 aprile 2009, stipulato dalle società progetto siciliane, nonché per la conclusione dei successivi accordi transattivi dell'8 maggio 2015 sottoscritte sempre dalle società progetto siciliane con ARRA. La presunta responsabilità di Falck e Falck Renewables, in forza della pretesa direzione e coordinamento sulle società di progetto siciliane, sarebbe quella di aver indotto l'inadempimento di dette società alle previsioni di cui ai suddetti accordi del 2009 e alla successiva rinuncia alle pretese e relativi contenziosi sempre da parte delle società di progetto siciliane nei confronti di ARRA a seguito della firma del suddetto Accordo Transattivo del 2015. EPC ha chiesto per risarcimento dei pretesi danni subiti a vario titolo la somma di 10.588 migliaia di euro, salvo maggior danno che

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

sarà eventualmente quantificato in corso di causa, nonché la somma di 507 migliaia di euro per la pretesa perdita del valore delle sue partecipazioni nelle società progetto siciliane, salvo eventuale maggior danno che sarà quantificato in corso di causa. L'udienza di comparizione è prevista per il settembre 2019. Il procedimento è di recente avvio, pertanto sono ancora in corso i relativi approfondimenti ed il relativo esito non è al momento prevedibile.

- **Panelli / Falck Renewables – Elettroambiente - Tifeo**

Panelli Impianti Ecologici SpA in liquidazione (“**Panelli**”), con atto di citazione notificato nel gennaio 2015, ha formulato richiesta risarcitoria relativa ad asseriti danni che sarebbero stati alla stessa causati dalla decisione assunta nel gennaio 2010 di rifiutare il rinnovo delle autorizzazioni amministrative necessarie per adibire a discariche (e/o comunque a impianti relativi alla gestione di rifiuti) alcuni terreni siti in Avola, Lentini e Augusta. L'udienza di precisazione delle conclusioni, fissata inizialmente all'8 luglio 2016, è stata più volte rinviata su istanza congiunta delle parti, in pendenza di trattative. Da ultimo in attesa della formalizzazione delle intese raggiunte, il Giudice ha disposto il rinvio dell'udienza al 1° ottobre 2019, ai sensi dell'art. 309 c.p.c., al fine di consentire il perfezionamento dell'accordo transattivo da parte degli organi del Concordato Panelli.

- **Regione Sicilia (Elettroambiente – Tifeo) vs Panelli**

Con atto d'appello notificato il 10 giugno 2016, Panelli ha impugnato la sentenza resa dal Tribunale di Milano il 10 dicembre 2015 all'esito del giudizio originariamente promosso da Tifeo ed Elettroambiente contro ARRA (cui è succeduto *ex lege* l'Assessorato dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità della Regione Siciliana) e poi conciliato tra le parti principali (ad eccezione di Panelli) nel giugno 2015. Nell'atto d'appello, Panelli ha reiterato le domande risarcitorie contro l'Assessorato. Al contempo, Panelli ha chiesto la condanna di Tifeo ed Elettroambiente al rimborso delle spese di lite di entrambi i gradi del giudizio, argomentando sulla base del fatto che Panelli è stata chiamata in giudizio proprio da Tifeo ed Elettroambiente e ad esse, in considerazione della loro rinuncia alle domande svolte in giudizio, dovrebbero essere imputati i relativi costi processuali. La domanda proposta nei confronti di Tifeo ed Elettroambiente concerne unicamente la rifusione delle spese di lite sostenute da Panelli. All'udienza tenutasi al 30 novembre 2016 il Giudice ha rinviato la causa al 14 dicembre 2017 per la precisazione delle conclusioni e, successivamente (su richiesta congiunta di Tifeo, Elettroambiente e Panelli) ha ulteriormente rinviato per gli stessi incumbenti per consentire alle parti di verificare la possibilità di una composizione bonaria della controversia. La prossima udienza, per i medesimi incumbenti, è fissata al 12 marzo 2020, per esigenze di ruolo della Corte di Appello.

Si ritiene, anche con il supporto dei consulenti legali, che il rischio di soccombenza sia possibile e pertanto non è stato riflesso alcun onere nel presente bilancio.

- **Legali difesa Regione Sicilia in sede accordo conciliazione vs Tifeo - Elettroambiente - Zurich**

Il 24 maggio 2018 i legali che avevano assistito la Regione Sicilia durante la conciliazione con le società facenti parte dei progetti siciliani conclusasi nel 2015, con ricorso ex art. 702 bis c.p.c. hanno convenuto, innanzi al Tribunale ordinario di Milano, Tifeo, Elettroambiente e Zurich Insurance Plc per chiedere la condanna delle anzidette società al pagamento di una somma compresa tra 250 e 950 migliaia di euro “a titolo di onorari di cui alle prestazioni professionali di assistenza e rappresentanza” prestate a favore dell'Amministrazione Regionale Siciliana nel giudizio R.G. 74223/2009. In particolare, in sede di conciliazione dell'anzidetto giudizio, gli attori, ritenendo che i compensi maturati potessero non essere corrisposti dall'Amministrazione Regionale Siciliana, si sono rifiutati di rinunciare al beneficio della solidarietà

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

professionale ex art. 13, comma 8 della L. n. 247/2012. Il procedimento è in fase preliminare e Tifeo ed Elettroambiente, nella comparsa di risposta, hanno chiesto di essere autorizzate alla chiamata in causa dell'Amministrazione Regionale Siciliana per essere dalla stessa manlevate e tenute indenni dalle pretese dei ricorrenti, in applicazione di quanto previsto dall'art. 7 della conciliazione giudiziale. Il Giudice si è riservato, con provvedimento emesso in data 7 novembre 2018, a scioglimento della suddetta riserva il Giudice - rilevato che la causa deve essere istruita dal Tribunale in composizione collegiale come previsto dal d.lgs. n. 150 del 2011 - ha fissato udienza collegiale per la comparizione delle parti al 12 dicembre 2018. All'udienza del 12 dicembre 2018, il Presidente, disattendendo l'opinione del Collegio, ha riassegnato la causa nuovamente alla sezione VI, confermando la designazione del dott. Macripò quale Giudice Relatore. Con ordinanza emessa all'esito dell'udienza del 23 gennaio 2019, il Presidente del Collegio ha autorizzato la chiamata in causa della Regione Siciliana per l'udienza del 22 maggio 2019. Tifeo ed Elettroambiente, da un lato, e Zurich, dall'altro, hanno provveduto tempestivamente a citare in giudizio la Regione Siciliana. Con comparsa di risposta in data 10 maggio 2019, si è costituita in giudizio la Regione Siciliana, la quale ha precisato: (i) che - pur non contestando le prestazioni rese dall'avv. Russo - la medesima non ha ancora provveduto a saldare i relativi onorari, essendo mancata una proposta di quantificazione da parte di quest'ultimo; (ii) di non aver conferito alcun incarico professionale all'avv. Stallone, avendo autorizzato l'avv. Russo esclusivamente ad avvalersi della collaborazione di quest'ultimo a proprie spese. All'esito dell'udienza del 22 maggio 2019, il Collegio ha disposto un rinvio della causa per l'udienza del 10 luglio 2019, allo scopo di consentire alle parti di "valutare una soluzione transattiva della controversia", con l'onere per queste di "informare il relatore della causa almeno tre giorni prima dell'udienza dell'esito delle trattative". All'udienza del 10 luglio 2019, le parti hanno dato atto del mancato perfezionamento di una soluzione transattiva della controversia e hanno ribadito le rispettive difese: il Collegio si è perciò riservato.

### *Altri:*

#### • **Falck SpA-Falck Renewables Wind Ltd ("FRWL") vs GEO Mbh (Arbitrato)**

In data 29 maggio 2015, GEO Gesellschaft fur EneR.G.ie und Oekologie Mbh ("GEO"), il sig. Franz-Josef Claes e il sig. Roberto Giuseppe Schirru hanno depositato domanda di arbitrato contro Falck SpA e Falck Renewables Wind Limited ("FRWL") in relazione al contratto del 20 maggio 2005 con il quale GEO, il sig. Claes e il sig. Schirru (nella loro qualità di "**Venditori**") hanno ceduto a FRWL l'intero capitale sociale di Geopower Sardegna S.r.l., nonché in relazione alla garanzia *corporate* fino all'importo massimo di 3.621 migliaia di euro rilasciata da Falck SpA a favore della sola GEO. Oggetto della domanda è il pagamento di ulteriori somme a titolo di corrispettivo ai sensi del Contratto (per 536 migliaia di euro) e di conguaglio a saldo (per 2.490 migliaia di euro). FRWL e Falck SpA (quest'ultima in relazione ai profili che attengono la garanzia *corporate* menzionata) hanno depositato l'atto di nomina ad arbitrato nell'ambito del quale oltre a resistere alle domande formulate da controparte hanno proposto domanda riconvenzionale volta alla restituzione delle somme già pagate da FRWL. Con lodo comunicato il 31 gennaio 2017, il Tribunale Arbitrale ha statuito a maggioranza come segue:

- ha condannato i Venditori, in solido tra di loro, a pagare a FRWL la somma di 4.734 migliaia di euro e a Falck SpA la somma di 1.900 migliaia di euro, oltre interessi; Falck SpA, in caso di incasso, dovrà retrocedere la cifra a FRWL;
- ha condannato GEO a restituire a Falck l'originale della garanzia rilasciata da quest'ultima in data 3 aprile 2009.

Inoltre, per quanto concerne le domande formulate dagli attori nei confronti di FRWL e di Falck SpA, il Tribunale arbitrale:

- ha respinto la domanda degli attori volta al pagamento a loro favore di qualsivoglia somma a titolo di conguaglio a saldo;
- ha accolto, invece, la domanda degli attori di condanna di FRWL al pagamento della somma di 904 migliaia di euro oltre interessi a titolo di saldo del corrispettivo dovuto a fronte dei MW dell'impianto

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

"autorizzati e installabili" da portare in compensazione con le maggiori somme dovute dagli attori a FRWL.

Le società del Gruppo hanno quindi posto in essere le azioni volte a recuperare le somme stabilite a proprio favore dalla sentenza. Il Gruppo non ha contabilizzato nessun *contingent asset* in riferimento a quanto descritto in precedenza.

In data 29 marzo 2017, i Venditori hanno notificato l'atto di impugnazione del lodo arbitrale. Il Giudice ha fissato l'udienza per la precisazione delle conclusioni al 5 dicembre 2018. All'udienza di precisazione delle conclusioni davanti alla Corte di Appello di Milano GEO MBH ha chiesto di accertare e dichiarare la parziale nullità del Lodo, mentre Falck e FRWL hanno chiesto di rigettare integralmente l'impugnazione del Lodo e in via incidentale dichiarare la nullità parziale del Lodo solo nella parte in cui condanna la FRWL al pagamento a GEO MBH a 940 migliaia di euro, confermando per il resto il Lodo, con vittoria spese e onorari. La Corte ha quindi trattenuto la causa in decisione, assegnando alle Parti termini di legge per il deposito delle precisazioni delle conclusioni delle memorie di replica. Gli attori hanno anticipato che, con separato ricorso, chiederanno alla Corte di Appello di Milano di sospendere l'efficacia esecutiva del lodo. Con sentenza depositata il giorno 15 marzo 2019, n. 1146/2019, la Corte di Appello di Milano ha rigettato l'impugnazione del lodo arbitrale proposta da GEO e dai sig.ri Claes e Schirru, condannando i ricorrenti al pagamento delle spese di lite a favore di Falck SpA e di Falck Renewables Wind Ltd. A seguito della sentenza, il lodo arbitrale risulta quindi integralmente confermato, con conseguente condanna di GEO e dei sig.ri Claes e Schirru a pagare: (i) a Falck la somma di 1.900 migliaia di euro; (ii) a Falck Renewables Wind la somma di 3.830 migliaia di euro (iii) ad entrambe le predette società le spese del procedimento arbitrale per complessivi 145 migliaia di euro. I ricorrenti sono inoltre stati condannati a restituire a Falck l'originale della garanzia dalla stessa rilasciata nel 2009. La sentenza della Corte di Appello è impugnabile davanti alla Corte di Cassazione nei termini di legge (e segnatamente: 6 mesi decorrenti da oggi ovvero 60 giorni dall'eventuale notifica della sentenza). Il 25 marzo 2019 Falck SpA e Falck Renewables Wind Ltd hanno trasmesso a controparte richiesta di pagamento di quanto disposto dal Lodo e dalla sentenza della Corte di Appello. In attesa di ricevere riscontro da controparte, le Società stanno valutando l'avvio di eventuali azioni esecutive. Allo stato, il rischio di annullamento del lodo si ritiene solo possibile, pertanto non è stato riflesso alcun onere nel presente bilancio.

- **Eolica Petralia vs Curione**

Nel 2016 è stato notificato alla Società atto di citazione con il quale il Sig. Curione ha chiesto il pagamento di 784 migliaia di euro per presunti lavori effettuati in relazione al parco eolico di Petralia Sottana. Con ordinanza emanata a seguito della prima udienza del 12 ottobre 2016, il Giudice ha dichiarato la propria incompetenza e disposto la cancellazione della causa dal ruolo. Con atto del 12 dicembre 2016, il Sig. Curione ha riassunto il giudizio innanzi al Tribunale di Monza. La relazione del CTU nominato sono favorevoli alla Società, dimostrando l'inesistenza dell'asserito credito vantato. Successivamente all'udienza del 14 maggio 2019 di precisazione delle conclusioni, il Giudice ha rimesso la causa in decisione. Si ritiene, anche con il supporto dei consulenti legali, che il rischio di soccombenza sia possibile e pertanto non è stato riflesso alcun onere nel presente bilancio.

***Rapporti con il Ministero dello Sviluppo Economico, l'AEEGI e il GSE:***

- **Ecosesto SpA**

Ricorso promosso da Ecosesto SpA al TAR Lazio, relativamente all'impianto di Rende, per l'annullamento: (i) del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012, (ii) della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 aprile 2010 - PAS 9/10, nella parte in cui estendono la loro efficacia anche alle "iniziative prescelte" di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481; (iii) nonché delle comunicazioni del Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA del 14 dicembre 2012, prot. n. P20120225478, indirizzate a Ecosesto SpA, avente ad oggetto «*Aggiornamento dei prezzi relativi all'energia elettrica ceduta al GSE nell'anno 2010 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al*

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

*Provvedimento CIP n. 6/92» e del 4 gennaio 2013, prot. n. P20130001240, avente ad oggetto «Aggiornamento dei prezzi relativi all'energia elettrica ceduta al GSE nell'anno 2010-2011 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al Provvedimento CIP n. 6/92». In data 18 febbraio 2013, il Ministero dello Sviluppo Economico ha depositato il proprio atto di costituzione in giudizio. Il Tar ha inviato l'avviso di perenzione di detta causa essendo trascorsi cinque anni dalla data di deposito, nel caso vi fosse interesse a proseguire nel ricorso la Società dovrà depositare una nuova istanza di fissazione udienza entro il 10 gennaio 2019, in caso contrario il Giudice dichiarerà l'estinzione del ricorso. La Società ha valutato che non sussiste più interesse, in considerazione anche dell'esito negativo di cause analoghe instaurate da altri operatori, pertanto non è stata depositata nuova istanza di fissazione udienza. Il 29 maggio 2019 il ricorso è stato dichiarato perento, con decreto n. 3491/2019. La società, preso atto della mancata opposizione a detto decreto (termine 28 luglio 2019), valuterà le modalità di definizione della posizione sottostante la controversia. Il fondo rischi accantonato dalla Società, costituito nel bilancio 2012 è pari all'importo relativo alle rettifiche per gli esercizi 2010, 2011 e 2012.*

Si segnala, inoltre, che è pendente avanti al Tar Lazio un ricorso, di cui si è in attesa della fissazione udienza, promosso da Ecosesto in data 23 aprile 2010 per l'ottenimento, a seguito del riconoscimento IAFR, del coefficiente D pari a 1 anziché a 0,9.

- **Ecosesto SpA**

Con lettera dell'11 marzo 2015, il GSE ha comunicato alla società l'avvio del procedimento per la rideterminazione della tariffa incentivante e il recupero delle somme nel frattempo percepite a seguito dell'esclusione della rivalutazione ISTAT 2005 dalla predetta tariffa incentivante, in applicazione della sentenza dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato n. 9 del 4 maggio 2012, che ha ritenuto legittime le modifiche apportate dal D.M. 6 febbraio 2006 al D.M. 28 luglio 2005, con annullamento delle sentenze di primo grado che avevano invece riconosciuto tale rivalutazione (sentenza a cui si è successivamente conformato il Consiglio di Stato con decisione del 30 luglio 2013). La Società ha proposto osservazioni avverso tale comunicazione chiedendo al GSE la conclusione positiva del procedimento avviato, non procedendo al recupero delle somme percepite a titolo di rivalutazione ISTAT dal 2007. Con provvedimento definitivo del 23 novembre 2015, ricevuto il 7 dicembre 2015, il GSE ha respinto integralmente le osservazioni della Società comunicando l'attivazione di recupero delle maggiori somme percepite dalla società a titolo di rivalutazione ISTAT, pari a 529 migliaia di euro. In data 20 gennaio 2016, la Società ha notificato il ricorso avverso il provvedimento e, non essendo stata fissata l'udienza, ha provveduto, in data 5 aprile 2016, a presentare istanza di prelievo/trattazione congiunta per tutte le cause connesse con oggetto analogo. In attesa di fissazione udienza. La Società ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE già negli esercizi precedenti pari a circa 529 migliaia di euro.

- **Actelios Solar SpA**

Con lettera del 7 aprile 2015, il GSE ha comunicato alla società l'avvio del procedimento per la rideterminazione della tariffa incentivante e il recupero delle somme nel frattempo percepite a seguito dell'esclusione della rivalutazione ISTAT 2005 dalla predetta tariffa incentivante, in applicazione della sentenza dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato n. 9 del 4 maggio 2012, che ha ritenuto legittime le modifiche apportate dal D.M. 6 febbraio 2006 al D.M. 28 luglio 2005, con annullamento delle sentenze di primo grado che avevano invece riconosciuto tale rivalutazione (sentenza a cui si è successivamente conformato il Consiglio di Stato con decisione del 30 luglio 2013). La Società ha proposto osservazioni avverso tale comunicazione chiedendo al GSE la conclusione positiva del procedimento avviato, non procedendo al recupero delle somme percepite a titolo di rivalutazione ISTAT dal 2007. Con provvedimento definitivo del 30 novembre 2015, ricevuto il 7 dicembre 2015, il GSE ha respinto integralmente le osservazioni della Società comunicando l'attivazione di recupero delle maggiori somme percepite dalla società a titolo di rivalutazione ISTAT, pari a 19 migliaia di euro. In data 20 gennaio 2016, la Società ha notificato il ricorso avverso il provvedimento e, non

#### 4 Relazione intermedia sulla gestione

essendo stata fissata l'udienza, ha provveduto, in data 5 aprile 2016, a presentare istanza di prelievo/trattazione congiunta per tutte le cause connesse con oggetto analogo. Con comunicazione del 27 febbraio 2016, il GSE ha invitato la Società al pagamento delle maggiori somme percepite a titolo di rivalutazione ISTAT. La Società ha proposto motivi aggiunti al ricorso pendente (R.G. 1355/2016) avverso la comunicazione del 27 febbraio 2016. In attesa fissazione dell'udienza di merito. La Società ha provveduto ad accantonare la somma 40 migliaia di euro già negli esercizi precedenti.

- **Prima S.r.l.**

Con delibera comunicata in data 16 dicembre 2016, l'Autorità di Regolazione per l'Energia Reti e Ambiente ("ARERA" ex "AEEGSI") ha approvato la proposta del GSE formulata in data 24 marzo 2016 volta a rideterminare per il periodo 2007-2014 gli incentivi ex Cip 6/92 riconosciuti e già erogati alla Società per l'energia elettrica netta prodotta dall'impianto di Trezzo sull'Adda sul presupposto che l'energia incentivabile sia stata sovrastimata. Avverso tale provvedimento la Società ha proposto ricorso in data 14 febbraio 2017 con contestuale richiesta di sospensiva. All'esito dell'udienza cautelare del ricorso del 16 marzo il Tar ha respinto la domanda cautelare con ordinanza avverso la quale è stato proposto appello. Con udienza del 20 luglio 2017 il Consiglio di Stato ha accolto il ricorso della società sotto il profilo del *periculum in mora* e quindi ha sospeso i provvedimenti impugnati in primo grado rimettendo gli atti al TAR per la sollecita fissazione del merito. In attesa di fissazione udienza. Inoltre, con lettera datata 10 febbraio 2017, il GSE ha comunicato alla società che alla stessa sarebbero stati riconosciuti, per il periodo 2008-2012, certificati verdi non spettanti. Avverso tale provvedimento la Società ha proposto ricorso notificato in data 26 maggio 2017. In attesa di fissazione udienza. La Società, anche sulla base di quanto espresso dai propri legali, ha accantonato negli anni precedenti l'importo riferito al rischio di soccombenza di natura probabile dipendente da quanto statuito nella menzionata delibera.

- **Prima S.r.l.**

Ricorso promosso da Prima S.r.l. al TAR Lazio, relativamente all'impianto di termovalorizzazione di Trezzo sull'Adda, per l'annullamento: (i) del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012 e (ii) della delibera dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 29 aprile 2010 - PAS 9/10 nella parte in cui estendono la propria efficacia anche alle "iniziative prescelte" di cui all'articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481; nonché per l'annullamento (iii) della comunicazione del Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA del 18 dicembre 2012, prot. n. P20120229091, indirizzata a Prima S.r.l., avente ad oggetto «Aggiornamento dei prezzi relativi all'energia elettrica ceduta al GSE negli anni 2010, 2011 e 2012 nell'ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al Provvedimento CIP n. 6/92». Il Tar ha inviato l'avviso di perenzione di detta causa essendo trascorsi cinque anni dalla data di deposito, nel caso vi fosse interesse a proseguire nel ricorso la Società dovrà depositare una nuova istanza di fissazione udienza entro il 10 gennaio 2019, in caso contrario il Giudice dichiarerà l'estinzione del ricorso. La Società ha ritenuto non sussistere più l'interesse alla causa e pertanto non sarà depositata nuova istanza di fissazione udienza.

Si ricorda che il Gruppo, nel bilancio 2012, ha interamente accantonato a fondo rischi l'importo relativo alle rettifiche per gli esercizi 2010, 2011 e 2012. Con decreto n. 3484/2019 del 19 maggio 2019 il ricorso è stato dichiarato perento. La società, preso atto della mancata opposizione a detto decreto (termine 28 luglio 2019), valuterà le modalità di definizione della posizione sottostante la controversia. Il fondo rischi accantonato negli esercizi precedenti dalla società è pari a 3.911 migliaia di euro.

- **Ecosesto SpA-Eolica Petralia S.r.l.-Eolica Sud S.r.l.-Eolo 3W MM S.r.l.-Geopower Sardegna S.r.l. e Prima S.r.l.**

In data 30 giugno 2016, le società menzionate hanno depositato ricorso avanti al Tar Lazio volto all'annullamento e/o alla dichiarazione di nullità – anche parziale – e inefficacia della Convenzione per la regolazione economica dell'incentivo sulla "produzione netta incentivata" per il residuo periodo di diritto, successivo al 2015, riconosciuto agli impianti che hanno maturato il diritto a fruire dei Certificati Verdi ai sensi

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

degli articoli 19 e 30 del Decreto 6 luglio 2012 (c.d. “Convenzione GRIN”), nonché del relativo allegato tecnico. L’udienza per la discussione della causa nel merito è stata fissata al 28 settembre 2018. Con sentenza del TAR Lazio del 16 novembre 2018, il TAR ha accolto il ricorso proposto e ha annullato lo schema di Convenzione del 22 aprile 2016 in quanto adottata dal GSE in assenza del potere di imporre la convenzione stessa con riferimento agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili già incentivati con i certificati verdi. Con atto notificato in data 15 maggio 2019, il GSE ha proposto appello innanzi al Consiglio di Stato avverso la predetta sentenza. Le Società – ad eccezione di Prima Srl - si sono costituite entro i termini.

- **GSE vs Geopower Sardegna S.r.l.**

Il GSE con comunicazione del 25 gennaio 2016, ha avviato un procedimento di controllo, ai sensi dell’art. 42 d.lgs. 28/2011, sul parco eolico di Buddusò e Alà dei Sardi, per constatare la correttezza dell’*iter* autorizzativo seguito da Geopower Sardegna S.r.l. In data 16 marzo 2018 il GSE, a seguito dell’ottenimento dei necessari chiarimenti, ha fatto pervenire a Geopower Sardegna S.r.l. comunicazione di chiusura del procedimento e annessa richiesta di restituzione degli incentivi versati in ordine alla produzione media oraria eccedente i 138 MW (c.d. “picchi di sfioramento” fisiologici rispetto alla normale attività produttiva), per un importo stimato pari a circa 73 migliaia di euro stanziati a bilancio.

### *Società consolidate a Equity:*

- **Frullo Energia Ambiente S.r.l. (“FEA”) vs Ministero dello Sviluppo Economico**

Ricorso promosso dalla collegata FEA al TAR Lazio, relativamente all’impianto di termovalorizzazione di Granarolo dell’Emilia, per l’annullamento: (i) del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 novembre 2012 e (ii) della delibera dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 29 aprile 2010 - PAS 9/10 nella parte in cui estendono la propria efficacia anche alle “iniziative prescelte” di cui all’articolo 3, comma 7, della legge 14 novembre 1995, n. 481; nonché per l’annullamento (iii) della comunicazione del Gestore dei Servizi Energetici - GSE SpA del 18 dicembre 2012, prot. n. P20120229091, indirizzata a Frullo Energia Ambiente S.r.l., avente ad oggetto «*Aggiornamento dei prezzi relativi all’energia elettrica ceduta al GSE negli anni 2010, 2011 e 2012 nell’ambito di convenzioni di cessione destinata di cui al Provvedimento CIP n. 6/92*». Il primo grado il giudizio si è chiuso con sentenza pubblicata in data 17 settembre 2014, con la quale il TAR Lazio ha respinto il ricorso di FEA. La sentenza è stata impugnata avanti al Consiglio di Stato che non ha ancora fissato l’udienza per trattazione del merito. La società ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE già negli esercizi precedenti.

- **Frullo Energia Ambiente S.r.l. (“FEA”) vs GSE**

Con ricorso presentato avanti al TAR della Lombardia, FEA ha impugnato, con richiesta di sospensiva, la Delibera n. 527/2016 con la quale l’ARERA ex AEEGSI ha fatto proprie le risultanze del GSE contenute nella Comunicazione GSE/P20150105503 del 28 dicembre 2015 e ha conseguentemente disposto che la Cassa per i servizi energetici e ambientali operi nei confronti della società FEA il recupero amministrativo degli importi che, a detta del Gestore, sarebbero stati indebitamente percepiti in relazione all’energia elettrica prodotta dal termovalorizzatore sito a Granarolo e da questo immessa in rete e incentivata, in quanto prodotta da un impianto alimentato da fonti rinnovabili. Secondo la tesi del GSE, la percentuale del 4,9% imputabile ai servizi ausiliari, ancorché pattiziamente prevista, risulterebbe non rappresentativa dei quantitativi di energia elettrica assorbiti dai servizi ausiliari stessi, dalle perdite di trasformazione e di trasporto, in quanto tutte le utenze elettriche dell’impianto devono essere classificate come servizi ausiliari. In conseguenza di tale erroneo ragionamento, l’energia elettrica prodotta dall’impianto e incentivata ai sensi della Convenzione Cip 6/92 è risultata sovrastimata. In particolare, appare contestabile l’assunto del GSE secondo cui tutte le utenze elettriche sottese al punto di connessione sono classificabili come servizi ausiliari, ciò in quanto la determinazione delle

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

apparecchiature da considerare quali servizi ausiliari della centrale elettrica e la quota di energia da imputare a tali apparecchiature sono state a suo tempo oggetto di una puntuale verifica da parte del Gestore, il quale aveva escluso dal novero dei servizi ausiliari quelli non funzionali alla produzione di energia elettrica, che oggi, per contro, ha computato ai fini della determinazione delle somme da recuperare nei confronti di FEA. All'udienza del 17 gennaio 2017, su suggerimento del Presidente della Sezione, si è optato di procedere con il deposito dell'istanza di prelievo al fine di ottenere la fissazione dell'udienza di merito in tempi ravvicinati, con la possibilità, nelle more, di presentare la domanda cautelare qualora la Cassa Depositi e Prestiti dovesse procedere con il recupero dell'incentivo ritenuto in eccesso. In data 2 maggio FEA ha proposto ricorso per motivi aggiunti con contestuale richiesta di sospensiva della nota prot. n. 2266 del 1° marzo 2017 a mezzo della quale la Cassa per i Servizi Energetici Ambientali (CSEA) ha intimato alla Società di provvedere al versamento di 4.916 migliaia di euro a titolo di incentivi erogati in eccesso secondo i calcoli dell'ARERA, ritenuti erronei. Con detti motivi aggiunti la Società ha, altresì, chiesto il risarcimento del danno determinato in misura uguale alla differenza tra l'incentivo in eccesso corrisposto dal GSE dal 18 novembre 2011 al 31 dicembre 2015 e le somme pagate dalla Società nei medesimi anni per l'acquisto di energia consumata dalle utenze del termovalorizzatore, oltre alle accise versate. Con ordinanza il TAR Milano ha rinviato la causa al merito ed ha fissato l'udienza pubblica per il 30 maggio 2018. Con sentenza n. 2338/2018 il Tar Lombardia ha respinto il ricorso principale e si è dichiarato incompetente a decidere sui motivi aggiunti in favore del TAR Lazio – Roma. La sentenza è stata impugnata avanti al Consiglio di Stato. La discussione nel merito è fissata al 10 ottobre 2019. La società FEA ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE.

