

Enipower  
Bilancio  
**2018**



Enipower  
Bilancio  
**2018**

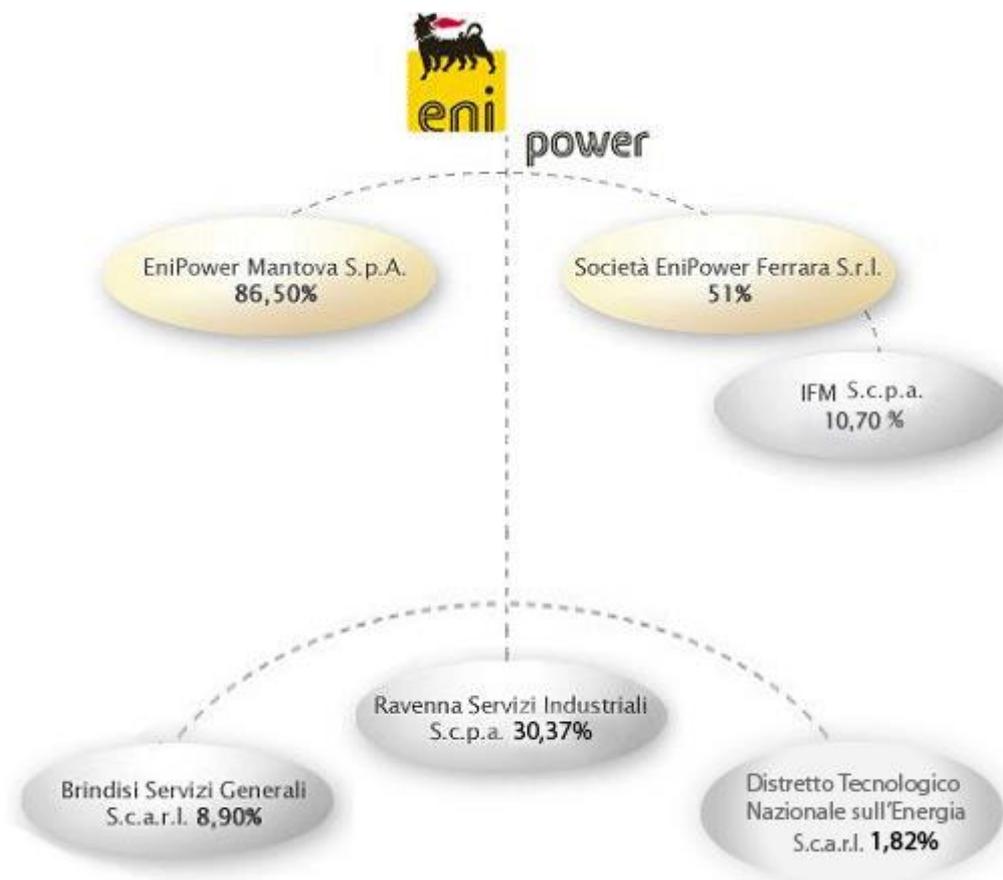
## **Enipower S.p.A.**

### **Relazione sulla gestione**

Il gruppo Enipower	4
Identità aziendale	5
Profilo dell'anno	6
Scenario macro-economico e di mercato	9
Evoluzione del quadro normativo	12
Governance	15
Salute, ambiente, sicurezza e qualità	16
Ricerca scientifica e tecnologica	17
Rapporti con le Comunità	17
<b>Andamento operativo</b>	
Generazione e vendita	18
Investimenti tecnici	18
Risorse umane	19
<b>Commento ai risultati e altre informazioni</b>	
Conto economico	20
Stato patrimoniale riclassificato	24
Rendiconto finanziario riclassificato	28
Andamento economico delle società partecipate	29
Fattori di rischio e incertezza	30
Evoluzione prevedibile della gestione	31
<b>Altre informazioni</b>	32
<b>Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori</b>	33
<b>Bilancio di esercizio</b>	
<b>Schemi di bilancio</b>	36
<b>Note al bilancio</b>	43
<b>Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti</b>	95
<b>Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs 58/1998 e dell'art. 2429, comma 3, c.c.</b>	96
<b>Relazione della società di revisione</b>	99
<b>Deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti</b>	102

## Relazione sulla gestione

### Il Gruppo Enipower



**Enipower Mantova:** società che gestisce la centrale elettrica di Mantova. La partecipazione di Enipower S.p.A. è dell'86,5%. La restante quota è posseduta da T.E.A. S.p.A.

**Società Enipower Ferrara:** società che gestisce la centrale elettrica di Ferrara. La partecipazione di Enipower S.p.A. è del 51%. La restante quota è posseduta da Axpo International SA.

**IFM Ferrara:** società consortile di servizi industriali nel sito di Ferrara

**Ravenna Servizi Industriali:** società consortile di servizi industriali nel sito di Ravenna

**Brindisi Servizi Generali:** società consortile di servizi industriali nel sito di Brindisi

**Di.T.N.E.:** società consortile, con finalità di ricerca in ambito energetico in cui Enipower S.p.A. partecipa quale socio sostenitore

## Identità aziendale

Enipower S.p.A., società controllata al 100% da Eni, è stata costituita nel novembre 1999. Ad essa sono state conferite da EniChem S.p.A. e da Agip Petroli S.p.A. centrali elettriche convenzionali (potenza installata di circa 1.000 MW). La società ha nel corso degli anni completato un piano di investimenti che ha portato alla graduale sostituzione degli impianti originariamente conferiti con moderni cicli combinati, alimentati a gas naturale, che garantiscono standard elevati per la sicurezza e salute delle risorse umane impiegate e per la salvaguardia dell'ambiente.

Dal 1° gennaio 2007, Enipower opera sulla base di un contratto di Conto Lavorazione (tolling) stipulato con Eni S.p.A., contratto in base al quale la società genera energia elettrica che Eni commercializza sul mercato.

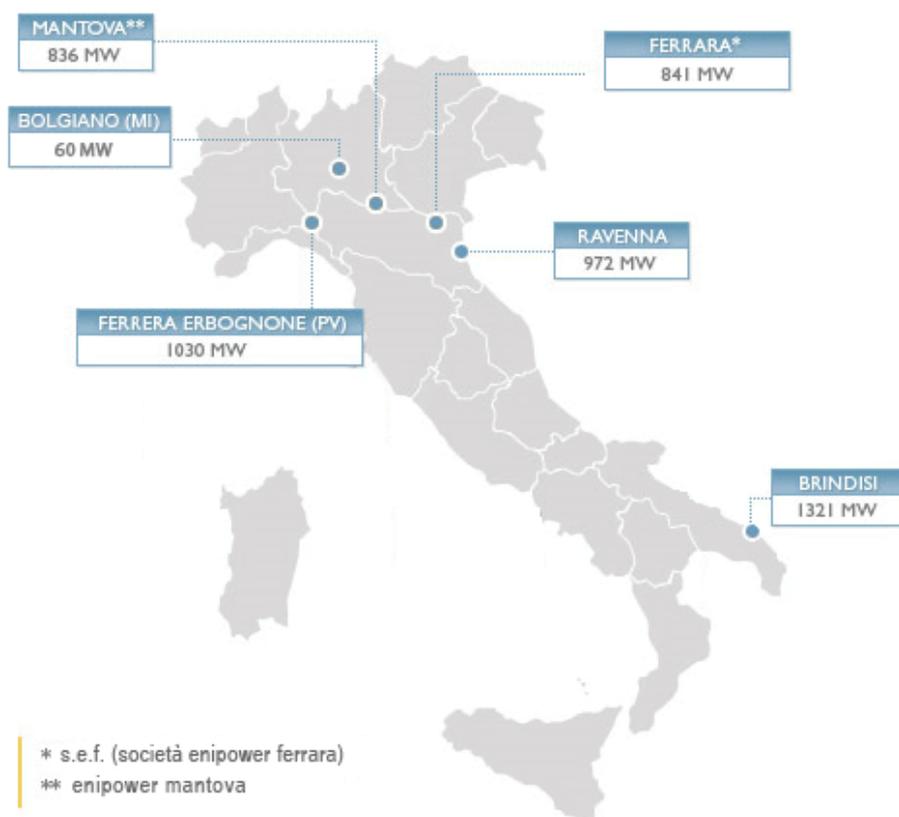
Nel gennaio 2010 Enipower ha acquistato da EniServizi S.p.A. la proprietà e la gestione della centrale di cogenerazione di Bolgiano e delle sue reti di distribuzione.

Oggi la società, direttamente o attraverso le sue partecipate, è proprietaria di 6 centrali elettriche ubicate nei siti petrolchimici di Brindisi, Ferrara, Mantova e Ravenna e nella raffineria di Ferrera Erbognone (PV) e di una centrale di cogenerazione a Bolgiano, con una potenza complessiva in esercizio di circa 5,06 GW. Tale parco impianti pone la società tra fra i primi produttori nazionali di energia elettrica e al primo posto come produttore di vapore tecnologico.

La società nel dicembre 2016 ha approvato il riassetto contrattuale delle attività di vendita di energia elettrica e vapore ai clienti di sito a seguito di valutazioni sugli effetti delle modifiche regolatorie relative alle Reti Interne di Utenza. A partire dal 1° gennaio 2017 le attività di vendita di energia elettrica ai clienti di sito sono effettuate direttamente da Eni. Inoltre, al fine di razionalizzare le attività commerciali, anche le vendite di vapore ai clienti di sito sono state cedute a Eni.

A partire dal 1° Gennaio 2018, come stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA ex AEEGSI) con la delibera 582/2017 del 3 Agosto 2017, la società ha iniziato ad erogare servizi di connessione, misura e trasporto per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui fanno parte anche le Reti Interne di Utenza (RIU), regolati dalla delibera 539/2015.

### Dove opera Enipower



## Profilo dell'anno

### Fatti di rilievo

L'Assemblea dei Azionisti del 18 aprile 2018 ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione che rimarrà in carica che rimarrà in carica fino all'Assemblea dei Azionisti che approverà il bilancio di esercizio 2020.

Il Consiglio di Amministrazione del 16 maggio 2018, richiamando quanto deliberato in data 19 dicembre 2017, sul trasferimento del Ramo d'Azienda denominato "Fotovoltaico" ha deliberato di conferire il ramo d'azienda alla società Eni New Energy S.p.A. (100% Eni S.p.A.), con data di efficacia 1° Luglio 2018.

La società, in data 27 aprile 2018, ha assegnato allo Studio Necchi, Sorci & Associati di Milano in persona del dott. Silvio Necchi, quale esperto indipendente, l'incarico di redigere una nuova perizia sulla base della situazione contabile alla data del 31 dicembre 2017 del ramo d'azienda.

Il conferimento rientra in un progetto di integrazione delle attività fotovoltaiche dove è stata individuata la società Eni New Energy (ENE), controllata al 100% da Eni S.p.A., in cui far confluire dette attività al fine di creare in Eni un centro unico di competenze e gestione degli asset per la produzione di energia da solare e da fotovoltaico.

L'oggetto del conferimento è la struttura organizzativa di Enipower S.p.A. per la gestione operativa del processo di produzione di energia rinnovabile tramite impianti fotovoltaici, attraverso l'opera di personale a ciò specificatamente dedicato mediante l'utilizzo di impianti specifici e l'applicazione di disposizioni.

Il ramo d'azienda è così identificato:

- (i) 9 impianti di generazione elettrica da solare fotovoltaico, di cui otto installati presso siti di proprietà di società del Gruppo Eni e uno sui capannoni della Fiera del Levante di Bari, per una capacità installata complessiva di circa 10 MW, con ricavi incentivati e asset parzialmente svalutati;
- (ii) 6 risorse dedicate esclusivamente alla gestione di tali impianti;
- (iii) passività, obbligazioni e magazzino prodotti relativi all'attività pregressa svolta da Enipower (produzione, installazione e vendita di pannelli e impianti fotovoltaici);
- (iv) contratti passivi per la manutenzione degli impianti di proprietà e di terzi e contratti attivi per servizi di O&M effettuati su impianti di terzi per impianti installati presso i comuni di Verano (BZ) e Roana (VI), nonché presso la Raffineria di Milazzo S.c.p.A. per la realizzazione e gestione di un impianto fotovoltaico e il relativo credito fruttifero a lungo termine;
- (v) terreni e fabbricati situati presso il sito di Nettuno;
- (vi) fondo garanzia per pannelli fotovoltaici.

Il valore netto del Ramo nella contabilità di Enipower S.p.A. al 31 dicembre 2017 è pari a euro 9.908.998,50 ai quali si devono aggiungere attività per imposte anticipate pari a euro 4.122.538,46 per un valore complessivo di euro 14.031.536,96. In accordo con quanto disposto dall'art. 2343-ter del codice civile, il perito Necchi ha completato la valutazione del Ramo al 31.12.2017 stimando un valore complessivo pari a euro 14.545.508,00, che risulta non inferiore al corrispondente dato contabile. L'operazione di conferimento è avvenuta in continuità di valori contabili e fiscali. La variazione del valore netto del Ramo intervenuta tra il 31 dicembre 2017 e il 1° luglio 2018 è stata oggetto di conguaglio per cassa.

A fronte del conferimento in natura del ramo fotovoltaico, Eni New Energy S.p.A. ha aumentato il proprio capitale sociale di 4.296.000,00 euro mediante emissione di 4.296 nuove azioni assegnate in via esclusiva ad Enipower S.p.A. e costituito una riserva sovrapprezzo azioni di euro 9.735.537,00 per un complessivo aumento di patrimonio di euro 14.031.537,00. In conseguenza del conferimento gli azionisti di Eni New Energy S.p.A. sono diventati Eni S.p.A. per il 53,79% ed EniPower S.p.A. per il 46,21%.

Nel Consiglio di Amministrazione del 15 novembre 2018 il Presidente e Amministratore Delegato di Enipower ha comunicato che Eni S.p.A. ha manifestato l'interesse all'acquisto delle 4.296 azioni della società Eni New Energy S.p.A. e il Consiglio di Amministrazione in pari data ha approvato l'operazione di cessione ad Eni S.p.A. dell'intera partecipazione azionaria detenuta da EniPower S.p.A.. Con atto notarile del 12 dicembre 2018 è avvenuta la cessione a Eni S.p.A. delle 4.296 azioni della società Eni New Energy S.p.A. detenute da Enipower, per un corrispettivo di euro 14.031.537,00.

A partire dal 1° Gennaio 2018, come stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA ex AEEGSI) con la delibera 582/2017 del 3 Agosto 2017, la società ha iniziato ad erogare i servizi di connessione, misura e trasporto agli utenti delle proprie RIU, come regolati dalla delibera 539/2015.

Le Centrali termoelettriche di Enipower S.p.A. sono state costruite nel periodo intercorso tra gli anni 2003 (Ferrera Erbognone) e 2006 (Brindisi) per produrre energia elettrica e termica principalmente attraverso la tecnologia dei Cicli Combinati, a cui si è aggiunta nel 2014 la nuova centrale di cogenerazione di Bolgiano. La vita utile prospettata in sede progettuale era pari a 20 anni. Le evidenze di esercizio e di manutenzione sin qui maturate, gli studi a livello internazionale e le analisi dei costruttori delle principali parti d'impianto si sono delineati nel presente esercizio e documentano che gli impianti potranno rimanere in marcia anche oltre la previsione progettuale di 20 anni. I costruttori delle principali parti d'impianto hanno prodotto studi che si basano sulla situazione attuale della componentistica, sui risultati dei piani di monitoraggio ed interventi manutentivi, sulle informazioni di letteratura tecnica e sull'esperienza delle evidenze riscontrate sugli impianti costruiti e hanno concluso che i principali componenti dei Cicli Combinati possono avere un regolare esercizio fino a 30 anni. Alla luce delle evidenze tecniche sopra descritte, la società ha incaricato il CESI (Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano) per verificare quanto affermato dai costruttori e validare/indicare la vita utile delle proprie centrali. La valutazione del perito, che ha riguardato l'individuazione delle componenti oggetto di verifica, l'analisi di tutta la documentazione e le visite in campo, si è conclusa con la predisposizione di un report di valutazione della vita utile per ogni centrale e la stesura di una lista di interventi/investimenti consigliabili per il recupero futuro delle prestazioni e dell'affidabilità degli impianti. I report sono stati emessi in data 27 giugno 2018 e tutti i risultati del perito sono stati sottoposti a un processo di validazione secondo proprie procedure aziendali. In sintesi il perito ha confermato e validato la possibilità di estendere la vita utile di tutti gli impianti oggetto di analisi a 30 anni per ogni Ciclo Combinato.