- **Frunto Energia Ambiente S.r.l. (“FEA”) vs GSE**

Con ricorso presentato avanti al TAR della Lombardia, FEA ha impugnato, chiedendone l'annullamento, i provvedimenti del GSE prot. GSE/P20160092819 del 24 novembre 2016, avente ad oggetto “Attività di controllo mediante verifica e sopralluogo effettuato il giorno 28-29 Maggio 2015 ai sensi dell'articolo 42 del D.Lgs. 28/2011 sull'impianto termoelettrico alimentato a rifiuti denominato “CTV2” – IAFR 2160. Comunicazione di esito”, prot. GSE/20160099808 del 15 dicembre 2016, recante “Attività di controllo mediante verifica e sopralluogo effettuato il giorno 28-29 Maggio 2015 ai sensi dell'articolo 42 del D.Lgs. 28/2011 sull'impianto termoelettrico alimentato a rifiuti denominato “CTV2” e identificato con il numero IAFR 2160 – Seguiti commerciali”, e prot. GSE/P20160041049 del 6 aprile 2016, avente ad oggetto “Attività di controllo mediante verifica e sopralluogo effettuato il giorno 28-29 Maggio 2015 ai sensi dell'articolo 42 del D.Lgs. 28/2011 sull'impianto termoelettrico alimentato a rifiuti denominato “CTV2” – IAFR 2160. Richiesta di osservazioni e documentazione sulle evidenze riscontrate”. In particolare, il GSE con il provvedimento prot. GSE/P20160092819 ha comunicato a FEA l'erogazione di 11.898 Certificati Verdi in eccesso che sarebbero stati indebitamente percepiti da FEA nel periodo 2006-2014, mentre con il provvedimento prot. GSE/20160099808 il GSE quantificava in 1.134 migliaia di euro il valore dei Certificati Verdi chiedendone a FEA la restituzione. Con ordinanza il Tar Lombardia ha dichiarato la propria incompetenza territoriale in favore del TAR Lazio – Roma. FEA ha riassunto la causa avanti a quest'ultimo Tribunale. In attesa di fissazione udienza. La società FEA ha provveduto ad accantonare la somma richiesta dal GSE.

### *Tributari:*

- **Falck Renewables SpA/Vector Cuatro Srl**

Nel corso dell'esercizio 2018 l'Agenzia delle Entrate ha contestato la non corretta quantificazione dell'imposta di registro dovuta in relazione al trasferimento del ramo d'azienda “Procurement” avvenuto con effetto 1° luglio 2018. L'importo contestato è pari a circa euro 55 mila, comprensivo di imposta di registro, sanzioni ed interessi. Tale avviso di rettifica è stato notificato sia alla società Falck Renewables SpA che alla Vector Cuatro Srl (solidalmente responsabili). Le parti, contestando in toto l'approccio adottato dall'Amministrazione finanziaria e le conseguenti risultanze, hanno proceduto a notificare l'apposito ricorso in data 25 gennaio 2019.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Analogamente a quanto avvenuto in relazione all'atto di cessione del ramo d'azienda "Procurement", in data 19 dicembre 2018 l'Agenzia delle Entrate ha notificato due ulteriori questionari con i quali si invita la Società a produrre informazioni e documentazione aggiuntivi relativamente alla cessione dei rami d'azienda "HR/Amministrazione" ed "Operation". Le interlocuzioni relative a questi due rami sono tutt'ora in corso. Allo stato il rischio di soccombenza si ritiene solo possibile e pertanto non è stato riflesso nessun onere nel presente bilancio.

- **Palermo Energia Ambiente S.c.p.a. in liquidazione ("PEA")**

In data 22 luglio 2011 l'Agenzia delle Entrate ha escusso la fideiussione del 12 dicembre 2007, di 1.111 migliaia di euro, emessa da Unicredit nell'interesse di PEA a favore dell'Amministrazione Finanziaria in relazione alla richiesta di rimborso del credito IVA 2006 (pari a 1.008 migliaia di euro). In data 29 luglio 2011 è stato notificato a PEA accertamento da parte dell'Agenzia delle Entrate con il quale è stata richiesta la restituzione dell'importo rimborsato in quanto asseritamente non riconosciuta la causa di esclusione dalle c.d. società di comodo. In data 13 ottobre 2011 è stato depositato ricorso, avverso il predetto accertamento, presso la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo. Con sentenza del 13 giugno 2012, la CTP di Palermo ha accolto il ricorso presentato dalla Società. L'Agenzia delle Entrate ha depositato appello presso la Commissione Regionale Tributaria. La Società ha conseguentemente depositato apposite controdeduzioni.

In data 23 ottobre 2018 si è riunita la Commissione Tributaria Regionale per la Sicilia, che, alla medesima data ha rigettato l'appello presentato dall'Agenzia delle Entrate e confermato la sentenza della Commissione Tributaria Provinciale impugnata. Successivamente, poiché l'Agenzia delle Entrate ha impugnato la sentenza n. 4869/14/18 della Commissione Tributaria Regionale di Palermo avanti la Suprema Corte di Cassazione, la Società ha presentato controricorso presso la stessa Suprema Corte in data 14 giugno 2019.

L'Agenzia delle Entrate ha, inoltre, notificato il diniego al rimborso IVA per i periodi 2007 e 2008 (rispettivamente pari a 1.636 e 709 migliaia di euro) sulla base delle stesse motivazioni di cui all'accertamento relativo al Credito IVA 2006. PEA ha provveduto a impugnare i provvedimenti di diniego proponendo ricorso presso la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo ("CTP"). Con sentenze del 28 dicembre 2011, la CTP di Palermo ha accolto i ricorsi disponendo l'erogazione dei rimborsi. L'Agenzia delle Entrate ha depositato appello presso la Commissione Regionale Tributaria. In data 6 luglio 2015 si sono tenute le udienze di trattazione dell'appello. Con sentenza depositata in pari data, la Commissione Tributaria Regionale di Palermo ha rigettato l'appello promosso dall'Agenzia. La Società ha provveduto a notificare il dispositivo della Sentenza all'Agenzia delle Entrate. La stessa Agenzia delle Entrate ha notificato alla Società il ricorso in Cassazione in data 25 luglio 2016. La Società ha quindi notificato il relativo controricorso all'Agenzia delle Entrate in data 30 settembre 2016 e lo ha depositato presso la Cassazione in data 12 ottobre 2016. Si segnala che alla luce della complessità dei contenziosi sopra menzionati, del costante atteggiamento dell'Amministrazione Finanziaria rispetto agli stessi ed alle richieste di rimborso per crediti IVA maturati, unitamente all'approssimarsi della chiusura della procedura di liquidazione, lo scorso esercizio si è ritenuto opportuno svalutare interamente il credito IVA chiesto a rimborso nel 2009 (489 migliaia di euro), nonché il credito IVA maturato esistente non oggetto di richiesta di rimborso per la parte che attualmente si stima non sarà oggetto di compensazione entro la data prevista per la chiusura della procedura di liquidazione (circa 710 migliaia di euro).

- **Tifeo Energia Ambiente Scpa in liquidazione**

In data 26 maggio 2016 l'Agenzia delle Entrate ha notificato il diniego alla richiesta di rimborso del credito IVA per l'anno 2008 presentata nel corso del 2009 per 2.206 migliaia di euro. La Società in data 22 luglio 2016 ha conseguentemente presentato ricorso avverso l'atto di diniego presso la Commissione Provinciale di Palermo, riunitasi lo scorso 13 febbraio 2019. Con sentenza depositata lo scorso 4 marzo, la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo ha rigettato il ricorso promosso dalla Società (comunicato alla Società in data 18 marzo 2019). In considerazione del fatto che non si ritiene probabile il recupero dell'ammontare oggetto di

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

tale contenzioso entro la chiusura della procedura di liquidazione, la società hanno ritenuto di svalutare le somme nel corso dell'esercizio precedente.

Lo scorso 13 febbraio 2019 (sentenza depositata l'11 marzo 2019) si è riunita la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo per la trattazione della controversia e, alla medesima data, ha rigettato il ricorso proposto dalla Società.

In data 27 giugno 2017 l'Agenzia delle Entrate ha notificato un avviso di liquidazione per imposta di registro (ed ipo-catastali) pari a complessivi 579 migliaia di euro. L'avviso è relativo alla liquidazione delle imposte sulla sentenza depositata l'11 settembre 2014 con la quale il Tribunale di Enna ha definito il giudizio tra Tifeo e Gulino condannando Tifeo a dare esecuzione al contratto di compravendita del terreno di Enna e Assoro.

Nel corso del mese di settembre 2017, la Società ha ricevuto l'esito dell'Istanza di Autotutela precedentemente presentata con il quale l'Agenzia dichiara di non poter accogliere le istanze della Società.

La Società, quindi, con il supporto dei consulenti, ha notificato un'apposita istanza al Garante del contribuente per lamentare la totale infondatezza della pretesa erariale. Il Garante ha ritenuto opportuno archiviare la pratica in considerazione dell'esistenza di un contenzioso ancora pendente.

In data 11 gennaio 2019 si è riunita la Commissione Tributaria Provinciale di Enna che ha accolto il ricorso proposto da Tifeo, condannando l'Agenzia delle Entrate al pagamento delle spese di giudizio.

Si segnala che alla luce della rigidità della posizione dell'Amministrazione Finanziaria, che non ha ritenuto opportuno accogliere l'istanza di autotutela presentata dalla Società ed ha presentato apposite memorie difensive, la posizione del Garante del Contribuente, che si è limitato a rimandare alla risposte fornite dall'Agenzia delle Entrate all'istanza in autotutela, evidentemente avvallando la relativa posizione, l'incertezza circa l'esito del contenzioso, unitamente all'approssimarsi della chiusura della procedura di liquidazione, si è ritenuto opportuno svalutare il credito per imposta di registro precedentemente iscritto per 528 migliaia di euro.

Avverso la già menzionata sentenza di primo grado, l'Ufficio ha proposto appello contestando le conclusioni cui è pervenuta la sentenza di primo grado. La Società, conseguentemente, ha agito notificando in data 13 giugno 2019 le proprie controdeduzioni alla Commissione Tributaria Regionale per la Sicilia

### • **Platani Energia Ambiente Sepa in liquidazione**

In data 1° dicembre 2016 l'Agenzia delle Entrate ha notificato il diniego alla richiesta di rimborso del credito IVA per l'anno 2008 presentata nel corso del 2009 per 976 migliaia di euro. La società in data 27 gennaio 2017 ha presentato ricorso avverso l'atto di diniego. Il data 25 gennaio 2019 si è riunita la Commissione Tributaria Provinciale di Palermo per la trattazione della controversia, che, alla medesima data, ha dichiarato il ricorso inammissibile (comunicato alla Società in data 18 marzo 2019). La Società è in attesa di ricevere la relativa decisione. Si segnala inoltre che alla luce della complessità dei contenziosi in essere relativamente a tali crediti, del costante atteggiamento dell'Amministrazione Finanziaria rispetto agli stessi ed alle richieste di rimborso per crediti IVA maturati, unitamente all'approssimarsi della chiusura della procedura di liquidazione, lo scorso esercizio si è ritenuto opportuno svalutare il credito IVA maturato non oggetto di richiesta di rimborso per la parte che attualmente si stima non sarà oggetto di compensazione entro la data prevista per la chiusura della procedura di liquidazione (circa 510 migliaia di euro).

### • **Ecosesto SpA**

In data 17 maggio 2017, l'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale di Cosenza ha avviato presso la sede legale della Società un controllo generale per il periodo d'imposta 2014 al fine di verificare il regolare assolvimento degli obblighi fiscali e degli adempimenti normativi in materia di IVA, Imposte dirette ed IRAP. L'attività di verifica da parte dell'Agenzia delle Entrate si è conclusa con un processo verbale di constatazione nel quale i verificatori contestano rilievi per un totale di 190 migliaia euro circa. Essendo la materia complessa e viste le incertezze del contenzioso, la Società, valutando il rischio di soccombenza probabile, ha provveduto ad

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

accantonare l'intero importo contestato, comprensivo di sanzioni ed interessi (243 migliaia di euro). In data 23 novembre 2017 ha comunque presentato le memorie a supporto del corretto operato. In data 4 settembre 2018 si è tenuto un incontro presso l'Agenzia delle Entrate di Cosenza, a seguito di un invito a comparire inviato dalla stessa. Ad oggi sono ancora in corso le interlocuzioni tra la Società e l'Agenzia delle Entrate in relazioni ai rilievi mossi da quest'ultima.

### ***Società consolidate a Equity:***

- **Frullo Energia Ambiente Srl (ICI/IMU) vs Unione dei Comuni Terre di Pianura**

In data 30 marzo 2016 l'Unione dei Comuni Terre di Pianura ha notificato alla società collegata Frullo Energia Ambiente Srl, partecipata al 49% da Falck Renewables SpA e consolidata secondo il metodo del patrimonio netto, un invito al contraddittorio emesso ai sensi dell'art. 5 D.Lgs. 218/97.

Il procedimento in oggetto è stato attivato dall'ente locale al fine di valutare in via preventiva la correttezza del classamento catastale in categoria "E" ai fini ICI/IMU, per le annualità 2010-2015, dell'impianto di termovalorizzazione sito nel Comune di Granarolo (Bologna).

Nel corso dei contraddittori intervenuti nel corso del 2016, la Società non è giunta ad alcun accordo con l'Unione dei Comuni Terre di Pianura, che in data 20 dicembre 2016 ha notificato un avviso di accertamento in relazione alle annualità 2010 e 2011.

Successivamente, in data 2 gennaio 2017, la medesima Unione dei Comuni Terre di Pianura ha notificato un dispositivo di sospensione in autotutela dell'avviso di accertamento sopra menzionato ai fini dello svolgimento di una specifica istruttoria dalla stessa avviata.

A seguito dell'esito negativo dell'istruttoria, sono state notificate in data 7 aprile 2017 le lettere di conferma dell'avviso accertamento ICI sopra menzionato relativo agli anni 2010 e 2011, nonché l'avviso di accertamento IMU-TASI per gli anni 2012 - 2013 - 2014 e 2015. Il totale contestato per le annualità menzionate (2010 – 2015) ammonta a circa Euro 29,2 milioni, di cui Euro 9,6 milioni a titolo di maggiori imposte, Euro 19,2 milioni a titolo di sanzioni ed Euro 345 mila a titolo di interessi.

In data 12 maggio 2017 la Società ha notificato i relativi ricorsi alla Commissione Tributaria Provinciale di Bologna. In data 19 dicembre 2017 si è tenuta l'udienza ed in data 12 febbraio 2018 sono state depositate la sentenza 194/2018 relativa alle annualità 2010 e 2011, nonché la sentenza 193/2018 relativa alle annualità 2012, 2013, 2014 e 2015; tali sentenze respingono il ricorso presentato dalla Società. In data 15 giugno 2018, la Società ha presentato ricorso presso la Commissione Tributaria Regionale della Emilia-Romagna per la completa riforma delle sopra menzionate sentenze.

Nel corso del mese di ottobre 2018 l'Unione dei Comuni Terre di Pianura e la Società hanno portato avanti un approfondito contraddittorio a valle del quale hanno concordato, solo ai fini della conciliazione e senza che ciò costituisse in alcun modo riconoscimento alcuno delle reciproche avverse posizioni, di considerare dovuta l'imposta per le annualità oggetto di accertamento, determinata secondo i principi di calcolo della rendita catastale degli opifici ai sensi della normativa vigente per le annualità dal 2010 al 2015. A valle di tale accordo conciliativo la Società ha concordato il versamento rateale per le annualità sopra menzionate di un importo pari a 4.530 migliaia di euro (ultima rata da versarsi nell'aprile 2023) in parte compensato dal contributo concordato con Herambiente (2.250 migliaia di euro).

### **c) Rischi esterni**

Il Gruppo, dal momento che opera in settore estremamente regolamentato e non sempre del tutto prevedibile, quale quello dell'energia da fonti rinnovabili, presta particolare attenzione alla normativa di riferimento al fine di essere costantemente aggiornato. Le direttive e i provvedimenti normativi emanati in materia a livello di Comunità Europea e a livello nazionale, possono infatti avere un impatto molto significativo sull'attività e sui risultati del Gruppo. Tale regolamentazione concerne, tra l'altro, sia la costruzione degli impianti (per quanto riguarda l'ottenimento dei permessi di costruzione e ulteriori autorizzazioni amministrative), sia la loro messa in

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

esercizio e l'incentivazione della produzione, sia la protezione dell'ambiente (normativa relativa al paesaggio e all'inquinamento acustico).

Avendo inoltre la Falck Renewables Energy Srl preso in gestione tutti gli impianti del Gruppo, va posta attenzione anche ai provvedimenti relativi, in generale, al mercato elettrico. Infine, è da considerarsi anche la normativa relativa all'efficienza energetica e ai sistemi di autoproduzione ed autoconsumo.

Nel corso degli ultimi anni, numerosi sono stati gli interventi normativi che hanno modificato, in generale meno favorevolmente, i meccanismi incentivanti, principalmente in Spagna, dove gli incentivi per gli impianti del Gruppo sono stati cancellati, ma anche nel Regno Unito dove, a partire dal mese di agosto 2015, è stata abolita l'esenzione dall'imposta sul *Climate Change* che rappresentava, mediante il meccanismo dei LECs (certificati legati a tale esenzione), un'addizionale remunerazione per gli impianti rinnovabili, oppure in Italia dove per esempio la Legge 116/2014, cosiddetta "Spalma-incentivi", ha ridotto dell'8% gli incentivi nel settore fotovoltaico<sup>1</sup>.

E' opportuno sottolineare i rischi connessi al progressivo mutamento dello scenario di mercato delle energie rinnovabili, sempre oggetto di monitoraggio da parte del Gruppo, che appare caratterizzato da un processo di inasprimento competitivo e di graduale riduzione dei vantaggi offerti al settore stesso. Unitamente a questo scenario occorre altresì considerare che il settore delle energie rinnovabili, nonostante goda di alcuni incentivi, è soggetto a potenziali diminuzioni nel prezzo di mercato dell'energia per effetto di diversi e concomitanti fattori (macroeconomici, regolamentari ad esempio). Tali dinamiche interessano principalmente alcuni paesi dove il Gruppo è presente, ovvero Regno Unito, Spagna e Italia mentre in Francia il nuovo schema tariffario (basato sulla logica del *Contracts for differences*), costituisce uno scudo rispetto a riduzione dei prezzi dell'energia elettrica, malgrado per alcune tipologie di impianti l'utilizzo del sistema competitivo delle aste possa comportare una riduzione dei prezzi.

La situazione è in continua evoluzione e, in Italia, è da attendersi nel corso dei prossimi anni una revisione e riforma del Mercato Elettrico.

Per ciò che concerne gli sbilanciamenti, a partire dal 1 settembre 2017 è entrato in vigore il nuovo sistema di calcolo del segno di sbilanciamento aggregato zonale, introdotto dall'Autorità con la delibera 419/2017/R/eel del 8 giugno 2017 che ha di fatto complicato la possibilità per gli operatori di prevedere il segno zonale e, quindi, di sfruttare tale previsione a proprio vantaggio ed ha inoltre introdotto il corrispettivo di non arbitraggio macrozonale a partire dal 1 luglio 2017, a fronte del mantenimento del *single price* per tutte le unità non abilitate.

Inoltre, con la pubblicazione della delibera 922/2017/R/eel, l'Autorità ha completato la riforma della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per i clienti non domestici. Modificando il peso della quota fissa e della quota variabile degli oneri generali di sistema a partire dal 1 gennaio 2018, tale riforma, insieme alla riforma sugli energivori, ha un impatto sugli interventi di efficientemente energetico e sulle iniziative di autoconsumo, le cui strutture di remunerazione dipendono dalle strutture della bolletta del cliente finale.

Il nuovo decreto di incentivazione per la produzione di energia elettrica dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili (c.d. decreto FER1 o decreto FER mature, che comprende anche le fonti eolica e fotovoltaica) era inizialmente previsto per la fine del 2018, indicando il mese di gennaio 2019 come periodo di implementazione delle prime procedure di gara. Tuttavia, il decreto risulta in ritardo e permane una significativa incertezza sulle tempistiche di implementazione: durante il primo semestre dell'anno, si è assistito all'interlocuzione tra il governo nazionale e la DG Competition della Commissione Europea, che si è concluso a inizio giugno con il via libera comunitario al provvedimento. Si auspica dunque un'implementazione a stretto giro da parte del governo nazionale.

---

<sup>1</sup> Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Quadro Normativo"

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Negli altri paesi, i sistemi di incentivazione per i nuovi impianti, così come già avvenuto in Italia, si stanno spostando verso il meccanismo delle aste competitive rispetto a regimi incentivanti basati su un sistema di “*Feed-in*”. In Francia ad esempio, facendo seguito alla pubblicazione dell’Energy and Transaction Act in data 18 agosto 2015, il sistema incentivante è passato dall’attuale regime FiT (*Feed- in Tariff*) a uno nuovo, basato sui cosiddetti *Contracts for differences* (CfD), che prevede il pagamento di un “premio” per il produttore rispetto al *market price* sulla base di un contratto con un *off-taker* obbligato all’acquisto. Nel Regno Unito, il ROC (*Renewable Obligation Certificate*) non è più erogato a nuovi progetti ed è stato ora sostituito da un meccanismo di *Contracts for Differences* (CfD), che prevede un processo di asta competitivo tenuto periodicamente per consentire ai progetti di stipulare contratti a lungo termine per la vendita di energia elettrica al di sotto di uno *strike price*, definito dal governo sulla base della tecnologia considerata. Tuttavia, l’unica asta CfD tenuta nel 2017 è stata aperta alle sole “*less established technologies*”, come l’eolico *offshore*, precludendo quindi la possibilità di partecipare ad eolico *onshore* e solare. Ad oggi il governo inglese non ha ancora annunciato una nuova asta.

Nel novembre 2018 l’Ofgem (*Office of Gas and Electricity Markets*) ha avviato una consultazione sulla *Targeted Charging Review* (TCR) in relazione alla riforma degli oneri di rete, sollecitando risposte da parte del settore entro febbraio 2019. La TCR mira ad affrontare i principali cambiamenti avvenuti dall’entrata in vigore dell’attuale regime. I cambiamenti attesi che avranno un impatto significativo sulla flotta Falck nel Regno Unito riguardano le modifiche alla *Transmission Residual Charge* e il sistema di bilanciamento (cd. *Balancing System Use of System Use of System charges - BSUoS*). Le modifiche apportate avranno con ogni probabilità effetto a partire dal 2021 o 2022.

Gli accordi esistenti sono stati concepiti per premiare gli impianti di produzione *embedded* che contribuiscono a compensare la quantità di energia che deve essere importata dalla rete di trasmissione verso i punti nevralgici della rete di connessione. Tuttavia, con l’evoluzione del *mix* energetico nazionale, la quantità di generazione *embedded* nel sistema è aumentata a tal punto che alcuni punti nevralgici della rete vengono ora considerati come esportazione netta di energia verso la rete di trasmissione (ossia la situazione inversa rispetto a quella originaria).

La TCR rappresenta un tentativo da parte di Ofgem di riprodurre in maniera più fedele l’attuale e futuro *mix* di generazione, al fine di garantire condizioni paritarie per tutti i produttori, oltre ad una soluzione di lungo termine per il meccanismo di riduzione dei piccoli produttori che si applica agli impianti di potenza inferiore a 100 MW connessi a 132 kV in Scozia. Tuttavia, le modifiche proposte potrebbero avere un impatto negativo ed è stata riscontrata un’opposizione diffusa dai produttori di energia rinnovabile alle richieste avanzate. Falck sta collaborando attivamente con associazioni di categoria.

Il Gruppo opera una costante osservazione del mercato e delle evoluzioni attese in modo da essere in grado di minimizzare, per quanto possibile, gli impatti negativi connessi, valutando azioni specifiche quali l’evoluzione dei propri strumenti di gestione del *business* o la ricerca di accordi e *partnership* o la diversificazione geografica degli investimenti.

### d) Rischi strategici

Le caratteristiche delle fonti di energia utilizzate nel settore comportano sia una produzione caratterizzata da elevata variabilità, connessa alle condizioni climatiche dei siti in cui sono localizzati gli impianti eolici e fotovoltaici (quali sole e vento), sia previsioni di produzione basate su serie storiche e stime probabilistiche. In particolare, la produzione di energia elettrica da fonte eolica e solare, che rappresenta un’elevata percentuale del *business* del Gruppo, essendo legata a fattori climatici “non programmabili” è caratterizzata da fenomeni di stagionalità che rendono discontinua la produzione di energia. Eventuali condizioni climatiche avverse e, in particolare, l’eventuale perdurare di una situazione di scarsa ventosità per gli impianti eolici e di scarso

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

irraggiamento solare per gli impianti fotovoltaici anche rispetto alle misurazioni effettuate in fase di sviluppo (circa la disponibilità della fonte e le previsioni relative alle condizioni climatiche), potrebbero determinare la riduzione o l'interruzione delle attività degli impianti comportando una flessione dei volumi di energia elettrica prodotti, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo. Il Gruppo contiene tale rischio diversificando le zone geografiche di sviluppo del proprio parco impianti e monitorando l'andamento dei dati relativi alle serie storiche sia per gli impianti già operativi sia per l'identificazione dei siti di interesse. Il Gruppo aggiorna periodicamente le stime relative alla produzione futura dei singoli impianti eolici, tenendo conto sia della effettiva ventosità nei diversi siti sia del relativo funzionamento tecnico, registrati storicamente. Tale procedura è applicata a tutti gli impianti in esercizio da almeno cinque anni, mentre per quelli con anzianità inferiore la previsione delle produzioni future è basata sulle stime predisposte da una terza parte, *leader* di mercato nell'*assessment* della ventosità. Nel corso dei prossimi esercizi, altri impianti saranno assoggettati alla procedura di aggiornamento delle stime, in seguito alla maturazione del periodo di anzianità di cinque anni, mentre gli impianti già sottoposti ad aggiornamento delle stime saranno oggetto di ulteriore ricalcolo basato su una serie storica che comprenderà un maggior numero di anni.

In tema di aggiornamento della tecnologia utilizzata per la produzione di energia da fonti rinnovabili, si rileva come la tecnologia adottata sia in continua evoluzione e miglioramento, alla ricerca della maggiore efficienza. Il Gruppo non può assicurare che la tecnologia e i materiali utilizzati per il proprio parco impianti siano tali da permettere un funzionamento costantemente efficace ed efficiente nel tempo rispetto alle evoluzioni competitive e normative. In tale ambito, a mitigazione del rischio citato, il Gruppo presidia attivamente le innovazioni tecnologiche riguardanti il proprio settore di riferimento, valutando le tecnologie e le soluzioni tecniche più appropriate in sede di sviluppo e rinnovamento del proprio parco impianti.

Alla luce delle conoscenze e delle competenze strumentali allo svolgimento delle attività del Gruppo, soprattutto con riferimento al modello di *business* che prevede lo sviluppo di nuove attività e mercati, sono inoltre da rilevare gli aspetti connessi alla gestione e allo sviluppo delle competenze professionali di maggior rilievo anche in seguito alla crescita del settore dei servizi. A presidio di tale potenziale aspetto di rischio il Gruppo attua, tra l'altro, processi di identificazione dei talenti e ha completato il processo preliminare di analisi delle competenze distintive delle risorse "critiche" interne mirante a definire il piano di formazione per la copertura di eventuali *gap* di competenza e piani di successione per le stesse risorse: l'analisi in questione verrà approfondita e progressivamente aggiornata sia con riferimento all'evoluzione delle attività di *business* (unitamente alla crescita attesa in base all'aggiornamento del piano industriale illustrato al mercato in data 12 dicembre 2018 in occasione del *Capital Market Day*) sia sulla base delle nuove esigenze organizzative. E' attualmente in corso di definizione il nuovo piano di formazione per tutto il Gruppo.

Il Gruppo si è dotato di un *Long Term Incentive Plan* per il triennio 2017-2019 per l'amministratore delegato e alcuni *manager* del Gruppo distinto in due componenti: per il 50% in diritti azionari ("*Share Plan*") e per il 50% in esborso monetario ("*Cash Plan*"). In tal senso l'Assemblea degli Azionisti di Falck Renewables SpA del 27 aprile 2017 ha approvato il nuovo piano di incentivazione, per il triennio 2017-2019, che ha per oggetto l'assegnazione a titolo gratuito di massime n. 1.500.000 azioni ordinarie della Società, pari a un massimo di circa lo 0,515% del capitale sociale della Società, all'amministratore delegato e ad alcuni *manager* del Gruppo. Lo *Share Plan* è subordinato (i) all'avveramento di una condizione di *performance* legata alla sostenibilità della situazione patrimoniale del Gruppo (espressa dal rapporto tra Posizione Finanziaria Netta e EBITDA), e (ii) all'avveramento di una condizione di permanenza del rapporto in essere tra il beneficiario e la società. Lo *Share Plan* in essere al 30 giugno 2019 prevede l'assegnazione all'amministratore delegato di Falck Renewables SpA di 591.000 diritti azionari e ad alcuni *manager* del Gruppo di complessivi 503.039 diritti azionari

Il *Cash Plan* è invece subordinato (i) al raggiungimento di un obiettivo economico relativo all'Ebitda cumulato del triennio 2017-2019 e (ii) all'avveramento di entrambe le condizioni dello *Share Plan*. Il *Cash Plan* in essere al 30 giugno 2019 ha un valore totale di circa 1,2 milioni di euro in caso di raggiungimento del 120% dell'obiettivo triennale.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### e) Rischi operativi

Con riferimento agli impianti in esercizio, i rischi sono principalmente riconducibili all'operatività del personale impiegato e alla gestione e manutenzione svolte presso gli impianti di proprietà del Gruppo al fine di offrire la miglior disponibilità ed efficienza degli stessi parametrata alla durata utile dei singoli impianti. La gestione e la sicurezza del parco impianti del Gruppo Falck Renewables è effettuata nel rispetto dei vincoli imposti dalle relative autorizzazioni integrate ambientali e delle autorizzazioni di legge nei paesi dove opera il Gruppo, sotto il presidio della Struttura *QHSE/Compliance*. Qualora la gestione degli impianti, la tecnologia e/o i materiali utilizzati non fossero più efficienti alcuni o tutti gli impianti di proprietà del Gruppo potrebbero subire una riduzione dei volumi di energia elettrica prodotti con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo. Il Gruppo presidia attivamente tali potenziali fattispecie di rischio assicurando un presidio continuo sull'attività di *Operation e Maintenance* all'interno degli impianti in modo da garantire sia il completo rispetto delle normative applicabili sia la massima efficienza ed efficacia possibile nella fase di esercizio degli impianti.

### f) Rischi relativi all'esito del referendum britannico sulla permanenza nell'Unione Europea ("Brexit")

Il Gruppo Falck Renewables al 30 giugno 2019 è presente nel Regno Unito con dodici impianti operativi (di cui uno in Inghilterra di 11,75 MW, dieci in Scozia di complessivi 342,75 MW e uno in Galles di 58,5 MW) per una capacità installata totale, calcolata al 100%, di 413 MW. Si ricorda, inoltre, che dei dodici impianti operativi nel Regno Unito, sei impianti, per un totale di 273 MW, sono stati oggetto di cessione al 49% nel marzo 2014 a CII Holdco (quota di pertinenza 134 MW).

Data la presenza nel Regno Unito del Gruppo Falck Renewables, si segnalano i potenziali rischi derivanti dall'esito del referendum tenutosi il 23 giugno 2016 nel quale la maggioranza dei votanti si è espressa a favore dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea ("Brexit"). Permane ancora una fortissima incertezza circa la conclusione degli esiti del negoziato con l'Unione Europea, dopo che il Parlamento Britannico ha rigettato l'accordo sulla Brexit raggiunto con l'UE dal governo guidato dall'allora *premier* Theresa May, aprendo scenari di estrema incertezza circa le possibili modalità con cui il Regno Unito dovrà uscire dall'Unione Europea.