Ne è conseguita la necessità di valutare la congruenza tra la vita utile tecnica individuata dal perito e la vita utile economica. Gli Amministratori, assumendo il rinnovo del contratto di Conto Lavorazione con la controllante Eni S.p.A. a condizioni economiche che consentano il recupero del valore dell'investimento di costruzione e degli investimenti per mantenere l'operatività e l'efficienza degli impianti e tenuto conto della perizia tecnica, hanno deciso di adeguare la vita utile residua economica di ulteriori dieci anni allineandosi alla valutazione tecnica del perito a partire dal 1° gennaio 2018.

Enipower ha altresì effettuato un "test di impairment" che conferma la recuperabilità dell'investimento assumendo il rinnovo del contratto con Eni S.p.A..

### **Destinazione dell'utile d'esercizio**

In data 18 aprile 2018 sulla base dei risultati conseguiti nel 2017, l'Assemblea degli Azionisti ha deliberato la distribuzione del dividendo di 59.531.714,49 euro in ragione di 0,063 euro per azione del valore nominale di 1 euro.

### **I risultati**

Nel 2018 il risultato netto evidenzia un utile di 88.370 migliaia di euro che riflette il peggioramento del risultato operativo (-21.783 migliaia di euro) e il peggioramento della gestione finanziaria (-1.969 migliaia di euro) per effetto principalmente dei minori dividendi incassati rispetto all'anno 2017, parzialmente compensati da minori imposte dell'esercizio (+9.358 migliaia di euro).

Di seguito i principali dati relativi al periodo 2016-2018:

Principali dati economici, patrimoniali e finanziari		2016	2017	2018
Ricavi della gestione caratteristica	(migliaia di euro)	646.928	433.319	<b>421.221</b>
Utile operativo		121.050	107.197	<b>85.414</b>
Utile netto		111.855	102.764	<b>88.370</b>
Flusso di cassa netto da attività operativa		194.405	202.858	<b>153.070</b>
Investimenti tecnici		29.771	27.819	<b>41.824</b>
Capitale investito netto a fine periodo		1.025.509	936.987	<b>900.596</b>
Patrimonio netto		1.143.091	1.145.749	<b>1.174.539</b>
Indebitamento finanziario netto a fine periodo		(117.582)	(208.762)	<b>(273.943)</b>

I ricavi della gestione caratteristica comprendono i ricavi relativi al contratto di Conto Lavorazione in vigore con Eni, comprensivo dell'Addendum contrattuale sottoscritto tra le parti relativo alla fatturazione per l'anno corrente. Nell'Addendum le parti hanno determinato il valore delle diverse componenti contrattuali, concordando di procedere alla fatturazione provvisoria a titolo di acconto e salvo conguaglio delle stesse per l'esercizio 2018.

## Scenario macro-economico e di mercato

Nel 2018 il PIL mondiale è cresciuto del 3,2%, un tasso leggermente inferiore a quello del 2017 (+3,3%). L'economia mondiale si è mossa nel corso del 2018 su un percorso di crescita sempre più moderato per il rafforzarsi di alcune incertezze emerse dall'inizio dell'anno: oltre all'aggravarsi delle tensioni di natura geo-politica, hanno aumentato il clima di instabilità le guerre commerciali e le politiche protezionistiche. Quest'ultime hanno innescato un sostanziale calo del commercio mondiale (passato da una crescita di inizio anno superiore al 5% a valori intorno al 3% a fine anno), particolarmente evidente se confrontato con il picco del 6% del 2017, periodo nel quale la ripresa economica era al suo massimo, trainata appunto dalla vivacità delle transazioni commerciali internazionali.

Il generale rallentamento del commercio e della crescita economica a livello mondiale ha avuto forti ripercussioni anche sui mercati finanziari e valutari, che nel corso del 2018 hanno eroso gran parte dei guadagni realizzati negli ultimi anni. Nel complesso, le politiche monetarie sono ritornate su un sentiero di normalità ma i tassi di interesse sono comunque rimasti su livelli relativamente bassi ed anche l'inflazione si è mantenuta su tassi piuttosto modesti.

Nel 2018 molte economie avanzate hanno registrato tassi di crescita più bassi delle attese (complessivamente +2,3% nel 2018), ad eccezione degli Stati Uniti. Quest'ultimi hanno consolidato la propria crescita (+2,9%) grazie alla forte spesa pubblica e nonostante la politica monetaria restrittiva attuata dalla Federal Reserve. In Giappone la crescita del Pil si è più che dimezzata passando dall'1,9% del 2017 allo 0,8%, risentendo particolarmente del rallentamento della domanda estera. Anche il Regno Unito ha manifestato una decelerazione (dall'1,8% del 2017 all'1,3% nel 2018), in questo caso legata soprattutto al rischio di una Brexit senza accordi con l'Unione Europea.

Nell'area dell'euro la crescita è stata inferiore alle attese per la decelerazione di tutte le componenti del PIL ovvero investimenti, consumi ed esportazioni nette; il 2018 si è concluso con un incremento medio del PIL dell'1,9% rispetto al 2,5% del 2017. Il settore industriale, che nel 2017 era stato l'elemento trainante del rilancio di tutta l'area dell'euro, ha manifestato un evidente rallentamento condiviso da tutti gli stati membri e trasversale ai diversi settori. Nel complesso la produzione industriale è passata dal +3-4% del 2017 a poco più dell'1% nel 2018.

In tutte le principali economie è rallentato il tasso di crescita: in Germania (dal 2,5% all'1,5%), in Francia (dal 2,3% all'1,5%), in Spagna (dal 3,0% al 2,5%).

Il rallentamento della crescita internazionale ha colpito particolarmente l'Italia che rischia di vedere aggravato il divario di sviluppo (mediamente dell'1%) già presente con i principali partner europei: nel 2018 la crescita del PIL è passata dall'1,6% del 2017 allo 0,9%. Una delle principali cause del rallentamento è stata la frenata delle esportazioni, legata alla decelerazione di tutto il commercio internazionale. Anche i consumi interni hanno mostrato una dinamica debole, alla luce di un peggioramento della fiducia delle famiglie e di una stasi dei livelli occupazionali. Questo quadro complesso si è riflesso nell'andamento della produzione industriale che ha progressivamente eroso parte della forte crescita registrata nel 2017. Sono emersi però degli elementi positivi nel quadro industriale italiano: un andamento dell'industria italiana in linea con quello degli altri paesi dell'area dell'euro; una generale accelerazione del ciclo degli investimenti; una vivacità di alcuni settori industriali ed in particolare di quello energetico (secondo le stime ISTAT più recenti +4,2% di produzione nel 2018).

Nel 2018 il rallentamento dell'economia globale è stato accompagnato da politiche monetarie generalmente restrittive ma di diversa intensità di area in area. Nell'UEM, la BCE ha avviato un restringimento delle condizioni monetarie molto graduale, interrompendo a fine il anno il Quantitative Easing. Negli Stati Uniti, il cambiamento di rotta della politica monetaria ha assunto toni più restrittivi rispetto a quello delle principali economie determinando un progressivo apprezzamento del dollaro verso le altre valute.

Questa nuova fase monetaria degli USA ha implicato ripercussioni negative in particolare sulle economie emergenti, innescando un contro-esodo di capitali dai paesi emergenti verso gli Stati Uniti in relazione all'aumento della curva dei rendimenti statunitensi e alle aspettative di rafforzamento del dollaro.

Anche il crescere delle tensioni commerciali internazionali ha contribuito a scoraggiare gli investimenti nei paesi emergenti, considerati sempre più ad alto rischio, e a dirottare gli operatori finanziari verso gli investimenti denominati in dollari, a più basso profilo di rischio. Per questi motivi, soprattutto le economie

emergenti con una forte esposizione debitoria in dollari sono state costrette ad effettuare continui rialzi dei tassi di interesse, nel tentativo di frenare la fuga dei capitali e il deprezzamento delle proprie valute. Anche il rallentamento della domanda internazionale ha colpito in particolare i paesi emergenti contribuendo a un ulteriore rallentamento della crescita di queste economie. In Cina il trend di crescita ha subito una decelerazione: nell'ultimo trimestre del 2018 ha raggiunto il minimo da quasi 30 anni (+6,4% nel quarto trim., +6,6% in tutto il 2018) ed è previsto in ulteriore rallentamento.

Sulla Cina hanno pesato sicuramente le politiche protezionistiche attuate dal Governo USA, ma anche le problematiche interne relative all'alto debito delle istituzioni finanziarie e delle amministrazioni pubbliche e la volontà di ribilanciare la crescita in senso più qualitativo che quantitativo (crescita interna e sviluppo sostenibile).

Negli altri paesi BRIC, la crescita è proseguita nel 2018: in leggera accelerazione nei paesi colpiti dalla recessione nel 2016 (Brasile +1,4%, Russia +1,6%), in maniera molto più sostenuta in India (+7,2%).

Nel 2018 il prezzo medio del Brent è stato pari a 71 \$/b, superiore di 17 \$/b al valore medio del 2017 di 54 \$/b.

Nel 2017 e ancor più nel 2018 i prezzi del gas hanno registrato variazioni positive su tutti i principali mercati perché la crescita dell'economia globale e le politiche per il controllo dell'inquinamento locale in alcuni paesi asiatici hanno favorito il consumo mondiale di gas e in particolare di LNG. Nel 2018 si è registrato quindi un aumento dei prezzi spot in tutti i principali mercati del gas:

- sul mercato asiatico il prezzo spot JKM è stato pari a 9,6 \$/MBtu (+25% rispetto al 2017), in forte crescita principalmente per il boom della domanda cinese, trainata dalle politiche governative volte a ridurre l'inquinamento locale e limitare l'utilizzo del carbone negli usi finali;
- in Europa i singoli paesi importatori sono stati costretti a contendersi a prezzi elevati il LNG sul mercato globale, dove la Cina ha assorbito la maggioranza dei carichi spot. Il fabbisogno europeo di importazione, accresciuto dal calo della produzione e dalla massiccia ricostruzione delle scorte dopo una fine inverno 2017/2018 particolarmente rigida, ha supportato nel 2018 le quotazioni del gas su tutti gli hub (es. prezzo al NBP 8 \$/MBtu, +39% rispetto al 2017);
- negli USA l'Henry Hub si è attestato su una media annuale di 3,1 \$/MBtu (+4% rispetto al 2017). Il marker americano ha reagito lentamente alla crescita della domanda domestica e all'aumento delle esportazioni, prevalentemente di LNG, per via della produzione interna che è rimasta particolarmente sostenuta.

Il mercato del carbone ha risentito a partire dalla seconda metà del 2016 della diminuzione delle produzioni in Cina, per l'intenzione del Governo di ridurre l'eccesso di offerta, e del graduale assorbimento dell'oversupply a livello mondiale. Il prezzo spot CIF ARA in media si è attestato su un valore di circa 93 \$/ton (vs 84 \$/ton del 2017), consentendo agli impianti di generazione a gas più efficienti di guadagnare competitività rispetto agli impianti a carbone.

Nel 2018 il prezzo dell'European Union Allowance (EUA) si è consolidato su una media di 15,9 €/ton (vs la media 2017 di 5,8 €/ton). Da inizio anno si è assistito ad una corsa al rialzo del 220%, con quotazioni che hanno raggiunto picchi di oltre 25 €/ton ad inizio settembre, proseguendo il trend rialzista iniziato a maggio 2017. Il livello di prezzo si giustifica principalmente con le aspettative legate all'avvio della Market Stability Reserve (MSR), fulcro della riforma ETS destinata a compensare i crediti di CO<sub>2</sub> in eccesso accumulati nell'ultimo decennio, che ha avuto inizio il 1° gennaio 2019.

I prezzi sono stati sostenuti anche da fenomeni congiunturali quali le condizioni climatiche in Europa durante l'estate – come la ridotta ventosità in Germania che ha portato a bruciare combustibili più inquinanti per compensare – e l'incremento dei prezzi del gas che ha limitato le opportunità di *switching* carbone-gas.

Nel quarto trimestre, particolarmente nei mesi di ottobre e novembre, il prezzo è diminuito risentendo anche delle negoziazioni relative all'eventualità di una *hard Brexit*, che ha causato incertezza sui mercati finanziari.

Dopo tre anni consecutivi di crescita, la domanda di gas in Europa nel 2018 ha interrotto il trend positivo. I dati preliminari mostrano infatti una diminuzione dei consumi di circa l'1% rispetto al 2017, causata principalmente dal comparto termoelettrico. Il calo del gas nel *power* è stato provocato dal parziale riassorbimento di alcuni fenomeni congiunturali che hanno favorito la generazione da gas negli anni precedenti, in particolare il ridotto contributo di idroelettrico e di nucleare. Tra i paesi europei, le

principali contrazioni della domanda gas si sono registrate in Germania, Francia e Italia. L'Italia, in quanto terzo paese europeo per consumo di gas, storico produttore di energia idroelettrica, nonché importatore netto di elettricità da Francia e Svizzera, presenta una dinamica della domanda di gas concorde con quella europea. Dopo il recupero nel triennio 2015-2017, infatti, il consumo di gas è diminuito nel 2018 principalmente nel settore *power*, dove il suo impiego è stato frenato dal recupero della produzione idroelettrica e dall'import di elettricità. La flessione della domanda di gas è stata tuttavia limitata dalla diminuzione della produzione di energia elettrica da carbone, resa meno competitiva sia dall'aumento del costo della materia prima sia da quello dei certificati di emissione. I consumi elettrici nel 2018 sono rimasti relativamente stabili rispetto all'anno precedente.

## Evoluzione del quadro normativo

Con la delibera **14/2018/R/eel** l'Autorità, a valle della decisione della Commissione europea C(2017) 3406, impartisce disposizioni alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali affinché proceda al recupero delle somme corrispondenti alla sovracompensazione accertata per il periodo dal 2011 al 2014 (anche tramite compensazione delle partite economiche pendenti) per l'impresa a forte consumo di energia elettrica di cui è stata accertata la sovracompensazione (e a cui era stato fatto recapitare l'allegato A corrispondente).

A valle della delibera 921/17, l'Autorità ha pubblicato la delibera **71/2018/R/eel** con cui assume con urgenza le disposizioni necessarie a assegnare, per le imprese a forte consumo di energia elettrica con consumi particolarmente elevati e con classe di agevolazione attualmente assegnata d'ufficio, una classe di ufficio più rispondente alle proprie caratteristiche.

Con la delibera **96/2018/R/eel** l'Autorità intende aggiornare alcuni provvedimenti a seguito della definizione della nuova struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema. Dal momento che le componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema sono richiamate in numerosi provvedimenti, il loro aggiornamento si rende necessario per ottenere una miglior armonizzazione e coerenza con la nuova struttura delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema.

Con la delibera **181/2018/R/eel** l'Autorità indica i requisiti necessari per il riconoscimento delle agevolazioni per le imprese a forte consumo di energia elettrica per gli anni 2016 e 2017. Sono inoltre incluse le disposizioni previste per casi di sovracompensazione per gli anni 2015 e 2016.

L'Autorità ha pubblicato la delibera **248/2018/R/eel** relativa al riconoscimento del corrispettivo ulteriore S (remunerazione transitoria della capacità) per il 2017. E' stato destinato al riconoscimento del corrispettivo S per l'anno 2017 un importo pari a quello previsto per l'anno 2016. Gli importi del corrispettivo dovranno essere riconosciuti da Terna entro il 30 aprile 2018.

Con la delibera **261/2018/R/eel** l'Autorità intende modificare e integrare la precedente deliberazione ARG/elt 98/11 (*"Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica"*), in termini di:

- adeguamento dei criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità agli indirizzi ministeriali e agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione europea in relazione al mercato medesimo;
- introduzione di alcuni cambiamenti ai criteri per la disciplina del mercato della capacità in esito alle consultazioni di cui ai documenti 713/2016/R/eel e 592/2017/R/eel;
- apporto di ulteriori modifiche ai menzionati criteri, anche al fine di delineare una più efficiente allocazione dei rischi.

Con la delibera **285/2018/R/eel** l'Autorità intende approvare la proposta di procedura per l'effettuazione dei controlli da parte di CSEA (Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali) e introduce alcune modifiche alla deliberazione 921/2017/R/eel e all'allegato annesso ad essa predisponendo, in particolare, specifiche condizioni relative alle imprese costituite da meno di un anno. Inoltre, viene recepito quanto già indicato nella scheda tecnica della delibera 921/2017/R/eel per quanto riguarda le modalità di applicazione del prezzo di riferimento ai fini del calcolo del VAL (Valore Aggiunto Lordo).