Il governo britannico, infatti, dopo aver invocato formalmente l'art. 50 del Trattato di Lisbona chiedendo l'uscita dall'Unione Europea, aveva raggiunto un sostanziale accordo per iniziare la cosiddetta fase "due" dei negoziati, ovvero quella relativa ai trattati commerciali che dovranno regolare i rapporti tra Unione Europea e Regno Unito, quando quest'ultimo sarà fuori dal mercato unico europeo. Tuttavia, come detto, l'accordo proposto dal governo è stato respinto dal Parlamento britannico per ben tre volte, votando un emendamento alla legge sull'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea che ha imposto al *premier* Theresa May di chiedere formalmente al Parlamento Europeo una proroga della data di uscita, così da scongiurare il rischio di un'uscita senza accordi (c.d. "*No Deal*"), allo scadere del termine originariamente fissato al 29 marzo 2019.

Al termine di lunghe trattative tra i *leader* dell'Unione Europea e il primo ministro britannico, l'UE ha deciso di concedere una proroga «flessibile» che darà al Regno Unito tempo sino al 31 ottobre 2019, dando nei fatti sei mesi in più al governo britannico per far approvare dal Parlamento l'accordo di recesso negoziato negli ultimi due anni tra Londra e Bruxelles, in quanto il presidente del Consiglio UE ha fatto sapere che l'Unione non intende cambiare l'accordo di ritiro già negoziato, oppure cambiare strategia e valutare le modalità per far votare una revoca della Brexit.

La *premier* May aveva ribadito la volontà di far approvare l'accordo di recesso dal proprio Parlamento, prima delle elezioni europee del 23-26 maggio.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

A valle dei tentativi falliti di negoziato e delle tensioni interne, Theresa May ha annunciato le proprie dimissioni in data 24 maggio, con effetto dal 7 giugno. Tale scelta potrebbe, secondo i più, complicare ulteriormente il dialogo con le istituzioni europee, rendendo incerta la definizione di un accordo condiviso entro il nuovo termine di fine ottobre 2019. In questo periodo, la Gran Bretagna sta mantenendo tutti i suoi diritti e tutti i suoi obblighi, rimanendo un paese membro dell'Unione e ha, altresì, partecipato alle elezioni europee.

Le perplessità sull'esito delle negoziazioni con la UE impediscono di fatto agli operatori di ipotizzare quali saranno gli scenari geo-politici, economici, finanziari, fiscali e industriali, anche con riferimento al mercato elettrico britannico e alle politiche di sviluppo e incentivazione delle energie rinnovabili in seguito alla Brexit. Non si può escludere, quindi, che possa accentuarsi, nei prossimi mesi, la volatilità dei mercati finanziari, dei tassi di interesse e del cambio della sterlina con effetti anche sulla domanda di energia elettrica e un peggioramento delle condizioni di erogazione del credito, di cui al momento però non si ha alcuna evidenza, stante l'apertura verso le energie rinnovabili da parte di alcuni esponenti governativi britannici e la liquidità del mercato dei finanziamenti. Non si può escludere, inoltre, che gli effetti finanziari possano propagarsi anche nei confronti di altri Stati membri della UE, soprattutto verso quei paesi che hanno esposizioni debitorie governative accentuate o settori bancari con forti esposizioni o economie più deboli, in un clima non particolarmente favorevole per l'Unione monetaria europea, e che possano comportare un rallentamento economico che, oltre a colpire il Regno Unito, possa estendersi agli altri paesi, con effetto sui cambi, sui tassi di interesse ma anche sui prezzi e sulle tariffe elettriche.

Più in particolare si segnala che, con riferimento agli impianti operativi del Gruppo Falck Renewables, i flussi generati in sterline britanniche sono al servizio della porzione di debito denominato nella stessa divisa e che il Gruppo ha continuato ad avere accesso negli ultimi due anni a *project financing* a condizioni decisamente favorevoli per gli impianti entrati in operatività dopo il *referendum* sulla Brexit.

La società continuerà a monitorare gli indicatori di medio e lungo periodo e le decisioni che potranno avere impatto sul mercato elettrico del Regno Unito, come pure l'evoluzione del cambio euro/sterlina che, nel caso di svalutazione porterebbe a un impatto positivo sull'indebitamento in sterline del Gruppo ma allo stesso tempo comporterebbe una variazione negativa degli indicatori economici, del patrimonio netto e dei flussi futuri netti di cassa degli *asset* nel Regno Unito convertiti, per traslazione, in euro.

### 4.1.11 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

In data 4 luglio 2019 Falck Renewables Energy Srl ha modificato la denominazione sociale assumendo quella di Falck Next Energy Srl.

In data 18 luglio Falck Renewables SpA ha sottoscritto con Canadian Solar Group un accordo preliminare per l'acquisto del 70% di Big Fish SPV Srl, società titolare di un progetto solare in fase di sviluppo in Sicilia, per una capacità complessiva fino a 195 MW.

Il prezzo per la partecipazione al capitale sociale di Big Fish SPV Srl è di circa 60 migliaia di euro, e potrà in seguito aumentare fino a un massimo di 145 migliaia di euro, in base alla capacità finale complessiva del progetto. Falck Renewables SpA ha inoltre rimborsato *pro-quota* i costi di sviluppo sostenuti fino a questo momento. Il progetto, che si è assicurato i permessi di connessione e i diritti preliminari sui terreni, avvierà l'*iter* autorizzativo a partire dall'ultimo trimestre del 2019. Le Parti contribuiranno *pro-quota* allo sviluppo del progetto. L'operazione contempla anche la stipula di un patto parasociale che prevede un meccanismo di *lock-up*, che terminerà nel caso in cui si attivino i meccanismi di uscita dalla società, e una clausola reciproca di *change of control* che implica, a seconda dei casi, il diritto o l'obbligo di Falck Renewables di acquistare le quote di minoranza. All'ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione dell'impianto, Falck Renewables SpA potrà esercitare una *call option* per l'acquisto del restante 30% di Big Fish SPV Srl.

Il closing è avvenuto al 25 luglio 2019.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### 4.1.12 Evoluzione prevedibile della gestione e prospettive di continuità

I risultati del Gruppo nell'esercizio 2019 beneficeranno (i) della produzione degli impianti fotovoltaici in Massachusetts (20,5 MW) per l'intero anno, (ii) della produzione dei 5 parchi eolici in esercizio in Francia acquisiti a marzo 2019 (56 MW) per dieci mesi nonché (iii) del risultato di Energy Team SpA per l'intero anno.

A fine 2019 è previsto il completamento della costruzione degli impianti eolici di Åliden (Svezia), Hennøy (Norvegia) e Carrecastro (Spagna) per un totale di 107 MW.

Il Piano industriale, aggiornato il 12 dicembre 2018, a cui si rinvia per maggiori informazioni, prevede (i) una crescita importante degli *asset* coniugata con la politica di attenzione alla solidità finanziaria, (ii) una rinnovata attenzione ai mercati del Sud Europa e del Nord America, e (iii) un aumento dei volumi e degli obiettivi del *business* dei servizi con *focus* sull'*asset management* degli impianti delle energie rinnovabili, sull'*energy management* e sull'efficienza energetica, valorizzando la piattaforma digitale interna.

Attualmente è in corso la valutazione di alcuni *dossier* di investimento nelle aree geografiche di interesse comprese nel Piano Industriale.

Grazie all'ottimo posizionamento del Gruppo, sia in termini di competenze sia in termini di risorse economiche e finanziarie, e alla sua capacità di reazione, vi sono tutte le condizioni interne per far fronte alle sfide future.

### 4.2 Andamento economico finanziario di Falck Renewables SpA

#### 4.2.1 Dati di sintesi

	(migliaia di euro)		
	30.6.2019	30.6.2018	31.12.2018
Ricavi di vendita	49	80	126
<b>Risultato operativo</b>	<b>(11.746)</b>	<b>(6.483)</b>	<b>(20.247)</b>
<b>Risultato prima delle imposte</b>	<b>(2.000)</b>	<b>10.117</b>	<b>32.120</b>
<b>Risultato netto</b>	<b>702</b>	<b>12.995</b>	<b>36.969</b>
<b>Posizione finanziaria netta (credito)/debito</b>	<b>99.580</b>	<b>6.308</b>	<b>19.352</b>
<b>Investimenti in immobilizzazioni</b>	<b>1.863</b>	<b>277</b>	<b>1.365</b>
Dipendenti attivi alla fine del periodo	(n.) 88	97	78
Azioni ordinarie	(n.) 291.413.891	291.413.891	291.413.891

#### 4.2.2 Risultati e andamento della gestione

Il conto economico di Falck Renewables SpA al 30 giugno 2019 presenta un risultato netto positivo per 702 migliaia di euro (12.995 migliaia di euro nel primo semestre 2018).

La riduzione del risultato netto è dovuta a minori incassi dei dividendi da controllate e a minori rilasci di fondo rischi.

La posizione finanziaria presenta un saldo a debito di 99.580 migliaia di euro, rispetto a un saldo a debito al 30 giugno 2018 di 6.308 migliaia di euro.

L'aumento della posizione finanziaria rispetto al 30 giugno 2018 è dovuto agli aumenti di capitale in società in Italia, Norvegia, Svezia e USA nonché all'acquisto di Energy Team e dei relativi Consorzi e alla distribuzione dei dividendi ai soci al netto dei dividendi incassati.

L'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16 ha aumentato i debiti finanziari per *leasing* operativi al 30 giugno 2019 di 1.662 migliaia di euro.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Si ricorda che Falck Renewables SpA ha sottoscritto in data 12 giugno 2015, modificato in data 30 luglio 2018, un contratto di finanziamento “*Corporate Loan*” di 325 milioni di euro con scadenza 31 dicembre 2023: alla data del 30 giugno 2019 il nuovo finanziamento non è stato ancora utilizzato.

Inoltre la posizione finanziaria netta è comprensiva del *fair value* negativo dei derivati di copertura del rischio di cambio per 4.609 migliaia di euro.

### 4.2.3 Personale

Il personale in forza della Società si compone al 30 giugno 2019 di 88 unità, di cui 26 dirigenti e 62 impiegati, con un incremento di 10 unità rispetto al 31 dicembre 2018.

### 4.2.4 Investimenti

Gli investimenti del periodo ammontano a 1.863 migliaia di euro, di cui 1.590 migliaia di euro relativi a licenze *software* sviluppi di sistema gestionali.

### 4.2.5 Controlli societari

Falck Renewables SpA ha proseguito nell’opera di razionalizzare la struttura organizzativa al fine di assicurare caratteristiche di trasparenza ed efficienza al proprio sistema di governo societario.

Il Capitale Sociale è costituito integralmente da azioni ordinarie. L’Azionista di riferimento è Falck SpA che detiene direttamente il 60% del capitale e, indirettamente, tramite la sua controllata al 100%, Falck Energy SpA, un’ulteriore quota pari all’1,77%.

L’azionista JPMorgan Asset Management Holdings INC, tramite le controllate nel Regno Unito e in Taiwan, detiene a far data dal 30 giugno 2019 una quota pari al 5,014% del capitale sociale.

Le restanti azioni sono possedute da Azionisti aventi quote inferiori al 5%.

La Società si è allineata alle disposizioni e alle indicazioni fornite dagli enti di controllo e di regolamentazione del mercato azionario. In particolare, sono stati adottati:

- il Codice di Autodisciplina
- il Codice Etico
- la Procedura *Internal Dealing*
- la Procedura per il trattamento e la comunicazione al pubblico delle informazioni privilegiate e per la tenuta del registro delle persone aventi accesso alle Informazioni Privilegiate
- la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate
- l’orientamento in materia di cumulo di incarichi

La Società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione.

La rappresentanza legale e la firma sociale spettano disgiuntamente al Presidente e, nei limiti dei rispettivi mandati, al Vice Presidente e al Consigliere Delegato. A quest’ultimo sono stati conferiti i poteri per la gestione dell’ordinaria amministrazione e, per alcune definite attività, anche poteri di straordinaria amministrazione.

La Società aderisce al Codice di Autodisciplina redatto dal Comitato per la *Corporate Governance* di Borsa Italiana SpA; il Consiglio di Amministrazione ha, pertanto, provveduto a istituire il Comitato Risorse Umane e Nomine e il Comitato Controllo Rischi e Sostenibilità con funzioni consultive e propositive.

La Società inoltre, in ottemperanza da quanto previsto dalla D.Lgs 231/01, ha provveduto ad adottare un proprio modello di organizzazione e gestione e a nominare un apposito Organismo di Vigilanza.

La Società ha nominato un *Investor Relator* affinché, suo tramite, il mercato possa avere e ricevere periodicamente informazioni e notizie della Società e del Gruppo.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

### 4.2.6 Rapporti e operazioni con imprese controllanti, controllate o collegate

#### Rapporti con imprese controllate e collegate

Falck Renewables SpA intrattiene con le proprie controllate e collegate rapporti di natura commerciale e finanziaria regolati da normali condizioni di mercato.

Tali rapporti consentono l'acquisizione dei vantaggi originati dall'uso di servizi e competenze comuni, dalle convenienze determinate dall'esercizio di sinergie di Gruppo e dall'applicazione di politiche unitarie nel campo finanziario.

In particolare i rapporti hanno riguardato alcune specifiche attività, i cui dettagli sono riportati nella nota integrativa, tra le quali:

- erogazione di finanziamenti e rilascio garanzie;
- erogazione di prestazioni professionali e di servizi;
- gestione di servizi comuni.

#### Rapporti con la controllante Falck SpA

Si evidenzia che la Società al 30 giugno 2019 è posseduta direttamente e indirettamente al 61,77% da Falck SpA, la quale a sua volta è posseduta da Finmeria Srl al 65,96%, con cui non sono in essere rapporti di carattere economico-finanziario.

Falck Renewables SpA intrattiene con la propria controllante Falck SpA alcuni rapporti di erogazione di prestazioni professionali e di servizi e per la gestione di servizi comuni. E' inoltre in essere un contratto di utilizzo del marchio Falck.

Ai rapporti sopra descritti occorre aggiungere l'esercizio dell'opzione per il consolidato fiscale nazionale e l'IVA di Gruppo in capo alla controllante Falck SpA.

Si segnala che a seguito della comunicazione Consob emanata il 24 settembre 2010 recante le disposizioni in materia di operazioni con parti correlate ai sensi della delibera Consob n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modificazioni, il Consiglio di Amministrazione di Falck Renewables SpA ha approvato la Procedura per la disciplina delle Operazioni con Parti Correlate in data 12 novembre 2010.

### 4.2.7 Attività di direzione e coordinamento

Ai sensi dell'art. 2497 bis, 1° e 5° comma del codice civile si precisa che la Società è soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte della controllante Falck SpA. I rapporti intrattenuti con la controllante sono di natura commerciale, come si è sopra detto, e hanno inciso sul risultato di esercizio positivamente come ricavi per prestazioni di servizi direzionali (82 migliaia di euro) e sopravvenienze attive (38 migliaia di euro). Hanno inciso invece negativamente sul risultato d'esercizio gli addebiti effettuati da Falck SpA per 535 migliaia di euro per l'utilizzo del marchio Falck.

Si attesta il rispetto dei requisiti di cui all'articolo 37 del Regolamento Consob n. 16191/2007, lettere a), b) e c), punto i) (così come richiesto all'articolo 2.6.2, comma 9, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana S.p.A.).

### 4.2.8 Azioni proprie e azioni o quote di imprese controllanti possedute

In ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 2428 c.c. comma 2, punto 3, si informa che al 30 giugno 2019 le azioni proprie in portafoglio ammontavano a n. 2.210.000, per un valore nominale pari a euro 2.210.000 e rappresentanti lo 0,7584% del capitale sociale della Società.

Il valore di carico delle azioni proprie per complessivi euro 2.924.259 corrisponde a valore medio per azione di euro 1,3232.

## 4 Relazione intermedia sulla gestione

Si dichiara inoltre che le imprese controllate, anche per tramite di società fiduciarie o per interposta persona, non possedevano al 30 giugno 2019 azioni di Falck Renewables SpA.

### 4.2.9 Azioni proprie e azioni o quote delle imprese controllanti acquistate o alienate dalla società nel corso del semestre

In accordo a quanto disposto dall'articolo 2428 c.c. comma 2, punto 4, si informa che nel corso dei primi sei mesi del 2019 la società non ha acquistato né alienato azioni proprie.

### 4.2.10 Piani di stock option e di stock grant

L'Assemblea degli Azionisti del 27 aprile 2017 ha approvato, al termine di un processo che ha coinvolto anche il comitato risorse umane, il "Piano di stock grant 2017-2019" ("*Share Plan*") destinato all'Amministratore Delegato e a dirigenti e dipendenti che rivestono ruoli chiave all'interno della Società e delle sue società controllate ai sensi dell'art. 114-bis del D. Lgs. del 24 febbraio 1998, n. 58 ("TUF").

Lo *Share Plan*, di durata triennale, ha per oggetto l'assegnazione a titolo gratuito ai beneficiari di massime n. 1.500.000 azioni ordinarie della Società, pari a un massimo di circa lo 0,515% del capitale sociale della Società, subordinatamente all'avveramento di due condizioni (i) *performance* legata alla sostenibilità della situazione patrimoniale del Gruppo espressa dal rapporto tra Posizione Finanziaria Netta ed EBITDA (ii) permanenza del rapporto in essere tra il beneficiario e la società.

Lo *Share Plan* che fa parte insieme al *Cash Plan* del *Long Term Incentive Plan*<sup>2</sup> è in linea con quanto annunciato nel corso del *Capital Markets Day* del 29 novembre 2016 e confermato nell'aggiornamento del piano industriale presentato al mercato il 12 dicembre 2018 ed è volto a incentivare i beneficiari a perseguire obiettivi di creazione di valore di medio-lungo periodo e ad allineare gli interessi dei beneficiari con quelli della Società e degli azionisti.

L'attuazione del piano sarà effettuata con azioni proprie della Società già in portafoglio o da acquistare ai sensi dell'art. 2357 del codice civile.

Nel mese di aprile 2017 è stata effettuata l'assegnazione del piano di incentivazione relativo all'amministratore delegato di Falck Renewables SpA per 591.000 diritti azionari. Nei mesi successivi del 2017 è stata effettuata l'assegnazione anche ad alcuni *manager* del Gruppo per 478.986 diritti azionari, ridotti a 413.077 in seguito alle dimissioni di un assegnatario avvenute nel mese di dicembre 2018.

Nel febbraio 2019 sono stati assegnati ulteriori n. 89.962 diritti azionari ad alcuni *manager* del Gruppo, mentre è rimasto inalterato l'ammontare dei diritti azionari assegnati all'amministratore delegato del Gruppo.

Per il Consiglio di Amministrazione  
il Presidente  
Enrico Falck

Milano, 30 luglio 2019

---

<sup>2</sup> Per maggiori informazioni si rinvia la paragrafo "5.2.11 Rischi e incertezze- d) rischi strategici"

**5. Bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019**

---

## 5.1 Stato patrimoniale Consolidato

### 5.1 Stato patrimoniale consolidato

		(migliaia di euro)			
		30.6.2019		31.12.2018	
	Note	<i>di cui parti correlate</i>		<i>di cui parti correlate</i>	
<b>Attività</b>					
<b>A Attività non correnti</b>					
1	Immobilizzazioni immateriali	(1)	142.220	140.580	
2	Immobilizzazioni materiali	(2)	1.190.028	1.043.025	
3	Titoli e partecipazioni	(3)	2.054	1.214	
4	Partecipazioni contabilizzate a equity	(4)	21.237	22.804	
5	Crediti finanziari	(5)	9.161	8.834	11.103
6	Crediti commerciali	(6)			9.618
7	Crediti per imposte anticipate	(8)	17.534	19.892	
8	Crediti diversi	(7)	3.072	3.479	
<b>Totale</b>			<b>1.385.306</b>	<b>1.242.097</b>	
<b>B Attività correnti</b>					
1	Rimanenze	(9)	7.725	5.828	
2	Crediti commerciali	(6)	102.084	253	98.678
3	Crediti diversi	(7)	40.875	17.173	37.730
4	Crediti finanziari	(5)	4.294	1.622	2.615
5	Titoli		936	1.787	
6	Cassa e disponibilità liquide	(10)	154.496	218.188	
<b>Totale</b>			<b>310.410</b>	<b>364.826</b>	
<b>C Attività non correnti destinate alla vendita</b>					
<b>Totale attività</b>			<b>1.695.716</b>	<b>1.610.624</b>	
<b>Passività</b>					
<b>D Patrimonio netto</b>					
1	Capitale sociale		291.414	291.414	
2	Riserve		189.701	165.851	
3	Risultato a nuovo				
4	Risultato dell'esercizio		27.323	44.159	
<b>Totale patrimonio netto di Gruppo</b>		(11)	<b>508.438</b>	<b>501.424</b>	
5	Patrimonio netto dei terzi		54.469	54.696	
<b>Totale patrimonio netto</b>		(11)	<b>562.907</b>	<b>556.120</b>	
<b>E Passività non correnti</b>					
1	Debiti finanziari	(14)	759.494	19.740	700.847
2	Debiti commerciali	(15)	2.464	3.585	
3	Debiti diversi	(16)	56.432	2.364	57.565
4	Imposte differite	(8)	35.730	26.755	
5	Fondi per rischi e oneri	(12)	81.902	79.867	
6	TFR	(13)	4.512	4.316	
<b>Totale</b>			<b>940.534</b>	<b>872.935</b>	
<b>F Passività correnti</b>					
1	Debiti commerciali	(15)	48.011	1.041	48.287
2	Debiti diversi	(16)	55.507	29.478	52.425
3	Debiti finanziari	(14)	88.757	1.887	78.226
4	Fondi per rischi e oneri	(12)			
<b>Totale</b>			<b>192.275</b>	<b>178.938</b>	
<b>G Passività associabili alle attività non correnti destinate alla vendita</b>					
<b>Totale passività</b>			<b>1.695.716</b>	<b>1.610.624</b>	

Per il dettaglio delle “parti correlate” si veda pagina 97.

Non si segnalano operazioni significative nel corso del primo semestre 2019.

5.2 Conto economico Consolidato

5.2 Conto economico consolidato

	Note		<i>di cui parti correlate</i>	<i>di cui parti correlate</i>	
A Ricavi	(17)	185.417		164.974	
Costi e spese diretti		(93.275)		(79.646)	
Costo del personale	(18)	(19.697)		(16.341)	
Altri proventi	(20)	5.112	214	10.348	277
Spese generali e amministrative	(21)	(12.591)	(548)	(16.541)	(383)
Margine netto da attività di trading		(47)			
<b>B Risultato operativo</b>		<b>64.919</b>		<b>62.794</b>	
Proventi e oneri finanziari	(22)	(19.463)	(84)	(19.563)	(56)
Proventi e oneri da partecipazione	(23)				
Proventi e oneri da partecipazioni a equity	(24)	887	887	957	957
<b>C Risultato ante imposte</b>		<b>46.343</b>		<b>44.188</b>	
Totale imposte sul reddito	(25)	(11.548)		(9.876)	
<b>D Risultato netto</b>		<b>34.795</b>		<b>34.312</b>	
E Risultato di pertinenza dei terzi		7.472		6.610	
<b>F Risultato di pertinenza del Gruppo</b>		<b>27.323</b>		<b>27.702</b>	
<i>Risultato di pertinenza del Gruppo per azione base (euro)</i>	(11)	<i>0,094</i>		<i>0,096</i>	
<i>Risultato di pertinenza del Gruppo diluito (euro)</i>	(11)	<i>0,094</i>		<i>0,095</i>	

Per il dettaglio delle “parti correlate” si veda pagina 111.

Non si segnalano operazioni significative nel corso del primo semestre 2019.

5.3 Prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo

5.3 Prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo

		(migliaia di euro)					
		30.6.2019			30.6.2018		
		Lordo	Imposte	Netto	Lordo	Imposte	Netto
<b>A</b>	<b>Risultato dell'esercizio</b>	<b>46.343</b>	<b>(11.548)</b>	<b>34.795</b>	<b>44.188</b>	<b>(9.876)</b>	<b>34.312</b>
<b>Altre componenti di conto economico complessivo</b>							
<i>Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte</i>							
	Differenze cambio da conversione dei bilanci esteri	(262)		(262)	1.877		1.877
	Adeguamento a <i>fair value</i> di attività finanziarie disponibili per la vendita				139	(34)	105
	Quota di altre componenti rilevate a Patrimonio netto relativa a società collegate e <i>joint venture</i> contabilizzate con il metodo del Patrimonio netto	16		16	58		58
	Adeguamento a <i>fair value</i> dei derivati designati come <i>cash flow hedge</i>	(3.563)	323	(3.240)	4.111	(665)	3.446
<b>B</b>	<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte</b>	<b>(3.809)</b>	<b>323</b>	<b>(3.486)</b>	<b>6.185</b>	<b>(699)</b>	<b>5.486</b>
<i>Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte</i>							
	Quota di altre componenti rilevate a Patrimonio netto relativa a società collegate e <i>joint venture</i> contabilizzate con il metodo del Patrimonio netto	(19)		(19)	(6)		(6)
	Saldo utili / (perdite) attuariali su piani a benefici definiti				(6)		(6)
<b>C</b>	<b>Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile / (perdita) dell'esercizio al netto delle imposte</b>	<b>(19)</b>		<b>(19)</b>	<b>(12)</b>		<b>(12)</b>
<b>B+C</b>	<b>Totale utili / (perdite) di conto economico complessivo</b>	<b>(3.828)</b>	<b>323</b>	<b>(3.505)</b>	<b>6.173</b>	<b>(699)</b>	<b>5.474</b>
<b>A+B+C</b>	<b>Totale utili / (perdite) complessivi</b>	<b>42.515</b>	<b>(11.225)</b>	<b>31.290</b>	<b>50.361</b>	<b>(10.575)</b>	<b>39.786</b>
	Attribuibili a:						
	- Azionisti della Capogruppo			24.407			32.234
	- Interessi di minoranza			6.883			7.552

5.4 Prospetto del rendiconto finanziario consolidato

5.4 Prospetto del rendiconto finanziario consolidato

		(migliaia di euro)			
		30.6.2019		30.6.2018	
	Note	<i>di cui parti correlate</i>		<i>di cui parti correlate</i>	
<b>Flusso di cassa dell'attività operativa</b>					
Risultato netto del periodo		34.795		34.312	
<i>Aggiustamenti per:</i>					
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	(19)-(21)	346		364	
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	(19)-(21)	36.272		31.778	
Svalutazioni (rivalutazioni) immobilizzazioni immateriali	(19)-(21)	1.128			
Svalutazioni (rivalutazioni) immobilizzazioni materiali	(19)-(21)	0		68	
Rettifiche di attività non correnti					
Accantonamento TFR	(18)	545		430	
Costi per piano <i>stock grant</i>	(18)-(21)	285		181	
Fair value di partecipazioni e altri titoli					
Proventi finanziari	(22)	(15.132)	(242)	(5.244)	(217)
Oneri finanziari	(22)	34.595	301	24.807	273
Dividendi					
Quota di risultato di partecipazioni valutate a equity	(24)	(887)	(887)	(957)	(957)
(Plusv.)/Minusvalenze da cessione di immobilizzazioni immateriali	(20)				
(Plusv.)/Minusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali	(20)	(822)		27	
(Plusv.)/Minusvalenze da cessione di partecipazioni					
(Proventi)/Oneri da partecipazioni					
Altre variazioni		(102)		193	
Imposte (conto economico)	(25)	11.548		9.876	
<b>Risultato operativo prima dei cambiamenti del capitale circolante netto e fondi</b>		<b>102.571</b>		<b>95.835</b>	
Variazione delle rimanenze	(9)	(1.897)		162	
Variazione dei crediti verso clienti	(6)	(3.927)		(484)	
Variazione dei debiti verso fornitori	(15)	(1.397)		(2.801)	
Variazione altre attività/passività		(4.184)		(10.142)	
Variazione netta dei fondi rischi	(12)	2.035		1.764	
Variazione dei fondi del personale - TFR pagato nell'anno	(13)	(349)		(442)	
<b>Flusso di cassa dell'attività operativa</b>		<b>92.852</b>		<b>83.892</b>	
Interessi pagati		(24.438)	(100)	(19.814)	(109)
Imposte pagate/incassate		(2.933)		(3.425)	
<b>Flusso di cassa netto dell'attività operativa (1)</b>		<b>65.481</b>		<b>60.653</b>	
<b>Flusso di cassa dell'attività di investimento</b>					
Dividendi incassati					
Vendita di immobilizzazioni materiali		346		136	
Vendita di immobilizzazioni immateriali					
Vendita di attività di investimento		1.849			
Investimenti in immobilizzazioni immateriali	(1)	(3.319)		(462)	
Investimenti in immobilizzazioni materiali	(2)	(41.421)		(26.499)	
Investimenti in partecipazioni		(839)		(522)	
Vendita di partecipazioni					
Acquisto azioni proprie	(11)	0		(1.422)	
Acquisizioni di controllate al netto della cassa		(33.733)	(2.360)	(26.200)	(2.360)
Interessi incassati		17.293	242	5.092	217
<b>Flusso netto dell'attività di investimento (2)</b>		<b>(59.824)</b>		<b>(49.877)</b>	
<b>Flusso di cassa dell'attività di finanziamento</b>					
Dividendi pagati	(11)	(27.566)	(20.686)	(20.367)	(14.490)
Aumento capitale e versamenti in c/capitale al netto delle spese		2.057	2.057	3.492	3.492
Variazione area di consolidamento					
Variazione netta dei crediti finanziari		768	768	778	778
Accensione nuovi finanziamenti		1.115			
Finanziamenti concessi					
Rimborsi di finanziamenti		(45.554)		(35.864)	
<b>Flusso netto dell'attività di finanziamento (3)</b>		<b>(69.180)</b>		<b>(51.961)</b>	
<b>Incremento netto cassa e disponibilità liq. equivalenti (1+2+3)</b>		<b>(63.523)</b>		<b>(41.185)</b>	
Cassa e disponibilità liquide equivalenti al 1 gennaio		218.188		261.517	
Differenze da conversione su disponibilità liquide		(169)		173	
<b>Cassa e disponibilità liquide equivalenti a fine periodo</b>	(10)	<b>154.496</b>		<b>220.505</b>	

5.5 Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

5.5 Prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato

	(migliaia di euro)					
	Capitale sociale	Riserve	Utile del periodo	Totale patrimonio netto di Gruppo	Patrimonio netto di Terzi	Totale patrimonio
<b>Saldo al 31.12.2017*</b>	<b>291.414</b>	<b>138.024</b>	<b>19.788</b>	<b>449.226</b>	<b>48.333</b>	<b>497.559</b>
Destinazione risultato 2017		19.788	(19.788)			
Prima applicazione IFRS 9		13.367		13.367	(51)	13.316
Dividendi distribuiti		(15.365)		(15.365)	(4.886)	(20.251)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto		4.532		4.532	942	5.474
Acquisto azioni proprie		(1.422)		(1.422)		(1.422)
Altri movimenti		2.253		2.253	(2.161)	92
Risultato al 30 giugno 2018			27.702	27.702	6.610	34.312
<b>Saldo al 30.6.2018</b>	<b>291.414</b>	<b>161.177</b>	<b>27.702</b>	<b>480.293</b>	<b>48.787</b>	<b>529.080</b>
Dividendi distribuiti					(4.751)	(4.751)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto		1.383		1.383	(172)	1.211
Acquisto azioni proprie		(64)		(64)		(64)
Altri movimenti		3.355		3.355	1.179	4.534
Risultato al 31 dicembre 2018			16.457	16.457	9.653	26.110
<b>Saldo al 31.12.2018</b>	<b>291.414</b>	<b>165.851</b>	<b>44.159</b>	<b>501.424</b>	<b>54.696</b>	<b>556.120</b>
Destinazione risultato 2018		44.159	(44.159)			
Dividendi distribuiti		(18.220)		(18.220)	(9.498)	(27.718)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto		(2.916)		(2.916)	(589)	(3.505)
Altri movimenti		827		827	2.388	3.215
Risultato al 30 giugno 2019			27.323	27.323	7.472	34.795
<b>Saldo al 30.6.2019</b>	<b>291.414</b>	<b>189.701</b>	<b>27.323</b>	<b>508.438</b>	<b>54.469</b>	<b>562.907</b>

\*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali- relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

#### 5.6.1 Contenuto e forma dei prospetti contabili consolidati

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato relativo al periodo 1 gennaio 2019 - 30 giugno 2019 è stato redatto in conformità allo IAS 34 – Bilanci intermedi.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 è stato redatto in conformità ai Principi Contabili Internazionali (*International Accounting Standards* - IAS e *International Financial Reporting Standards* - IFRS), integrati dalle relative interpretazioni (*Standing Interpretations Committee* – SIC e *International Financial Reporting Interpretations Committee* – IFRIC) e adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs n.38/2005.

Si segnala che, anche a seguito delle semplificazioni introdotte dal D.Lgs. n. 25 del 15 febbraio 2016 (che ha recepito la Direttiva 2013/50/UE, c.d. *Transparency II*) in materia di informazioni finanziarie periodiche al pubblico e in conformità con quanto previsto dall'articolo 2.2.3, comma 3, del Regolamento dei Mercati organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA, Falck Renewables SpA, in quanto società appartenente al Segmento STAR, continuerà a redigere e a pubblicare i resoconti intermedi di gestione nelle forme finora adottate.

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 ad eccezione di quelli entrati in vigore dal 1 gennaio 2019.

Il bilancio consolidato, non esponendo tutta l'informativa richiesta nella redazione del bilancio consolidato annuale, deve essere letto unitamente al bilancio consolidato al 31 dicembre 2018.

Relativamente alla forma dei prospetti contabili consolidati il Gruppo ha optato di presentare le seguenti tipologie di schemi contabili:

- **Stato Patrimoniale Consolidato**

Lo stato patrimoniale consolidato viene presentato a sezioni contrapposte con separata indicazione delle Attività, Passività e Patrimonio Netto. A loro volta le Attività e le Passività vengono esposte in bilancio consolidato sulla base della loro classificazione come non correnti e correnti.

- **Conto Economico Consolidato**

Il conto economico consolidato viene presentato nella sua classificazione per destinazione utilizzando altresì come elemento distintivo la suddivisione fra costi diretti e costi e spese generali.

Ai fini di una più chiara comprensione dei risultati tipici della gestione industriale ordinaria, finanziaria e fiscale, il conto economico presenta i seguenti risultati intermedi consolidati:

- risultato operativo;
- risultato ante imposte;
- risultato netto;
- risultato di pertinenza dei terzi;
- risultato di pertinenza del Gruppo.

E' stata fornita un'informativa per settori operativi attraverso i quali opera il Gruppo, in quanto le informazioni utilizzate dalla direzione nel valutare i risultati operativi e nei processi decisionali relativi alle singole unità di *business* coincidono con le informazioni economiche – patrimoniali dei singoli settori individuati.

- **Prospetto delle altre componenti del Conto Economico Complessivo**

Il Gruppo ha optato per la presentazione di due prospetti separati, quindi viene presentato il prospetto, che partendo dal risultato economico, include anche i proventi e gli oneri imputati direttamente a Patrimonio Netto.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### • **Prospetto del Rendiconto Finanziario Consolidato**

Viene presentato il prospetto di rendiconto finanziario consolidato suddiviso per aree di formazione dei flussi di cassa secondo il metodo indiretto così come indicato dai principi contabili internazionali.

### • **Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto Consolidato**

Si riporta il prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato così come richiesto dai principi contabili internazionali con evidenza separata del risultato di periodo e di ogni ricavo, provento, onere e spesa non transitati a conto economico, ma imputati direttamente a patrimonio netto consolidato sulla base di specifici principi contabili IAS/IFRS.

La valuta di presentazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato è l'euro e i saldi di bilancio e delle note al bilancio sono espressi in migliaia di euro, salvo quando specificatamente indicato.

Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019 è oggetto d'approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione del 30 luglio 2019, che ne ha autorizzato la pubblicazione.

Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato è assoggettato a revisione contabile limitata da parte di EY SpA in base all'incarico conferito con delibera dell'Assemblea del 6 maggio 2011.

### **5.6.2 Area di consolidamento**

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2019 include i dati della Capogruppo Falck Renewables SpA e quelli delle società controllate.

Falck Renewables SpA controlla un'altra società quando ha contemporaneamente la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti, l'esposizione ai rendimenti futuri della partecipata e la capacità di utilizzare il potere per influenzare i rendimenti della partecipata: in tal caso la società è consolidata integralmente linea per linea.

Sono altresì consolidate con il metodo del patrimonio netto le società partecipate sulle quali la Capogruppo esercita il controllo congiuntamente con altri soci (*joint-venture*) e quelle sulle quali esercita un'influenza notevole.

Il Gruppo Falck Renewables si compone di 105 società, di cui 100 incluse nell'area di consolidamento con il metodo dell'integrazione globale e 5 incluse nell'area di consolidamento con il metodo del patrimonio netto.

Nel corso dei primi sei mesi sono state costituite le seguenti società:

- Falck Renewables North America Development Services & Construction Management, LLC, posseduta al 100% da Falck Renewables North America, Inc. e consolidata integralmente;
- Falck Renewables Power 1 SL, posseduta al 100% da Falck Renewables S.p.A. e consolidata integralmente;
- Falck Renewables Power 2 SL, posseduta al 100% da Falck Renewables S.p.A. e consolidata integralmente;
- Falck Renewables Power 3 SL, posseduta al 100% da Falck Renewables S.p.A. e consolidata integralmente.

Inoltre nel corso dei primi sei mesi del 2019 sono state acquisite le seguenti società consolidate integralmente:

- CEF Vento SAS posseduta al 100% da Falck Energies Renouvelables SAS;
- CEP Tramontane 1 SAS posseduta al 100% da Falck Energies Renouvelables SAS;
- Eol Team SAS posseduta al 100% da CEF Vento SAS;
- Ferme Eolienne de Noyales SAS posseduta al 100% da CEF Vento SAS;
- Parc Eolien du Bois Ballay SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS;
- Parc Eolien de Mazeray et de Bignay SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS;
- Parc Eolien des Coudrays SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS.

Nel mese di gennaio 2019 Falck Renewables SpA ha perfezionato la cessione del 100% delle quote detenute in Esposito Servizi Ecologici Srl.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Inoltre, le società Ongarhill Wind Energy Limited e PV Diagnosis Srl sono state liquidate.

Si segnala infine che la società Falck Renewables NC Dominion-1, LLC ha cambiato la denominazione in Falck Renewables Latitude, LLC.

### **Purchase Price Allocation definitiva di Windfor Srl**

Il Gruppo ha completato nel primo semestre la seguente PPA che era stata presentata come provvisoria al 31 dicembre 2018:

#### Windfor Srl

In data 2 agosto 2018 Vector Cuatro Srl ha acquisito il 100% di Windfor Srl, nota azienda *leader* in Italia nei servizi di *technical advisory* per il settore eolico.

La società è stata consolidata patrimonialmente e finanziariamente dal 2 agosto 2018 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 3 agosto 2018.

Il costo dell'acquisizione è stato pari a 618 migliaia di euro, di cui 442 migliaia di euro pagati nel 2018 e 176 migliaia di euro da pagarsi nel secondo semestre 2021, per 60 migliaia di euro, e nel secondo semestre 2023, per 116 migliaia di euro.

Il patrimonio netto di competenza, alla data di acquisizione, era pari a 333 migliaia di euro.

L'acquisizione della quota di controllo in Windfor Srl è stata contabilizzata ai sensi dell'IFRS 3, applicando il c.d. *purchase method*, attraverso la determinazione del *fair value* delle attività e delle passività acquisite.

La differenza tra il prezzo pagato e il patrimonio netto di competenza, pari a 285 migliaia di euro, è stata allocata ad avviamento, come dettagliato nel prospetto seguente:

(Euro/000)	Valori di carico dell'impresa acquisita alla data di acquisizione (allocazione provvisoria)	Adeguamento in sede di allocazione definitiva	Valori di carico dell'impresa acquisita alla data di acquisizione (allocazione definitiva)
Immobilizzazioni immateriali	23		23
Immobilizzazioni materiali	10		10
Crediti/(Debiti) commerciali	370		370
Altre attività/(passività)	(189)		(189)
Posizione finanziaria netta	119		119
<b>Totale attività nette acquisite</b>	<b>333</b>		<b>333</b>
Avviamento (allocazione maggior prezzo pagato)	285		285
Differite passive	0		0
<b>Totale costo acquisizione</b>	<b>618</b>		<b>618</b>

Le verifiche effettuate in occasione della PPA definitiva non hanno portato a conclusioni differenti rispetto a quanto emerso in sede di PPA provvisoria.

Si riporta di seguito l'ammontare dei ricavi e del risultato netto di Windfor Srl dalla data di primo consolidamento: ricavi 517 migliaia di euro (357 migliaia di euro nel 2018); utile/(perdita) -48 migliaia di euro (-35 migliaia di euro nel 2018)

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### **Purchase Price Allocation temporanea delle acquisizioni di EnegyTeam SpA, Energia Eolica de Castilla SI, CEP Tramontane 1 Sas e CEF Vento Sas**

In data 2 ottobre 2018 Falck Renewables SpA ha finalizzato l'acquisizione del 51% di Energy Team SpA, azienda *leader* in Italia nei servizi di controllo dei consumi e di gestione della flessibilità sui mercati elettrici. Alla stessa data, è stato sottoscritto un patto parasociale in base al quale le parti si sono scambiate, rispettivamente, un diritto di opzione per l'acquisto o la vendita delle azioni rimanenti (49%), esercitabile trascorso un triennio dal *closing*.

La società è stata consolidata patrimonialmente e finanziariamente dal 2 ottobre 2018 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 3 ottobre 2018. In accordo con l'IFRS 3 il Gruppo Falck Renewables ha consolidato Energy Team SpA al 100% tenuto conto che Falck Renewables SpA ha il pieno controllo delle attività rilevanti e gli eventuali ritorni economici distribuiti alle minoranze saranno scontati dal prezzo di esercizio delle opzioni *put e call* incrociate sul restante 49% delle azioni.

Inoltre, in data 27 novembre 2018 Falck Renewables SpA ha acquisito il 49% delle quote della società Energia Eolica de Castilla SI titolare di un progetto fotovoltaico *ready to build* di 10 MW nella regione Castilla y León in Spagna. Il valore delle quote salirà automaticamente al 93% all'ottenimento delle autorizzazioni previste dal contratto. Alla stessa data, è stato sottoscritto un patto parasociale in base al quale le parti si sono scambiate, rispettivamente, un diritto di opzione per l'acquisto o la vendita delle azioni rimanenti (7%), esercitabile trascorso un triennio dal *closing*. A fronte del patto parasociale Falck Renewables detiene il controllo di fatto della società, in accordo con l'IFRS 10, in particolare nominando le figure chiave della Società e controllando i principali organi societari.

La società è stata consolidata patrimonialmente e finanziariamente dal 27 novembre 2018 con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 28 novembre 2018. Il Gruppo Falck Renewables ha consolidato al 100% anche la partecipazione in Eolica de Castilla essendo valide le stesse motivazioni sovraesposte per il consolidamento di Energy Team.

Infine, nel mese di marzo 2019 Falck Energies Renouvelables SAS ha acquisito il 100% delle quote delle società di diritto francese CEP Tramontane 1 SAS e CEF Vento SAS. CEP Tramontane 1 SAS è, a sua volta, titolare del 100% delle quote delle seguenti tre società eoliche: Parc éolien du Bois Ballay SAS, Parc éolien de Mazeray et de Bignay SAS e Parc éolien des Coudrays SAS, mentre CEF Vento SAS è, a sua volta, titolare del 100% delle quote delle seguenti due società eoliche: Eol Team SAS e Ferme éolienne de Noyales SAS. Con questa operazione, il Gruppo ha acquisito complessivamente cinque parchi eolici in esercizio in Francia per un totale di 59,5 MW.

Le società sono state consolidate patrimonialmente e finanziariamente con effetti sul conto economico consolidato a partire dal 1 marzo 2019.

Sono tutt'ora in corso di determinazione e identificazione puntuale gli effetti relativi alla definizione dei valori correnti delle attività e delle passività identificabili delle società acquisite, con particolare riferimento al valore delle concessioni e agli impianti in applicazione del principio IFRS 3. Dal completamento di tali attività, da completarsi entro 12 mesi dalla data di esecuzione come previsto dall'IFRS 3, potrebbero originarsi modifiche alla determinazione della quota del prezzo di acquisto allocato attualmente e preliminarmente nonché in generale alle attività acquisite e alle passività assunte. Come anticipato, infatti, l'acquisizione è stata rilevata in base alle disposizioni dell'IFRS 3 sulle aggregazioni di imprese; in base a tale principio è necessario: (i) determinare il costo complessivo dell'acquisizione; (ii) allocare, alla data dell'acquisizione, il costo dell'aggregazione aziendale alle attività acquisite e alle passività assunte, incluse quelle non rilevate precedentemente all'acquisto; e (iii) rilevare l'avviamento acquisito nell'aggregazione.

#### EnegyTeam SpA

Il costo dell'acquisizione del 100% delle azioni di Energy Team è stato preliminarmente stimato in 37.206 migliaia di euro, comprensivo della valorizzazione delle opzioni di acquisto e vendita delle azioni attualmente in possesso delle minoranze, ed è soggetto ad un meccanismo di aggiustamento prezzo basato sui risultati e sulla

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

posizione finanziaria netta che verrà finalizzato nel terzo trimestre del 2019. La quota pagata nel 2018 è stata pari a 6.241 migliaia di euro.

Il patrimonio netto di competenza, alla data di acquisizione, era pari a 5.187 migliaia di euro. La differenza tra il patrimonio netto acquisito e il prezzo pagato, comprensivo della valorizzazione delle opzioni di acquisto e vendita delle azioni attualmente in possesso delle minoranze, è stata preliminarmente allocata ad avviamento per 32.019 migliaia di euro.

### Energia Eolica de Castilla SI

Il costo dell'acquisizione è stato pari a 1.357 migliaia di euro, di cui 465 migliaia di euro pagati nel 2018 e 892 migliaia di euro da pagarsi successivamente al verificarsi di determinate condizioni.

Il patrimonio netto di competenza, alla data di acquisizione, era pari a 42 migliaia di euro.

La differenza tra il patrimonio netto acquisito e il prezzo pagato è stata preliminarmente allocata sull'impianto fotovoltaico per 1.825 migliaia di euro e a imposte differite passive per 509 migliaia di euro e verrà ammortizzato sulla base della vita utile residua dell'impianto acquisito.

### CEP Tramontane 1 SAS e CEF Vento SAS

Il costo dell'acquisizione è stato pari a 36.863 migliaia di euro, interamente versati nel 2019, di cui 22.810 migliaia di euro per subentrare nel finanziamento soci e 14.053 migliaia di euro a titolo di acquisto quote.

Il patrimonio netto consolidato, alla data di acquisizione, era pari a -3.432 migliaia di euro.

La differenza tra il patrimonio netto acquisito e il prezzo pagato è stata preliminarmente allocata sugli impianti eolici per 25.341 migliaia di euro e a imposte differite passive per 7.856 migliaia di euro e viene ammortizzata sulla base della vita utile media residua degli impianti acquisiti.

Di seguito si riportano i valori di contribuzione al bilancio consolidato alla data di primo consolidamento delle società acquisite nel corso del primo semestre 2019, oltre al valore del debito residuo per acquisizioni al 30 giugno 2019:

---

(migliaia di euro)	CEP Tramontane 1 SAS e CEF Vento SAS
Immobilizzazioni materiali	45.037
Immobilizzazioni immateriali	
PPA temporanea (immobilizzazioni materiali)	25.341
PPA temporanea (immobilizzazioni materiali in corso)	
PPA temporanea (avviamento)	
Differite attive/(passive)	(11.186)
Crediti/(Debiti) commerciali	
Altre attività/(passività)	(1.050)
Crediti/(Debiti) finanziari	(26.934)
<b>Prezzo</b>	<b>31.208</b>
<hr/>	
Analisi dei cash flow dell'acquisizione:	
<b>Costo complessivo dell'acquisizione</b>	<b>36.863</b>
Disponibilità liquide acquisite	5.655
<b>Prezzo</b>	<b>31.208</b>
<hr/>	
Debito per acquisizioni al 30 06 2019	
<b>Esborso finanziario netto per acquisizioni</b>	<b>31.208</b>

---

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

I ricavi e i risultati netti, a partire dalla data del loro primo consolidamento nel Gruppo Falck Renewables, delle società la cui PPA non è ancora stata conclusa sono i seguenti:

- Energy Team SpA: ricavi 6.218 migliaia di euro (3.452 migliaia di euro nel 2018); utile/(perdita) 636 migliaia di euro (772 migliaia di euro nel 2018)
- Energia Eolica de Castilla SI: ricavi 0 migliaia di euro; utile/(perdita) 68 migliaia di euro
- CEP Tramontane 1 SAS, CEF Vento SAS e le loro controllate: ricavi 3.641 migliaia di euro; utile/(perdita) 500 migliaia di euro.

### 5.6.3 Principi contabili e tecniche di consolidamento

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2018, ad eccezione dei principi applicabili dal 1 gennaio 2019. Le società controllate congiuntamente sono contabilizzate utilizzando il metodo del patrimonio netto.

Si segnala infine che il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun altro principio, interpretazione o miglioramento emanato ma non ancora in vigore.

### **Nuovi principi e modifiche entrati in vigore per la prima volta a partire dal 1 gennaio 2019, come previsto dall'UE in sede di omologazione.**

Con riferimento ai principi contabili in vigore dal 1 gennaio 2019, rispetto a quelli applicabili all'esercizio 2018, l'unico effetto significativo è relativo all'adozione dell'IFRS 16 "Leases", di seguito illustrato.

#### **IFRS 16 Leases**

L'IFRS 16 definisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei *leasing* e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di *leasing* in bilancio sulla base di un singolo modello simile a quello utilizzato per contabilizzare i *leasing* finanziari in accordo con lo IAS 17. Alla data di inizio del contratto di *leasing*, il locatario rileva una passività finanziaria a fronte dei pagamenti futuri del *leasing* e un'attività che rappresenta il diritto all'utilizzo dell'attività sottostante per la durata del contratto. Successivamente all'iscrizione iniziale, devono essere contabilizzate le spese per interessi sulla passività per *leasing* e l'ammortamento del diritto di utilizzo dell'attività.

I locatari dovranno rimisurare la passività per *leasing* al verificarsi di determinati eventi (ad esempio: un cambiamento nelle condizioni del contratto di *leasing*, un cambiamento nei pagamenti futuri del *leasing* conseguente al cambiamento di un indice o di un tasso utilizzati per determinare quei pagamenti). Il locatario riconoscerà generalmente l'importo della rimisurazione della passività per *leasing* come una rettifica del diritto d'uso dell'attività.

Il Gruppo ha adottato l'IFRS 16 con l'approccio semplificato per tutti i contratti di *leasing*. Il Gruppo ha deciso di applicare lo *standard* ai contratti precedentemente identificati come *leasing* operativi per i quali nel 2018 erano applicati lo IAS 17 e l'IFRIC 4. Il Gruppo, pertanto, non ha applicato il principio ai contratti che non erano precedentemente identificati come *leasing* secondo lo IAS 17 e l'IFRIC 4.

Il Gruppo si è avvalso delle deroghe proposte dal principio sui contratti di *leasing* operativi per i quali i termini del contratto di locazione scadono entro 12 mesi dalla data di applicazione iniziale (1° gennaio 2019) e sui contratti di *leasing* per i quali l'attività sottostante ha un valore non significativo.

Per gli effetti si rinvia alla relazione sulla gestione al capitolo "4.1.3 Risultati".

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### 5.6.4 Informativa di settore

Vengono di seguito presentati i prospetti relativi ai dati economici e patrimoniali per settore di attività, ai fini dell'informativa prevista dai Principi IAS/IFRS.

I settori indicati rappresentano la struttura organizzativa e produttiva che il Gruppo Falck Renewables ha deciso di adottare.

I settori operativi e gli indicatori di *performance* sono stati determinati sulla base della reportistica utilizzata dal Consiglio di Amministrazione della Società per prendere le decisioni strategiche.

(migliaia di euro)

Dati economici	WTE, biomasse, fotovoltaico		Eolico		Servizi		Altre Attività		Eliminazione		Consolidato	
	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018
Ricavi	33.121	32.419	124.563	122.097	21.222	5.888	37.064	15.157	(30.553)	(10.587)	185.417	164.974
Costi e spese diretti	(22.360)	(22.795)	(51.560)	(49.976)	(8.878)	(1.556)	(36.152)	(15.194)	25.675	9.875	(93.275)	(79.646)
Costo del personale	(2.755)	(3.492)	(1.601)	(2.352)	(10.035)	(4.243)	(5.485)	(6.255)	179	1	(19.697)	(16.341)
Altri proventi	3.262	8.710	1.610	597	499	480	3.351	3.492	(3.610)	(2.931)	5.112	10.348
Spese generali e amm.	(2.649)	(8.043)	(5.587)	(3.780)	(2.334)	(513)	(10.685)	(3.856)	8.664	(349)	(12.591)	(16.541)
Margine netto attività di trading							(47)				(47)	
<b>Risultato operativo</b>	<b>8.619</b>	<b>6.799</b>	<b>67.425</b>	<b>66.586</b>	<b>474</b>	<b>56</b>	<b>(11.954)</b>	<b>(6.656)</b>	<b>355</b>	<b>(3.991)</b>	<b>64.919</b>	<b>62.794</b>
Proventi e oneri finanziari	(2.185)	(2.492)	(17.743)	(18.271)	(115)	(1)	1.713	2.020	(1.133)	(819)	(19.463)	(19.563)
Proventi e oneri da partecipazioni							7.872		(7.872)			
Proventi e oneri da partecipazioni a equity	882	946			5	11		14.504		(14.504)	887	957
<b>Risultato ante imposte</b>	<b>7.316</b>	<b>5.253</b>	<b>49.682</b>	<b>48.315</b>	<b>364</b>	<b>66</b>	<b>(2.369)</b>	<b>9.868</b>	<b>(8.650)</b>	<b>(19.314)</b>	<b>46.343</b>	<b>44.188</b>
Imposte	(1.608)	(951)	(12.432)	(11.931)	(428)	(114)	2.749	2.906	171	214	(11.548)	(9.876)
<b>Risultato netto</b>	<b>5.708</b>	<b>4.302</b>	<b>37.250</b>	<b>36.384</b>	<b>(64)</b>	<b>(48)</b>	<b>380</b>	<b>12.774</b>	<b>(8.479)</b>	<b>(19.100)</b>	<b>34.795</b>	<b>34.312</b>
Risultato dei terzi	318	18	7.178	6.599					(24)	(7)	7.472	6.610
<b>Risultato del Gruppo</b>	<b>5.390</b>	<b>4.284</b>	<b>30.072</b>	<b>29.785</b>	<b>(64)</b>	<b>(48)</b>	<b>380</b>	<b>12.774</b>	<b>(8.455)</b>	<b>(19.093)</b>	<b>27.323</b>	<b>27.702</b>

(migliaia di euro)

Dati patrimoniali	WTE, biomasse, fotovoltaico		Eolico		Servizi		Altre Attività		Eliminazione		Consolidato	
	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018	30.6.2019	30.6.2018
Immobilizzazioni immat.	313	7	98.117	96.384	40.321	9.254	3.523	1.531	(54)	(21)	142.220	107.155
Immobilizzazioni materiali	247.513	247.764	941.846	813.276	2.795	614	1.947	216	(4.073)	(2.215)	1.190.028	1.059.655
Posizione finanziaria netta	149.214	162.808	528.487	497.504	1.196	(1.267)	84.401	2.168	(82.998)	(81.218)	680.300	579.995
Investimenti del periodo	1.298	13.566	67.652	19.048	625	100	2.104	277	(1.015)	(922)	70.664	32.069

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

5.6.5 Contenuto e variazioni dello stato patrimoniale

Attività

A Attività non correnti

1 Immobilizzazioni immateriali

I movimenti intervenuti nel periodo sono i seguenti:

		(migliaia di euro)							
	Saldo al 31.12.2018	Acquisti	Effetto cambio	Riclas- sifiche	Vendite	Altri movi- menti	(Svalut.) Rivalut.	Ammor- tamenti	Saldo al 30.6.2019
1.1 Diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere dell'ingegno	1.038			7				(177)	868
1.2 Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	18	35	1					(26)	28
1.3 Avviamento	117.304		(111)						117.193
1.4 Altre immobilizzazioni	2.929	23	2	67		2	(656)	(143)	2.224
1.5 Immobilizzazioni in corso e acconti	19.291	3.261	4	(74)		(103)	(472)		21.907
<b>Totale</b>	<b>140.580</b>	<b>3.319</b>	<b>(104)</b>			<b>(101)</b>	<b>(1.128)</b>	<b>(346)</b>	<b>142.220</b>

La voce *Avviamento* è costituita principalmente dalle differenze emerse in sede di primo consolidamento tra il valore di carico delle partecipazioni e le corrispondenti frazioni di patrimonio netto di pertinenza delle società consolidate.

A partire dal 1 gennaio 2005, l'avviamento non è più ammortizzato ed è sottoposto annualmente alla verifica della riduzione di valore.

L'avviamento acquisito attraverso l'aggregazione di imprese è stato imputato a diverse e distinte unità generatrici di flussi di cassa per verificare l'eventuale riduzione di valore. Le unità generatrici di flussi di cassa sono state individuate in:

- Actelios Solar SpA (impianti fotovoltaici in Sicilia)
- Åliden Vind AB (concessione per l'impianto eolico di Örnköldsvik)
- Assel Valley Wind Energy Ltd (impianto eolico di Assel Valley)
- Auchrobert Wind Energy Ltd (impianto eolico di Auchrobert)
- Ben Aketil Wind Energy Ltd (impianto eolico di Ben Aketil)
- Boyndie Wind Energy Ltd (impianto eolico di Boyndie)
- Brattmyrliden Vind AB (concessione per l'impianto eolico di Örnköldsvik)
- Cambrian Wind Energy Ltd (impianto eolico di Cefn Croes)
- CEF Vento SAS e CEP Tramontane 1 SAS (impianti di Eol Team SAS, Ferme Eolienne de Noyales, Parc Eolien du Bois Ballay, Parc Eolien de Mazeray et de Bignay, Parc Eolien des Coudrays)
- Earlsburn Wind Energy Ltd (impianto eolico di Earlsburn)
- Ecosesto SpA (impianto ibrido di Rende)
- Ecosesto SpA (impianto fotovoltaico di Rende)
- Energy Team Spa (servizi)
- Energia Eolica de Castilla SL (impianto eolico di Carreastro)

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

- Eolica Cabezo San Roque Sau (impianto eolico di Cabezo)
- Eolica Petralia Srl (impianto eolico di Petralia Sottana)
- Eolica Sud Srl (impianto eolico di San Sostene)
- Eolo 3W Minervino Murge Srl (impianto eolico di Minervino Murge)
- Esquennois Energie Sas (impianto eolico di Oise)
- Falck Renewables Wind Ltd (Capogruppo impianti eolici)
- Falck Renewables Vind AS (concessioni per gli impianti eolici di Okla e Hennøy)
- Fisher Road Solar I, LLC (impianto fotovoltaico di Dartmouth, Massachusetts)
- Frullo Energia Ambiente Srl (impianto di termovalorizzazione di Granarolo dell'Emilia)
- Geopower Sardegna Srl (impianto eolico di Buddusò-Alà dei Sardi)
- Gruppo Vector Cuatro (servizi)
- HG Solar Development, LLC (impianto fotovoltaico di Middleton, Massachusetts)
- Innovative Solar 42, LLC (impianto fotovoltaico di Fayetteville, North Carolina)
- Kilbraur Wind Energy Ltd (impianto eolico di Kilbraur)
- Kingsburn Wind Energy Ltd (impianto eolico di Kingsburn)
- Millennium Wind Energy Ltd (impianto eolico di Millennium)
- Nutberry Wind Energy Ltd (impianto eolico di Nutberry)
- Parc Eolien du Fouy Sas (impianto eolico di Maine et Loire)
- Parc Eolien des Cretes Sas (impianto eolico di Maine et Loire)
- Prima Srl (impianto di termovalorizzazione di Trezzo sull'Adda)
- Solar Mesagne Srl (impianti fotovoltaici di Mesagne)
- Spaldington Airfield Wind Energy Ltd (impianto eolico di Spaldington)
- Syncarpha Massachusetts, LLC (impianto fotovoltaico di Leominster, Massachusetts)
- Syncarpha Palmer, LLC (impianti fotovoltaici di Leominster, di Palmer e di Dartmouth, Massachusetts)
- Ty Ru Sas (impianto eolico di Plouigneau)
- West Browncastle Wind Energy Ltd (impianto eolico di West Browncastle)

Gli avviamenti al 30 giugno 2019 risultano dalla tabella seguente:

Avviamenti	(migliaia di euro) Valore contabile al 30.06.2019
Energy Team Spa	32.019
Geopower Sardegna Srl	16.245
Cambrian Wind Energy Ltd	12.383
Falck Renewables Wind Ltd	10.222
Ben Aketil Wind Energy Ltd	9.757
Earlsburn Wind Energy Ltd	9.608
Millennium Wind Energy Ltd	9.312
Vector Cuatro SLU	6.146
Boyndie Wind Energy Ltd	4.078
Kilbraur Wind Energy Ltd	3.708
Eolica Sud Srl	1.967
Eolo 3W Minervino Murge Srl	1.748
<b>Totale</b>	<b>117.193</b>

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Con riferimento alla valorizzazione del portafoglio contratti Vector Cuatro, iscritto tra le altre immobilizzazioni immateriali, si evidenzia una svalutazione di 652 migliaia dovuta alla risoluzione di alcuni contratti pluriennali.