Con la delibera **383/2018/R/eel** l'Autorità ha approvato il progetto pilota relativo alla partecipazione a MSD delle unità di produzione rilevanti non oggetto di abilitazione obbligatoria trasmesso da Terna. A valle del documento di consultazione pubblicato da Terna, l'Autorità nella delibera ha indicato di prevedere alcune modifiche, fra cui:

- rimozione dell'obbligo della presenza di un sistema di accumulo ai fini della richiesta di abilitazione alla fornitura di risorse a salire per la risoluzione delle congestioni a programma e per la riserva terziaria rotante e/o di sostituzione;
- riduzione della variazione minima di potenza richiesta a 1 MW ai fini dell'abilitazione alla fornitura di risorse di dispacciamento affinché sia coerente con quanto previsto per le Unità Virtuali Abilitate (UVA);
- nel caso di unità di produzione ammesse a partecipare al progetto pilota, trovino applicazione i corrispettivi di non arbitraggio macrozonale (per evitare distorsioni visto che si applicherà il single pricing);
- per le unità di produzione ammesse a partecipare al progetto pilota, non sia previsto il riconoscimento del corrispettivo per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- che le unità di produzione ammesse a partecipare al progetto pilota siano considerate come unità di produzione non abilitate ai fini dell'eventuale partecipazione al capacity market.

Con la delibera **386/2018/R/eel** l'Autorità ha approvato la proposta di revisione della configurazione zonale presentata da Terna con la comunicazione 15 maggio 2018 eliminando i poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi e Priolo.

Eventuali decisioni in merito a ulteriori revisioni della struttura zonale verranno rinviate anche in esito all'adozione di un approccio model based, che descriva in dettaglio le criticità relative agli scambi intrazonali e interzonali.

Con la delibera **402/18/R/eel** l'Autorità ha approvato, con alcune modifiche, il regolamento predisposto da Terna S.p.A. per la fornitura del servizio di regolazione primaria della frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo.

Rispetto al documento di consultazione pubblicato da Terna, l'Autorità intende ridurre gli obblighi in capo all'utente del dispacciamento, evitando di riservare continuamente sulla UPR o sulle UP Compensatrici un margine di potenza in incremento o in decremento complessivamente pari alla Potenza Qualificata.

Con la delibera **422/18/R/eel** l'Autorità ha approvato il Progetto Pilota di Terna per la partecipazione a MSD di Unità Virtuali Abilitate Miste ("UVAM").

Per quanto riguarda la procedura di approvvigionamento a termine delle risorse offerte dalle UVAM, il Progetto Pilota prevede che:

- il servizio venga remunerato attraverso un corrispettivo fisso, determinato attraverso l'asta per l'aggiudicazione del servizio (Terna propone un prezzo base d'asta pari a 30.000 €/MW/anno per l'asta al ribasso di tipo pay as bid) e un corrispettivo variabile corrispondente al prezzo del servizio offerto in MSD;
- gli assegnatari del servizio di impegnino ad offrire a Terna capacità per il bilanciamento a salire nella fascia oraria 14-20 dal lunedì al venerdì per un minimo di 2 ore (la proposta posta in consultazione prevedeva 4 ore) ad un prezzo non superiore allo strike price pari a 400 €/MWh;
- se l'impegno di offerta non è verificato positivamente per almeno il 70% dei giorni del periodo di validità, Terna non riconosca al Balancing Service Provider il corrispettivo fisso.

La delibera **644/18/R/eel** contiene disposizioni finalizzate ad evitare discontinuità nei meccanismi di agevolazione alle imprese a forte consumo di energia elettrica nel passaggio dal 2018 (primo anno del nuovo regime previsto dal DM 21 dicembre 2017) al 2019.

Con la delibera **661/18/R/tlr** l'Autorità ha definito la regolazione della qualità commerciale del servizio di telecalore per il periodo di regolazione 1 luglio 2019 - dicembre 2021, affinché entri in vigore il 1° luglio 2019, prevedendo fra l'altro l'avvio di un procedimento per la rivalutazione delle disposizioni in materia di esercizio del diritto di recesso stabilite dal Testo Unico della Regolazione dei criteri di determinazione dei corrispettivi di allacciamento e delle modalità di esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso per il periodo di regolazione 2018-2020 ("TUAR", allegato alla delibera 24/2018/tlr) ed alcune modifiche dello stesso.

La delibera **675/18/R/eel** approva il regolamento per l'approvvigionamento a termine della disponibilità di risorse per la regolazione di tensione nell'area di Brindisi.

La procedura concorsuale proposta da Terna è finalizzata all'acquisizione della disponibilità di risorse che siano in grado di regolare la tensione senza immissione di energia attiva.

La procedura di Terna prevede:

- la selezione prioritaria delle offerte (non superiori al Reservation Price espresso in €/MVar/anno) relative a risorse disponibili all'1 marzo 2020, in ordine crescente di prezzo; successivamente a risorse disponibili a luglio 2020 e infine a ottobre 2020;
- che le risorse selezionate vengano remunerate, con erogazioni su base mensile, tramite:
  - il riconoscimento di un corrispettivo pari al prodotto tra la Capacità Impegnata e il prezzo offerto (pay as bid), ferma restando l'applicazione di opportune penalità nei casi di indisponibilità;
  - il riconoscimento di un corrispettivo convenzionale proporzionale alla potenza reattiva resa disponibile;
- che il contratto per l'approvvigionamento a termine abbia durata pari a 10 anni.

In base alle regole definite da Terna la gara per l'assegnazione del servizio deve tenere il 18 febbraio 2019 mentre la richiesta per qualificarsi alla gara si doveva inviare entro il 4 febbraio 2019.

Infine con provvedimento l'Autorità indica a Terna di valutare la possibilità e le modalità per l'ottenimento, tramite procedure concorsuali, di ulteriori risorse per la regolazione della tensione, in merito alla predisposizione di progetti pilota ai sensi della deliberazione 300/2017/R/eel.

## Governance

### **Enipower S.p.A.**

Società per Azioni con sede legale in San Donato Milanese – Milano

Piazza Vanoni, 1

Capitale Sociale euro 944.947.849 i.v.

Registro imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi

R.E.A. Milano n. 1600596

Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154

Società con socio unico e soggetta all'attività di direzione coordinamento dell'Eni S.p.A.

La società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione i cui membri, di seguito elencati, resteranno in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020:

Dott. Francesco Giunti                      Presidente /Amministratore Delegato

Dott.. Andrea Haruo Mercante      Consigliere

Dott.ssa Hannelore Rocchio          Consigliere

Il Collegio Sindacale è così composto:

Dott. Michele Casò                      Presidente

Dott.ssa Cinzia Cravagna              Sindaco effettivo

Dott.ssa Sara Anita Speranza          Sindaco effettivo

Dott. Luca Bertoli                      Sindaco supplente

Dott.ssa Giulia De Martino            Sindaco supplente

I membri del Collegio Sindacale resteranno in carica fino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2019.

La società di revisione è la EY S.p.A. alla quale l'Assemblea degli Azionisti del 11 aprile 2017 ha conferito, per gli esercizi 2017 – 2019, l'incarico di revisione del bilancio di esercizio, del controllo della contabilità previste dall'art. 155 del D. Lgs. 58/98 e della revisione contabile limitata della relazione semestrale.

In data 10 maggio 2018 l'Assemblea di Eni ha attribuito l'incarico di revisione legale per il novennio 2019-2027 alla PricewaterhouseCoopers (PwC) sulla base della proposta motivata formulata ai sensi di legge dal Collegio Sindacale. Conseguentemente Eni S.p.A. si è attivata affinché anche tutte le società facenti parte del Gruppo Eni conferissero l'incarico di revisione legale a PwC. Per tale motivo è stata avviata con EY la procedura per la risoluzione consensuale dell'incarico di revisione relativamente all'esercizio 2019.

## Salute, ambiente, sicurezza e qualità

Nel corso del 2018 sono state svolte le attività finalizzate al mantenimento delle registrazioni EMAS e delle certificazioni del sistema di gestione di salute e sicurezza (OHSAS 18001), ambiente (ISO 14001) e energia (ISO 50001) a copertura di tutte le attività e siti produttivi di Enipower.

Tutti gli stabilimenti termoelettrici di Enipower sono dotati di Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA). Gli stabilimenti sono oggetto dei periodici sopralluoghi da parte delle Autorità Competenti, come ad esempio l'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale o le Agenzie Regionali per la Protezione dell'Ambiente, che verificano il rispetto dei Piani di Monitoraggio e Controllo dei dati ambientali. Le verifiche effettuate nel corso del 2018 si sono tutte concluse con esito positivo.

La protezione dell'ambiente è perseguita in un'ottica di gestione sostenibile, con particolare riguardo al miglioramento dell'efficienza energetica. Nel 2018 sono stati completati interventi tecnici sugli impianti finalizzati ad una riduzione dei consumi energetici stimati in 9.767 tep/anno a regime, pari a 23.000 tonnellate di CO<sub>2</sub> evitate a parità di produzione. E' stato inoltre avviato il nuovo impianto di produzione di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi volto alla riduzione dei prelievi idrici, con minori consumi di acqua dolce per circa 1.000.000 m<sup>3</sup>/anno e minori consumi di acqua di mare per circa 6.000.000 m<sup>3</sup>/anno, e all'adozione delle migliori tecnologie disponibili costituite dall'utilizzo dell'osmosi inversa per la dissalazione delle acque ad uso industriale.

Nel 2018 si è verificato un infortunio di un contrattista presso lo stabilimento di Ravenna. A tale scopo la società ha rafforzato in tutti i siti la realizzazione di azioni finalizzate alla promozione della cultura della sicurezza. Sono inoltre proseguite le attività di "verifica tra pari" (cd. "HSE peer review") con competitor finalizzate al confronto sulle best practice adottate sulle tematiche di Salute, Sicurezza ed Ambiente. Da tale confronto si sono rilevati vari spunti di miglioramento.

In ambito Salute, Enipower ha aderito al Piano di diagnosi precoce, che offre la possibilità di sottoporsi a visite per la diagnosi di alcuni dei tumori più frequenti presso gli ambulatori della Lega Italiana per la Lotta contro i Tumori (LILT) su tutto il territorio nazionale o presso altre strutture sanitarie convenzionate.

Nel 2018, presso la sede direzionale di San Donato Milanese e lo stabilimento di Ferrera Erbognone, è stata inoltre realizzata un'iniziativa finalizzata alla sensibilizzazione sui temi della "Alimentazione sana", in cui Enipower ha messo a disposizione dei lavoratori e relativi familiari per una settimana la consulenza specialistica di un dietologo.

Nel corso del 2018 è stato inoltre pubblicato il Bilancio di Sostenibilità relativo alle performance HSE per l'anno 2017.

### Normativa ambientale

Nel 2018 la principale novità legislativa in ambito ambientale è costituita dall'abolizione del Sistema di Controllo della Tracciabilità dei Rifiuti (SISTR) per la gestione dei rifiuti pericolosi ex art. 6 del D.L. n. 135 del 14 Dicembre 2018.

Nell'ambito della partecipazione al secondo periodo di adempimento del Sistema Europeo di Emission Trading relativo allo scambio di quote di emissione di CO<sub>2</sub> ai sensi della Direttiva 2003/87/CE, la società nel 2018 ha ottenuto, nei tempi previsti, la certificazione delle emissioni dell'anno 2017 su tutti i propri siti da parte di SGS (Société Générale de Surveillance S.A.), azienda svizzera leader mondiale nei servizi di ispezione, verifica, analisi e certificazione), e ha raggiunto la conformità con la restituzione delle quote per l'anno 2017.

Le emissioni di CO<sub>2</sub> per l'anno 2018, soggette a regolamento Emissions Trading System, sono state complessivamente pari a 7.073.169 quote. Per il Piano di Bilanciamento 2018 la società ha potuto disporre di 89.027 quote di CO<sub>2</sub>, così come previsto dalle ultime delibere ministeriali. A dicembre 2018 sono state acquistate 5.021.696 quote di CO<sub>2</sub>. Le restanti quote di CO<sub>2</sub> che andranno a coprire l'intera restituzione delle quote 2018 saranno acquistate entro il 30 aprile 2019.

## Ricerca scientifica e tecnologica

La società non dispone di strutture proprie dedicate all'attività di ricerca scientifica e tecnologica che può, però, eseguire in outsourcing.

## Rapporti con le Comunità

Si segnala che è in vigore una convenzione con il Comune di Ferrera Erbognone che prevede il finanziamento di interventi di promozione dell'efficienza energetica da realizzare nel Comune a beneficio del territorio e dei suoi abitanti, in un'ottica di miglioramento continuo della sostenibilità ambientale.

## Andamento operativo

### Generazione e vendita

Nel 2018 la società ha prodotto energia elettrica, al netto degli autoconsumi, per 15.604 gigawattora (16.530 gigawattora nel 2017).

La produzione di vapore per usi industriali è stata di 4.993 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto al 2017 (4.753 migliaia di tonnellate).

Il grado di utilizzo della capacità produttiva degli impianti, calcolato sulla potenza termica (inclusi gli impianti tenuti a "riserva fredda"), è stato mediamente del 57,48%.

Principali dati operativi e di sostenibilità		2016	2017	2018
Capacità produttiva installata	(gigawatt)	3,7	3,6	<b>3,6</b>
Produzione di energia elettrica <sup>1</sup>	(gigawattora)	15.741	16.530	<b>15.604</b>
Vendite di energia elettrica <sup>2</sup>		1.443	-	-
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	5.068	4.753	<b>4.993</b>
Vendite di vapore		2.844	-	-

(1) Per le centrali di Brindisi, Bolgiano, Ferrera Erbognone e Ravenna che operano in Tolling si intende quantitativi di energia elettrica/vapore al netto di autoconsumi e perdite di rete.

(2) A seguito dell'entrata in vigore del contratto di conto lavorazione, attraverso il quale Enipower S.p.A. mette a disposizione di eni spa tutta l'energia prodotta. Con Energia Elettrica venduta si intende l'energia riacquistata da eni spa e rivenduta ai clienti coinsediati.

### Investimenti tecnici

#### Investimenti in immobilizzazioni materiali

Nel 2018 gli investimenti in immobilizzazioni materiali della società ammontano a 41.824 migliaia di euro (27.819 migliaia di euro nel 2017). Gli investimenti hanno riguardato:

- le iniziative destinate a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza energetica degli impianti per 24.474 migliaia di euro. Tra i principali interventi si annoverano l'upgrade del compressore della turbina a gas del CC2 di Ravenna, le attività di revamping della turbina a vapore della centrale nord di Brindisi, gli interventi di flessibilizzazione sul CC2 e il CC3 di Brindisi, gli interventi di adeguamento sismico degli edifici di Ferrera Erbognone e di Bolgiano, il nuovo impianto di produzione di acqua demineralizzata a Brindisi e l'installazione di inverter sul CC2 e sul CC3 di Brindisi;
- l'acquisto di palette delle turbine a gas e ricambi strategici per complessivi 17.350 migliaia di euro.

#### Investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie

Nel 2018 non sono stati effettuati investimenti in immobilizzazioni immateriali e finanziarie.

## Risorse umane

Al 31 dicembre 2018 i dipendenti a ruolo della società sono 301 (304 al 31 dicembre 2017). I dipendenti distaccati presso Enipower da altre società del Gruppo sono 8, i dipendenti di Enipower in distacco presso altre società del Gruppo sono 4.

La ripartizione dei dipendenti per qualifica contrattuale è la seguente:

DIPENDENTI A RUOLO FINE PERIODO (per qualifica)	2016	2017	2018	Var. ass.
DIRIGENTI	10	11	9	(2)
QUADRI	62	62	62	
IMPIEGATI	171	169	167	(2)
OPERAI	63	62	63	1
<b>TOTALE</b>	<b>306</b>	<b>304</b>	<b>301</b>	<b>(3)</b>

Con riferimento al personale a ruolo, nel corso dell'anno si sono verificati i seguenti movimenti:

- 9 risorse sono state trasferite da altre società del gruppo Eni;
- 11 risorse sono state trasferite ad altre società del gruppo Eni;
- 1 risorsa ha risolto il rapporto di lavoro per pensionamento.

Nel corso del 2018, a livello organizzativo, si evidenzia il conferimento del ramo di azienda denominato Fotovoltaico a favore di Eni New Energy S.p.A. avvenuto in data 1° Luglio 2018 con la conseguente chiusura dell'unità "O&M Impianti Fotovoltaici" in ambito Produzione.

E' proseguita l'azione di coordinamento delle attività di definizione, aggiornamento e sviluppo del sistema organizzativo, del sistema dei poteri (procure e deleghe) e del sistema normativo. Con riferimento a questo ultimo punto, sono continuate a livello societario le attività di analisi, recepimento e successiva implementazione degli strumenti normativi emessi da Eni spa (Management System Guidelines - MSG), oltre che le attività di sviluppo e aggiornamento dei documenti normativi societari (procedure, istruzioni operative).

Inoltre Enipower partecipa a progetti di alternanza scuola-lavoro e di apprendistato; in particolare nel corso del 2018 sono stati assunti due apprendisti presso lo stabilimento di Ravenna.