Non si segnalano altre criticità in termini di *impairment*, né con riferimento agli avviamenti e alle altre immobilizzazioni immateriali né con riferimento alle immobilizzazioni materiali.

Nel corso del primo semestre, infatti, non si sono manifestati indicatori di *impairment* sotto il profilo operativo, normativo, finanziario e di mercato.

Gli investimenti relativi a immobilizzazioni immateriali ammontano a 3.319 migliaia di euro e si riferiscono principalmente a spese per *software* operativi e licenze per 1.634 migliaia di euro, costi di sviluppo per 386 migliaia di euro e costi sulle concessioni di Falck Renewables Vind per 1.259 migliaia di euro.

### 2 Immobilizzazioni materiali

I movimenti intervenuti nel periodo sono i seguenti:

	(migliaia di euro)										
	Saldo al 31.12.2018	Acquisti	IFRS 16	Variaz. area di consolid.	Riclas.	Effetto cambio	Vendite	Altri movi- menti	(Svalutaz) Rivalut.	Ammor- tamenti	Saldo al 30.6.2019
<b>Valori lordi</b>											
2.1 Terreni	8.442					(1)					8.441
2.2 Fabbricati	2.508				(653)						1.855
2.3 Impianti e macchinari	1.468.102	25.486		74.892	461	(266)	(799)				1.567.876
2.4 Attrezzature industriali e commerciali	1.864	4			25	1					1.894
2.5 Altri beni	4.543	209			59	2	(96)	(6)			4.711
2.6 Beni gratuitamente devolvibili	93.558				461	(1)					94.018
2.7 Diritti d'uso		744	70.516	2.017	653	(12)		221			74.139
2.8 Immobilizzazioni in corso e acconti	46.093	40.902			(1.000)						85.995
<b>Totale valore lordi</b>	<b>1.625.110</b>	<b>67.345</b>	<b>70.516</b>	<b>76.909</b>	<b>6</b>	<b>(277)</b>	<b>(895)</b>	<b>215</b>			<b>1.838.929</b>
<b>Fondi ammortamento</b>											
2.1 Terreni											
2.2 Fabbricati	(1.345)				255					(31)	(1.121)
2.3 Impianti e macchinari	(502.104)			(31.867)	(6)	731	490		(31.186)		(563.942)
2.4 Attrezzature industriali e commerciali	(1.548)					(1)			(55)		(1.604)
2.5 Altri beni	(3.696)						72	6	(163)		(3.781)
2.6 Beni gratuitamente devolvibili	(73.392)								(2.178)		(75.570)
2.7 Diritti d'uso					(255)	31			(2.659)		(2.883)
<b>Totale fondi ammortamento</b>	<b>(582.085)</b>			<b>(31.867)</b>	<b>(6)</b>	<b>761</b>	<b>562</b>	<b>6</b>	<b>(36.272)</b>		<b>(648.901)</b>
<b>Valori netti</b>											
2.1 Terreni	8.442					(1)					8.441
2.2 Fabbricati	1.163				(398)				(31)		734
2.3 Impianti e macchinari	965.998	25.486		43.025	455	465	(309)		(31.186)		1.003.934
2.4 Attrezzature industriali e commerciali	316	4			25				(55)		290
2.5 Altri beni	847	209			59	2	(24)		(163)		930
2.6 Beni gratuitamente devolvibili	20.166				461	(1)			(2.178)		18.448
2.7 Diritti d'uso		744	70.516	2.017	398	19		221	(2.659)		71.256
2.8 Immobilizzazioni in corso e acconti	46.093	40.902			(1.000)						85.995
<b>Totale immobilizzazioni materiali nette</b>	<b>1.043.025</b>	<b>67.345</b>	<b>70.516</b>	<b>45.042</b>		<b>484</b>	<b>(333)</b>	<b>221</b>	<b>(36.272)</b>		<b>1.190.028</b>

I diritti d'uso sono riferiti agli effetti del principio contabile IFRS 16 che definisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei *leasing* e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di *leasing* in bilancio sulla base di un singolo modello simile a quello utilizzato per contabilizzare i *leasing* finanziari in accordo con lo IAS 17.

**Acquisti** - La voce acquisti si riferisce principalmente l'acquisizione del 100% delle società titolari di un portafoglio di 5 parchi eolici in esercizio in Francia (25.341 migliaia di euro), la costruzione dei parchi eolici di Brattmyrlyden (290 migliaia di euro) e di Aliden (22.524 migliaia di euro) in Svezia, di Falck Renewables Vind

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

in Norvegia (10.834 migliaia di euro), di Energia Eolica de Castilla in Spagna (5.670 migliaia di euro), interventi di manutenzione sull'impianto di Eolo 3W Minervino Murge (340 migliaia di euro) e sull'impianto di Trezzo (422 migliaia di euro), la costruzione della batteria di Falck Middleton (595 migliaia di euro) e la capitalizzazione di diritti d'uso (744 migliaia di euro).

I dati relativi alla acquisizione delle società francesi oggetto di acquisizione saranno soggetti alla *purchase price allocation*, ai sensi dell'IFRS 3, da completarsi entro 12 mesi dalla data di acquisizione.

Nel corso del 2019 sono state acquisite le seguenti società, consolidate integralmente dalla data di acquisizione del controllo:

- CEF Vento SAS posseduta al 100% da Falck Energies Renouvelables SAS;
- CEP Tramontane 1 SAS posseduta al 100% da Falck Energies Renouvelables SAS;
- Eol Team SAS posseduta al 100% da CEF Vento SAS;
- Ferme Eolienne de Noyales SAS posseduta al 100% da CEF Vento SAS;
- Parc Eolien du Bois Ballay SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS;
- Parc Eolien de Mazeray et de Bignay SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS;
- Parc Eolien des Coudrays SAS posseduta al 100% da CEP Tramontane 1 SAS.

L'investimento nelle acquisizioni, registrato come variazione dell'area di consolidamento, è stato di 45.042 migliaia di euro (comprensivo della posizione finanziaria netta acquisita).

Si segnala che le immobilizzazioni esistenti al 30 giugno 2019 non includono né importi di rivalutazioni effettuate ai sensi di leggi nazionali di rivalutazione monetaria né importi di rivalutazione economica.

Non ci sono oneri finanziari imputati nel corso dell'esercizio alle immobilizzazioni materiali.

### **3 Titoli e partecipazioni**

Trattasi di Titoli di Energy Team per un totale di 1.028 migliaia di euro (di cui 936 migliaia di euro a breve termine), della partecipazione del 1,807% nel Fondo Italiano per l'Efficienza Energetica SGR SpA per un totale di 1.862 migliaia di euro e delle opzioni di acquisto di partecipazioni in Norvegia per un totale di 100 migliaia di euro.

Nel corso del 2019 la società Fondo Italiano per l'Efficienza Energetica SGR SpA ha proseguito l'attività di gestione del Fondo in base al piano di sviluppo approvato dal proprio Consiglio di Amministrazione. Per maggiori dettagli sull'impegno totale si rimanda al paragrafo "*Impegni e rischi*".

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

4 Partecipazioni contabilizzate a equity

(migliaia di euro)

	Saldo al 31.12.2018	Rivalutaz. (Svalutaz.)	Adeguam. a fair value a PN	Dividendi	Altri movimenti	Saldo al 30.6.2019
Frullo Energia Ambiente Srl	22.701	882	(4)	(2.450)		21.129
Parque Eolico La Carracha SI						
Parque Eolico Plana de Jarreta SI						
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE						
Vector Cuatro Servicios SL	103	5				108
<b>Totale</b>	<b>22.804</b>	<b>887</b>	<b>(4)</b>	<b>(2.450)</b>		<b>21.237</b>

Trattasi delle partecipazioni in Frullo Energia Ambiente Srl al 49%, Parque Eolico La Carracha SI e Parque Eolico Plana de Jarreta SI possedute entrambe al 26%, ognuna delle quali possiede il 50% del capitale di Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE e, dal settembre 2014, Vector Cuatro Servicios SI, posseduta al 50%.

Le partecipazioni in Parque Eolico La Carracha SI e Parque Eolico Plana de Jarreta SI sono state completamente svalutate.

In ottemperanza all'IFRS 12 vengono di seguito esposti i dati richiesti, alla data del 30 giugno 2019, relativi alle società collegate valutate a patrimonio netto:

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	%		Possesso indiretto Società controllante
				possesso diretta	%	
Frullo Energia Ambiente Srl	Bologna	Euro	17.139.100	49,000		
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	Saragozza (Spagna)	Euro	10.000		50,000	Parque Eolico La Carracha SL Parque Eolico Plana de Jarreta SL
Parque Eolico La Carracha SI	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000	Falck Renewables Wind Ltd
Parque Eolico Plana de Jarreta SI	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000	Falck Renewables Wind Ltd
Vector Cuatro Servicios SL	Madrid (Spagna)	Euro	30.000		50,000	Vector Cuatro SLU

Principali dati patrimoniali:

(migliaia di euro)

	Attività non correnti	Attività correnti	Patrimonio netto	Passività non correnti	Passività correnti
Frullo Energia Ambiente Srl	62.040	17.104	43.299	10.549	25.296
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	2	50	38		13
Parque Eolico La Carracha SI	10.973	4.793	4.389	9.628	1.749
Parque Eolico Plana de Jarreta SI	10.958	4.771	3.172	10.895	1.663
Vector Cuatro Servicios SL	146	214	216	39	104

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Principali dati economici:

	(migliaia di euro)			
	Ricavi	Risultato operativo	Risultato ante imposte	Risultato netto
Frullo Energia Ambiente Srl	12.922	2.638	2.549	1.786
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	376			
Parque Eolico La Carracha S1	3.146	1.641	1.481	1.110
Parque Eolico Plana de Jarreta S1	3.020	1.532	1.372	1.029
Vector Cuatro Servicios SL	71	16	13	10

## 5 Crediti finanziari

La composizione della voce al 30 giugno 2019 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2019			31.12.2018			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	10.535	8.834	1.701	11.442	9.618	1.824	(907)	(784)	(123)
Verso imprese collegate									
Strumenti finanziari derivati	2.920	327	2.593	2.276	1.485	791	644	(1.158)	1.802
<b>Totale</b>	<b>13.455</b>	<b>9.161</b>	<b>4.294</b>	<b>13.718</b>	<b>11.103</b>	<b>2.615</b>	<b>(263)</b>	<b>(1.942)</b>	<b>1.679</b>

La voce in esame è esposta al netto del fondo svalutazione crediti finanziari che è pari a 1.411 migliaia di euro.

Nei crediti finanziari non correnti verso terzi è compreso il finanziamento verso Verus Energy Oak pari a 734 migliaia di euro totalmente svalutato negli anni precedenti a seguito della rinuncia a proseguire nell'investimento.

Nella voce crediti finanziari verso collegate sono compresi i crediti finanziari nei confronti di Parque Eolico La Carracha S1 per 231 migliaia di euro e di Parque Eolico Plana de Jarreta S1 per 446 migliaia di euro, che sono stati totalmente svalutati negli anni precedenti.

A fronte di una copertura dal rischio *commodity*, sono stati attivati strumenti derivati di copertura verso terzi, il cui *fair value* al 30 giugno 2019 è positivo per 2.610 migliaia di euro.

A fronte di una copertura dal rischio cambio sui conti correnti e su alcune transazioni in valuta della Capogruppo e altre controllate, sono stati attivati strumenti derivati di copertura verso terzi, il cui *fair value* al 30 giugno 2019 è positivo per 130 migliaia di euro (729 migliaia di euro al 31 dicembre 2018).

A fronte di una copertura dal rischio tasso d'interesse sui finanziamenti in *project financing* di Spaldington Airfield Wind Energy Ltd e Kingsburn Wind Energy Ltd sono stati attivati *interest rate swap* di copertura verso terzi, il cui *fair value* al 30 giugno 2019 è positivo per 180 migliaia di euro.

Si segnala che il *fair value* dei derivati attivi non correnti al 30 giugno 2019 è stato rettificato per tenere conto del rischio di controparte (CVA – *Credit Valuation Adjustment*) secondo le disposizioni dell'IFRS 13. Si riporta di seguito un dettaglio della rettifica effettuata per controparte analizzata sia per *rating* sia per settore:

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

	(migliaia di euro)		
	Fair value risk free	Fair value - Credit Valuation adjusted	Delta
<b>Rating</b>			
S&P A	241	180	(61)
S&P AA-	147	147	0
<b>Totale</b>	<b>388</b>	<b>327</b>	<b>(61)</b>
<b>Settore</b>			
Banche	388	327	(61)
<b>Totale</b>	<b>388</b>	<b>327</b>	<b>(61)</b>

6 Crediti commerciali

La composizione della voce al 30 giugno 2019 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2019			31.12.2018			Variazioni		
	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non Correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso clienti	101.868		101.868	98.403		98.403	3.465		3.465
Verso imprese collegate	71		71	81		81	(10)		(10)
Verso controllanti	82		82	159		159	(77)		(77)
Verso imprese del Gruppo Falck	63		63	35		35	28		28
<b>Totale</b>	<b>102.084</b>		<b>102.084</b>	<b>98.678</b>		<b>98.678</b>	<b>3.406</b>		<b>3.406</b>

La suddivisione dei crediti commerciali verso clienti è così ripartita per paese:

	(migliaia di euro)
	30.06.2019
Italia	72.960
Regno Unito	17.304
Germania	6.041
Messico	337
Francia	1.324
Stati Uniti d'America	1.714
Spagna	1.335
Giappone	689
Altro	164
<b>Totale</b>	<b>101.868</b>

I crediti in esame sono esposti al netto del fondo svalutazione rilevato per adeguarli al loro presumibile valore di realizzo che al 30 giugno 2019 ammonta a 1.491 migliaia di euro.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### 7 Crediti diversi

La composizione della voce al 30 giugno 2019 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2019			31.12.2018			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	1.491	248	1.243	4.061	246	3.815	(2.570)	2	(2.572)
Verso imprese collegate	4.393		4.393	1.943		1.943	2.450		2.450
Verso controllanti	12.780		12.780	8.929		8.929	3.851		3.851
Anticipi	160		160	419		419	(259)		(259)
Crediti tributari	16.451		16.451	15.196		15.196	1.255		1.255
Depositi cauzionali	844	689	155	881	663	218	(37)	26	(63)
Ratei e risconti attivi	7.828	2.135	5.693	9.780	2.570	7.210	(1.952)	(435)	(1.517)
<b>Totale</b>	<b>43.947</b>	<b>3.072</b>	<b>40.875</b>	<b>41.209</b>	<b>3.479</b>	<b>37.730</b>	<b>2.738</b>	<b>(407)</b>	<b>3.145</b>

I crediti diversi sono esposti al netto del fondo svalutazione rilevato per adeguarli al loro presumibile valore di realizzo che, al 30 giugno 2019, ammonta a 9.177 migliaia di euro principalmente relativo a crediti tributari.

I crediti diversi sono aumentati principalmente per crediti verso controllanti e per crediti tributari.

La voce verso controllanti si riferisce principalmente ai crediti vantati verso Falck SpA per proventi da consolidato fiscale e per la cessione dei crediti IVA al fine della liquidazione IVA di Gruppo.

La voce verso imprese collegate si riferisce ai dividendi pregressi deliberati dall'assemblea di Frullo Energia Ambiente Srl, ma non ancora erogati, per 4.393 migliaia di euro.

Nella voce verso imprese del Gruppo Falck è compreso un credito nei confronti di Sesto Siderservizi per 1.636 migliaia di euro che è stato totalmente svalutato.

I crediti tributari correnti si riferiscono principalmente al credito IVA derivante dagli investimenti effettuati dalle società del Gruppo e richiesto a rimborso.

I ratei e risconti attivi si riferiscono principalmente ai canoni di manutenzione relativi agli impianti, agli oneri per ottenimento di finanziamenti e ai canoni delle assicurazioni.

### 8 Crediti per imposte anticipate e debiti per imposte differite

I crediti per imposte anticipate al 30 giugno 2019 ammontano a 17.534 migliaia di euro e presentano un decremento rispetto al 31 dicembre 2018 di 2.358 migliaia di euro.

I debiti per imposte differite, che ammontano a 35.730 migliaia di euro, incrementano di 8.975 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2018.

Le imposte differite attive e passive, generate da differenze temporanee, sono compensate quando esiste la possibilità di compensazione e quando sono assoggettate alla medesima giurisdizione fiscale.

Le imposte differite attive sulle perdite fiscali sono state iscritte ove ritenute recuperabili.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### B Attività correnti

#### 9 Rimanenze

La composizione delle rimanenze al 30 giugno 2019 è così dettagliata:

	30.6.2019	31.12.2018	(migliaia di euro) Variazioni
Materie prime, sussidiarie e di consumo	4.054	3.511	543
Prodotti in corso di lavorazione			
Lavori in corso su ordinazione			
Prodotti finiti e merci	3.671	2.317	1.354
Acconti			
<b>Totale</b>	<b>7.725</b>	<b>5.828</b>	<b>1.897</b>

Le materie prime sono relative alle giacenze di biomasse di Ecostesto SpA e di materie prime di Ambiente 2000 Srl e di Energy Team mentre i prodotti finiti si riferiscono a Energy Team SpA e agli impianti in esercizio.

#### 10 Cassa e disponibilità liquide

	30.6.2019	31.12.2018	(migliaia di euro) Variazioni
Depositi bancari e postali	154.481	218.172	(63.691)
Denaro e valori in cassa	15	16	(1)
<b>Totale</b>	<b>154.496</b>	<b>218.188</b>	<b>(63.692)</b>

Le giacenze sui conti correnti bancari delle società finanziate da *project financing* devono operare nel rispetto degli impegni legati ai contratti di *project financing*. L'ammontare di tale liquidità è pari a 111.469 migliaia di euro, di cui 104.547 migliaia di euro relative al settore Eolico e 6.922 migliaia di euro relative al settore WtE, biomasse e fotovoltaico.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Di seguito la liquidità legata ai contratti di *project financing* per società al 30 giugno 2019:

(migliaia di euro)

Actelios Solar SpA	5.350
Innovative solar 42 LLC	1.572
<b>Totale settore Wte, biomasse e fotovoltaico</b>	<b>6.922</b>
FRUK Holdings (no.1) Ltd	1.125
Cambrian Wind Energy Ltd	6.717
Boyndie Wind Energy Ltd	2.062
Earlsburn Mezzanine Ltd	146
Earlsburn Wind Energy Ltd	1.896
Ben Aketil Wind Energy Ltd	1.978
Millennium Wind Energy Ltd	4.125
Kilbraur Wind Energy Ltd	3.527
Nutberry Wind Energy Ltd	3.781
West Browncastle Wind Energy Ltd	3.786
Spaldington Wind Energy Ltd	2.007
Kingsburn Wind Energy Ltd	3.643
Assel Valley Wind Energy Ltd	5.154
Auchrobert Valley Wind Energy Ltd	6.088
Eolica Sud Srl	13.107
Eolo 3W Minervino Murge Srl	7.159
Geopower Sardegna Srl	24.590
Eolica Petralia Srl	3.838
SE Ty Ru Sas	2.416
Parc Eolien du Fouy Sas	1.071
Parc Eolien des Crêtes Sas	669
Esquennois Energie Sas	1.572
CEP Tramontane 1 S.A.S.	2.804
Ferme éolienne de Noyales S.A.S	1.153
Parc éolien du Bois Ballay S.A.S.	17
Parc éolien des Coudrays S.A.S.	63
Parc éolien de Mazeray et de Bignay S.A.S.	53
<b>Totale settore Eolico</b>	<b>104.547</b>
<b>Totale liquidità legata ai contratti di project financing</b>	<b>111.469</b>

Si segnala infine che la liquidità presente nella capogruppo Falck Renewables SpA ammonta a 6.291 migliaia di euro.

La liquidità è in diminuzione per effetto del pagamento dei dividendi e per gli investimenti effettuati nel periodo.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### Passività

#### D Patrimonio netto

##### 11 Capitale sociale

Il capitale sociale è rappresentato da n. 291.413.891 azioni ordinarie, aventi un valore nominale di 1 euro ciascuna, interamente sottoscritto e versato.

La Capogruppo Falck Renewables SpA possiede al 30 giugno 2019 n. 2.210.000 azioni proprie, per un valore nominale pari a euro 2.210.000 e rappresentanti lo 0,7584% del capitale sociale della Società.

Il valore di carico delle azioni proprie per complessivi euro 2.924.259 corrisponde a valore medio per azione di euro 1,3232.

L'Assemblea degli azionisti del 16 gennaio 2017 ha autorizzato l'acquisto e la disposizione di azioni proprie e avvio del programma di acquisto di azioni proprie. Tale autorizzazione è scaduta nel mese di luglio 2018.

La Società era autorizzata ad acquistare un massimo di 5.828.277 azioni ordinarie Falck Renewables, corrispondenti al 2% del capitale sociale, tenuto conto delle azioni proprie possedute dalla Società al 16 gennaio 2017 (n. 460.000, pari allo 0,1579% del capitale sociale), nel rispetto delle prescrizioni normative e regolamentari nonché delle prassi di mercato ammesse pro tempore vigenti, ove applicabili.

I movimenti intervenuti in tutti i conti di patrimonio netto nell'esercizio 2018 e nel primo semestre 2019 sono i seguenti:

	(migliaia di euro)										
	Capitale sociale	Riserva sovrapprezzo	Riserva da sciss. under common control	Riserva di con-versione	Riserva cash flow hedge	Riserva utili/perdite attuariali	Altre riserve	Risultato dell'esercizio	Patrim. netto di Gruppo	Patrim. netto di terzi	Totale
<b>Saldo al 31.12.2017*</b>	<b>291.414</b>	<b>470.335</b>	<b>(371.598)</b>	<b>(2.338)</b>	<b>(40.754)</b>	<b>(693)</b>	<b>83.072</b>	<b>19.788</b>	<b>449.226</b>	<b>48.333</b>	<b>497.559</b>
Destinazione del risultato 2016 della Holding a riserve							19.788	(19.788)			
Prima applicazione IFRS 9							13.367		<b>13.367</b>	(51)	<b>13.316</b>
Dividendi distribuiti							(15.365)		<b>(15.365)</b>	(9.637)	<b>(25.002)</b>
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto				607	5.200	3	105		<b>5.915</b>	770	<b>6.685</b>
Acquisto azioni proprie							(1.486)		<b>(1.486)</b>		<b>(1.486)</b>
Fair value piano di stock grant							434		<b>434</b>		<b>434</b>
Altri movimenti							5.174		<b>5.174</b>	(982)	<b>4.192</b>
Risultato dell'esercizio								44.159	<b>44.159</b>	16.263	<b>60.422</b>
<b>Saldo al 31.12.2018</b>	<b>291.414</b>	<b>470.335</b>	<b>(371.598)</b>	<b>(1.731)</b>	<b>(35.554)</b>	<b>(690)</b>	<b>105.089</b>	<b>44.159</b>	<b>501.424</b>	<b>54.696</b>	<b>556.120</b>

\*I dati al 31 dicembre 2017 sono stati riesposti per riflettere gli aggiustamenti effettuati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 3 -Aggregazioni aziendali- relativamente all'acquisizione del gruppo NC 42 LLC, Falck Renewables Vind AS, Åliden Vind AB e Brattmyrliden Vind AB.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

(migliaia di euro)

	Capitale sociale	Riserve					Altre riserve	Risultato dell'esercizio	Patrim. netto di Gruppo	Patrim. netto di terzi	Totale
		Riserva sovrapprezzo	Riserva da sciss. under common control	Riserva di conversione	Riserva cash flow hedge	Riserva utili/perdite attuariali					
<b>Saldo al 31.12.2018</b>	<b>291.414</b>	<b>470.335</b>	<b>(371.598)</b>	<b>(1.731)</b>	<b>(35.554)</b>	<b>(690)</b>	<b>105.089</b>	<b>44.159</b>	<b>501.424</b>	<b>54.696</b>	<b>556.120</b>
Destinazione del risultato 2018 della Holding a riserve							44.159	(44.159)			
Dividendi distribuiti							(18.220)		(18.220)	(9.498)	(27.718)
Altre componenti dell'utile complessivo rilevate a Patrimonio netto				5	(2.902)	(19)			(2.916)	(589)	(3.505)
Acquisto azioni proprie											
Fair value piano di stock grant							285		285		285
Altri movimenti							542		542	2.388	2.930
Risultato dell'esercizio								27.323	27.323	7.472	34.795
<b>Saldo al 30.06.2019</b>	<b>291.414</b>	<b>470.335</b>	<b>(371.598)</b>	<b>(1.726)</b>	<b>(38.456)</b>	<b>(709)</b>	<b>131.855</b>	<b>27.323</b>	<b>508.438</b>	<b>54.469</b>	<b>562.907</b>

**Utile per azione**

In conformità allo IAS 33, si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo del risultato economico per azione e diluito.

L'utile base per azione è calcolato dividendo il risultato netto del periodo attribuibile agli azionisti della Capogruppo per il numero medio ponderato delle azioni ordinarie in circolazione durante il periodo di riferimento, escludendo le azioni proprie e includendo eventuali azioni e strumenti finanziari aventi potenziale effetto diluitivo.

Al 30 giugno 2019 il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è stato incrementato per tenere conto degli effetti diluitivi del piano di stock grant in essere.

Di seguito sono esposte le informazioni ai fini del calcolo dell'utile per azione.

	30.6.2019	31.12.2018
Numero medio ponderato di azioni ordinarie (numero di azioni)	289.203.891	289.522.332
Utile attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo (migliaia di euro)	27.323	44.159
<b>Utile/(perdita) per azione base (euro per azione)</b>	<b>0,094</b>	<b>0,153</b>

	30.6.2019	31.12.2018
Numero medio ponderato di azioni ordinarie (numero di azioni)	289.203.891	289.522.332
Numero medio ponderato di azioni potenziali a fronte del piano di stock grant (numero di azioni)	1.078.631	1.068.541
Numero medio ponderato di azioni ordinarie (numero di azioni) per l'utile diluito	290.282.522	290.590.873
Utile attribuibile agli azionisti ordinari della Capogruppo (migliaia di euro)	27.323	44.159
<b>Utile/(perdita) per azione diluito (euro per azione)</b>	<b>0,094</b>	<b>0,152</b>

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### 12 Fondi per rischi e oneri

	(migliaia di euro)						
	Saldo al 31.12.2018	Variaz.area di consolid.	Accanto- namenti	Utilizzi/ Rilasci	Altri movimenti	Effetto cambio	Saldo al 30.6.2019
<b>Fondi per rischi ed oneri non correnti</b>							
- fondo rischi su cause in corso							
- fondo valorizzazione ambientale	54.115	1.200		(66)	544	(36)	55.757
- fondo rischi diversi	25.752		949	(561)		5	26.145
<b>Totale Fondi per rischi ed oneri non correnti</b>	<b>79.867</b>	<b>1.200</b>	<b>949</b>	<b>(627)</b>	<b>544</b>	<b>(31)</b>	<b>81.902</b>
<b>Fondi per rischi ed oneri non correnti</b>							
- fondo rischi diversi							
<b>Totale Fondi per rischi ed oneri correnti</b>							
<b>Totale Fondi per rischi ed oneri</b>	<b>79.867</b>	<b>1.200</b>	<b>949</b>	<b>(627)</b>	<b>544</b>	<b>(31)</b>	<b>81.902</b>

I fondi del Gruppo sono stati classificati tra le passività non correnti.

Sulla base di apposite perizie redatte da esperti specializzati del settore, nel *Fondo valorizzazione ambientale* sono accantonati i futuri oneri da sostenere per lo smantellamento degli impianti di produzione di energia elettrica alla fine della loro vita utile.

Inoltre, in tale fondo sono accantonati i futuri oneri da sostenere per il ripristino delle zone interessate da discariche, in accordo con gli impegni assunti in sede di rilascio delle autorizzazioni da parte delle autorità competenti. Tali oneri sono quantificati anch'essi sulla base di preventivi predisposti da società specializzate.

L'importo di 1.200 migliaia di euro si riferisce principalmente al primo consolidamento delle società francesi proprietarie di 5 parchi eolici.

L'importo di 949 si riferisce principalmente agli accantonamenti relativi alle società progetto siciliane in liquidazione e per il rischio riaddebito dei lavori e per penali dovuti al gestore della rete nel Regno Unito.

L'importo di 627 migliaia di euro si riferisce principalmente all'utilizzo di un fondo per lavori su impianti fotovoltaici.

### 13 Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

	(migliaia di euro)				
	Saldo 31.12.2018	Accanto- menti	Altri movimenti	Utilizzi e pagamenti	Saldo 30.6.2019
Dirigenti	599	138		(150)	587
Impiegati e operai	3.717	407		(199)	3.925
<b>Totale</b>	<b>4.316</b>	<b>545</b>		<b>(349)</b>	<b>4.512</b>

Il fondo per Trattamento di Fine Rapporto (TFR) riflette il debito attualizzato verso i dipendenti.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### 14 Debiti finanziari

La composizione della voce al 30 giugno 2019 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2019			31.12.2018			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	36.538	31.914	4.624	38.459	31.031	7.428	(1.921)	883	(2.804)
Debiti per project financing "non recourse "	687.184	612.751	74.433	700.365	632.689	67.676	(13.181)	(19.938)	6.757
Debito finanziario per <i>leasing</i>	72.311	68.513	3.798				72.311	68.513	3.798
Strumenti finanziari derivati	52.218	46.316	5.902	40.249	37.127	3.122	11.969	9.189	2.780
<b>Totale</b>	<b>848.251</b>	<b>759.494</b>	<b>88.757</b>	<b>779.073</b>	<b>700.847</b>	<b>78.226</b>	<b>69.178</b>	<b>58.647</b>	<b>10.531</b>

Si ricorda che in data 12 giugno 2015 è stato sottoscritto un contratto di *Corporate Loan* tra Falck Renewables SpA e un *pool* di primari istituti di credito. Il contratto prevedeva una linea di credito *revolving* per un importo di 150 milioni di euro, con scadenza 30 giugno 2020.

In data 30 luglio 2018 la Società ha sottoscritto un accordo di modifica del *Corporate Loan*.

Le modifiche del *Corporate Loan* si riferiscono:

- all'incremento della linea di credito *revolving* da 150 a 325 milioni di euro;
- all'estensione della scadenza, dal 30 giugno 2020 al 31 dicembre 2023.

Tale operazione è finalizzata a supportare le esigenze finanziarie e lo sviluppo delle attività del Gruppo. Alla data del 30 giugno 2019 la Società non ha utilizzato alcuna *tranche* del suddetto finanziamento.

A fronte di tale finanziamento la Capogruppo ha posto in pegno le azioni possedute di Falck Renewables Wind Ltd per un valore nominale pari a 37.755 migliaia di sterline.

Il finanziamento anzidetto è soggetto, tra l'altro, a *covenant* finanziari relativi al rapporto, calcolato con riferimento al bilancio consolidato, tra "posizione finanziaria netta ed Ebitda" e "posizione finanziaria netta e patrimonio netto": tali parametri sono stati rispettati a tutte le date previste e al 30 giugno 2019 sulla base della presente Relazione finanziaria semestrale.

Il debito finanziario per *leasing* è riferito agli effetti del principio contabile IFRS 16 che definisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei *leasing* e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di *leasing* in bilancio sulla base di un singolo modello simile a quello utilizzato per contabilizzare i *leasing* finanziari in accordo con lo IAS 17. Il debito finanziario per *leasing* si riferisce per 72.201 migliaia di euro derivante da *leasing* cosiddetti operativi e da 110 migliaia di euro derivante da *leasing* finanziari.

I debiti assistiti da garanzie reali sono quelli relativi a tutti i finanziamenti in *project financing*, garantiti da pegno su quote delle stesse società finanziate.

Si segnala che le società finanziate in *project financing*, per proteggersi dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse e convertire il tasso da variabile a fisso, hanno stipulato contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) correlati al *project financing*, a condizioni sostanzialmente in linea con il mercato.

Si segnala che sui finanziamenti in *project financing* "senza ricorso" concessi in favore delle società del Gruppo sono previste alcune garanzie e limitazioni, nonché tra i vari impegni, l'obbligo di rispettare determinati parametri finanziari quali, a titolo esemplificativo:

- l'obbligo di mantenere un "conto di riserva" pari ad una rata di rimborso, a garanzia del regolare servizio del debito;
- il rilascio di ipoteche/privilegi speciali sugli immobili/impianti e/o pegni su azioni o quote a favore delle istituzioni finanziarie coinvolte nel progetto;

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

- la possibilità di distribuire dividendi subordinata al rispetto di specifici parametri finanziari e al rimborso dei pagamenti previsti dal contratto di finanziamento;
- il rispetto di determinati parametri finanziari al di sopra dei livelli minimi di *default*, da calcolarsi a ogni scadenza semestrale, e che la società deve rispettare per tutta la durata del contratto.

Al 30 giugno 2019 tutte le società del Gruppo mostrano parametri finanziari al di sopra dei livelli minimi di *default*.

Si rinvia al paragrafo 5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari per ulteriori dettagli.

### 15 Debiti commerciali

La composizione della voce al 30 giugno 2019 confrontata a quella dell'esercizio precedente è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2019			31.12.2018			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	49.643	2.464	47.179	51.295	3.585	47.710	(1.652)	(1.121)	(531)
Verso controllanti	832		832	577		577	255		255
<b>Totale</b>	<b>50.475</b>	<b>2.464</b>	<b>48.011</b>	<b>51.872</b>	<b>3.585</b>	<b>48.287</b>	<b>(1.397)</b>	<b>(1.121)</b>	<b>(276)</b>

### 16 Debiti diversi

La composizione della voce al 30 giugno 2019 confrontata con il 31 dicembre 2018 è la seguente:

	(migliaia di euro)								
	30.6.2019			31.12.2018			Variazioni		
	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti	Totale	Non correnti	Correnti
Verso terzi	44.870	3.927	40.943	50.610	4.391	46.219	(5.740)	(464)	(5.276)
Verso controllanti	10.118		10.118	3.107		3.107	7.011		7.011
Verso imprese del Gruppo Falck				25		25	(25)		(25)
Acconti	207		207	145		145	62		62
Ratei e risconti passivi	56.744	52.505	4.239	56.103	53.174	2.929	641	(669)	1.310
<b>Totale</b>	<b>111.939</b>	<b>56.432</b>	<b>55.507</b>	<b>109.990</b>	<b>57.565</b>	<b>52.425</b>	<b>1.949</b>	<b>(1.133)</b>	<b>3.082</b>

La voce “verso terzi” risulta così dettagliata:

	(migliaia di euro)	
	30.06.2019	31.12.2018
Debiti tributari	10.102	11.914
Debiti acquisto società	14.835	17.836
Debito verso partner e soci in consolidato fiscale	9.334	8.633
Altri debiti verso il personale dipendente e per ferie maturate	5.404	7.413
Debiti per dividendi da distribuire	1.249	1.182
Debiti verso istituti di previdenza	1.504	1.401
Altri minori	2.442	2.231
<b>Totale</b>	<b>44.870</b>	<b>50.610</b>

Il debito acquisto società si riferisce al debito verso i precedenti soci di Åliden Vind AB, Brattmyrliden Vind AB, HG Solar Development LLC, Energy Team SpA, Windfor Srl, Energia Eolica de Castilla SL e Falck Renewables Vind AS comprensivo di interessi maturati.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

La voce ratei e risconti è principalmente composta dai contributi in conto capitale rilevati con il metodo indiretto.

I ratei e risconti passivi al 30 giugno 2019, pari a un totale di 56.744 migliaia di euro, sono composti principalmente dai contributi ex Lege 488 e dai contributi ITC (*Investment Tax Credit*).

La voce “verso controllanti” è relativa ai debiti per IRES derivanti dall’adozione del consolidato fiscale nazionale e debiti della liquidazione IVA di Gruppo con la controllante Falck SpA.

### **Attività e Passività non correnti destinate alla vendita**

I valori al 31 dicembre 2018 si riferivano alla cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl. L’operazione è stata trattata come “*disposal group*” in base a quanto previsto dai paragrafi 8 e 41 del principio contabile IFRS 5.

### **Impegni e rischi**

Le fidejussioni prestate al 30 giugno 2019 ammontano a 205.660 migliaia di euro. Le fidejussioni relative a società controllate sono costituite principalmente da fidejussioni prestate a garanzia del completamento di lavori in corso, per la partecipazione ad appalti e gare e per le attività di smantellamento e ripristino aree per un totale di 167.643 migliaia di euro e da garanzie rilasciate all’amministrazione finanziaria a fronte della richiesta di rimborsi di crediti IVA per 3.506 migliaia di euro. Sono presenti anche garanzie rilasciate a banche per 20.394 migliaia di euro e altre fidejussioni per 14.117 migliaia di euro. Inoltre, il Gruppo ha sottoscritto 3.000 quote nel Fondo Italiano per l’Efficienza Energetica SGR SpA per impegno totale massimo di 3.000 migliaia di euro di cui, al 30 giugno 2019, risultano ancora da versare 990 migliaia di euro che saranno versati sulla base degli eventuali ulteriori investimenti effettuati dal Fondo.

### **Rapporti intercorsi con le parti correlate**

In ottemperanza alle comunicazioni Consob del 20 febbraio 1997, del 27 febbraio 1998, del 30 settembre 1998, del 30 settembre 2002 e del 27 luglio 2006, si precisa che non si rilevano operazioni con parti correlate di carattere atipico e inusuale, estranee alla normale gestione d’impresa o tali da arrecare pregiudizio alla situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo.

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. In particolare gli stessi fanno riferimento a riaddebiti di costi infragruppo e a rapporti finanziari di conto corrente con la conseguente generazione di proventi e oneri finanziari.

In relazione a quanto richiesto dal principio contabile internazionale IAS 24 in materia di “Informativa di bilancio sulle operazioni con parti correlate” e alle informazioni integrative richieste dalla comunicazione Consob n. 6064293 del 28 luglio 2006, si riportano qui di seguito gli schemi dei rapporti con parti correlate e infragruppo e dell’incidenza che le operazioni o posizioni con parti correlate hanno sullo stato patrimoniale del Gruppo Falck Renewables.

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

	Commerciali		Finanziari		Altri	
	Crediti	Debiti	Crediti	Debiti	Crediti	Debiti
(migliaia di euro)						
<b>Impresa controllante</b>						
Falck SpA	82	832			12.780	10.118
<b>Totale impresa controllante</b>	<b>82</b>	<b>832</b>			<b>12.780</b>	<b>10.118</b>
<b>Imprese collegate</b>						
Frullo Energia Ambiente Srl	71				4.393	
Parque Eolico La Carracha SI						
Parque Eolico Plana de Jarreta SI						
Vector Cuatro Servicios SI						
<b>Totale imprese collegate</b>	<b>71</b>				<b>4.393</b>	
<b>Altre imprese del Gruppo</b>						
Sesto Siderservizi Srl	39					
Falck Energy SpA	24					
<b>Totale altre imprese del Gruppo</b>	<b>63</b>					
<b>Altri parti correlate</b>						
Svelgen Kraft Holding e consociate		44				306
Firstar Development, LLC				872		4.042
Soci Energy Team SpA				18.609		11.289
Soci Eolica Energia de Castilla SL				98		795
CII Holdco Ltd	37	165	10.456	2.048		5.292
<b>Totale altre parti correlate</b>	<b>37</b>	<b>209</b>	<b>10.456</b>	<b>21.627</b>		<b>21.724</b>
<b>Totale</b>	<b>253</b>	<b>1.041</b>	<b>10.456</b>	<b>21.627</b>	<b>17.173</b>	<b>31.842</b>
<b>Incidenza % su voce di bilancio</b>	<b>0,2%</b>	<b>2,1%</b>	<b>77,7%</b>	<b>2,5%</b>	<b>39,1%</b>	<b>28,4%</b>

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### Posizione finanziaria netta

Ai sensi della Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 si riporta la posizione finanziaria netta.

	30.6.2019	31.12.2018	(migliaia di euro) Variazioni
Debiti finanziari a breve termine verso terzi	(84.999)	(78.226)	(6.773)
Debiti finanziari a breve termine per leasing operativi	(3.758)		(3.758)
Crediti finanziari a breve termine verso terzi	4.294	2.615	1.679
Altri titoli			
Disponibilità a breve	154.496	218.188	(63.692)
<b>Posizione finanziaria netta a breve termine</b>	<b>70.033</b>	<b>142.577</b>	<b>(72.544)</b>
Debiti finanziari a medio lungo termine verso terzi	(691.051)	(700.847)	9.796
Debiti finanziari a medio lungo termine per leasing operativi	(68.443)		(68.443)
Altri titoli			
<b>Posizione finanziaria medio lungo termine</b>	<b>(759.494)</b>	<b>(700.847)</b>	<b>(58.647)</b>
<b>Posizione finanziaria netta come da Comunicaz. Consob N. DEM/6064293/2006</b>	<b>(689.461)</b>	<b>(558.270)</b>	<b>(131.191)</b>
Crediti finanziari a medio lungo termine verso terzi	9.161	11.103	(1.942)
Crediti finanziari a medio lungo termine verso collegate			
<b>Posizione finanziaria netta globale</b>	<b>(680.300)</b>	<b>(547.167)</b>	<b>(133.133)</b>
- di cui <i>Project financing</i> "non recourse"	(687.184)	(700.365)	13.181
- di cui fair value derivati	(49.298)	(37.973)	(11.325)
- di cui debiti finanziari per leasing operativi	(72.201)		(72.201)
<b>Posizione finanziaria netta senza fair value derivati</b>	<b>(631.002)</b>	<b>(509.194)</b>	<b>(121.808)</b>
<b>Posizione finanziaria netta senza leasing operativi</b>	<b>(608.099)</b>	<b>(547.167)</b>	<b>(60.932)</b>
<b>Posizione finanziaria netta senza leasing operativi e derivati</b>	<b>(558.801)</b>	<b>(509.194)</b>	<b>(49.607)</b>

### Informazioni relative agli impianti di produzione di energia

Ai sensi delle Raccomandazioni CONSOB del 28 febbraio 2013 in materia di informazioni da riportare nelle relazioni finanziarie e nei comunicati stampa delle società quotate operanti nel settore delle energie rinnovabili e nel settore immobiliare vengono di seguito presentati i seguenti prospetti tabellari:

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

2. Informazioni relative agli impianti di produzione di energia in funzione al 30 giugno 2019

INFORMAZIONI RELATIVE AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA IN FUNZIONE							
Impianto	Società Proprietaria	Percentuale di possesso	Data di entrata in esercizio	Capacità installata (MW)	Energia prodotta dall'impianto (GWh)	Valore netto contabile (migliaia di euro)	
Impianto WTE Trezzo (MI) **	Prima Srl	85%	set 2003	20.0	55	18,454	
Impianto a biomasse Rende (CS) ***	Ecosesto SpA	100%	revamping gen 2011	15.0	52	14,469	
Fotovoltaico Rende (CS)	Ecosesto SpA	100%	lug 2007	1.0	1	2,719	
Impianti fotovoltaici Sicilia *	Actelios Solar SpA	100%	apr 2011	13.1	9	31,053	
Impianto fotovoltaico Mesagne (BR) *	Solar Mesagne Srl	100%	lug 2009 mag 2010	2.0	1	4,508	
Impianto fotovoltaico North Carolina (USA) *	Innovative Solar 42 LLC	99% classe B	set 2017	92.0	64	126,243	
Impianto fotovoltaico New York (USA) *	HG Solar Development, LLC	100% classe B	giu 2018	6.0	4	10,930	
Impianto fotovoltaico Delaware (USA) *	Fisher Road Solar I, LLC	100% classe B	mag 2014 (A)	6.0	4	15,815	
Impianto fotovoltaico Delaware (USA) *	Syncarpha Palmer, LLC	100% classe B	dic 2015 (A)	6.0	4	16,691	
Impianto fotovoltaico Delaware (USA) *	Syncarpha Massachusetts, LLC	100% classe B	mag 2015 (A)	2.5	1	6,541	
Impianto eolico Cefn Croes (Galles) *	Cambrian Wind Energy Ltd	51%	apr 2005	58.5	74	21,643	
Impianto eolico Boyndie (Scozia) *	Boyndie Wind Energy Ltd	51%	giu 2006 giu 2010	16.7	21	8,727	
Impianto eolico Earlsburn (Scozia) *	Earlsburn Wind Energy Ltd	51%	dic 2007	37.5	53	22,413	
Impianto eolico Ben Aketil (Scozia) *	Ben Aketil Wind Energy Ltd	51%	giu 2008 gen 2011	27.6	33	15,897	
Impianto eolico Millennium (Scozia) *	Millennium Wind Energy Ltd	51%	mar 2009 feb 2011	65.0	78	58,635	
Impianto eolico Kilbraur (Scozia) *	Kilbraur Wind Energy Ltd	51%	feb 2009 set 2011	67.5	78	56,149	
Impianto eolico Nutberry (Scozia) *	Nutberry Wind Energy Ltd	100%	ott 2013	15.0	24	24,897	
Impianto eolico West Browcastle (Scozia) *	West Browcastle Wind Energy Ltd	100%	giu 2014	30.0	34	48,070	
Impianto eolico di Spaldington (Inghilterra) *	Spaldington Airfield Wind Energy Ltd	100%	mag 2016	11.8	13	21,583	
Impianto eolico di Kingsburn (Scozia) *	Kingsburn Wind Energy Ltd	100%	mag 2016	22.5	37	35,924	
Impianto eolico di Assel Valley (Scozia) *	Assel Valley Wind Energy Ltd	100%	ott 2016	25.0	37	42,664	
Impianto eolico di Auchrobert (Scozia) *	Auchrobert Wind Energy Ltd	100%	apr 2017	36.0	47	57,040	
Impianto eolico San Sostene (CZ) *	Eolica Sud Srl	100%	ott 2009 ott 2010	79.5	87	85,567	
Impianto eolico Minervino Murge (BT) *	Eolo 3W Minervino Murge Srl	100%	dic 2008	52.0	49	60,222	
Impianto eolico Buddusò - Alà dei Sardi (OT) ****	Geopower Sardegna Srl	100%	lug 2011 dic 2011	138.0	193	140,990	
Impianto eolico Petralia Sottana (PA) *	Eolica Petralia Srl	100%	apr 2012	22.1	21	27,800	
Impianto eolico Finistère (Francia) *	SE Ty Ru Sas	100%	lug 2012	10.0	10	11,690	
Impianto eolico Maine et Loire (Francia) *	Parc Eolien du Fouy Sas	100%	apr 2009	10.0	9	7,631	
Impianto eolico Maine et Loire (Francia) *	Parc Eolien des Cretes Sas	100%	apr 2009	10.0	7	8,077	
Impianto eolico Oise (Francia) *	Esquennois Energie Sas	100%	lug 2009	12.0	11	10,611	
Impianto eolico Marne (Francia) *	Eol Team SAS	100%	ago 2006 (B)	12.0	8	13,897	
Impianto eolico Aisnes (Francia) *	Ferme Eolienne de Noyales SAS	100%	ago 2009 (B)	10.0	7	11,679	
Impianto eolico Cher (Francia) *	Parc Eolien du Bois Ballay SAS	100%	set 2011 (B)	12.0	9	15,906	
Impianto eolico Charente-Maritime (Francia) *	Parc Eolien de Mazeray et de Bignay SAS	100%	mar 2013 (B)	12.0	7	16,057	
Parc Eolien Cher (Francia) *	Parc Eolien des Coudrays SAS	100%	giu 2011 (B)	10.0	7	11,769	
Impianto eolico Saragozza (Spagna) *	Eolica Cabezo San Roque Sau	100%	gen 2004	23.3	28	6,170	
<b>Totale</b>				<b>989.5</b>	<b>1,177</b>	<b>1,089,131</b>	

\* Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore del terreno di proprietà della società progetto o il valore dei diritti d'uso dei terreni su cui sorge l'impianto (in accordo con l'IFRS 16)

\*\* Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore del fabbricato di proprietà della società progetto

\*\*\* Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore del terreno e del fabbricato di proprietà della società progetto

\*\*\*\* La capacità installata è 158.7 MW, ma con una limitazione produttiva a 138 MW

(A) La società è entrata nel perimetro di consolidamento del Gruppo Falck Renewables a partire da giugno 2018 a seguito di un'acquisizione

(B) La società è entrata nel perimetro di consolidamento del Gruppo Falck Renewables a partire da marzo 2019 a seguito di un'acquisizione

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

INFORMAZIONI RELATIVE ALLA SITUAZIONE FINANZIARIA DEBITORIA							
Impianto	Società Proprietaria	Debito finanziario associato					
		Valore contabile passività finanziaria (migliaia di euro)	Forma tecnica	Scadenza	Impegni, garanzie rilasciate ai finanziatori (note a piè di pagina)	Clausole contrattuali significative (note a piè di pagina)	
Impianto WTE Trezzo (MI)	Prima Srl		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto a biomasse Rende (CS)	Ecosesto SpA	(788)	Finanziamenti a medio - lungo termine	31/07/2014 31/12/2019	B	N.A.	
Fotovoltaico Rende (CS)	Ecosesto SpA		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianti fotovoltaici Sicilia	Actelios Solar SpA	(22,187)	Project financing	30/06/2026	A	C	
Impianto fotovoltaico Mesagne (BR)	Solar Mesagne Srl	D	Conto corrente di corrispondenza con la canoerunno	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto fotovoltaico North Carolina (USA)	Innovative Solar 42 LLC	(32,279)	Loan note *	28/02/2033	A	C	
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	HG Solar Development, LLC		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	Fisher Road Solar I, LLC		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	Syncarpha Palmer, LLC		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto fotovoltaico Massachusetts (USA)	Syncarpha Massachusetts, LLC		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto eolico Cefn Croes (Galles)	FRUK Holdings (No.1) Ltd	(32,282)	Project financing	31/12/2025	A	C	
Impianto eolico Boyndie (Scozia)	Cambrian Wind Energy Ltd	(3,044)	Project financing	31/12/2019	A	C	
Impianto eolico Cefn Croes (Galles)	Boyndie Wind Energy Ltd	-	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto eolico Boyndie (Scozia)	Earlsburn Mezzanine Ltd	(21,070)	Project financing	31/03/2026	A	C	
Impianto eolico Earlsburn (Scozia)	Earlsburn Wind Energy Ltd	(8,253)	Project financing	15/04/2022	A	C	
Impianto eolico Ben Aketil (Scozia)	Ben Aketil Wind Energy Ltd	(12,534)	Project financing	31/12/2024	A	C	
Impianto eolico Millennium (Scozia)	Millennium Wind Energy Ltd	(30,680)	Project financing	15/04/2027	A	C	
Impianto eolico Kilbraur (Scozia)	Kilbraur Wind Energy Ltd	(36,213)	Project financing	15/10/2027	A	C	
Impianto eolico Nutberry (Scozia)	Nutberry Wind Energy Ltd	(18,495)	Project financing	31/03/2029	A	C	
Impianto eolico West Browncastle (Scozia)	West Browncastle Wind Energy Ltd	(35,988)	Project financing	31/12/2033	A	C	
Impianto eolico di Spaldington (Inghilterra)	Spaldington Airfield Wind Energy Ltd	(13,145)	Project financing	30/06/2034	A	C	
Impianto eolico di Kingsburn (Scozia)	Kingsburn Wind Energy Ltd	(29,967)	Project financing	30/06/2034	A	C	
Impianto eolico di Assel Valley (Scozia)	Assel Valley Wind Energy Ltd	(41,329)	Project financing	31/12/2034	A	C	
Impianto eolico di Auchrobert (Scozia)	Auchrobert Wind Energy Ltd	(51,433)	Project financing	31/12/2035	A	C	
Impianto eolico San Sostene (CZ)	Eolica Sud Srl	(62,760)	Project financing	30/06/2025	A	C	
Impianto eolico Minervino Murge (BT)	Eolo 3W Minervino Murge Srl	(31,058)	Project financing	31/12/2023	A	C	
Impianto eolico Buddusù - Alà dei Sardi (OT)	Geopower Sardegna Srl	(146,010)	Project financing	30/06/2027 30/06/2024	A	C	
Impianto eolico Petralia Sottana (PA)	Eolica Petralia Srl	(13,485)	Project financing	30/06/2027	A	C	
Impianto eolico Finistère (Francia)	SE Ty Ru Sas	(6,088)	Project financing	30/09/2022 30/06/2028	A	C	
Impianto eolico Maine et Loire (Francia)	Parc Eolien du Fouy Sas	(5,442)	Project financing	15/07/2026	A	C	
Impianto eolico Maine et Loire (Francia)	Parc Eolien des Cretes Sas	(5,703)	Project financing	15/07/2026	A	C	
Impianto eolico Oise (Francia)	Esquennois Energie Sas	(6,839)	Project financing	15/07/2026	A	C	
Impianto eolico Marne (Francia)	Eol Team SAS		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto eolico Aisnes (Francia)	Ferme Eolienne de Noyales SAS	(3,335)	Project financing	31/08/2022	A	C	
2 impianti eolici Cher (Francia)	CEP Tramontane 1 SAS**	(17,565)	Project financing	31/12/2025	A	C	
Impianto eolico Cher (Francia)	Parc Eolien du Bois Ballay SAS **		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto eolico Charente-Maritime (Francia)	Parc Eolien de Mazeray et de Bignay SAS **		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Parc Eolien Cher (Francia)	Parc Eolien des Coudrays SAS **		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
Impianto eolico Saragozza (Spagna)	Eolica Cabezo San Roque Sau		N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	
<b>Totale Project Financing</b>		<b>(687,184)</b>					
<b>Totale altro</b>		<b>(788)</b>					
<b>Totale complessivo</b>		<b>(687,972)</b>					

\* Le loan note sono una forma di finanziamento assimilabile al project financing

\*\* Parc Eolien du Bois Ballay Sas, Parc Eolien du Coudrays Sas, Parc Eolien de Mazeray et de Bignay Sas e CEP Tramontane 1 Sas sono parte dello stesso finanziamento con linee di credito erogate a CEP Tramonate 1 SAS e garanzie in comune.

- (A) Security package standard per operazioni di project finance
- (B) Lettere di patronage
- (C) Covenant finanziari che determinano il blocco delle distribuzioni ed eventi di default
- (D) Importo non incluso in consolidato e pari a 3.624 migliaia di euro al 30 giugno 2019

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

I *security package standard* previsti nei contratti di *project financing* sottoscritti dal Gruppo Falck Renewables comprendono: ipoteca, privilegio speciale, cessione di crediti in garanzia, pegno sulle quote/azioni, pegno sui conti correnti bancari e, in alcuni casi, cessione del finanziamento soci.

Si noti infine che, per tutte le operazioni di *project financing* in essere, i finanziamenti sono stati interamente erogati e la quota di *equity* (capitale sociale e finanziamento soci) è stata interamente versata.

### 3. Informazioni relative agli impianti di produzione di energia non ancora operativi al 30 giugno 2019

(migliaia di euro)

INFORMAZIONI RELATIVE AGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE DI ENERGIA NON ANCORA OPERATIVI					
Impianto	Società Proprietaria	Stato Avanzamento	Capacità installata (MW)	Data presumibile di entrata in esercizio	NBV al 30.06.2019
Impianto eolico di Illois (Francia)	Parc Eolien d'Illois Sarl	Autorizzato	Fino a 12	Soggetto a ricorso da terzi	Non materiale
Impianto eolico di Carrecastro (Spagna) *	Energia Eolica de Castillia SL	Inizio costruzione	10	Fine quarto trimestre del 2019	10,210
Impianti eolici Hennoy e Okla (Norvegia) **	Falck Renewables Vind AS	Hennoy in costruzione Okla autorizzato	71	Rispettivamente quarto trimestre del 2019 e fine quarto trimestre del 2020	41,776
Impianto eolico Aliden (Svezia) **	Aliden Vind AB	In Costruzione	46.8	Quarto trimestre del 2019	43,476
Impianto eolico Brattmyrlden (Svezia) **	Brattmyrlden Vind AB	Inizio Costruzione	74.1	Fine quarto trimestre del 2020	19,268

Lo stato di avanzamento è aggiornato alla data della presente Relazione Semestrale

(\*) Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore dei diritti d'uso dei terreni su cui sorgerà l'impianto (in accordo con l'IFRS 16)

(\*\*) Il valore netto contabile comprende, oltre al valore dell'impianto, anche il valore delle concessioni e dei diritti d'uso dei terreni su cui sorgerà l'impianto (in accordo con l'IFRS 16)

### 5.6.6 Contenuto e variazioni del conto economico

#### 17 Ricavi

Le vendite si compongono come segue:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Vendita di beni	160.511	145.992
Vendita di servizi	24.906	18.982
<b>Totale</b>	<b>185.417</b>	<b>164.974</b>

I ricavi relativi alla vendita di beni, confrontati con quelli del periodo precedente, sono ascrivibili alle seguenti attività:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Vendita energia elettrica e incentivi	158.778	145.896
Vendita altri beni	1.733	96
<b>Totale</b>	<b>160.511</b>	<b>145.992</b>

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

I ricavi relativi alla vendita di servizi, confrontati con quelli del periodo precedente, sono ascrivibili alle seguenti attività:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Trattamento e smaltimento rifiuti	9.684	11.115
Servizi e gestione impianti energia rinnovabile	14.057	4.657
Altri ricavi operativi	1.165	3.210
<b>Totale</b>	<b>24.906</b>	<b>18.982</b>

L'incremento dei **ricavi** è dovuto: (i) per circa 12,7 milioni di euro, alla variazione del perimetro di consolidamento per effetto delle acquisizioni avvenute nel 2018 di Energy Team SpA, di Windfor Srl e dei consorzi di gestione del servizio di interrompibilità nel mercato energetico italiano e dell'acquisizione, avvenuta a marzo 2019, di 5 parchi eolici francesi con una capacità di rete pari a 56 MW, pieno regime degli impianti fotovoltaici negli USA parzialmente controbilanciata dalla cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl, ii) per circa 5 milioni di euro, al maggior volume di energia ceduta da parte di Falck Renewables Energy Srl, al fine di mitigare il costo di sbilanciamento, iii) all'aumento dei prezzi di cessione dell'energia elettrica da fonte eolica nel Regno Unito al netto della componente ROC Recycle, iv) per circa 2,1 milioni di euro, ai maggiori ricavi da *curtailment* (compensazioni a fronte delle richieste di fermo da parte del gestore della rete) rispetto al primo semestre del 2018, (v) all'aumento dei prezzi relativi al servizio di smaltimento e trattamento rifiuti (+13%) per l'impianto *WiE* di Trezzo sull'Adda e (vi) ai maggiori volumi di conferimento relativi all'impianto *WiE* di Trezzo sull'Adda.