## Commento ai risultati

### Conto economico

2016	(migliaia di euro)	2017	2018	Var. ass.	Var. %
646.928	Ricavi della gestione caratteristica	433.319	421.221	(12.098)	(2,8)
11.643	Altri ricavi e proventi	10.141	10.256	115	1,1
<b>658.571</b>	<b>Ricavi</b>	<b>443.460</b>	<b>431.477</b>	<b>(11.983)</b>	<b>(2,7)</b>
(416.559)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(211.406)	(257.372)	(45.966)	(21,7)
(153)	Riprese di valore (svalutazioni nette) di crediti commerciali e altri crediti	(1.618)	(480)	1.138	70,3
(24.264)	Costo lavoro	(24.174)	(25.031)	(857)	(3,5)
(96.524)	Ammortamenti	(98.551)	(63.131)	35.420	35,9
	Riprese di valore (svalutazioni nette) di attività materiali	(520)		520	100,0
(21)	Radiazioni	6	(49)	(55)	916,7
<b>121.050</b>	<b>Utile operativo</b>	<b>107.197</b>	<b>85.414</b>	<b>(21.783)</b>	<b>(20,3)</b>
9	Proventi (oneri) finanziari netti	(75)	(514)	(439)	(585,3)
38.055	Proventi netti su partecipazioni	30.414	28.884	(1.530)	5,0
<b>159.114</b>	<b>Utile prima delle imposte</b>	<b>137.536</b>	<b>113.784</b>	<b>(23.752)</b>	<b>(17,3)</b>
(47.259)	Imposte sul reddito	(34.772)	(25.414)	9.358	26,9
(29,7)	Tax rate (%)	(25,3)	(22,3)	3,0	
<b>111.855</b>	<b>Utile netto</b>	<b>102.764</b>	<b>88.370</b>	<b>(14.394)</b>	<b>(14,0)</b>

### Utile Operativo

Nel 2018 la società ha registrato un utile operativo di 85.414 migliaia di euro.

L'utile operativo evidenzia un risultato inferiore a quello registrato nell'esercizio precedente per 21.783 migliaia di euro, derivante dai seguenti fenomeni:

- 20,1 milioni di euro derivanti dalle attività di Conto Lavorazione e di Gestione delle RIU. La diminuzione è principalmente riconducibile alla minore efficienza in termini di costi operativi, alla minore remunerazione del capitale investito, in parte compensata dai maggiori margini per attività sul Mercato dei servizi di Dispacciamento (+12 milioni) e maggiori premi per componenti Bonus/Malus di Conto Lavorazione (+4 milioni). L'attività di Gestione delle RIU contribuisce alla diminuzione di risultato in quanto presenta margini inferiori rispetto a quelli garantiti dal contratto di Conto Lavorazione;
- 4,2 milioni di euro derivanti da fenomeni non ricorrenti relativi a passati esercizi relativi a conguagli di costo e rimborsi assicurativi avvenuti nel 2017;
- 0,2 milioni di euro dall'attività di vendita di acque industriali;
- +2,7 milioni di euro per l'assenza della svalutazione dei risconti attivi degli impianti fotovoltaici nel 2017 e per la chiusura favorevole alla società di un contenzioso riguardante la costruzione di impianti fotovoltaici.

### Risultato netto

Nel 2018 il risultato netto evidenzia un utile di 88.370 migliaia di euro che riflette il peggioramento del risultato operativo (-21.783 migliaia di euro) e il peggioramento della gestione finanziaria (-1.969 migliaia di euro) per effetto principalmente dei minori dividendi incassati rispetto all'anno precedente, parzialmente compensati da minori imposte dell'esercizio (+9.358 migliaia di euro).

## Analisi delle voci del conto economico

### Ricavi

Nel 2018 la società ha registrato ricavi nella gestione caratteristica per 421.221 migliaia di euro in contrazione di 12.098 migliaia di euro rispetto al 2017 (433.319 migliaia di euro nel 2017).

A partire dal 1° gennaio 2018, in seguito all'applicazione del principio IFRS 15, i ricavi per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) sono registrati direttamente a riduzione dei relativi costi (117.034 migliaia di euro nel 2018, 94.186 migliaia di euro nel 2017).

I ricavi dell'esercizio sono essenzialmente così composti:

- 366.027 migliaia di euro (309.577 migliaia di euro nel 2017) per il contratto di Conto Lavorazione in vigore con Eni, comprensivo dell'Addendum contrattuale sottoscritto tra le parti relativo alla fatturazione per l'anno corrente. Nell'Addendum le parti hanno determinato il valore delle diverse componenti contrattuali, concordando di procedere alla fatturazione provvisoria a titolo di acconto e salvo conguaglio delle stesse per l'esercizio 2018;
- 27.141 migliaia di euro (27.052 migliaia di euro nel 2017) per il contratto di tolling con EniServizi;
- 21.963 migliaia di euro per l'erogazione di servizi di connessione, misura e trasporto. Tali ricavi si sono registrati a partire dal 1° Gennaio 2018, come stabilito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente con la delibera 582/2017 del 3 Agosto 2017, in seguito alla quale è diventata operativa l'applicazione delle modalità di erogazione dei servizi di connessione, misura e trasporto per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui fanno parte anche le Reti Interne di Utenza (RIU) stabilite dalla delibera 539/2015;
- 5.532 migliaia di euro (4.250 migliaia di euro nel 2017) per la fornitura di altre utilities e servizi;
- 1.495 migliaia di euro (1.413 migliaia di euro nel 2017) dalla vendita di acque industriali.

Gli altri ricavi per 10.256 migliaia di euro (10.141 migliaia di euro nel 2017) si riferiscono principalmente a:

- proventi da cessione di diritti di emissione per 7.155 migliaia di euro;
- altri ricavi diversi per 1.716 migliaia di euro essenzialmente per vendita di rottami ferrosi e fatturazione per utilizzo di auto aziendali;
- contributi in conto esercizio per la vendita di energia elettrica al GSE per gli impianti fotovoltaici per 707 migliaia di euro.

### **Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi**

Nel 2018 la società ha sostenuto costi per 257.372 migliaia di euro in aumento di 45.966 migliaia di euro rispetto al 2017 (211.406 migliaia di euro nel 2017).

A partire dal 1° gennaio 2018, in seguito all'applicazione del principio IFRS 15, i ricavi per la partecipazione al Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) sono registrati direttamente a riduzione dei relativi costi (117.034 migliaia di euro nel 2018, 94.186 migliaia di euro nel 2017).

I costi dell'esercizio sono principalmente così articolati:

- 157.051 migliaia di euro (48.940 migliaia di euro nel 2017) per gli oneri associati all'acquisto di emission rights;
- 49.998 migliaia di euro (44.569 migliaia di euro nel 2016) per materiali e servizi di manutenzione.

Si evidenziano inoltre:

- costi verso Eni per servizi di supporto al business per 14.102 migliaia di euro (13.786 migliaia di euro nel 2017);
- riaddebiti per servizi manageriali prestati alle società controllate Enipower Mantova (2.780 migliaia di euro) e SEF (3.365 migliaia di euro);
- oneri per l'Imposta Municipale sugli Immobili di 1.015 migliaia di euro.

Tra gli accantonamenti netti a fondi rischi e oneri figurano:

- 1.000 migliaia di euro per l'utilizzo per esubero di fondi per contenziosi legali;
- 861 migliaia di euro per l'utilizzo per esubero dei fondi rischi e oneri ambientali.

### **Riprese di valore (svalutazioni nette) di crediti commerciali e altri crediti**

Nel 2018 il fondo svalutazione crediti commerciali si è incrementato per 337 migliaia di euro e si sono registrate perdite su crediti commerciali per 143 migliaia di euro.

Nel 2017 le svalutazioni nette erano costituite da accantonamenti al fondo svalutazione dei risconti attivi relativi a diritti di superficie e servitù di impianti fotovoltaici per 1.718 migliaia di euro e da perdite su crediti commerciali per 101 migliaia di euro, compensati da utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali per 201 migliaia di euro.

### **Costo lavoro**

Nel 2018 il costo lavoro sostenuto dalla società è stato di 25.031 migliaia di euro (24.174 migliaia di euro nel 2017) in aumento di 857 migliaia di euro. L'aumento è riconducibile principalmente alle variazioni intervenute nel numero di dipendenti e nella composizione del personale per qualifica contrattuale.

### **Ammortamenti**

Nel 2018 gli ammortamenti sono stati di 63.131 migliaia di euro (98.551 migliaia di euro nel 2017) e hanno riguardato le attività materiali, in particolare gli impianti e macchinari (60.123 migliaia di euro).

Con il supporto di apposita perizia la società ha esteso la vita utile residua delle centrali per ulteriori 10 anni per ogni Ciclo Combinato.

L'effetto a conto economico dell'adeguamento della vita utile degli impianti è stato di minori ammortamenti per 36.320 migliaia di euro.

### **Proventi (oneri) finanziari netti**

Nel 2018 la società ha sostenuto oneri finanziari netti per 514 migliaia di euro in aumento di 439 migliaia di euro rispetto al 2017 (75 migliaia di euro). Il saldo della gestione finanziaria si articola principalmente in:

- 586 migliaia di euro per adeguamento degli interessi relativi al contenzioso ICI Brindisi per gli anni 2006, 2007 e 2008;
- 137 migliaia di euro (157 migliaia di euro nel 2017) relativi principalmente a interessi attivi maturati su crediti di imposta, crediti commerciali e crediti finanziari;
- 59 migliaia di euro riferiti a oneri su TFR, Fidej e fondi mobilità (40 migliaia di euro nel 2017).

### **Proventi netti su partecipazione**

Nel 2018 la società ha registrato proventi da partecipazione distribuiti da Enipower Mantova per 18.684 migliaia di euro (18.864 migliaia di euro nel 2017) e da SEF per 10.200 migliaia di euro (11.730 migliaia di euro nel 2017).

### **Imposte sul reddito**

La gestione fiscale ammonta a 25.414 migliaia di euro (34.772 migliaia di euro nel 2017, di cui imposte correnti per -695 migliaia di euro e oneri per fiscalità differita per 35.467 migliaia di euro) e comprende imposte correnti Ires e Irap per 11.624 migliaia di euro, a cui si aggiungono oneri per la fiscalità differita per 13.790 migliaia di euro.

## Stato patrimoniale riclassificato

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento. Lo schema proposto consente di individuare le fonti di finanziamento e gli impieghi delle stesse in capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

### Stato Patrimoniale riclassificato <sup>(a)</sup>

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	770.078	756.029	(14.049)
Attività immateriali	604	604	
Partecipazioni	179.153	179.153	
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	187	165	(22)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(14.993)	(19.986)	(4.993)
	<b>935.029</b>	<b>915.965</b>	<b>(19.064)</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	11.390	12.534	1.144
Crediti commerciali	201.915	253.531	51.616
Debiti commerciali	(113.579)	(208.348)	(94.769)
Debiti tributari e fondo imposte netto	13.670	(16.279)	(29.949)
Fondi per rischi e oneri	(26.026)	(21.084)	4.942
Altre attività (passività) d'esercizio	(90.183)	(30.801)	59.382
	<b>(2.813)</b>	<b>(10.447)</b>	<b>(7.634)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(5.138)</b>	<b>(4.922)</b>	<b>216</b>
<b>Attività e passività destinate alla vendita</b>	<b>9.909</b>		
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>936.987</b>	<b>900.596</b>	<b>(36.391)</b>
<b>PATRIMONIO NETTO</b>	<b>1.145.749</b>	<b>1.174.539</b>	<b>28.790</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>(208.762)</b>	<b>(273.943)</b>	<b>(65.181)</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>936.987</b>	<b>900.596</b>	<b>(36.391)</b>

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

### Capitale immobilizzato

Il capitale immobilizzato al 31 dicembre 2018 è pari a 915.965 migliaia di euro, in diminuzione di 19.064 migliaia di euro per effetto principalmente degli ammortamenti e della cessione degli impianti fotovoltaici oggetto di conferimento a Eni New Energy S.p.A. per 6.226 migliaia di euro, in parte compensati dagli investimenti tecnici dell'esercizio.

Le immobilizzazioni materiali nette al 31 dicembre 2018 sono 756.029 migliaia di euro (770.078 migliaia di euro a fine 2017) ed evidenziano una riduzione di 14.049 migliaia di euro principalmente dovuta agli ammortamenti dell'anno per 63.131 migliaia di euro, compensati dagli investimenti dell'anno per 41.824 migliaia di euro e dall'iscrizione tra le immobilizzazioni in leasing finanziario dell'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi secondo quanto previsto dal principio IAS 17 (5.707 migliaia di euro).

Si evidenzia che in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico sono stati conferiti a Eni New Energy S.p.A. impianti fotovoltaici per 6.226 migliaia di euro.

Le immobilizzazioni immateriali al 31 dicembre 2017 sono 604 migliaia di euro (stesso valore del 2017).

Le partecipazioni al 31 dicembre 2018 sono 179.153 migliaia di euro (medesimo valore del 2017).

Si segnala che a fronte del conferimento del ramo fotovoltaico a Eni New Energy S.p.A. la società ha ricevuto 4.296 nuove azioni assegnate in via esclusiva per euro 14.031.537,00.

Con atto notarile del 12 dicembre 2018 è avvenuta la cessione a Eni S.p.A delle azioni della società Eni New Energy S.p.A. detenute da Enipower, per un corrispettivo di euro 14.031.537,00.

Al 31 dicembre 2018 i debiti netti relativi all'attività d'investimento ammontano a 19.986 migliaia di euro in diminuzione di 4.993 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017.

### **Capitale di esercizio netto**

Al 31 dicembre 2018 il capitale d'esercizio netto è di -10.477 migliaia di euro in diminuzione di 7.634 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017 (-2.813 migliaia di euro). La diminuzione è prevalentemente riconducibile all'aumento dei debiti commerciali, all'aumento dei debiti tributari e del fondo imposte netto, compensati in parte dalle variazioni intervenute nelle altre voci del capitale di esercizio netto.

Il capitale di esercizio netto si articola in:

- rimanenze per 12.534 migliaia di euro, in aumento di 1.144 migliaia di euro;
- crediti commerciali per 253.531 migliaia di euro in aumento di 51.616 migliaia di verso Eni e verso altre imprese del gruppo;
- debiti commerciali per 208.348 migliaia di euro, in aumento di 94.769 migliaia di euro costituiti principalmente da debiti verso Eni Trading Shipping e verso il mercato per acquisto di emission rights (101.708 migliaia di euro e 41.304 migliaia di euro) e verso la controllante Eni (19.976 migliaia di euro);
- debiti tributari e fondo imposte netto per -16.279 migliaia di euro, in aumento di 29.949 migliaia di euro per effetto principalmente:
  - della diminuzione delle attività per imposte anticipate Ires e Irap per 17.979 migliaia di euro essenzialmente a causa del recupero di imposte anticipate Ires stanziato nel 2017 per 14.132 migliaia di euro a fronte della perdita fiscale conseguita nel 2017 e risultante dalla dichiarazione dei redditi Unico 2018, originatasi dalla chiusura del contenzioso relativo ai certificati verdi;
  - dell'aumento dei debiti tributari per 7.838 migliaia di euro, principalmente per l'iscrizione di debiti verso Eni per consolidato fiscale Ires per 7.850 migliaia di euro;
  - della diminuzione dei crediti tributari per 4.484 migliaia di euro, riconducibile principalmente alla diminuzione del credito per Irap per 3.474 migliaia di euro in seguito allo stanziamento delle imposte di bilancio, all'azzeramento del credito verso Eni per consolidato fiscale Ires per 637 migliaia di euro e per Iva di gruppo per 294 migliaia di euro;
- fondi per rischi e oneri di 21.084 migliaia di euro (26.026 migliaia di euro a fine 2017) in diminuzione di 4.942 migliaia di euro per effetto principalmente:
  - della diminuzione di 3.910 migliaia di euro dei fondi smantellamento e ripristino siti e dei fondi per rischi e oneri ambientali;
  - della diminuzione di 1.000 migliaia di euro del fondo per vertenze legali in seguito all'estinzione favorevole di un contenzioso;
- altre attività (passività) di esercizio di -30.801 migliaia di euro (-90.183 migliaia di euro a fine 2017) che diminuiscono di 59.382 migliaia di euro principalmente per la chiusura del contenzioso relativo ai certificati verdi, in seguito al pagamento del debito verso il GSE presente nelle passività per 148.697 migliaia di euro, compensato dall'annullamento dei titoli per certificati verdi presenti nel conto titoli per 67.853 migliaia di euro.

Tra le altre passività figurano inoltre:

- il deposito cauzionale infruttifero ricevuto da Eni per 7.065 migliaia di euro a titolo di garanzia conformemente a quanto stabilito dal "Codice di rete per il servizio di trasporto dell'energia

- elettrica" (Delibera ARERA n.268/2015 e s.m.i.) in seguito alla stipulazione del contratto di trasporto e misura nell'ambito delle Reti Interne di Utenza;
- gli oneri per 1.298 migliaia di euro che si sosterranno in futuro per le attività di separazione delle cabine elettriche con utenza promiscua presso lo stabilimento di Bolgiano. Tali passività sono state trasferite ad Enipower da Eni Divisione Gas & Power.

Si segnala che dal capitale di esercizio netto sono state conferite a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico i seguenti valori:

- rimanenze di pannelli fotovoltaici per 61 migliaia di euro;
- risconti attivi relativi a diritti di superficie e servitù di impianti fotovoltaici per 205 migliaia di euro;
- crediti commerciali a lungo termine verso Raffineria di Milazzo per 3.202 migliaia di euro;
- crediti verso il personale per 1 migliaio di euro;
- crediti per imposte anticipate per 3.866 migliaia di euro;
- debiti verso il personale per 14 migliaia di euro.

I fondi per i benefici a dipendenti di 4.922 migliaia di euro (5.138 migliaia di euro nel 2016) si riferiscono al trattamento di fine rapporto (TFR) per 3.423 migliaia di euro, al fondo integrativo sanitario dirigenti (FISDE) per 623 migliaia di euro e ad altri fondi per benefici definiti a dipendenti per 876 migliaia di euro.

Si segnala che sono stati conferite a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico i seguenti valori:

- fondi benefici dipendenti per TFR per 86 migliaia di euro;
- fondi per premi anzianità per 4 migliaia di euro.

**Riconduzione dell'utile complessivo**

(migliaia di euro)	2017	2018
Utile netto dell'esercizio	102.764	88.370
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	58	(73)
- Effetto fiscale	(1)	13
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale	57	(60)
<b>Totale utile complessivo dell'esercizio</b>	<b>102.821</b>	<b>88.310</b>

**Indebitamento finanziario netto**

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018	Var. ass.
Debiti finanziari	(90)	5.195	5.285
Debiti finanziari a lungo termine	(90)	4.367	4.457
Debiti finanziari a breve termine		828	828
Disponibilità liquide ed equivalenti	(208.672)	(279.138)	(70.466)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>(208.762)</b>	<b>(273.943)</b>	<b>(65.181)</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>1.145.749</b>	<b>1.174.539</b>	<b>28.790</b>
<b>Leverage</b>	<b>(0,18)</b>	<b>(0,23)</b>	<b>(0,05)</b>

Al 31 dicembre 2018 l'indebitamento finanziario netto ammonta a -273.943 migliaia di euro (-208.762 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) in aumento di 65.181 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017. L'indebitamento finanziario netto a lungo termine unitamente alla quota a breve di debiti finanziari a lungo è di 5.195 migliaia di euro, in aumento di 5.285 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017 principalmente in seguito all'iscrizione tra le immobilizzazioni in leasing finanziario dell'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi secondo quanto previsto dal principio IAS 17.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono pari a 279.138 migliaia di euro, in aumento di 70.466 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017. Tale aumento è riconducibile principalmente alla generazione di cassa del periodo, all'estinzione delle passività finanziarie a lungo termine verso Eni e all'incasso della cessione a Eni S.p.A. delle 4.296 azioni della società Eni New Energy S.p.A. detenute da Enipower in seguito al conferimento del ramo fotovoltaico per un corrispettivo di euro 14.032 migliaia di euro, fenomeni compensati dal pagamento dei dividendi a Eni.

**Patrimonio netto**

Al 31 dicembre 2018 il patrimonio netto è 1.174.539 migliaia di euro ed è composto da: capitale sociale (944.948 migliaia di euro), riserva legale (59.394 migliaia di euro), altre riserve (6.871 migliaia di euro), utili/perdite portati a nuovo (74.956 migliaia di euro) e utile dell'esercizio (88.370 migliaia di euro).

## Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato consente di evidenziare la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo.

### Rendiconto finanziario riclassificato <sup>(a)</sup>

(a) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella

2016	(migliaia di euro)	2017	2018	Var. ass.
<b>111.855</b>	<b>Utile netto</b>	<b>102.764</b>	<b>88.370</b>	<b>(14.394)</b>
	Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:			
96.023	- ammortamenti e altri componenti non monetari	99.245	63.139	(36.106)
4.076	- plusvalenze nette su cessioni di attività		(3)	(3)
4.900	- dividendi, interessi e imposte	4.285	(3.600)	(7.885)
(54.716)	Variazione del capitale di esercizio	(14.280)	(24.259)	(9.979)
32.267	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	10.844	29.423	18.579
<b>194.405</b>	<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>202.858</b>	<b>153.070</b>	<b>(49.788)</b>
(29.771)	Investimenti tecnici	(27.819)	(41.824)	(14.005)
6	Dismissioni di attività materiali	(3)	127	130
10.784	Dismissioni di partecipazioni	15.300	14.032	(1.268)
188	Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - investimento	(52)	22	74
(19.487)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	1.060	4.993	3.933
<b>156.125</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>191.344</b>	<b>130.420</b>	<b>(60.924)</b>
	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento		90	90
(54.557)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(54.550)	(512)	54.038
(90.620)	Flusso di cassa del capitale proprio	(100.164)	(59.532)	40.632
(1.392)	Altre variazioni delle disponibilità liquide (conguaglio scissione Livorno)			
<b>9.556</b>	<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>36.630</b>	<b>70.466</b>	<b>33.836</b>

### Variazione dell'indebitamento finanziario netto

31.12.2016	(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018	Var. ass.
<b>156.125</b>	<b>Free cash flow</b>	<b>191.344</b>	<b>130.420</b>	<b>(60.924)</b>
	Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto (iscrizione leasing finanziario)		(5.707)	(5.707)
(1.392)	Altre variazioni delle disponibilità liquide (conguaglio scissione Livorno)			
(90.620)	Flusso di cassa del capitale proprio	(100.164)	(59.532)	40.632
<b>64.113</b>	<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>91.180</b>	<b>65.181</b>	<b>(25.999)</b>

relazione sulla gestione a quelli obbligatori".

Nell'esercizio 2018 la società ha generato un free cash flow per 130.420 migliaia di euro risultante dalla differenza tra la cassa generata dall'attività operativa per 153.070 migliaia di euro e dalle dismissioni di partecipazioni e altre attività per 14.181 migliaia di euro, compensata da quella impiegata per l'attività di investimento per 36.831 migliaia di euro.

Le altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto per -5.707 migliaia di euro si riferiscono all'iscrizione tra le immobilizzazioni in leasing finanziario dell'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi secondo quanto previsto dal principio IAS 17.

## Andamento economico delle società partecipate

Nelle tabelle seguenti sono riportati il risultato operativo e il risultato netto delle principali società partecipate.

### Enipower Mantova S.p.A.

	(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018	Var. ass.
<b>Utile operativo</b>		<b>42.606</b>	<b>49.453</b>	<b>6.847</b>
<b>Utile netto</b>		<b>30.661</b>	<b>35.741</b>	<b>5.080</b>

### Società Enipower Ferrara Srl

	(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018	Var. ass.
<b>Utile operativo</b>		<b>31.916</b>	<b>18.560</b>	<b>(13.356)</b>
<b>Utile netto</b>		<b>21.806</b>	<b>12.534</b>	<b>(9.272)</b>

Enipower Mantova S.p.A. è stata costituita nel luglio 2000. In data 1° gennaio 2006 la società ha ricevuto in conferimento dalla controllante Enipower S.p.A. il ramo di azienda composto dalla Centrale termoelettrica di Mantova. Le quote di partecipazione al capitale sociale sono suddivise tra la controllante Enipower S.p.A. e T.E.A. S.p.A. che detengono rispettivamente l'86,5% e il 13,5% del capitale sociale. In seguito all'affitto del ramo d'azienda di Enipower S.p.A. "Attività di commercializzazione, trading e risk management", a partire dal 1° gennaio 2007, Eni è subentrata nel contratto di tolling in essere con Enipower Mantova S.p.A., stipulato nel 2006.

Il risultato operativo conseguito nel 2018 è stato di 49.453 migliaia di euro e l'utile d'esercizio è stato di 35.741 migliaia di euro. Si registrano un miglioramento della performance operativa rispetto all'esercizio precedente (+6.847 migliaia di euro), un miglioramento della gestione finanziaria (+134 migliaia di euro) e maggiori imposte di competenza dell'esercizio (-1.901 migliaia di euro).

Il 51% di Società Enipower Ferrara S.r.l. è stato acquisito nel 2002. Il 49% è detenuto da AXPO International S.A. Nel 2008 la società ha completato la costruzione della nuova centrale a ciclo combinato e nel luglio 2011 ha sottoscritto un contratto di tolling con Eni S.p.A..

Il risultato operativo conseguito nel 2018 è stato di 18.560 migliaia di euro. L'utile netto di 12.534 migliaia di euro diminuisce di 9.272 migliaia di euro rispetto all'anno precedente (21.806 migliaia di euro). Rispetto al 2017 si registrano un peggioramento della performance operativa (-13.356 migliaia di euro), un miglioramento della gestione finanziaria (+133 migliaia di euro) e minori imposte di competenza dell'esercizio (+3.951 migliaia di euro).

## Fattori di rischio e incertezza

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati e monitorati sono i seguenti:

- (i) rischi finanziari:
  - rischio di mercato derivante dalle variazioni nei prezzi;
  - rischio tasso di interesse associato alla fluttuazione dei tassi che influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie e sul livello degli oneri finanziari netti;
  - rischio di credito rappresentato dall'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
  - rischio di liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni a breve termine;
- (ii) rischio industriale;
- (iii) rischio in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- (iv) rischio connesso al quadro normativo e regolatorio.

I rischi finanziari sono gestiti sulla base di linee guida emanate a livello Eni con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari") e sono descritti nelle note al bilancio.

Di seguito vengono analizzati i rischi principali ai quali è soggetta la società: il rischio industriale, il rischio in materia di salute, sicurezza e ambiente e il rischio connesso al quadro normativo e regolatorio.

### Rischio industriale

Nell'ambito dei rischi d'impresa, la società è sottoposta al rischio derivante da possibili danni e guasti ai propri impianti. La responsabilità dell'esercizio e della corretta manutenzione degli impianti è operata in modo da assicurare gli ammodernamenti e gli interventi necessari per garantire sia l'affidabilità che la massima efficienza produttiva. La salvaguardia degli impianti si basa su piani di manutenzione programmata e di revisione periodica degli stessi. L'efficacia e la qualità di tali piani viene garantita da contratti di servizio stipulati con le imprese costruttrici.

In aggiunta al rischio di interruzione dell'operatività degli impianti, associato a fermate non programmate o accidentalità, si segnala il rischio del possibile spiazzamento associato all'evoluzione del progresso tecnico, che renderebbe tecnologicamente obsoleti gli impianti della società.

Al fine di mitigare i rischi derivanti dall'indisponibilità e interruzione della produzione degli impianti sono attive politiche relative alle attività di manutenzione preventiva e predittiva, di asset integrity management e di monitoraggio degli scostamenti dalle performance ottimali codificate; tali politiche, allineate alle MSG (Management System Guidelines) di Eni, sono continuamente aggiornate dalle unità dedicate delle funzioni Produzione e Servizi Tecnici di Enipower, che ne coordinano e monitorano la puntuale applicazione in tutti gli stabilimenti produttivi.

Viene svolta, a livello preventivo, un'attività di studio e analisi degli interventi di manutenzione finalizzata al miglioramento dell'affidabilità, dell'efficienza e della flessibilità degli impianti. In aggiunta è stata adottata una politica assicurativa volta a mitigare i danni causati da eventuali guasti. Per quanto riguarda il rischio del possibile spiazzamento associato all'evoluzione del progresso tecnico, al fine di mitigarlo sono state istituite apposite unità organizzative presso le competenti funzioni di Eni responsabili del monitoraggio dello sviluppo tecnologico e delle nuove applicazioni in ambito industriale.

### Rischio in materia di salute, sicurezza e ambiente

Le attività industriali svolte da Enipower sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a tutela della salute, della sicurezza e dell'ambiente vigenti all'interno del territorio italiano, comprese le leggi che adottano protocolli o convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere a tali obblighi costituiscono una voce di costo significativa. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della normativa sulla salute, sulla sicurezza e sull'ambiente, sanzioni a carico della società, in base a quanto previsto dal modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito integralmente anche in Italia con il D.Lgs. 121/11. Tale decreto estende la disciplina della responsabilità

amministrativa delle società ai reati in materia ambientale. Per la tutela dell'ambiente, le norme prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti, oltre alla conservazione degli habitat, imponendo ai gestori prescrizioni sempre più rigorose e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione dell'inquinamento.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione del personale. La società ha adottato sistemi di gestione che tengono conto delle specificità dei siti produttivi e delle attività ivi svolte, e della costante evoluzione dei processi aziendali. Per l'analisi delle attività della società inerenti la gestione di tale tipologia di rischio si rinvia al precedente paragrafo "Salute, sicurezza, ambiente e qualità".

### **Rischio connesso al quadro normativo e regolatorio**

La società opera in un settore soggetto ad una intensa attività regolamentare. La gestione aziendale risulta, quindi, condizionata dalla costante evoluzione, non sempre prevedibile, del contesto normativo e regolamentare di riferimento. La società in collaborazione con Eni si è dotata di un presidio di monitoraggio e sviluppa un costruttivo dialogo con le istituzioni e con gli organismi deputati al governo del settore energetico.

La società partecipa, inoltre, attivamente alle associazioni di categoria e ai relativi gruppi di lavoro. Per un'analisi dell'evoluzione del quadro normativo, si rinvia al paragrafo "Evoluzione del quadro normativo".

### **Evoluzione prevedibile della gestione**

La società prosegue nell'attività di generazione elettrica in regime di Conto Lavorazione per Eni, alla quale si è affiancata dal 1° gennaio 2018 l'attività di Distribuzione e Misura di energia elettrica a seguito dell'entrata in vigore del testo Integrato dei Sistemi di Distribuzione Chiusi (TISDC).

La gestione continua ad essere finalizzata all'efficacia e all'efficienza operativa degli impianti migliorandone l'affidabilità e la flessibilità, ponendo sempre maggior attenzione ai temi legati alla salute, sicurezza e ambiente.

Tra le iniziative presenti nel piano strategico del 2019-2022 si segnalano la nuova caldaia a bruciatori a gas naturale, l'installazione di un sistema di accumulo di calore costituito da serbatoi di sali fusi e la realizzazione di una nuova turbina a vapore a controcompressione a Ravenna; la nuova caldaia, gli interventi di revamping nella sezione di alta tensione della rete elettrica e la sostituzione dei quadri di distribuzione di energia elettrica in media tensione a Brindisi; il revamping dei sistemi di controllo delle turbine a gas e turbine a vapore nelle centrali a ciclo combinato e le iniziative per incrementare l'affidabilità e la flessibilità degli impianti, oltre all'acquisto dei materiali per la sostituzione delle palette e i ricambi strategici.

## Altre informazioni

### Rapporti con le parti correlate

La società è controllata da Eni S.p.A. e le operazioni compiute con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con la controllante e le sue imprese controllate e collegate nonché, con le proprie imprese controllate.

Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate generalmente e laddove applicabile a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse dell'impresa. In particolare, gli scambi più rilevanti riguardano i contratti di conto lavorazione stipulati con la controllante Eni S.p.A. e con EniServizi S.p.A., i cui corrispettivi annui sono determinati prevedendo la remunerazione del capitale investito e il recupero dei costi operativi.

La società riceve anche servizi industriali nei propri siti da Versalis S.p.A., i cui rapporti sono regolati da contratti che contengono tariffe differenziate in relazione ai servizi utilizzati. Inoltre Enipower fornisce servizi manageriali alle proprie controllate a fronte di appositi contratti, i cui corrispettivi annui sono determinati annualmente commisurandoli al costo del lavoro medio delle risorse equivalenti dedicate all'attività, a cui si aggiungono i costi indiretti.

La società detiene, oltre alle partecipazioni nelle due società controllate sopra descritte, partecipazioni nelle società collegate Ravenna Servizi Industriali S.c.p.a., Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l., e nella società Distretto Tecnologico Nazionale sull'Energia S.c.a.r.l..

### Azioni proprie e di società controllanti

In ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 2428, comma 2, n. 3) del codice civile, si attesta che la società non detiene e non ha detenuto nel corso del 2018, né è stata autorizzata dalla relativa Assemblea ad acquistare azioni proprie o azioni della controllante Eni, neanche tramite società fiduciaria o interposta persona.

### Obblighi ai sensi della deliberazione 11/07 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI)

La società svolge attività di produzione, distribuzione e misura di energia elettrica e altre attività, ed è, quindi, soggetta agli obblighi di separazione contabile e amministrativa previsti dalla deliberazione n. 11/07 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI).

### Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'articolo 2428, quarto comma del codice civile, si attesta che al 31 dicembre 2018 la società non ha sedi secondarie, ma ha le seguenti unità locali:

- Via F. Maritano, 24 – San Donato Milanese (Mi) - stabilimento
- Via Taliercio, 14 – Mantova – ufficio commerciale
- Via E. Fermi, 4 – Brindisi – stabilimento
- Via Baiona, 107/111 – Ravenna – stabilimento
- Strada della Corradina – Ferrera Erbognone (PV) – stabilimento
- Piazzale G. Donegani, 12- Ferrara (FE) – ufficio

### Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non vi sono eventi da segnalare avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

## Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

### Stato patrimoniale riclassificato

(migliaia di euro)

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	31 dicembre 2017		31 dicembre 2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Capitale immobilizzato</b>				
Immobili, impianti e macchinari		770.078		756.029
Attività immateriali		604		604
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto e Altre partecipazioni		179.153		179.153
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa		187		165
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:		(14.993)		(19.986)
- crediti relativi all'attività di investimento/disinvestimento				
- debiti per attività di investimento	(14.993)		(19.986)	
<b>Totale Capitale immobilizzato</b>		<b>935.029</b>		<b>915.965</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>				
Rimanenze		11.390		12.534
Crediti commerciali		201.915		253.531
Debiti commerciali		(113.579)		(208.348)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:		13.670		(16.279)
- debiti verso controllanti per consolidato fiscale			(7.850)	
- debiti verso controllanti per liquidazione iva di gruppo			(9)	
- passività per imposte sul reddito correnti				
- passività per altre imposte correnti	(706)		(684)	
- passività per imposte differite	(44.748)		(44.397)	
- crediti verso controllanti per liquidazione iva di gruppo	295			
- attività per imposte sul reddito non correnti	402		409	
- crediti verso controllanti per consolidato fiscale	673			
- attività per imposte sul reddito correnti	4.536		1.062	
- attività per altre imposte correnti	114		65	
- attività per imposte anticipate compensabili	53.104		35.125	
Fondi per rischi ed oneri		(26.026)		(21.084)
Altre attività (passività), composte da:		(90.183)		(30.801)
- altri crediti	1.903		1.917	
- altre attività correnti	68.581		1.281	
- altri crediti e altre attività non correnti	2.414		924	
- acconti e anticipi, altri debiti	(152.816)		(6.530)	
- altre passività correnti	(6.405)		(16.587)	
- altri debiti e altre passività non correnti	(3.860)		(11.806)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>		<b>(2.813)</b>		<b>(10.447)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>		<b>(5.138)</b>		<b>(4.922)</b>
<b>Attività e passività destinate alla vendita</b>		<b>9.909</b>		
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>		<b>936.987</b>		<b>900.596</b>
<b>Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi</b>		<b>1.145.749</b>		<b>1.174.539</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>				
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:				5.195
- passività finanziarie a lungo termine			4.367	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine			828	
<b>a dedurre:</b>				
Disponibilità liquide ed equivalenti		(208.672)		(279.138)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(90)		
<b>Totale Indebitamento finanziario netto</b>		<b>(208.762)</b>		<b>(273.943)</b>
<b>COPERTURE</b>		<b>936.987</b>		<b>900.596</b>

## Rendiconto finanziario riclassificato

Voci del Rendiconto Finanziario Riclassificato e confluenze/riclassifiche delle voci dello schema legale	2017		2018	
	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
(migliaia di euro)				
<b>Utile netto</b>		<b>102.764</b>		<b>88.370</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari		99.245		63.139
- ammortamenti	98.551		63.131	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	520			
- radiazioni	(6)		49	
- altre variazioni	2			
- variazione fondo per benefici ai dipendenti	178		(41)	
Plusvalenze nette su cessioni di attività		0		(3)
Dividendi, interessi e imposte		4.285		(3.600)
- dividendi	(30.414)		(28.884)	
- interessi attivi	(156)		(136)	
- interessi passivi	83		6	
- imposte sul reddito	34.772		25.414	
Variazione del capitale di esercizio		(14.280)		(24.259)
- rimanenze	(743)		(1.134)	
- crediti commerciali	60.403		(51.423)	
- debiti commerciali	(49.516)		94.769	
- fondi per rischi e oneri	(178.690)		(5.888)	
- altre attività e passività	154.266		(60.583)	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati		10.844		29.423
- dividendi incassati	30.414		28.884	
- interessi incassati	278		129	
- interessi pagati	(83)		(6)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(19.765)		416	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>202.858</b>		<b>153.070</b>
Investimenti tecnici		(27.819)		(41.824)
- attività materiali	(27.819)		(41.824)	
- attività immateriali				
Dismissioni		15.297		14.159
- attività materiali	(3)		127	
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda				
- partecipazioni	15.300		14.032	
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa - investimento		(52)		22
Altre variazioni relative all'attività di investimento		1.060		4.993
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	1.060		4.993	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento				
<b>Free cash flow</b>		<b>191.344</b>		<b>130.420</b>
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - disinvestimento				90
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(54.550)		(512)
- rimborsi di debiti finanziari non correnti			(512)	
- variazione di debiti finanziari correnti	(54.550)			
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa - investimento		0		0
Flusso di cassa del capitale proprio		(100.164)		(59.532)
- dividendi pagati	(100.164)		(59.532)	
Altre variazioni delle disponibilità liquide (conguaglio scissione Livorno)				
<b>Flusso di cassa netto del periodo</b>		<b>36.630</b>		<b>70.466</b>

enipower

Bilancio 2018

## Stato patrimoniale

(in euro)	Note	31.12.2017		31.12.2018	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITA'</b>					
<b>ATTIVITA' CORRENTI</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	208.671.703	208.659.841	279.138.771	279.126.948
Crediti commerciali e altri crediti	(6)	204.785.377	206.999.923	255.448.359	255.652.260
Rimanenze	(7)	11.390.404		12.534.680	
Attività per imposte sul reddito correnti	(8)	4.536.284		1.061.798	
Attività per altre imposte correnti	(9)	114.241		64.823	
Altre attività correnti	(10)	68.580.953	2.481.184	1.281.217	1.191.217
		<b>498.078.962</b>		<b>549.529.648</b>	
<b>ATTIVITA' NON CORRENTI</b>					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	770.079.321		756.029.200	
Attività immateriali	(12)	603.547		603.547	
Partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto	(13)	179.010.033		179.010.033	
Altre partecipazioni	(14)	142.866		142.866	
Altre attività finanziarie	(15)	277.278		165.151	
Attività per imposte anticipate	(16)	8.355.883			
Altre attività non correnti	(17)	2.815.406	2.408.529	1.332.604	911.918
		<b>961.284.333</b>		<b>937.283.401</b>	
Attività non correnti destinate alla vendita		10.627.012			
<b>TOTALE ATTIVITA'</b>		<b>1.469.990.307</b>		<b>1.486.813.049</b>	
<b>PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>PASSIVITA' CORRENTI</b>					
Passività finanziarie a breve termine				157	
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(21)			828.000	
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	281.387.597	227.029.755	242.723.923	152.862.048
Passività per imposte sul reddito correnti					
Passività per altre imposte correnti	(19)	706.612		685.446	
Altre passività correnti	(20)	6.405.360	5.983.438	16.587.489	16.165.567
		<b>288.499.569</b>		<b>260.825.015</b>	
<b>PASSIVITA' NON CORRENTI</b>					
Passività finanziarie a lungo termine	(21)			4.367.352	
Fondi per rischi e oneri	(22)	26.025.719		21.083.925	
Fondi per benefici ai dipendenti	(23)	5.137.837		4.922.047	
Passività per imposte differite	(24)			9.270.635	
Altre passività non correnti	(25)	3.860.089		11.805.816	7.069.414
		<b>35.023.645</b>		<b>51.449.776</b>	
Passività direttamente associabili ad attività non correnti destinate alla vendita		718.013			
<b>TOTALE PASSIVITA'</b>		<b>324.241.227</b>		<b>312.274.790</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
Capitale sociale	(26)	944.947.849		944.947.849	
Riserva sovrapprezzo azioni		2.329.765		2.329.765	
Riserva legale		54.255.497		59.393.674	
Altre riserve		4.602.461		4.541.703	
Utili relativi a esercizi precedenti		36.849.960		74.955.585	
Utile (Perdita) dell'esercizio		102.763.549		88.369.683	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>		<b>1.145.749.080</b>		<b>1.174.538.259</b>	
<b>TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>1.469.990.307</b>		<b>1.486.813.049</b>	

## Conto economico

(in euro)	Note	2017		2018	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>	(28)				
Ricavi della gestione caratteristica		433.318.807	434.734.741	421.220.915	420.434.413
Altri ricavi e proventi		10.140.750	9.460.549	10.256.096	8.607.755
<b>Totale ricavi</b>		<b>443.459.557</b>	<b>444.195.290</b>	<b>431.477.011</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>	(29)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		211.405.981	346.593.277	257.372.226	256.795.742
Riprese di valore (Svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		1.618.188		479.493	
Costo lavoro		24.174.439	88.868	25.030.914	(50.946)
<b>AMMORTAMENTI</b>		<b>98.551.198</b>		<b>63.131.168</b>	
<b>RIPRESE DI VALORE (SVALUTAZIONI) NETTE DI ATTIVITA' MATERIALI ED IMMATERIALI</b>		<b>519.861</b>			
<b>RADIAZIONI</b>		<b>(5.849)</b>		<b>(49.227)</b>	
<b>UTILE OPERATIVO</b>		<b>107.195.740</b>		<b>85.413.984</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>	(30)				
Proventi finanziari		158.578	149.571	136.450	129.203
Oneri finanziari		(229.434)	(82.686)	(650.709)	(6.932)
Strumenti finanziari derivati		(3.595)	(3.595)		
		<b>(74.451)</b>	<b>63.290</b>	<b>(514.259)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	(31)				
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni		30.414.000	30.414.000	28.884.000	28.884.000
		<b>30.414.000</b>		<b>28.884.000</b>	
<b>Utile prima delle imposte</b>		<b>137.535.289</b>		<b>113.783.725</b>	
Imposte sul reddito	(32)	(34.771.740)		(25.414.042)	
<b>Utile (Perdita) netta dell'esercizio</b>		<b>102.763.549</b>		<b>88.369.683</b>	

## Prospetto dell'utile complessivo

(migliaia di euro)	note	2017	2018
<b>Utile/Perdita netto dell'esercizio</b>		<b>102.764</b>	<b>88.370</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>			
- Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	(23)	58	(73)
- Effetto fiscale	(23)	(1)	13
<b>Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale</b>		<b>57</b>	<b>(60)</b>
<b>Totale utile/perdita complessivo dell'esercizio</b>		<b>102.821</b>	<b>88.310</b>

## Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Enipower S.p.A.										
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva es art.13 Dlgs 124/93	Riserva facoltativa	Riserva per avanzo/disavanzo di fusione	Altre riserve	Utili/perdite relativi a esercizi precedenti	Utile/perdita dell'esercizio	Totale
(migliaia di euro)										
<b>Saldi al 31 dicembre 2015</b>	<b>944.948</b>	<b>43.892</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>19.299</b>	<b>8.645</b>	<b>4.162</b>	<b>30.728</b>	<b>95.415</b>	<b>1.149.438</b>
<b>Utile dell'esercizio</b>									<b>111.855</b>	<b>111.855</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>										
IAS 19 OCI 2016							(56)			(56)
<b>Totale perdita complessiva esercizio 2016</b>							<b>(56)</b>			<b>(56)</b>
<b>Operazioni con gli azionisti:</b>										
Attribuzione dividendo									(90.620)	(90.620)
Destinazione utile /perdita		4.771						24	(4.795)	
	<b>944.948</b>	<b>48.663</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>19.299</b>	<b>8.645</b>	<b>4.106</b>	<b>30.752</b>	<b>111.855</b>	<b>1.170.617</b>
<b>Altri movimenti di patrimonio netto:</b>										
Altre variazioni					(18.881)	(8.645)				(27.526)
<b>Saldi al 31 dicembre 2016</b>	<b>944.948</b>	<b>48.663</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>418</b>		<b>4.106</b>	<b>30.752</b>	<b>111.855</b>	<b>1.143.091</b>

## segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Enipower S.p.A.										
	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva es art.13 Dlgs 124/93	Riserva facoltativa	Riserva piano incentivazione L.T. azionario 2017	Altre riserve	Utili/perdite relativi a esercizi precedenti	Utile/perdita dell'esercizio	Totale
(migliaia di euro)										
<b>Saldi al 31 dicembre 2016</b>	<b>944.948</b>	<b>48.663</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>418</b>		<b>4.106</b>	<b>30.752</b>	<b>111.855</b>	<b>1.143.091</b>
<b>Utile dell'esercizio</b>									<b>102.764</b>	<b>102.764</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>										
IAS 19 OCI 2017							57			57
IFRS 2 Incentivo lungo termine azionario						1				1
<b>Totale utile (perdita) complessiva esercizio 2017</b>						<b>1</b>	<b>57</b>			<b>58</b>
<b>Operazioni con gli azionisti:</b>										
Attribuzione dividendo								(100.164)	(100.164)	
Destinazione utile /perdita		5.593						6.098	(11.691)	
<b>Saldi al 31 dicembre 2017</b>	<b>944.948</b>	<b>54.256</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>418</b>	<b>1</b>	<b>4.163</b>	<b>36.850</b>	<b>102.764</b>	<b>1.145.749</b>

## segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

Patrimonio netto di Enipower S.p.A.										
(migliaia di euro)	Capitale sociale	Riserva legale	Riserva sovrapprezzo azioni	Riserva es art.13 Digs 124/93	Riserva facoltativa	Riserva per avanzo/disavanzo di fusione	Altre riserve	Utili/perdite relativi a esercizi precedenti	Utile/perdita dell'esercizio	Totale
<b>Saldi al 31 dicembre 2017</b>	<b>944.948</b>	<b>54.256</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>418</b>		<b>4.164</b>	<b>36.850</b>	<b>102.764</b>	<b>1.145.749</b>
Modifiche criteri contabili IFRS9								12		12
<b>Saldi al 31 dicembre 2017 rettificati</b>	<b>944.948</b>	<b>54.256</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>418</b>		<b>4.164</b>	<b>36.862</b>	<b>102.764</b>	<b>1.145.761</b>
<b>Utile dell'esercizio</b>									<b>88.370</b>	<b>88.370</b>
<b>Altre componenti dell'utile complessivo:</b>										
IAS 19 OCI 2018							(60)			(60)
<b>Totale utile (perdita) complessiva esercizio 2018</b>							<b>(60)</b>			<b>(60)</b>
<b>Operazioni con gli azionisti:</b>										
Attribuzione dividendo									(59.532)	(59.532)
Destinazione utile /perdita		5.138						38.094	(43.232)	
<b>Saldi al 31 dicembre 2018</b>	<b>944.948</b>	<b>59.394</b>	<b>2.330</b>	<b>19</b>	<b>418</b>		<b>4.104</b>	<b>74.956</b>	<b>88.370</b>	<b>1.174.539</b>

## Rendiconto finanziario

(migliaia di euro)	Note	2017	2018
Utile (Perdita) netto dell'esercizio		<b>102.764</b>	<b>88.370</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
Ammortamenti	(29)	98.551	63.131
Radiazioni		(6)	49
Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(29)	520	
Plusvalenze nette su cessioni di attività			(3)
Dividendi	(31)	(30.414)	(28.884)
Interessi attivi		(156)	(136)
Interessi passivi		83	6
Imposte sul reddito	(32)	34.772	25.414
Altre variazioni		2	
Variazioni del capitale di esercizio:			
- rimanenze		(743)	(1.134)
- crediti commerciali		60.403	(51.423)
- debiti commerciali		(49.516)	94.769
- fondi per rischi e oneri		(178.690)	(5.888)
- altre attività e passività		154.266	(60.583)
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>		<i>(14.280)</i>	<i>(24.259)</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		178	(41)
Dividendi incassati		30.414	28.884
Interessi incassati		278	129
Interessi pagati		(83)	(6)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(19.765)	416
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>202.858</b>	<b>153.070</b>
- di cui verso parti correlate	(33)	233.579	49.478
Investimenti:			
- attività materiali	(11)	(27.819)	(41.824)
- attività immateriali			
- crediti finanziari			
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(27.819)</i>	<i>(41.824)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		(3)	127
- attività immateriali			
- partecipazioni		15.300	14.032
- crediti finanziari		(52)	
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		1.060	4.993
- variazione crediti finanziari strumentali all'attività operativa			22
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>16.305</i>	<i>19.174</i>
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>		<b>(11.514)</b>	<b>(22.650)</b>
- di cui verso parti correlate	(33)	15.524	13.914
Rimborso di debiti finanziari non correnti		(54.550)	(512)
Decremento crediti finanziari non strumentali all'attività operativa			90
Dividendi distribuiti		(100.164)	(59.532)
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>		<b>(154.714)</b>	<b>(59.954)</b>
- di cui verso parti correlate	(33)	(154.714)	(59.532)
Altre variazioni dell'indebitamento finanziario netto			
<b>Flusso di cassa netto dell'esercizio</b>		<b>36.630</b>	<b>70.466</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti ad inizio esercizio</b>		<b>172.042</b>	<b>208.672</b>
<b>Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio</b>		<b>208.672</b>	<b>279.138</b>

## Note al bilancio

### 1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

#### Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'*International Accounting Standards Board (IASB)* e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002.

I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2018.

Enipower S.p.A. si avvale della facoltà di non redigere il bilancio consolidato secondo gli IFRS prevista dallo IAS 27 "*Bilancio consolidato e separato*" sussistendo i requisiti stabili per l'adozione all'esenzione; le partecipazioni in imprese controllate, controllate congiuntamente e collegate sono incluse nel bilancio consolidato eni redatto da eni spa conformemente agli IFRS. Il bilancio consolidato Eni è disponibile presso la sede legale di eni spa, Piazzale E. Mattei - 00142 Roma, nonché sul sito internet [www.eni.com](http://www.eni.com)

Il bilancio è stato redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al *fair value*, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2018, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Enipower S.p.A. nella riunione del 7 marzo 2019, è sottoposto alla revisione contabile da parte della EY S.p.A..

Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in migliaia di euro.

#### Stime contabili e giudizi significativi

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy di seguito riportata. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi, assunzioni e stime adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

#### Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più significativi adottati per la redazione del bilancio sono indicati nei seguenti punti:

## Attività materiali

Le attività materiali sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori, di diretta imputazione, necessari a rendere le attività pronte all'uso. Quando è necessario un periodo di tempo significativo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione, include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato realizzato.

In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture. Tali valori sono rilevati in contropartita a uno specifico fondo. Il trattamento contabile delle revisioni di stima di questi costi, del trascorrere del tempo e del tasso di attualizzazione è indicato al punto "Fondi, passività e attività potenziali".

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I beni assunti in leasing finanziario, ovvero relativi ad accordi che, pur non assumendo la forma esplicita di un leasing finanziario prevedono il trasferimento sostanziale dei rischi e benefici della proprietà, sono iscritti, alla data di decorrenza del contratto, al *fair value* dell'asset, al netto dei contributi di spettanza del conduttore, o se inferiore, al valore attuale dei pagamenti minimi dovuti per il leasing, tra le attività materiali in contropartita, per ammontare corrispondente, al debito finanziario verso il locatore.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione, aventi natura incrementativa delle attività materiali, sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che essi incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate. Le attività materiali, sono ammortizzate sistematicamente a quote costanti lungo la loro vita utile intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa. Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore d'iscrizione, ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile.

Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita. Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'attività, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione del valore delle attività materiali, la loro recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso del bene e, se significativi, e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della sua vita utile al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono, a loro volta, determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile del bene, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare il tasso di sconto utilizzato è il *Weighted Average Cost Of Capital* (WACC). I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai business in cui opera l'attività. Per il business in cui opera la società, tenuto conto della sostanziale coincidenza della rischiosità con quella complessiva eni, è utilizzato il medesimo

tasso di sconto. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli ottenibili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte. La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dall'utilizzo continuativo dei beni (c.d. *cash generating unit*).

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico come rivalutazione (ripristino di valore). La ripresa di valore è effettuata al minore tra il valore recuperabile e il valore d'iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state stanziare qualora non si fosse proceduto alla svalutazione.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

### **Attività immateriali**

Le attività immateriali riguardano le attività prive di consistenza fisica identificabile, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati per le attività materiali. Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per il valore da ammortizzare e la recuperabilità del valore di iscrizione valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

### **Contributi in conto capitale**

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

### **Rimanenze**

Le rimanenze, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo, quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita. Il costo delle rimanenze è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato.

### **Stime contabili e giudizi significativi: Svalutazioni di attività non finanziarie**

Le attività non finanziarie sono svalutate quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi e delle variabili finanziarie, le condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale, gli impatti dell'evoluzione tecnologica sulle attività e sui costi, etc..I flussi di cassa attesi utilizzati per la definizione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future – quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda – e sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Il tasso di sconto riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.

## Strumenti finanziari<sup>1</sup>

### Attività finanziarie

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value; per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). L'applicazione del metodo del costo ammortizzato comporta la rilevazione a conto economico degli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, delle differenze di cambio e delle eventuali svalutazioni<sup>2</sup> (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzare plusvalenze da cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading. Gli interessi attivi maturati su attività finanziarie destinate al trading concorrono alla valutazione complessiva del fair value dello strumento e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

### Svalutazioni di attività finanziarie

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al fair value con effetti a conto economico è effettuata sulla base del cosiddetto expected credit loss model.

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (c.d. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (c.d. Probability

<sup>1</sup> Le accounting policy relative agli strumenti finanziari sono state definite sulla base delle disposizioni dell'IFRS 9 "Strumenti finanziari" in vigore dal 2018; come previsto dal principio, l'applicazione delle nuove disposizioni è avvenuta a partire dal 1° gennaio 2018 senza restatement dei periodi di confronto. Pertanto per la descrizione delle accounting policy applicabili agli esercizi posti a confronto si fa rinvio alla relazione finanziaria annuale 2017.

<sup>2</sup> I crediti e le altre attività finanziarie valutati al costo ammortizzato sono presentati nello stato patrimoniale al netto del relativo fondo svalutazione.

of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (c.d. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della probability of default delle controparti sono stati adottati i rating interni già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale; per le controparti rappresentate da Entità Statali ed in particolare per le National Oil Company, la probability of default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari.

Considerate le caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

## Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate, in joint venture e in imprese collegate sono valutate al costo di acquisto. In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili, rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici delle attività, non riflessi nelle stime dei flussi di cassa.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipata è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali, o implicite della partecipata o comunque, a coprirne le perdite.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi/oneri su partecipazioni".

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al *fair value* con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; differentemente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni". La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

## Passività finanziarie

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

## Compensazione di attività e passività finanziarie

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

### **Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie**

Le attività finanziarie cedute sono eliminate dall'attivo patrimoniale quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

### **Disponibilità liquide ed equivalenti**

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 90 giorni, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

### **Fondi, passività e attività potenziali**

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza. Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) è probabile l'esistenza di un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando al tasso medio del debito dell'impresa i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto dei rischi associati all'obbligazione; l'incremento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". Quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), il fondo è rilevato in contropartita all'attività a cui si riferisce. L'imputazione a conto economico avviene attraverso il processo di ammortamento. I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione. Le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento ovvero, quando la passività è relativa ad attività materiali (es. smantellamento e ripristino siti), le variazioni di stima del fondo sono rilevate in contropartita all'attività a cui si riferiscono nei limiti dei valori di iscrizione; l'eventuale eccedenza è rilevata a conto economico.

Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità di ottenere benefici economici da parte dell'impresa; nell'esercizio in cui l'ottenimento dei benefici è diventato virtualmente certo, sono rilevati l'attività e il relativo provento.

### **Stime contabili e giudizi significativi: fondi smantellamento e ripristino siti, passività ambientali e altri fondi**

La società sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime

degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. Successivamente alla rilevazione iniziale, il valore dei fondi rilevanti è aggiornato per riflettere il trascorrere del tempo e le eventuali variazioni di stima a seguito di modifiche dei flussi di cassa attesi, della tempistica della loro realizzazione, nonché dei tassi di attualizzazione adottati. La determinazione del tasso di attualizzazione da utilizzare sia nella valutazione iniziale dell'onere sia nelle valutazioni successive è frutto di un processo complesso che comporta l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

La società è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente.

Sebbene la società attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che la società possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

La società, oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti e le passività relative ai benefici per i dipendenti, effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e fiscali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale.

### **Benefici per i dipendenti**

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in programmi "a contributi definiti" e programmi "a benefici definiti". Nei programmi a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici.

Gli interessi netti (cd. net interest) includono la componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il net interest è determinato applicando alle passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività; il net interest di piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

## Pagamenti basati su azioni

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del piano di incentivazione con pagamento basato su azioni.<sup>3</sup> Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro-rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il piano di incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente le condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

## Stime contabili e giudizi significativi: benefici per i dipendenti e pagamenti basati su azioni

I programmi a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali che comprendono, tra le altre, i tassi di sconto, il livello delle retribuzioni future, i tassi di mortalità, l'età di pensionamento e gli andamenti futuri delle spese sanitarie coperte.

Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione, si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, e le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente si verificano differenze nel valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti derivanti dalle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione, caratterizza inoltre le attività per la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i piani di incentivazione.

## Ricavi da contratti con la clientela

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time).

<sup>3</sup> Il piano di incentivazione basato su azioni attualmente in essere è stato approvato dall'Assemblea del 13 aprile 2017 e prevede il regolamento tramite azioni proprie.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

## Costi

I costi sono iscritti quando associati a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica, ovvero, quando non è possibile identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione, determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alla quota di emissioni di anidride carbonica eccedenti le quote assegnate. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione, in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi, sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. In caso di cessione, ove presenti, si ritengono venduti per primi i diritti di emissione acquistati. I crediti monetari assegnati in sostituzione dell'assegnazione gratuita di quote di emissione sono rilevati in contropartita alla voce "Altri ricavi e proventi".

I canoni relativi a leasing operativi sono imputati a conto economico lungo la durata del contratto.

## Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura.

Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

## Dividendi

I dividendi sono rilevati alla data di assunzione della delibera da parte dell'assemblea, salvo quando sia ragionevolmente certa la cessione delle azioni prima dello stacco della cedola. I dividendi deliberati da società controllate, collegate o controllate congiuntamente sono imputati a conto economico anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi precedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore d'iscrizione della partecipazione.

## Imposte

A partire dall'esercizio 2004 la società, congiuntamente a eni, ha esercitato l'opzione per il regime fiscale del consolidato fiscale nazionale, che consente di determinare l'Ires su una base imponibile corrispondente alla somma algebrica degli imponibili positivi e/o negativi delle singole società che partecipano al consolidato.

I rapporti economici, oltre che le responsabilità e gli obblighi reciproci, fra eni e le altre società del Gruppo che hanno aderito al consolidato fiscale sono definiti nel "Regolamento di partecipazione al regime di tassazione del consolidato fiscale nazionale per le società del Gruppo Eni", secondo il quale:

- i. le società controllate con imponibile positivo trasferiscono a eni le risorse finanziarie corrispondenti alla maggiore imposta da questa dovuta per effetto della loro partecipazione al Consolidato nazionale;
- ii. le società con imponibile negativo ricevono una compensazione, su base proporzionale, pari al relativo risparmio d'imposta realizzato da eni se e nella misura in cui, hanno prospettive di redditività che avrebbero consentito, in assenza del consolidato fiscale nazionale, di rilevare imposte anticipate. L'eventuale importo non remunerato da eni è rilevato nei limiti della sua recuperabilità. La relativa imposta, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e in genere dei crediti d'imposta, è conseguentemente rilevata come debito o credito verso la controllante. Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile della società.

I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio.

Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio. Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

Le attività per imposte sul reddito caratterizzate da elementi di incertezza sono rilevate quando il loro ottenimento è ritenuto probabile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate se riferite a imposte compensabili. Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate", se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati direttamente a patrimonio netto, le imposte correnti, anticipate e differite sono anch'esse rilevate al patrimonio netto.

## Valutazioni al fair value

Il *fair value* è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzosa o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (exit price).

La determinazione del *fair value* è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del *fair value* di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuare un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzarne il valore.

La valutazione del *fair value* di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di uno strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il *fair value* degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il *fair value* è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzino l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

### **Stime contabili e giudizi significativi: fair value**

La determinazione del *fair value* di strumenti finanziari e non finanziari rappresenta un processo articolato caratterizzato dall'utilizzo di metodologie e tecniche di valutazione complesse e che prevedere la raccolta di informazioni aggiornate dai mercati di riferimento e/o l'utilizzo di dati di input interni.

Analogamente alle altre stime, la determinazione del *fair value* ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare

## **2 Schemi di bilancio**

Gli schemi di Bilancio sono gli stessi adottati nell'ultimo bilancio di esercizio, fatta eccezione per lo schema di Conto Economico che presenta la nuova voce "Ripresa di valore (svalutazione) nette di crediti commerciali e altri crediti", che accoglie gli accantonamenti/utilizzi Fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti precedentemente indicati nella voce "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi"; e per lo schema di Stato Patrimoniale che presenta una nuova voce nella quale vengono rappresentati separatamente "i crediti finanziari correnti" precedentemente inclusi nella voce "Crediti commerciali e altri crediti".

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

## **3 Modifiche dei criteri contabili**

Con i regolamenti n. 2016/1905 e 2017/1987 emessi dalla Commissione Europea, rispettivamente, in data 22 settembre 2016 e 31 ottobre 2017 sono stati omologati l'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e il documento "Chiarimenti dell'IFRS 15 Ricavi provenienti da contratti con i clienti" che definiscono i criteri di rilevazione e valutazione dei ricavi derivanti da contratti con la clientela.

L'IFRS 15 è stato adottato dal 1° gennaio 2018, avvalendosi della possibilità, consentita dalle disposizioni transitorie del principio contabile, di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel

patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement dei periodi precedenti posti a confronto.

Con riferimento alle nuove disposizioni in materia di ricavi (IFRS 15), in vigore a partire dal 1° gennaio 2018, non ci sono effetti sul patrimonio netto della società.

L'IFRS 9, omologato con il regolamento n.2016/2067 emesso dalla Commissione Europea in data 22 novembre 2016, è stato adottato a partire dal 1 gennaio 2018. Come consentito dalle disposizioni transitorie del principio contabile, anche in considerazione della complessità di rideterminare i valori all'inizio del primo esercizio presentato senza l'uso di elementi noti successivamente, gli effetti della prima applicazione dell'IFRS 9 in materia di classificazione e valutazione, ivi incluso l'impairment, delle attività finanziarie, sono stati rilevati nel patrimonio netto al 1 gennaio 2018, senza effettuare il restatement dei periodi precedenti posti a confronto; relativamente all'hedge accounting, l'adozione delle nuove disposizione non ha prodotto effetti.

In particolare, l'adozione dell'IFRS 9 ha comportato un incremento del patrimonio netto per 11.969 euro (15.749 euro al lordo dell'effetto fiscale) riferibile alla svalutazione, per effetto dell'adozione dell'expected credit loss model, dei crediti commerciali.

Voci di bilancio	1° gennaio 2018					
	Dati pubblicati 31.12.2017	Applicazione IFRS 9	Applicazione IFRS 15	Riclassifiche	Totale effetti prima applicazione	Dati riesposti 01.01.2018
Attività correnti	498.079	16			16	498.095
- di cui: Crediti commerciali e altri crediti	204.785	16			16	204.801
Attività non correnti	961.284	(4)			(4)	961.280
- di cui: Attività per imposte anticipate	8.356	(4)			(4)	8.352
Totale patrimonio netto	1.145.749	12			12	1.145.761

## 4 Principi contabili di recente emanazione

### Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB e omologati dalla Commissione Europea

Con il regolamento n. 2017/1986 emesso dalla Commissione Europea in data 31 ottobre 2017 è stato omologato l'IFRS 16 "Leasing", che sostituisce lo IAS 17 e le relative interpretazioni. In particolare, l'IFRS 16 definisce il leasing come un contratto che attribuisce alle imprese che operano quali locatari (lessee) il diritto d'uso di un asset per un determinato periodo di tempo in cambio di un corrispettivo. Il nuovo principio contabile elimina la classificazione dei leasing come operativi o finanziari ai fini della redazione del bilancio delle imprese che operano quali locatari (lessee); in particolare, per tutti i contratti di leasing con durata superiore ai 12 mesi è richiesta:

- nello stato patrimoniale, la rilevazione di un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito anche "right-of-use asset" o "RoU asset"), e di una passività (di seguito anche "lease liability" o LL), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto; come consentito dal principio, è prevista la rilevazione del right-of-use e della lease liability in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, la rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e degli interessi passivi maturati sulla lease liability, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi, se non oggetto di capitalizzazione, secondo le previsioni del principio contabile (IAS 17) in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono

capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi<sup>4</sup>;

- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della lease liability all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento e degli interessi passivi all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 comporterà un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglierà più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione<sup>5</sup>; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglierà più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglierà gli esborsi connessi al rimborso della lease liability.

Differentemente, ai fini della redazione del bilancio dei locatori (lessor), è mantenuta la distinzione tra leasing operativi e finanziari. L'IFRS 16 rafforza l'informativa di bilancio sia per i lessee che per i lessor. Le disposizioni dell'IFRS 16 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Nel corso dell'esercizio 2018 sono state completate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni, per l'aggiornamento dei processi e dei sistemi aziendali e per la determinazione della stima dei relativi impatti.

L'applicazione delle nuove disposizioni interessa Enipower principalmente per i contratti relativi alle locazioni di reti elettriche per gli stabilimenti di Brindisi e Ravenna e per i contratti relativi alle auto in leasing per dipendenti e dirigenti.

La complessità delle fattispecie contrattuali, nonché la loro durata ultrannuale ha richiesto l'esercizio di un complesso giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale per la definizione delle assunzioni da adottare ai fini della determinazione degli impatti connessi con le nuove disposizioni del principio. In particolare, le principali assunzioni adottate hanno riguardato:

- la scelta di non separare, nei contratti complessi che contengono un *leasing*, la *lease component* dalle *non-lease component* considerando tutta la quota di canone corrisposta come *leasing*;
- la valutazione dei periodi coperti da opzioni di estensione o di terminazione anticipata ai fini della determinazione della durata del contratto di leasing;
- l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno<sup>6</sup>, nella determinazione della lease liability e del right-of-use dell'attività;
- il tasso di attualizzazione utilizzato per la determinazione della lease liability, rappresentato dal tasso di finanziamento incrementale del locatario. Tale tasso è stato definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della valuta nella quale sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico in cui operano i lessee, definito sulla base del country risk premium attribuito ai singoli paesi in cui opera la Società.

In sede di prima applicazione Enipower intende avvalersi delle seguenti esenzioni pratiche previste dal principio contabile:

- possibilità di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (modified retrospective approach);

<sup>4</sup> Il conto economico includerà inoltre: (i) i canoni relativi contratti di leasing di breve durata e di modico valore, come consentito in via semplificata dall'IFRS 16; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato).

<sup>5</sup> Il flusso di cassa netto da attività operativa includerà inoltre: (i) gli esborsi per canoni di leasing di breve durata e di modico valore; e (ii) gli esborsi per canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability.

<sup>6</sup> Ai sensi delle disposizioni dell'IFRS 16, i pagamenti variabili legati all'utilizzo del bene o al fatturato sono imputati a conto economico e pertanto non partecipano alla determinazione della lease liability/right-of-use dell'attività.

- possibilità di non riesaminare ogni contratto esistente al 1° gennaio 2019, applicando l'IFRS 16 ai contratti precedentemente identificati come leasing (ex IAS 17 e IFRIC 4) e non applicando l'IFRS 16 ai contratti che non erano classificati come leasing;
- possibilità, con riferimento ai contratti precedentemente classificati come leasing operativi, di rilevare l'attività per diritto d'uso ad un importo corrispondente alla lease liability, rettificato, ove necessario, per tener conto di eventuali importi prepagati già rilevati nello stato patrimoniale;
- possibilità di verificare la recuperabilità delle attività per diritto d'uso al 1° gennaio 2019 sulla base della valutazione, effettuata ai fini del financial reporting 2018, in merito all'onerosità dei contratti di leasing in accordo alle disposizioni dello IAS 37;
- scelta di non assimilare, in sede di transizione, i leasing che presentano una durata residua al 1° gennaio 2019 inferiore a 12 mesi ai leasing di breve durata.

Sulla base delle informazioni disponibili, l'adozione dell'IFRS 16 comporta sulla società la rilevazione di right-of-use dell'attività e lease liability per 8,3 milioni di euro; detta stima potrebbe subire variazioni in relazione all'eventuale evoluzione interpretativa derivante dalle indicazioni dell'IFRIC, nonché all'affinamento del processo di elaborazione in vista della prima applicazione del principio nei reporting finanziari 2019.

Con riferimento ai principi contabili emessi dello IASB, omologati dalla Commissione Europea e non ancora entrati in vigore, rileva inoltre la circostanza che con il regolamento n. 2018/1595 emesso dalla Commissione Europea in data 23 ottobre 2018 è stato omologato l'IFRIC 23 "Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito", contenente indicazioni in merito all'accounting di attività e passività fiscali (correnti e/o differite) relative a imposte sul reddito in presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale. Le disposizioni dell'IFRIC 23 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019. Allo stato sono in corso le analisi per la valutazione degli impatti delle nuove disposizioni.

Inoltre, con il regolamento n. 2019/237 emesso dalla Commissione Europea in data 8 febbraio 2019 sono state omologate le modifiche allo IAS 28 "Interessenze a lungo termine in società collegate e joint venture" (di seguito modifiche allo IAS 28), volte a chiarire che le disposizioni dell'IFRS 9, ivi incluse quelle in materia di impairment, si applicano anche agli strumenti finanziari rappresentativi di interesenze a lungo termine verso una società collegata o una joint venture, che, nella sostanza, fanno parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture (cd. *long-term interest*). Le modifiche allo IAS 28 sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

## **Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB e non ancora omologati dalla Commissione Europea**

In data 18 maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 "Insurance Contracts" (di seguito IFRS 17), che definisce l'accounting dei contratti assicurativi emessi e dei contratti di riassicurazione posseduti. Le disposizioni dell'IFRS 17, che superano quelle attualmente previste dall'IFRS 4 "Contratti assicurativi", sono efficaci a partire dagli esercizi aventi inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2021.

In data 7 febbraio 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 19 "Plan Amendment, Curtailment or Settlement" (di seguito modifiche allo IAS 19), volte essenzialmente a richiedere l'utilizzo di ipotesi attuariali aggiornate nella determinazione del costo relativo alle prestazioni di lavoro correnti e degli interessi netti per il periodo successivo ad una modifica, una riduzione o un'estinzione di un piano a benefici definiti esistente. Le modifiche allo IAS 19 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Inoltre in data 29 marzo 2018, lo IASB ha emesso il documento "Amendments to References to the Conceptual Framework in IFRS Standards", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali volte a recepire il nuovo framework di riferimento degli IFRS (cd. Conceptual Framework for Financial Reporting), emesso dallo IASB nella stessa data. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 22 ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 3 "Business Combinations" (di seguito modifiche all'IFRS 3), volte a fornire chiarimenti sulla definizione di business. Le modifiche all'IFRS 3 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 31 ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 "Definition of Material" (di seguito modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8), volte a chiarire, e a rendere uniforme all'interno degli IFRS e di altre pubblicazioni, la definizione di rilevanza con la finalità di supportare le imprese in sede di formulazione di giudizi in merito alla stessa. In particolare, un'informazione deve considerarsi rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione o occultamento influenzi gli utilizzatori principali del bilancio in sede di assunzione di decisioni sulla base dello stesso. Le modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2020.

In data 12 dicembre 2017, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRS Standards 2015-2017 Cycle", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le modifiche ai principi contabili sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2019.

Allo stato Enipower sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

## Attività correnti

### 5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 279.138 migliaia di euro, sono in aumento di 70.466 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2017 (208.672 migliaia di euro) e comprendono attività finanziarie riguardanti i saldi attivi in giacenza sui c/c aperti presso Eni e presso altri istituti di credito. Tale aumento è riconducibile principalmente alla generazione di cassa del periodo, all'estinzione delle passività finanziarie a lungo termine verso Eni e all'incasso della cessione a Eni S.p.A. delle 4.296 azioni della società Eni New Energy S.p.A. detenute da Enipower in seguito al conferimento del ramo fotovoltaico per un corrispettivo di euro 14.032 migliaia di euro, fenomeni compensati dal pagamento dei dividendi a Eni.

### 6 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e gli altri crediti di 255.448 migliaia di euro (204.785 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Crediti commerciali	201.915	253.531
Altri crediti:		
- altri	2.870	1.917
	<b>2.870</b>	<b>1.917</b>
	<b>204.785</b>	<b>255.448</b>

I crediti commerciali non sono, generalmente, produttivi di interessi e prevedono termini di pagamento che vanno mediamente da 15 giorni a 60 giorni.

I crediti commerciali di 253.531 migliaia di euro si incrementano rispetto all'esercizio precedente di 51.616 migliaia di euro per effetto delle normali attività operative e riguardano: crediti verso controllanti (212.887 migliaia di euro), crediti verso altre imprese del gruppo (30.139 migliaia di euro), crediti verso clienti terzi (4.202 migliaia di euro), crediti verso la joint venture SEF (3.436 migliaia di euro), crediti verso la controllata Enipower Mantova (2.863 migliaia di euro) e crediti verso imprese collegate (4 migliaia di euro).

Gli altri crediti di 1.917 migliaia di euro (2.870 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Crediti per attività di disinvestimento		
Altri crediti:		
- controllanti per consolidato fiscale	673	
- controllanti per liquidazione Iva di gruppo	295	
- acconti per servizi	87	27
- crediti verso il personale	83	71
- crediti verso istituti di previdenza	15	17
- depositi cauzionali	7	
- altri crediti	1.710	1.802
	<b>2.870</b>	<b>1.917</b>

I crediti sono tutti in valuta euro ad eccezione di 1 migliaio di euro in dinari tunisini relativo a crediti verso Sergaz S.A. per emolumenti.

Si segnala che sono stati conferiti a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico crediti commerciali a lungo termine verso Raffineria di Milazzo per 3.202 migliaia di euro e crediti verso il personale per 1 migliaio di euro.

La seguente tabella illustra le informazioni sull'esposizione lorda al rischio di credito e sul fondo svalutazione con riferimento a crediti commerciali e altri crediti per i quali è stata effettuata una valutazione analitica e/o sulla base del modello generico, elaborata sulla base di rating interni:

(migliaia di euro)	<u>Crediti in bonis</u>			<u>Default</u>	<u>Totale</u>
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto		
31.12.2018					
Clientela Business / oggetto di valutazione analitica	45	7.553		5.525	<b>13.123</b>
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni		62		63	<b>125</b>
Partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione					
Altre controparti valutate con il modello generico	247.563		10		<b>247.573</b>
<b>Valore contabile lordo al 31 dicembre 2018</b>	<b>247.608</b>	<b>7.615</b>	<b>10</b>	<b>5.588</b>	<b>260.821</b>
Fondo svalutazione		(4)		(5.369)	<b>(5.373)</b>
<b>Valore contabile netto al 31 dicembre 2018</b>	<b>247.608</b>	<b>7.615</b>	<b>10</b>	<b>5.588</b>	<b>255.448</b>

I crediti verso altre controparti includono i crediti per i quali è adottato il modello generico, nonché, al fine di salvaguardare le esigenze di quadratura con la voce di bilancio, i crediti per i quali non è stata determinata l'expected loss (perché fuori dall'ambito di applicazione definito internamente).

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 5.373 migliaia di euro (5.052 migliaia di euro al 31 dicembre 2017). La seguente tabella illustra le variazioni di tale fondo svalutazione intervenute nell'esercizio 2018:

(migliaia di euro)	<u>Crediti commerciali</u>	<u>Altri crediti</u>
<b>Fondo svalutazione al 1° gennaio 2018 ex IAS 39</b>	5.052	
Modifiche criteri contabili (IFRS 9)	(16)	
<b>Fondo svalutazione al 1° gennaio 2018 ex IAS 39</b>	<b>5.036</b>	
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in bonis		
- accantonamenti netti su crediti commerciali e altri crediti in default	337	
- altre variazioni		
<b>Fondo svalutazione al 31 dicembre 2018</b>	<b>5.373</b>	

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi, considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33 Rapporti con parti correlate.

#### *Informazioni comparative presentate in conformità allo IAS 39 relative all'anno 2017*

Tenuto conto della circostanza che le disposizioni dell'IFRS 9 sono state adottate senza operare il *restatement* degli esercizi posti a confronto, di seguito è fornita l'informativa richiesta dalle precedenti disposizioni in materia di strumenti finanziari.

I crediti al 31 dicembre 2017 sono esposti al netto del fondo svalutazione di 5.052 migliaia di euro di euro:

(migliaia di euro)	Valore al 31.12.2016	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2017
Crediti commerciali	5.629		201	(376)	5.052
Crediti finanziari					0
Altri crediti					0
	<b>5.629</b>	<b>0</b>	<b>201</b>	<b>(376)</b>	<b>5.052</b>

L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	197.184	2.870	200.054
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	291		291
Crediti scaduti e non svalutati:			
- da 0 a 3 mesi	1.886		1.886
- da 3 a 6 mesi	59		59
- da 6 a 12 mesi	2.228		2.228
- oltre 12 mesi	267		267
	4.440		4.440
	201.915	2.870	204.785

## 7 Rimanenze

Le rimanenze di 12.534 migliaia di euro (11.390 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017					31.12.2018				
	Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici	Totale	Prodotti petroliferi	Prodotti chimici	Lavori in corso su ordinazione	Materiali tecnici	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	12	251		11.127	11.390	13	239		12.282	12.534
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati										
Lavori in corso su ordinazione										
Prodotti finiti e merci										
	12	251		11.127	11.390	13	239		12.282	12.534

Le rimanenze relative all'attività di produzione di energia elettrica sono costituite da prodotti petroliferi per 13 migliaia di euro, prodotti chimici per 239 migliaia di euro e altre materie prime, sussidiarie e di consumo per 12.282 migliaia di euro. Tali rimanenze riguardano essenzialmente i materiali tecnici disponibili per l'attività di produzione di energia elettrica.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 283 migliaia di euro (455 migliaia di euro al 31 dicembre 2017).

(migliaia di euro)	Valore iniziale	Variazioni dell'esercizio	Accantonamenti	Utilizzi	Variazione dell'area di consolidamento	Altre variazioni	Operazioni su rami d'azienda, fusioni, scissioni	Valore finale
<b>31.12.2017</b>								
Rimanenze lorde	11.359	697					(211)	11.845
Fondo svalutazione	(641)			46			140	(455)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>10.718</b>						<b>(71)</b>	<b>11.390</b>
<b>31.12.2018</b>								
Rimanenze lorde	11.845	1.001					(30)	12.816
Fondo svalutazione	(455)		(22)	155			40	(282)
<b>Rimanenze nette</b>	<b>11.390</b>						<b>10</b>	<b>12.534</b>

Si segnala che state conferite a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico rimanenze di pannelli fotovoltaici per 61 migliaia di euro.

Sulle rimanenze non sono costituite garanzie reali.

## 8 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 1.062 migliaia di euro (4.536 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) diminuiscono a seguito dell'utilizzo del credito Irap in seguito allo stanziamento di imposte Irap per l'anno corrente.

Le imposte sono commentate alla nota n. 32 Imposte sul reddito.

## 9 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Iva		
Altre imposte e tasse	114	65
	<b>114</b>	<b>65</b>

Le altre imposte e tasse si riferiscono principalmente a crediti per ritenute di acconto.

## 10 Altre attività correnti

Le altre attività correnti di 1.281 migliaia di euro (68.581 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Altre attività:		
- Risconti attivi	728	1.191
- Conto presso Banca Intesa San Paolo		90
- Certificati verdi e da teleriscaldamento	67.853	
	<b>68.581</b>	<b>1.281</b>

Le altre attività correnti sono costituite principalmente da risconti attivi per 1.191 migliaia di euro che si riferiscono essenzialmente ai risconti attivi riguardanti la quota anticipata e non di competenza dell'esercizio relativa al contratto con Eni Divisione Refining & Marketing per la compensazione delle emissioni in atmosfera della centrale termoelettrica del sito di Ferrera Erbognone.

Si segnala che sono stati conferiti a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo risconti attivi relativi a diritti di superficie e servitù di impianti fotovoltaici per 205 migliaia di euro.

Il conto corrente vincolato presso Banca Intesa per 90 migliaia di euro è stato riclassificato nel corso del 2018 dalle altre attività finanziarie non correnti.

## Attività non correnti

### 11 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 756.029 migliaia di euro (770.078 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni e ripristini di valore	Operazioni su rami d'azienda, fusione e scissione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2017</b>										
Terreni	23.024					(181)		22.843	22.843	
Fabbricati	9.640		(494)	(1.260)		(1.007)	408	7.287	18.953	(11.666)
Impianti e macchinari	772.869		(97.604)	740		(5.760)	43.724	713.969	2.294.234	(1.580.265)
Attrezzature industriali e commerciali	1.399	109	(245)				849	2.112	5.003	(2.891)
Altri beni	588	3	(208)				299	682	3.609	(2.927)
Immobilizzazioni in corso e acconti	40.513	27.707					(45.035)	23.185	23.235	(50)
	<b>848.033</b>	<b>27.819</b>	<b>(98.551)</b>	<b>(520)</b>		<b>(6.948)</b>	<b>245</b>	<b>770.078</b>	<b>2.367.877</b>	<b>(1.597.799)</b>
<b>31.12.2018</b>										
Terreni	22.843							22.843	22.843	
Fabbricati	7.287		(1.010)				7.417	13.694	25.360	(11.666)
Impianti e macchinari	713.969		(61.591)				43.644	696.022	2.276.287	(1.580.265)
Attrezzature industriali e commerciali	2.112	174