I ricavi suddivisi per paese di provenienza per cliente sono così composti:

(migliaia di euro)

Ricavi per area geografica	Ricavi da vendita di energia elettrica	Ricavi da incentivi/certificati verdi	Ricavi da vendita di prodotti	Totale vendita energia elettrica e altri beni	Ricavi da servizi e gestione impianti	Ricavi da trattamento e smaltimento rifiuti	Altri ricavi	TOTALE COMPLESSIVO
Italia	40.672	40.158	1.606	<b>82.436</b>	<b>9.880</b>	<b>9.684</b>	<b>182</b>	<b>102.182</b>
Regno Unito	29.823	19.790	2	<b>49.615</b>	<b>119</b>		<b>879</b>	<b>50.613</b>
Germania	7.769	6.523	2	<b>14.294</b>	<b>1</b>		<b>22</b>	<b>14.317</b>
Francia	7.130		8	<b>7.138</b>	<b>211</b>			<b>7.349</b>
Stati Uniti D'America	4.058	1.288	(6)	<b>5.340</b>				<b>5.340</b>
Spagna	1.396			<b>1.396</b>	<b>1.680</b>		<b>82</b>	<b>3.158</b>
Giappone					<b>1.475</b>			<b>1.475</b>
Messico			10	<b>10</b>	<b>548</b>			<b>558</b>
Altro	28	143	111	<b>282</b>	<b>143</b>			<b>425</b>
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>90.876</b>	<b>67.902</b>	<b>1.733</b>	<b>160.511</b>	<b>14.057</b>	<b>9.684</b>	<b>1.165</b>	<b>185.417</b>

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Di seguito si riporta l’informativa disaggregata dei ricavi per settore al 30 giugno 2019 e al 30 giugno 2018:

30 giugno 2019

(migliaia di euro)

30 giugno 2019						
RICAVI PER TIPOLOGIA DI BENI E SERVIZI	WTE, BIOMASSE E FOTOVOLTAICO	EOLICO	SERVIZI	ALTRE ATTIVITA'	ELIMINAZIONE	CONSOLIDATO
Ricavi da vendita di energia elettrica	14.385	64.675		36.963	(25.147)	90.876
Ricavi da incentivi/certificati verdi	9.008	58.894				67.902
Ricavi da vendita di prodotti			1.753		(20)	1.733
<b>Totale vendita energia elettrica e altri beni</b>	<b>23.393</b>	<b>123.569</b>	<b>1.753</b>	<b>36.963</b>	<b>(25.167)</b>	<b>160.511</b>
<b>Ricavi da servizi e gestione impianti</b>	<b>44</b>	<b>11</b>	<b>19.336</b>	<b>52</b>	<b>(5.386)</b>	<b>14.057</b>
<b>Ricavi da trattamento e smaltimento rifiuti</b>	<b>9.684</b>					<b>9.684</b>
<b>Altri ricavi</b>		<b>983</b>	<b>133</b>	<b>49</b>		<b>1.165</b>
<b>TOTALE COMPLESSIVO</b>	<b>33.121</b>	<b>124.563</b>	<b>21.222</b>	<b>37.064</b>	<b>(30.553)</b>	<b>185.417</b>

30 giugno 2018

(migliaia di euro)

30 giugno 2018						
RICAVI PER TIPOLOGIA DI BENI E SERVIZI	WTE, BIOMASSE E FOTOVOLTAICO	EOLICO	SERVIZI	ALTRE ATTIVITA'	ELIMINAZIONE	CONSOLIDATO
Ricavi da vendita di energia elettrica	12.696	54.125		15.077	(9.265)	72.633
Ricavi da incentivi/certificati verdi	8.424	64.839				73.263
Ricavi da vendita di prodotti	96					96
<b>Totale vendita energia elettrica e altri beni</b>	<b>21.216</b>	<b>118.964</b>		<b>15.077</b>	<b>(9.265)</b>	<b>145.992</b>
<b>Ricavi da servizi e gestione impianti</b>	<b>69</b>		<b>5.617</b>		<b>(1.029)</b>	<b>4.657</b>
<b>Ricavi da trattamento e smaltimento rifiuti</b>	<b>11.115</b>		<b>271</b>		<b>(271)</b>	<b>11.115</b>
<b>Altri ricavi</b>	<b>19</b>	<b>3.133</b>		<b>80</b>	<b>(22)</b>	<b>3.210</b>
<b>TOTALE RICAVI</b>	<b>32.419</b>	<b>122.097</b>	<b>5.888</b>	<b>15.157</b>	<b>(10.587)</b>	<b>164.974</b>

Di seguito si riporta la suddivisione dei ricavi in base alla tempistica di riconoscimento degli stessi:

(migliaia di euro)

	30.6.2019	30.6.2018
Beni/servizi trasferiti in un momento specifico	171.615	160.640
Servizi trasferiti nel corso del tempo	13.802	4.334
<b>Totale</b>	<b>185.417</b>	<b>164.974</b>

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### 18 Costo del personale

Di seguito si fornisce un dettaglio della composizione della voce costo del personale:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Salari e stipendi	14.992	11.989
Oneri sociali	3.910	3.096
Trattamento di fine rapporto	545	430
Altri costi	250	826
<b>Totale</b>	<b>19.697</b>	<b>16.341</b>

Riportiamo di seguito il numero medio dei dipendenti:

	(numero)	
	30.6.2019	30.6.2018
Dirigenti	54	50
Impiegati	365	267
Operai	34	48
<b>Totale numero medio dei dipendenti</b>	<b>453</b>	<b>365</b>

Il **Costo del personale** risulta in aumento rispetto al primo semestre del 2018 per 3.356 migliaia di euro.

La crescita del costo personale rispetto al 30 giugno 2018 è dovuta principalmente alle acquisizioni di Energy Team SpA e Windfor Srl, parzialmente compensata dalla diminuzione dei dipendenti per la cessione di Esposito Servizi Ecologici Srl e a una crescita interna in quanto le principali funzioni, nel corso del 2018 e del 2019, si sono strutturate per far fronte allo sviluppo delle nuove iniziative previste dal piano industriale.

### 19 Costi e spese diretti

Viene di seguito fornito un dettaglio dei costi e spese dirette comparati con i dati del corrispondente periodo dell'esercizio precedente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Materiali ed Energia	20.300	12.587
Prestazioni	25.537	21.873
Costi diversi	13.373	13.391
Variazioni delle rimanenze	(1.897)	162
Acc.to/utilizzo fondi della gestione tipica	(66)	(85)
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	182	178
Svalutazioni e ripristini netti di immobilizzazioni immateriali	656	
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	33.535	31.679
Ammortamenti diritti d'uso	1.829	
Svalutazioni e ripristini netti di immobilizzazioni materiali		68
Costi capitalizzati a commesse di investimento	(174)	(207)
<b>Totale</b>	<b>93.275</b>	<b>79.646</b>

La voce **Costi e spese diretti** aumenta di 13.629 migliaia di euro principalmente per (i) l'acquisto di energia dal mercato da parte di Falck Renewables Energy Srl al fine di mitigare il costo di sbilanciamento, (ii) maggiori costi di prestazioni legati ai consorzi di gestione del servizio di interrompibilità nel mercato energetico italiano, (iii) maggiori ammortamenti dovuti alla maggior capacità installata e (iv) maggiori ammortamenti dei diritti d'uso ai sensi dell'IFRS 16.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Si segnala che nella voce in esame è compresa la svalutazione pari a 652 migliaia di euro del portafoglio contratti del gruppo Vector Cuatro dovuta alla risoluzione di alcuni contratti pluriennali.

### 20 Altri proventi

La composizione della voce altri proventi è la seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Proventi della gestione corrente	1.269	936
Proventi della gestione non corrente	3.843	9.412
<b>Totale</b>	<b>5.112</b>	<b>10.348</b>

Il dettaglio della voce altri proventi della gestione corrente è il seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Ricavi per prestazioni di servizi	211	161
Contributi in conto capitale	953	735
Altro	105	40
<b>Totale</b>	<b>1.269</b>	<b>936</b>

Il dettaglio della voce altri proventi della gestione non corrente è il seguente:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Sopravvenienze attive	1.190	3.145
Plusvalenze da cessione immobilizzazioni	822	6
Indennizzi da assicurazioni	1.731	33
Penalità contrattuali		471
Altro	100	5.757
<b>Totale</b>	<b>3.843</b>	<b>9.412</b>

Nella voce Sopravvenienze attive e nella voce Altro del 2018 erano compresi parte degli effetti dell'accordo transattivo su un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione per un valore rispettivamente di 1.870 migliaia di euro a fronte della rinuncia della controparte degli interessi di mora stanziati dalla Società e 5.727 migliaia di euro a fronte del rilascio del fondo rettificativo dell'attivo.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

### 21 Spese generali e amministrative

Di seguito diamo un dettaglio della voce spese generali e amministrative:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Materiali	575	608
Prestazioni	7.732	8.864
Costi diversi	3.003	3.464
Oneri della gestione non corrente	261	2.600
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	164	186
Svalutazioni immobilizzazioni immateriali	472	
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	78	99
Ammortamento diritti d'uso	830	
Svalutazioni immobilizzazioni materiali		
Accantonamenti ed utilizzi fondi rischi	1.073	1.206
Costi indiretti capitalizzati a commesse di investimento	(1.597)	(486)
<b>Totale</b>	<b>12.591</b>	<b>16.541</b>

La voce è in diminuzione rispetto al primo semestre del 2018 per 3.950 migliaia di euro per effetto di minori costi di consulenza per le transazioni, minori costi di consulenza di *information technology* e minori costi di affitto a seguito dell'entrata in vigore del principio contabile IFRS 16; il primo semestre 2018 era stato influenzato dall'effetto non ricorrente, pari a 0,5 milioni di euro, derivante dai costi di transazione, compensato da rilasci fondi, per la chiusura di un contenzioso relativo ad alcuni terreni dei progetti siciliani in liquidazione.

Si segnala che nella voce in esame è compreso il costo maturato del *Long Term Incentive Plan* dell'amministratore delegato di Falck Renewables SpA per un totale 204 migliaia di euro di cui 96 migliaia di euro in riferimento al piano di *stock grant*.

### 22 Proventi e oneri finanziari

La composizione dei proventi e oneri finanziari è la seguente:

	30.6.2019	30.6.2018
Oneri finanziari	(20.953)	(20.532)
Oneri finanziari su debiti leasing IFRS 16	(1.455)	
Differenze cambio passive	(12.187)	(4.275)
Proventi finanziari	1.009	600
Differenze cambio attive	14.123	4.635
Oneri finanziari capitalizzati a commessa di investimento		9
<b>Totale</b>	<b>(19.463)</b>	<b>(19.563)</b>

La suddivisione degli oneri finanziari può essere così sintetizzata:

	(migliaia di euro)			
	Da prestiti obbligazionari	Da banche	Da altri	Totale
Verso altri		30.102	4.493	34.595
<b>Totale</b>		<b>30.102</b>	<b>4.493</b>	<b>34.595</b>

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

I proventi finanziari al 30 giugno 2019 sono evidenziati nella tabella sottostante:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Interessi e commissioni da banche	12.448	4.564
Interessi e commissioni da altri e proventi vari	2.684	671
<b>Totale</b>	<b>15.132</b>	<b>5.235</b>

Gli **oneri finanziari netti** risultano in diminuzione rispetto al primo semestre del 2018 per 100 migliaia di euro. Anche sugli oneri finanziari ha inciso l'entrata in vigore, dal 1° gennaio 2019, del principio contabile IFRS 16 che ha comportato per il Gruppo maggiori interessi passivi per 1,5 milioni di euro.

Tale effetto è stato totalmente compensato dalle maggiori differenze cambio attive e dalle azioni del *management* volte ad efficientare i costi finanziari.

### 23 Proventi e oneri da partecipazioni

La voce in esame al 30 giugno 2019 è pari a zero.

### 24 Proventi e oneri da partecipazioni contabilizzate a equity

In tale voce sono comprese le valutazioni a *equity* delle partecipazioni collegate:

	(migliaia di euro)	
	30.6.2019	30.6.2018
Frullo Energia Ambiente Srl	882	946
Palermo Energia Ambiente ScpA in liquidazione		
Parque Eolico La Carracha Sl		
Parque Eolico Plana de Jarreta Sl		
Vector Cuatro Servicios Sl	5	11
<b>Totale</b>	<b>887</b>	<b>957</b>

### 25 Imposte sul reddito

Le **imposte sul reddito** al 30 giugno 2019 ammontano a 11.548 migliaia di euro (9.876 migliaia di euro nel primo semestre 2018).

Le imposte sul reddito del primo semestre 2019 risentono positivamente di proventi da consolidamento pari a 0,7 milioni di euro.

Rispetto alle imposte del primo semestre 2018, l'incremento registrato è riconducibile principalmente ai maggiori risultati imponibili generati a fronte delle recenti acquisizioni oltre che ai minori proventi da consolidamento.

### 26 Informazioni integrative ai sensi dell'IFRS 16

Il Gruppo ha in essere contratti di locazione terreni per alcuni dei propri insediamenti produttivi, nonché contratti di locazione per la propria sede centrale e per le sedi delle controllate e altri *leasing* minori. L'analisi effettuata sui termini e le condizioni contrattuali ha portato alla conclusione che, a eccezione di un contratto di locazione di un immobile, per tutti gli altri contratti in essere al 30 giugno 2019 tutti i rischi e i benefici significativi tipici della proprietà dei beni non sono stati trasferiti al Gruppo ma sono rimasti in capo al locatore. Tali contratti sono stati, pertanto, contabilizzati come *leasing* operativi in accordo con l'IFRS 16.

Si riporta di seguito il valore netto contabile dei diritti d'uso al 30 giugno 2019 suddiviso per tipologia di bene locato e la movimentazione intercorsa nel semestre:

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

	(migliaia di euro)									
	Saldo al 31.12.2018	Prima applicaz. IFRS 16	Incres.	Variaz. area di consolid.	Riclas.	Effetto cambio	Altri movi- menti	(Svalutaz) Rivalut.	Ammor- tamenti	Saldo al 30.6.2019
<b>Valori lordi</b>										
Diritto d'uso - Terreni		66.307	194	2.017		(12)	220			68.726
Diritto d'uso - Fabbricati		2.791	228		653		1			3.673
Diritto d'uso - Altri beni		1.418	322							1.740
<b>Totale valore lordi</b>		<b>70.516</b>	<b>744</b>	<b>2.017</b>	<b>653</b>	<b>(12)</b>	<b>221</b>			<b>74.139</b>
<b>Fondi ammortamento</b>										
Diritto d'uso - Terreni						31			(1.841)	(1.810)
Diritto d'uso - Fabbricati					(255)				(616)	(871)
Diritto d'uso - Altri beni									(202)	(202)
<b>Totale fondi ammortamento</b>					<b>(255)</b>	<b>31</b>			<b>(2.659)</b>	<b>(2.883)</b>
<b>Valori netti</b>										
Diritto d'uso - Terreni		66.307	194	2.017		19	220		(1.841)	66.916
Diritto d'uso - Fabbricati *		2.791	228		398		1		(616)	2.802
Diritto d'uso - Altri beni		1.418	322						(202)	1.538
<b>Totale diritti d'uso netti</b>		<b>70.516</b>	<b>744</b>	<b>2.017</b>	<b>398</b>	<b>19</b>	<b>221</b>		<b>(2.659)</b>	<b>71.256</b>

(\*) Il saldo al 30 giugno 2019 include 389 migliaia di euro relativi a un contratto di locazione di un immobile classificato tra i *leasing* finanziari.

Per quanto riguarda il saldo al 30 giugno 2019 della passività finanziaria associata ai contratti di cui sopra, si rimanda al paragrafo relativo ai Debiti Finanziari nella presente Relazione Semestrale.

Si riporta di seguito il dettaglio dei costi imputati a conto economico al 30 giugno 2019:

	(migliaia di euro)
	30.06.2019
Ammortamenti diritti d'uso terreni	1.841
Ammortamenti diritti d'uso fabbricati *	616
Ammortamenti diritti d'uso altri beni	202
<b>Totale ammortamenti</b>	<b>2.659</b>
<b>Totale oneri finanziari sulla passività finanziaria</b>	<b>1.455</b>
<b>Costi per canoni di affitto per <i>leasing</i> a breve termine e a basso valore</b>	<b>500</b>
<b>Costi per canoni di affitto variabili per <i>leasing</i></b>	<b>1.541</b>
<b>Totale costo imputato a Conto Economico</b>	<b>6.155</b>

(\*) Il saldo al 30 giugno 2019 include 9 migliaia di euro relativi a un contratto di locazione di un immobile classificato tra i *leasing* finanziari.

### 27 Pagamenti basati su azioni

Al fine di realizzare un sistema di incentivazione e di fidelizzazione di dirigenti e dipendenti che rivestono ruoli chiave all'interno del Gruppo, l'Assemblea degli Azionisti della Capogruppo ha approvato in data 27 aprile 2017 un piano di incentivazione 2017-2019 che prevede l'assegnazione gratuita di azioni Falck Renewables SpA all'Amministratore Delegato e ad alcuni dirigenti e dipendenti chiave all'interno della Società e delle sue società controllate.

Il piano prevede che l'attribuzione e la consegna delle azioni sia subordinata alla verifica da parte del Consiglio di Amministrazione di Falck Renewables SpA degli obiettivi di *performance* stabiliti per il periodo 2017-2019 e che alla data di attribuzione delle azioni il dipendente sia in servizio o, nel caso dell'Amministratore Delegato, sia in carica.

Il *fair value* dei servizi ricevuti dai titolari del Piano di incentivazione come corrispettivo degli strumenti rappresentativi di capitale assegnati è stato determinato indirettamente facendo riferimento al *fair value* di questi ultimi e la quota di competenza dell'esercizio è stata determinata *pro-rata temporis* lungo il *vesting period*, ossia il periodo a cui è riferita l'incentivazione.

La valutazione del *fair value* è stata eseguita secondo le disposizioni dei principi contabili in vigore, in particolare dell'IFRS 2.

## 5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

Ad aprile 2017 è stata effettuata l'assegnazione del piano di incentivazione relativo all'amministratore delegato di Falck Renewables SpA per 591.000 diritti azionari. Il *fair value* unitario delle azioni assegnate, dato dal prezzo dell'azione alla data di assegnazione al netto dei dividendi attesi durante *vesting period*, è pari a 0,9699 euro. Il *fair value* delle *stock grant* di competenza al 30 giugno 2019, pari a 96 migliaia di euro, è stato rilevato nelle spese generali ed amministrative in contropartita alla voce Altre riserve del Patrimonio Netto.

I parametri utilizzati per il calcolo del *fair value* sono stati i seguenti:

Prezzo dell'azione	(euro)	1,13
Prezzo di esercizio	(euro)	NA
Vesting period	(anni)	3
Dividendi attesi	(euro)	0,16
Tasso di interesse senza rischio	(%)	-0,08%

Nei mesi successivi del 2017 sono state assegnate azioni anche per alcuni *manager* del Gruppo per un totale di 478.986 diritti azionari. Nel corso del 2018 sono stati annullati 65.909 diritti azionari assegnati ai *manager*. Nel febbraio 2019 sono stati assegnati ulteriori n. 89.962 diritti azionari ad alcuni *manager* del Gruppo.

Il *fair value* unitario delle azioni assegnate, dato dal prezzo medio ponderato dell'azione alla data di assegnazione al netto dei dividendi attesi durante *vesting period*, è pari a 1,527 euro.

I parametri utilizzati per il calcolo del *fair value* sono stati i seguenti:

		Prima Assegnazione	Seconda Assegnazione	Terza Assegnazione
Prezzo dell'azione	(euro)	1,40	1,90	2,81
Diritti assegnati	(azioni)	451.713	27.273	89.962
Prezzo di esercizio	(euro)	NA	NA	NA
Vesting period	(anni)	3	3	1
Dividendi attesi	(euro)	0,11	0,11	0,06
Tasso di interesse senza rischio	(%)	-0,18%	-0,32%	0,20%

Trattandosi di azioni assegnate a titolo gratuito, il prezzo di esercizio è nullo.

Il *fair value* delle *stock grant* di competenza al 30 giugno 2019, pari a 189 migliaia di euro, è stato rilevato nel costo del personale in contropartita alla voce Altre riserve del Patrimonio Netto.

I diritti esistenti al 30 giugno 2019 sono così rappresentati:

	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio
<b>Diritti esistenti al 01/01/2019</b>	<b>1.004.077</b>	NA
Nuovi diritti assegnati nel periodo (Diritti annullati nel periodo) (Diritti esercitati nel periodo) (Diritti scaduti nel periodo)	89.962	NA
<b>Diritti esistenti al 30/06/2019</b>	<b>1.094.039</b>	NA
di cui esercitabili a fine periodo	-	

5.6 Note esplicative e integrative sui prospetti contabili

**28 Eventi e operazioni significative non ricorrenti**

Ai sensi della comunicazione CONSOB del 28 luglio 2006 n. DEM/6064293, non si segnalano operazioni significative non ricorrenti del Gruppo Falck Renewables SpA nel corso del primo semestre 2019.

**Rapporti intercorsi con le parti correlate**

	(migliaia di euro)							
	Ricavi delle vendite di beni	Ricavi delle vendite di servizi	Altri proventi	Costi e spese diretti	Spese generali e amministr.	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi da partecipaz.
<b>Impresa controllante</b>								
Falck SpA			120		(535)			
<b>Totale impresa controllante</b>			<b>120</b>		<b>(535)</b>			
<b>Imprese collegate</b>								
Frullo Energia Ambiente Srl			71					882
Parque Eolico La Carracha SI								
Parque Eolico Plana de Jarreta SI								
Vector Cuatro Servicios SI								5
<b>Totale imprese collegate</b>			<b>71</b>					<b>887</b>
<b>Imprese del gruppo</b>								
Sesto Siderservizi Srl			18			(25)		
Falck Energy SpA			5					
<b>Totale imprese del gruppo</b>			<b>23</b>			<b>(25)</b>		
<b>Altre parti correlate</b>								
Firstar Development, LLC						(200)		
Svelgen Kraft Holding e consociate					(13)	(1)		
CII Holdco Ltd						(100)	242	
<b>Totale altre parti correlate</b>					<b>(13)</b>	<b>(301)</b>	<b>242</b>	
<b>Totale</b>			<b>214</b>		<b>(548)</b>	<b>(326)</b>	<b>242</b>	<b>887</b>
<b>Incidenza % su voce di bilancio</b>			<b>4,2%</b>		<b>-4,4%</b>	<b>-0,9%</b>	<b>1,6%</b>	<b>100%</b>

## 5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

### 5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Lo IAS 34.16A(j), modificato a seguito della pubblicazione dell'IFRS 13, richiede che il Gruppo fornisca le informazioni sul *fair value* degli strumenti finanziari indicate nell'IFRS 7 e nell'IFRS 13. Le informazioni si riferiscono al 30 giugno 2019 e al 31 dicembre 2018.

In particolare, vengono riportate alcune informazioni di dettaglio sulle attività e sulle passività finanziarie, con riguardo alla loro suddivisione nelle categorie previste dall'IFRS 9, nonché al loro impatto sul risultato economico di periodo e, infine, al loro *fair value*.

Prima di elencare le informazioni di dettaglio si propone, di seguito, una sintesi delle principali evidenze.

Il Gruppo Falck Renewables presenta debiti finanziari verso terze parti, costituiti soprattutto da debiti per *project finance* o strutture finanziarie analoghe, che determinano una posizione finanziaria netta negativa. Sia le attività sia le passività finanziarie sono quasi esclusivamente valorizzate nel bilancio al costo o al costo ammortizzato, a eccezione dei *royalty instruments*, dei debiti per acquisto opzioni su *minority* e degli strumenti finanziari derivati, che sono valutati a *fair value*. Questi ultimi vengono rappresentati secondo le regole di *hedge accounting* riflettendo tutte le variazioni del *fair value* nel Patrimonio netto, a eccezione di alcuni che, sebbene siano utilizzati con finalità di copertura, non possono essere contabilizzati nel bilancio secondo le suddette regole.

Il principale impatto degli strumenti finanziari sul conto economico non deriva, pertanto, da variazioni di valore delle attività e passività finanziarie iscritte nello stato patrimoniale, quanto, piuttosto, dagli interessi attivi e passivi (per quanto riguarda i contratti derivati su tassi di interesse), dalle differenze cambio positive e negative (per quanto riguarda i contratti derivati su tassi di cambio) e dalle rettifiche ai ricavi per quanto riguarda gli strumenti di copertura del prezzo dell'energia venduta.

#### 1. Stato patrimoniale

Le tabelle che seguono riportano il valore contabile al 30 giugno 2019 e al 31 dicembre 2018 delle attività/passività finanziarie valutate secondo le categorie IFRS 9. Nella penultima colonna sono riportati anche i valori di attività e passività che non rientrano nell'ambito dell'IFRS 7, al fine di favorire la riconciliazione con lo schema di Stato Patrimoniale.

Al 30 giugno 2019 le attività finanziarie complessive del Gruppo Falck Renewables ammontano a 274.030 migliaia di euro, mentre le passività finanziarie ammontano a 917.602 migliaia di euro, a fronte di un totale di bilancio di 1.695.716 migliaia di euro. Le attività e le passività finanziarie sono prevalentemente valorizzate al costo o al costo ammortizzato. Tra le prime prevalgono i crediti commerciali e le disponibilità liquide, tra le seconde i debiti finanziari e quelli commerciali. Inoltre, hanno un peso non trascurabile le attività e le passività valorizzate a *fair value* con le variazioni che transitano o dal Conto Economico o dal Patrimonio Netto: queste ultime sono costituite principalmente da strumenti finanziari derivati.

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

(migliaia di euro)

<b>30 giugno 2019</b>						
	Costo ammortizzato	Fair value con variazioni a CE	Fair value con variazioni a OCI	Totale AF/PF ambito IFRS7	A/P non ambito IFRS7	Totale di bilancio
<b>Attività</b>						
Immobilizzazioni					1.332.248	1.332.248
Titoli e partecipazioni		2.990		2.990	21.237	24.227
Crediti finanziari	10.535	590	2.330	13.455		13.455
Rimanenze					7.725	7.725
Crediti commerciali	102.084			102.084		102.084
Crediti per imposte anticipate					17.534	17.534
Crediti diversi	1.005			1.005	42.942	43.947
Cassa e disponibilità liquide	154.496			154.496		154.496
Attività destinate alla vendita						
<b>Totale</b>	<b>268.120</b>	<b>3.580</b>	<b>2.330</b>	<b>274.030</b>	<b>1.421.686</b>	<b>1.695.716</b>
<b>Passività</b>						
Patrimonio netto					562.907	562.907
Debiti finanziari	765.103	35.889	47.259	848.251		848.251
Debiti commerciali	50.475			50.475		50.475
Debiti diversi	18.876			18.876	93.063	111.939
Debiti per imposte differite					35.730	35.730
Fondi per rischi e oneri					81.902	81.902
TFR					4.512	4.512
Passività destinate alla vendita						
<b>Totale</b>	<b>834.454</b>	<b>35.889</b>	<b>47.259</b>	<b>917.602</b>	<b>778.114</b>	<b>1.695.716</b>

(migliaia di euro)

<b>31 dicembre 2018</b>						
	Costo ammortizza to	Fair value con variazioni a CE	Fair value con variazioni a OCI	Totale AF/PF ambito IFRS7	A/P non ambito IFRS7	Totale di bilancio
<b>Attività</b>						
Immobilizzazioni					1.183.605	1.183.605
Titoli e partecipazioni		3.001		3.001	22.804	25.805
Crediti finanziari	11.442	706	1.570	13.718		13.718
Rimanenze					5.828	5.828
Crediti commerciali	98.678			98.678		98.678
Crediti per imposte anticipate					19.892	19.892
Crediti diversi	1.883			1.883	39.326	41.209
Cassa e disponibilità liquide	218.188			218.188		218.188
Attività destinate alla vendita					3.701	3.701
<b>Totale</b>	<b>330.191</b>	<b>3.707</b>	<b>1.570</b>	<b>335.468</b>	<b>1.275.156</b>	<b>1.610.624</b>

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

<b>Passività</b>						
Patrimonio netto					556.120	556.120
Debiti finanziari	728.462	11.292	39.319	779.073		779.073
Debiti commerciali	51.872			51.872		51.872
Debiti diversi	22.090			22.090	87.900	109.990
Debiti per imposte differite					26.755	26.755
Fondi per rischi e oneri					79.867	79.867
TFR					4.316	4.316
Passività destinate alla vendita					2.631	2.631
<b>Totale</b>	<b>802.424</b>	<b>11.292</b>	<b>39.319</b>	<b>853.035</b>	<b>757.589</b>	<b>1.610.624</b>

2. Conto economico e Patrimonio netto

2.1 Impatto sul conto economico e sul patrimonio netto delle attività e delle passività finanziarie

Le tabelle che seguono riportano gli utili/perdite netti generati nel corso del primo semestre 2019 e nell'esercizio 2018 dalle attività/passività finanziarie riclassificate, per entrambi i periodi oggetto di analisi, secondo le categorie previste dall'IFRS 9.

La voce principale è costituita dagli utili e dalle perdite originati dalla variazione di valore degli strumenti finanziari derivati.

(migliaia di euro)

<b>30 giugno 2019</b>				
	<b>Utili (Perdite) rilevati a CE</b>	<b>Utili (Perdite) girati da PN a CE</b>	<b>Utili (Perdite) rilevati a PN</b>	<b>Totale</b>
AF al fair value	(112)		758	<b>646</b>
AF al costo ammortizzato				
PF al fair value	(5.605)		(3.836)	<b>(9.441)</b>
PF al costo ammortizzato				
<b>Totale</b>	<b>(5.717)</b>		<b>(3.078)</b>	<b>(8.795)</b>

(migliaia di euro)

<b>31 dicembre 2018</b>				
	<b>Utili (Perdite) rilevati a CE</b>	<b>Utili (Perdite) girati da PN a CE</b>	<b>Utili (Perdite) rilevati a PN</b>	<b>Totale</b>
AF al fair value	611		569	<b>1.180</b>
AF al costo ammortizzato				
PF al fair value	(1.363)		7.246	<b>5.883</b>
PF al costo ammortizzato				
<b>Totale</b>	<b>(752)</b>		<b>7.815</b>	<b>7.063</b>

Le perdite rilevate a conto economico includono principalmente le variazioni negative su contratti derivati su cambi per 4.954 migliaia di euro e su tassi per 2.006 migliaia di euro, parzialmente compensate dalle variazioni positive sui contratti di copertura su commodity per 787 migliaia di euro. La voce include inoltre variazioni

## 5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

positive del *fair value* dei *royalty instrument* per 147 migliaia di euro e delle opzioni per l'acquisto di *minority* per 309 migliaia di euro.

Gli utili (perdite) rilevati direttamente a patrimonio netto si riferiscono alla variazione di *fair value* degli strumenti finanziari derivati valutati secondo le regole di *hedge accounting*. La variazione netta negativa di 3.078 migliaia di euro include una variazione negativa per 6.326 migliaia di euro relativa a contratti derivati su tassi di interesse, una variazione negativa per 273 migliaia di euro relativa a contratti derivati su cambi e una variazione positiva relativa a contratti di copertura su *commodity* per 3.521 migliaia di euro.

### 2.2 Accantonamenti per perdite di realizzo

Nel corso del primo semestre 2019 è stato effettuato un accantonamento netto del fondo svalutazione crediti commerciali per 521 migliaia di euro così composto:

- accantonamento per 424 migliaia di euro relativo a crediti commerciali di Energy Team Spa;
- accantonamento per 114 migliaia di euro relativo a crediti commerciali del gruppo Vector Cuatro;
- utilizzo di 17 migliaia di euro effettuato dal gruppo Vector Cuatro.

Nel corso del periodo è stato inoltre effettuato un accantonamento del fondo svalutazione crediti diversi per 172 migliaia di euro principalmente relativo alla società Falck Renewables Wind Ltd.

L'importo netto è stato iscritto a conto economico nelle spese generali e amministrative.

## 3 Altre informazioni integrative

### 3.1 Principi contabili

Per quanto riguarda i principi contabili utilizzati per l'iscrizione e la valorizzazione delle attività e passività finanziarie si rimanda alla Relazione e Bilancio al 31 dicembre 2018.

Si segnala la prima applicazione del nuovo principio IFRS 16, e si rimanda a quanto già riportato alla sezione 5.6.3 Principi contabili e tecniche di consolidamento.

### 3.2 Attività di gestione dei rischi

Per quanto riguarda le attività di gestione dei rischi adottate dal Gruppo, si rimanda a quanto riportato nella Relazione intermedia sulla Gestione - punto 4.1.10 a) *Rischi e incertezze – finanziari*.

### 3.3 Valore contabile e *fair value*

Le tabelle che seguono riportano il *fair value* delle attività/passività finanziarie e il relativo valore contabile (*carrying amount*) al 30 giugno 2019 e al 31 dicembre 2018.

Per alcuni strumenti finanziari (cassa, crediti e debiti commerciali e crediti e debiti diversi) il valore contabile è un'approssimazione ragionevole del *fair value*, pertanto, come previsto dall'IFRS 7.29(a), per tali strumenti finanziari non è stata fornita alcuna informativa specifica sullo stesso.

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

(migliaia di euro)

<b>30 giugno 2019</b>		
	Carrying amount	Fair value
<b>Attività Finanziarie</b>		
Titoli e partecipazioni	2.990	2.990
Crediti finanziari	13.455	13.455
Crediti commerciali	102.084	102.084
Crediti diversi	1.005	1.005
Cassa e disponibilità liquide	154.496	154.496
<b>Totale</b>	<b>274.030</b>	<b>274.030</b>
<b>Passività Finanziarie</b>		
Debiti finanziari	848.251	848.251
Debiti commerciali	50.475	50.475
Debiti diversi	18.876	18.876
<b>Totale</b>	<b>917.602</b>	<b>917.602</b>

(migliaia di euro)

<b>31 dicembre 2018</b>		
	Carrying amount	Fair value
<b>Attività Finanziarie</b>		
Titoli e partecipazioni	3.001	3.001
Crediti finanziari	13.718	13.718
Crediti commerciali	98.678	98.678
Crediti diversi	1.883	1.883
Cassa e disponibilità liquide	218.188	218.188
<b>Totale</b>	<b>335.468</b>	<b>335.468</b>
<b>Passività Finanziarie</b>		
Debiti finanziari	779.073	779.073
Debiti commerciali	51.872	51.872
Debiti diversi	22.090	22.090
<b>Totale</b>	<b>853.035</b>	<b>853.035</b>

Al 30 giugno 2019, la voce debiti finanziari è composta per 687.184 migliaia di euro da debiti in *project financing* “*non recourse*”, per 52.218 migliaia di euro da contratti derivati con *fair value* negativo, per 36.538 migliaia di euro da altri debiti verso terzi e per 72.311 da debiti per leasing contabilizzati secondo IFRS16.

I debiti finanziari verso terzi sono composti da:

	<b>30.06.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Debiti per <i>royalty instruments</i>	11.308	10.362
Finanziamenti soci società eoliche	2.298	2.554
Mutuo Banca Popolare di Sondrio	788	1.575
Finanziamento soci di Prima Srl		1.441
Debiti per interessi maturati ma non ancora dovuti su finanziamenti	1.180	916
Finanziamenti società progetto siciliane	847	842
Altri finanziamenti bancari	95	315
Prestamo Eolica Castilla	400	400
Leasing finanziario	72.311	130
Debito per opzioni su acquisto <i>minority</i>	19.622	19.924
<b>Totale</b>	<b>108.849</b>	<b>38.459</b>

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Per maggior dettaglio si riporta di seguito la composizione dei *project financing* al 30 giugno 2019:

	30.06.2019	(migliaia di euro)			
	Tasso d'interesse %	Fair Value	Carrying amount	Quota corrente	Quota non corrente
Project financing Actelios Solar SpA	Euribor 6 m + spread	22.187	22.187	3.866	18.321
Loan notes Innovative Solar 42 (*)	Fisso	32.279	32.279	2.184	30.095
Project financing Cambrian	Libor 6 m + spread	3.044	3.044	3.044	0
Project financing FRUK	Libor 6 m + spread	32.282	32.282	4.792	27.490
Project financing Earlsburn Mezzanine	Libor 6 m + spread	21.070	21.070	725	20.345
Project financing Earlsburn	Libor 6 m + spread	8.253	8.253	2.537	5.716
Project financing Ben Aketil	Libor 6 m + spread	12.534	12.534	2.150	10.384
Project financing Millennium	Libor 6 m + spread	30.680	30.680	5.094	25.586
Project financing Kilbraur	Libor 6 m + spread	36.213	36.213	4.194	32.019
Project financing Nutberry	Libor 6 m + spread	18.495	18.495	961	17.534
Project financing West Browncastle	Libor 6 m + spread	35.988	35.988	1.268	34.720
Project financing Kingsburn	Libor 6 m + spread	29.967	29.967	1.231	28.736
Project financing Spaldington	Libor 6 m + spread	13.145	13.145	596	12.549
Project financing Assel Valley	Libor 6 m + spread	41.329	41.329	1.877	39.452
Project financing Auchrobert	Libor 6 m + spread	51.433	51.433	1.375	50.058
Project financing Eolica Sud	Euribor 6 m + spread	62.760	62.760	8.518	54.242
Project financing Eolo 3W	Euribor 6 m + spread	31.058	31.058	5.996	25.062
Project financing Geopower	Euribor 6 m + spread	146.010	146.010	15.837	130.173
Project financing Eolica Petralia	Euribor 6 m + spread	13.485	13.485	1.228	12.257
Project financing Ty Ru	Fisso / Euribor 3/6 m + spread	6.088	6.088	699	5.389
Project financing Fouy	Euribor 6 m + spread	5.442	5.442	825	4.617
Project financing Crêtes	Euribor 6 m + spread	5.703	5.703	857	4.846
Project financing Esquennois	Euribor 6 m + spread	6.839	6.839	1.063	5.776

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Project financing CEP Tramontane	Euribor 6 m + spread	17.565	17.565	2.373	15.192
Project financing Noyales	Euribor 3 m + spread	3.335	3.335	1.143	2.192
<b>Totale debiti per project financing</b>		<b>687.184</b>	<b>687.184</b>	<b>74.433</b>	<b>612.751</b>

Si segnala che le società finanziate in *project financing*, per proteggersi dal rischio di oscillazione dei tassi di interesse e convertire il tasso da variabile a fisso, hanno stipulato contratti di *Interest Rate Swap* (IRS) correlati al *project financing*, a condizioni sostanzialmente in linea con il mercato. Di seguito verranno fornite maggiori dettagli su tali strumenti finanziari.

Si riporta di seguito la riconciliazione delle passività derivanti da attività di finanziamento per il primo semestre 2019:

<b>Valore al 31 dicembre 2018</b>	<b>779.073</b>
Accensioni	1.115
Rimborsi	(45.549)
Delta cambio	(682)
Variazione del fair value	10.313
Variazione area di consolidamento	27.012
Prima applicazione IFRS 16	71.582
Altro	5.387
<b>Valore al 30 giugno 2019</b>	<b>848.251</b>

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Nella tabella sottostante vengono elencati i prodotti derivati sui tassi abbinati ai contratti di finanziamento:

- Strumenti con *fair value* negativo al 30 giugno 2019:

(migliaia di euro)

Società	Tipologia di strumento derivato	Scadenza contrattuale	Valuta originale	Valore nozionale	Fair value
Cambrian Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2019	GBP	938	(1)
FRUK Holdings No. 1 Ltd	Interest rate swap	31/12/2025	GBP	27.984	(519)
Earlsburn Mezzanine Ltd	Interest rate swap	31/03/2026	GBP	18.548	(326)
Earlsburn Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/04/2022	GBP	7.182	(29)
Ben Aketil Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2024	GBP	11.447	(1.473)
Millennium Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/04/2027	GBP	5.900	(88)
Millennium Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/10/2024	GBP	19.773	(133)
Kilbraur Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/10/2019	GBP	12.039	(125)
Kilbraur Wind Energy Ltd	Interest rate swap	15/04/2024	GBP	16.599	(29)
Nutberry Wind Energy Ltd	Interest rate swap	29/03/2029	GBP	17.647	(2.175)
West Browncastle Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2033	GBP	30.100	(904)
Assel Valley Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2034	GBP	32.892	(1.910)
Auchrobert Wind Energy Ltd	Interest rate swap	31/12/2035	GBP	39.691	(1.716)
Eolica Sud Srl	Interest rate swap	31/12/2024	EURO	55.735	(6.831)
Eolo 3W Minervino Murge Srl	Interest rate swap	31/12/2023	EURO	28.271	(3.106)
Geopower Sardegna Srl	Interest rate swap	30/06/2027	EURO	98.984	(17.760)
Geopower Sardegna Srl	Interest rate swap	30/06/2024	EURO	19.013	(273)
Eolica Petralia Srl	Interest rate swap	30/06/2027	EURO	11.379	(1.134)
Se Ty Ru Sas	Interest rate swap	30/09/2022	EURO	367	(9)
Se Ty Ru Sas	Interest rate swap	30/06/2028	EURO	3.582	(471)
Parc Eolien du Fouy Sas	Interest rate swap	15/07/2024	EURO	4.565	(661)
Parque Eolien des Cretes Sas	Interest rate swap	15/07/2024	EURO	4.742	(687)
Esquennois Energie Sas	Interest rate swap	15/07/2024	EURO	5.888	(842)
Ferme éolienne de Noyales S.A.S	Interest rate swap	28/02/2022	EURO	2.545	(184)
CEP Tramontane 1 S.A.S.	Interest rate swap	30/06/2025	EURO	10.676	(1.029)
CEP Tramontane 1 S.A.S.	Interest rate swap	31/12/2026	EURO	6.586	(861)
Actelios Solar SpA	Interest rate swap	30/06/2026	EURO	23.069	(2.981)
<b>Totale strumenti finanziari derivati</b>					<b>(46.257)</b>

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

- Derivati incorporati con *fair value* negativo al 30 giugno 2019:

(migliaia di euro)					
Società	Tipologia di strumento derivato	Scadenza contrattuale	Valuta originale	Valore nozionale	Fair value
Ecosesto Spa	Derivato incorporato	31/12/2019	EURO	788	(1)
<b>Totale strumenti finanziari derivati</b>					<b>(1)</b>

- Strumenti con *fair value* positivo al 30 giugno 2019:

(migliaia di euro)					
Società	Tipologia di strumento derivato	Scadenza contrattuale	Valuta originale	Valore nozionale	Fair value
Kingsburn Wind Energy Ltd	Interest rate swap	30/06/2034	GBP	23.401	122
Spaldington Airfiled Wind Energy Ltd	Interest rate swap	30/06/2034	GBP	10.975	58
<b>Totale strumenti finanziari derivati</b>					<b>180</b>

La movimentazione del *fair value* dei contratti di copertura del rischio dei tassi di interesse, di cambio e di *commodity* che il Gruppo Falck Renewables intrattiene al 30 giugno 2019 è riportata nelle tabelle seguenti:

*Derivati passivi:*

(migliaia di euro)						
	31.12.2018	Variazione area di consolidamento	Movimenti a PN	Movimenti a CE	Delta cambio	30.06.2019
Cambrian Wind Energy Ltd	(1)					(1)
FRUK Holdings No. 1 Ltd	(206)		(313)	(1)	1	(519)
Earlsburn Mezzanine Ltd			(329)	3		(326)
Earlsburn Wind Energy Ltd			(30)	1		(29)
Ben Aketil Wind Energy Ltd	(1.566)		93	(3)	3	(1.473)
Millennium Wind Energy Ltd	(83)		(177)	39		(221)
Kilbraur Wind Energy Ltd	(251)		90	6	1	(154)
Nutberry Wind Energy Ltd	(1.933)		(252)	6	4	(2.175)
West Browncastle Wind Energy Ltd			(902)	(2)		(904)
Kingsburn Wind Energy Ltd						
Spaldington Airfiled Wind Energy Ltd						
Assel Valley Wind Energy	(807)		(1.103)	(2)	2	(1.910)

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Ltd						
Auchrobert Wind Energy Ltd	(335)		(1.381)	(2)	2	(1.716)
Eolica Sud Srl	(7.089)		269	(11)		(6.831)
Eolo 3W Minervino Murge Srl	(3.450)		351	(7)		(3.106)
Geopower Sardegna Srl	(15.230)		(1.008)	(1.795)		(18.033)
Eolica Petralia Srl	(961)		(171)	(2)		(1.134)
Se Ty Ru Sas	(364)		(117)	1		(480)
Parc Eolien du Fouy Sas	(692)		25	6		(661)
Parque Eolien des Cretes Sas	(719)		25	7		(687)
Esquennois Energie Sas	(882)		30	10		(842)
Ferme éolienne de Noyales S.A.S		(209)	23	2		(184)
CEP Tramontane 1 S.A.S.		(1.876)	(14)			(1.890)
Actelios Solar SpA	(2.585)		(132)	(264)		(2.981)
<b>Totale IRS</b>	<b>(37.154)</b>	<b>(2.085)</b>	<b>(5.023)</b>	<b>(2.008)</b>	<b>13</b>	<b>(46.257)</b>
Derivati su cambi Falck Renewables SpA	(304)			(4.306)		(4.610)
Derivati su cambi Aliden Vind AB	(133)		(17)	1		(149)
Derivati su cambi Brattmyrliden Vind AB	(702)		(299)	3		(998)
Derivati su cambi Falck Renewables Vind AS	(67)			67		
Derivati su cambi Ambiente 2000 Srl						
Derivati su cambi Falck Renewables Wind				(77)		(77)
<b>Totale derivati su cambi</b>	<b>(1.206)</b>		<b>(316)</b>	<b>(4.312)</b>		<b>(5.834)</b>
Derivati su commodity Falck Next Energy	(1.717)		1.334	257		(126)
Derivati su commodity Aliden Vind	(77)		77			
Derivati su commodity Falck Renewables Vind	(92)		92			
<b>Totale derivati su commodity</b>	<b>(1.886)</b>		<b>1.503</b>	<b>257</b>		<b>(126)</b>
<b>Totale</b>	<b>(40.246)</b>	<b>(2.085)</b>	<b>(3.836)</b>	<b>(6.063)</b>	<b>13</b>	<b>(52.217)</b>

Derivati incorporati:

	31.12.2018	Variazione area di consolidamento	Movimenti a PN	Movimenti a CE	Delta cambio	30.06.2019
Ecosesto SpA	(3)			2		(1)
<b>Totale derivati incorporati</b>	<b>(3)</b>			<b>2</b>		<b>(1)</b>

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Derivati attivi:

	31.12.20 18	variazione area di consolida m.	Movimen ti a PN	movimen ti a CE	delta cambi o	30.06.20 19
	(migliaia di euro)					
Kingsburn Wind Energy Ltd	851		(727)		(2)	122
Spaldington Airfiled Wind Energy Ltd	394		(336)			58
Kilbraur Wind Energy Ltd	148		(148)			
Earlsburn Mezzanine Ltd	7		(7)			
Earlsburn Wind Energy Ltd	7		(7)			
Millennium Wind Energy Ltd	47		(47)			
West Browncastle Wind Energy Ltd	31		(31)			
<b>Totale IRS</b>	<b>1.485</b>		<b>(1.303)</b>		<b>(2)</b>	<b>180</b>
Derivati su cambi Falck Renewables SpA	630			(629)		1
Derivati su cambi Aliden Vind AB	5		43			48
Derivati su cambi Brattmyrliden Vind AB	24			4		28
Derivati su cambi Falck Renewables Vind AS				53		53
Derivati su cambi Falck Renewables Wind	70			(70)		
<b>Totale derivati su cambi</b>	<b>729</b>		<b>43</b>	<b>(642)</b>		<b>130</b>
Derivati su commodity Falck Next Energy	62		1.725	530		2.317
Derivati su commodity Aliden Vind AB			141			141
Derivati su commodity Falck Renewables Vind			152			152
<b>Totale derivati su commodity</b>	<b>62</b>		<b>2.018</b>	<b>530</b>		<b>2.610</b>
<b>Totale</b>	<b>2.276</b>		<b>758</b>	<b>(112)</b>	<b>(2)</b>	<b>2.920</b>

## 5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

### 3.4 Fair value – gerarchia

Tutti gli strumenti finanziari iscritti al *fair value* sono stati classificati nelle tre categorie di seguito riportate che si basano sul più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* nel suo complesso:

- livello 1: prezzi quotati (non rettificati) in un mercato attivo per attività o passività identiche;
- livello 2: tecniche di valutazione per le quali il più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* è direttamente o indirettamente osservabile;
- livello 3: tecniche di valutazione per le quali il più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* non è osservabile.

Nelle tabelle seguenti si espongono gli strumenti finanziari valutati al *fair value* detenuti dal Gruppo al 30 giugno 2019 e al 31 dicembre 2018:

(migliaia di euro)

<b>30 giugno 2019</b>				
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
<b>Attività Finanziarie valutate al FV</b>				
Contratti a termine su valuta estera		130		130
Contratti derivati su tassi di interesse		180		180
Contratti derivati su commodity		2.610		2.610
Attività finanziarie a fair value a conto economico		2.890	100	2.990
<b>Totale attivo</b>		<b>5.810</b>	<b>100</b>	<b>5.910</b>
<b>Passività Finanziarie valutate al FV</b>				
Contratti a termine su valuta estera		5.834		5.834
Contratti derivati su tassi di interesse		46.258		46.258
Contratti derivati su commodity		126		126
Passività finanziarie a fair value a conto economico			30.930	30.930
<b>Totale passivo</b>		<b>52.218</b>	<b>30.930</b>	<b>83.148</b>

(migliaia di euro)

<b>31 dicembre 2018</b>				
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
<b>Attività Finanziarie valutate al FV</b>				
Contratti a termine su valuta estera		729		729
Contratti derivati su tassi di interesse		1.485		1.485
Contratti derivati su commodity		62		62
Attività finanziarie a fair value a conto economico		2.901		3.001
			100	

5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

---

<b>Totale attivo</b>	<b>1.267</b>		<b>5.277</b>
		<b>100</b>	
<b>Passività Finanziarie valutate al FV</b>			
Contratti a termine su valuta estera			1.206
	1.206		
Contratti derivati su tassi di interesse	37.157		37.157
Contratti derivati su commodity	1.886		
			1.886
Passività finanziarie a fair value a conto economico		10.362	10.362
<b>Totale passivo</b>	<b>40.249</b>		<b>50.611</b>
		<b>10.362</b>	

---

## 5.7 Informazioni integrative sugli strumenti finanziari

Alla chiusura di ogni periodo, il Gruppo determina se vi siano stati dei trasferimenti tra i “livelli” della gerarchia valutando nuovamente la loro classificazione (sulla base del più basso livello di *input* significativo ai fini della determinazione del *fair value* nel suo complesso). A tal proposito, si segnala che nel primo semestre 2019 non vi sono stati trasferimenti tra “livelli”.

### 3.3 *Fair value – tecniche di valutazione*

Il *fair value* degli strumenti finanziari derivati su tassi di interesse, calcolato in corrispondenza della chiusura del semestre, corrisponde all’attualizzazione dei flussi di cassa futuri determinati in funzione della curva dei tassi *forward* al 30 giugno 2019.

Il *fair value* dei contratti a termine su valuta è calcolato sulla base del tasso di cambio *spot* osservabile a fine periodo (giugno 2019), nonché dei punti dei cambi a termine e delle curve di rendimento dei tassi di interesse delle divise estere.

Il *fair value* dei contratti a termine su *commodity* è calcolato con cadenza mensile. Corrisponde all’attualizzazione dei futuri flussi di cassa determinati in funzione dei prodotti *Futures* quotati all’ultimo giorno utile di mercato del mese precedente. In particolare, i prezzi di riferimento del calcolo sono costituiti dai *Settlement Prices* giornalieri registrati a chiusura mercato l’ultimo giorno utile, e pubblicati da EEX nei dati “*End-Of-Day*”.

Il *fair value* delle altre attività finanziarie a conto economico è stato calcolato utilizzando come riferimento i dati propri delle entità oggetto di investimento.

Il *fair value* dei *royalty instruments* incluso nelle passività finanziarie a *fair value* a conto economico è stato calcolato sulla base di tecniche interne di valutazione, basate sulle previsioni di pagamento alle comunità locali le quali a loro volta dipendono dall’andamento dei parchi eolici finanziati.



6 Prospetti supplementari Consolidato

6.1 Elenco partecipazioni in imprese controllate e collegate

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	%		Possesso indiretto
				possesso diretta	%	Società controllante
<b>Società incluse nel consolidamento col metodo integrale</b>						
Falck Renewables SpA	Milano	Euro	29143.891			
Actelios Solar SpA	Santa Caterina di Villarmosa (Cs)	Euro	120.000	100,000		
Åliden Vind AB	Malmö (Svezia)	SEK	100.000	100,000		
Ambiente 2000 Srl	Milano	Euro	103.000	60,000		
Assel Valley Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Auchrobert Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Ben Aketil Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Birch Road Solar Farm, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Renewables CH-1 LLC
Boyndie Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	FRUK Holdings (No.1) Ltd
Brattmyröden Vind AB	Malmö (Svezia)	SEK	100.000	100,000		
Cambrian Wind Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	FRUK Holdings (No.1) Ltd
CEF Vento SAS	Parigi (Francia)	Euro	12.614.619		100,000	Falck Energies Renouvelables Sas
CEP Tramontane 1SAS	Parigi (Francia)	Euro	3.559.700		100,000	Falck Energies Renouvelables Sas
Consorzio Energy Aggregator	Milano (Mi)	Euro	7.800		25,640	Mid Tech Srl
					25,640	Energy Capital Srl
Consorzio Energy Cloud	Milano (Mi)	Euro	7.200		41,670	Mid Tech Srl
					41,670	Energy Capital Srl
Earlsburn Mezzanine Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1000		51,000	Falck Renewables Wind Ltd
Earlsburn Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Earlsburn Mezzanine Ltd
Ecosesto SpA	Rende (CS)	Euro	5.120.000	100,000		
Elettroambiente SpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	245.350	100,000		
Elektrownie Wiatrowe Bonwind Łyszkowice Sp. z o.o.	Łódź (Polonia)	PLN	132.000		50,000	Falck Renewables Wind Ltd
Energia Eolica De Castilla, S.L.	Madrid (Spagna)	Euro	3.200	49,000		
Energy Capital Srl	Trezzano sul Naviglio (Mi)	Euro	10.200	100,000		
Energy Team Spa	Milano (Mi)	Euro	120.000	51,000		
Eol Team SAS	Parigi (Francia)	Euro	42.220		100,000	CEF Vento SAS
Eolica Cabezo San Roque Sau	Madrid (Spagna)	Euro	1.500.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Eolica Petralia Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	2.000.000	100,000		
Eolica Sud Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	5.000.000	100,000		
Eolo 3W Minervino Murge Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	10.000	100,000		
Esquennois Energie Sas	Rennes (Francia)	Euro	37.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Falck Energies Renouvelables Sas	Rennes (Francia)	Euro	19.212.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Falck Middleton, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Renewables North America Inc
Falck Middleton Generation, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-	100,000	classe B*	Falck Middleton, LLC
Falck Next Srl	Sesto San Giovanni (Mi)	Euro	1.000.000	100,000		
Falck Renewables CH-1, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Renewables North America Inc
Falck Renewables DLP MA, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000	Falck Renewables North America Inc

6 Prospetti supplementari Consolidato

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	% possesso		Possesso indiretto	
				diretta		%	Società controllante
<b>Società incluse nel consolidamento col metodo integrale</b>							
Falck Renewables Finance Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000		Falck Renewables Wind Ltd
Falck Renewables IS 42 LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000		Falck Renewables North America Inc
Falck Renewables Latitude, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000		Falck Renewables North America Inc
Falck Renewables Nederland B.V.	Amsterdam (Paesi Bassi)	Euro	10.000	100,000			
Falck Renewables North America Development Services & Construction Management, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000		Falck Renewables North America Inc.
Falck Renewables North America Inc	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	5	100,000			
Falck Renewables Sviluppo Srl	Milano (Mi)	Euro	10.000	100,000			
Falck Renewables Sicilia Srl	Milano (Mi)	Euro	10.000	100,000			
Falck Renewables Power 1S1	Madrid (Spagna)	Euro	300.000	100,000			
Falck Renewables Power 2 S1	Madrid (Spagna)	Euro	300.000	100,000			
Falck Renewables Power 3 S1	Madrid (Spagna)	Euro	300.000	100,000			
Falck Renewables Vind AS	Sandane (Norvegia)	NOK	30.404.000	81,462			
Falck Renewables Wind Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	37.759.066	99,989			
Falck Renewables Energy Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	1010.000	100,000			
Falck Renewables Verwaltungs GmbH (in liquidazione)	Norimberga (Germania)	Euro	25.000		100,000		Falck Energies Renouvelables Sas
Ferme Eolienne de Noyales SAS	Parigi (Francia)	Euro	37.000		100,000		CEF Vento SAS
Fisher Road Solar I, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000		SPME Dartmouth Holdings, LLC
FRUK Holdings (No.) Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	1		51,000		Falck Renewables Finance Ltd
Geopower Sardegna Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	2.000.000	100,000			
HG Solar Development, LLC	New York (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000		Falck Middleton Generation, LLC
Innovative Solar 42 LLC	North Carolina (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000		NC 42 Energy LLC
Kilbraur Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		51,000		Falck Renewables Wind Ltd
Kingsburn Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000		Falck Renewables Wind Ltd
Lake Osiris Road Solar Farm, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000		Falck Renewables CH-1, LLC
Mid Tech Srl	Milano (Mi)	Euro	10.000		100,000		Energy Capital Srl
Millennium Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		51,000		Falck Renewables Wind Ltd
Millennium South Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		52,000		Falck Renewables Wind Ltd
Mochrum Fell Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000		Falck Renewables Wind Ltd
NC 42 LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		99,000		Falck Renewables IS 42 LLC
NC 42 Solar LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000		NC 42 LLC
NC 42 Energy LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	-		100,000 classe B*		NC 42 Solar LLC
Nutberry Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000		Falck Renewables Wind Ltd
Palermo Energia Ambiente ScpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	120.000	71,273			
Parc Eolien d'Illouis Sarl	Rennes (Francia)	Euro	1.000		100,000		Falck Energies Renouvelables Sas
Parc Eolien des Coudrays SAS	Parigi (Francia)	Euro	868.000		100,000		CEP Tramountane 1SAS

\* Si segnala che le quote di classe B garantiscono il controllo della società, mentre le quote di classe A di proprietà di Firststar Development LLC attribuiscono diritti protettivi.

6 Prospetti supplementari Consolidato

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	%		Possesso indiretto
				possesso diretta	%	Società controllante
<b>segue Società incluse nel consolidamento col metodo integrale</b>						
Parc Eolien des Cretes Sas	Rennes (Francia)	Euro	37.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Parc Eolien de Mazeray et de Bignay SAS	Parigi (Francia)	Euro	132.1750		100,000	CEP Tramontane 1SAS
Parc Eolien du Bois Ballay SAS	Parigi (Francia)	Euro	1.235.000		100,000	CEP Tramontane 1SAS
Parc Eolien du Fouy Sas	Rennes (Francia)	Euro	37.000		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Platani Energia Ambiente ScpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	3.364.264		87,180	Elettro ambiente SpA
Prima Srl	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	5.430.000	85,000		
PVDiagnosis Foto voltaica SLU	Madrid (Spagna)	Euro	3.100		100,000	Vector Cuatro SLU
Route 212 Solar Farm, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000	Falck Renewables CH-1, LLC
Route 23A Solar Farm, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000	Falck Renewables CH-1, LLC
SE TyRu Sas	Rennes (Francia)	Euro	1.009.003		100,000	Falck Energies Renouvelables Sas
Solar Mesagne Srl	Brindisi	Euro	50.000	100,000		
Spaldington Airfield Wind Energy Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
SPME Dartmouth Holdings, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000 classe B*	Falck Renewables DLP MA, LLC
SPME Holdings 2015, LLC	New Jersey (Stati Uniti d'America)	USD			100,000 classe B*	Falck Renewables DLP MA, LLC
Syncarpha Massachusetts, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000	SPME Holdings 2015, LLC
Syncarpha Palmer, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD			100,000	SPME Holdings 2015, LLC
Tifeo Energia Ambiente ScpA (in liquidazione)	Sesto S. Giovanni (MI)	Euro	4.679.829		96,350	Elettro ambiente SpA
Vector Cuatro SLU	Madrid (Spagna)	Euro	55.001	100,000		
Vector Cuatro Australia Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	1		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Renewables FZE	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	300.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Srl	Torino	Euro	25.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Chile Spa	Santiago (Cile)	CLP	20.000.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro France Sarl	Lyon (Francia)	Euro	50.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro EOOD	Sofia (Bulgaria)	BGN	2.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Japan KK	Tokyo (Giappone)	JPY	1.000.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro USA, LLC	Delaware (Stati Uniti d'America)	USD	1.000		100,000	Vector Cuatro SLU
Vector Cuatro Energias Renovables Mexico, SA de CV	Miguel Hidalgo DF (Messico)	MXN	2.066.000		99,95	Vector Cuatro SLU
					0,05	PVDiagnosis Foto voltaica SLU
Vector Cuatro UK Ltd	Londra (Gran Bretagna)	GBP	190.000		100,000	Vector Cuatro SLU
West Bro wncastle Wind Energy Ltd	Inverness (Gran Bretagna)	GBP	100		100,000	Falck Renewables Wind Ltd
Windfor Srl	Milano (MI)	Euro	10.400		100,000	Vector Cuatro Srl

\* Si segnala che le quote di classe B garantiscono il controllo della società, mentre le quote di classe A di proprietà di Firstar Development LLC attribuiscono diritti protettivi.

	Sede Sociale	Valuta	Capitale	%		Possesso indiretto
				possesso diretta	%	Società controllante
<b>Società incluse nel consolidamento col metodo del patrimonio netto</b>						
Frullo Energia Ambiente Srl	Bologna	Euro	17.139.100	49,000		
Nuevos Parque Eolicos La Muela AIE	Saragozza (Spagna)	Euro	10.000		50,000	Parque Eolico La Carracha SL
					50,000	Parque Eolico Plana de Jarreta SL
Parque Eolico La Carracha S1	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000	Falck Renewables Wind Ltd
Parque Eolico Plana de Jarreta S1	Saragozza (Spagna)	Euro	100.000		26,000	Falck Renewables Wind Ltd
Vector Cuatro Servicios SL	Madrid (Spagna)	Euro	30.000		50,000	Vector Cuatro SLU

**7. Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni**

---

7 Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Toni Volpe – Consigliere Delegato e Paolo Rundeddu - Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Falck Renewables SpA attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato, nel corso del primo semestre 2019.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 il bilancio semestrale abbreviato:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

2.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio.

La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

Il Consigliere Delegato

Il Dirigente Preposto alla redazione  
dei documenti contabili societari

---

Milano, 30 luglio 2019

## **8. Relazione della Società di Revisione**

---

## 8 Relazione della Società di Revisione



EY S.p.A.  
Via Meravigli, 12  
20123 Milano

Tel: +39 02 722121  
Fax: +39 02 722122037  
ey.com

### Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della  
Falck Renewables S.p.A.

#### Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale consolidato, dal conto economico consolidato, dal prospetto delle altre componenti del conto economico complessivo, dal prospetto del rendiconto finanziario consolidato, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato per il periodo chiuso a tale data e dalle relative note esplicative della Falck Renewables S.p.A. e controllate (Gruppo Falck Renewables) al 30 giugno 2019. Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. E' nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

#### Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale 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. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) 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 sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

#### Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Falck Renewables al 30 giugno 2019 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.

Milano, 1 agosto 2019

EY S.p.A.

  
Massimiliano Vercellotti  
(Socio)

EY S.p.A.  
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma  
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.  
iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma  
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904  
P.IVA 02691231003  
iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998  
iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione  
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited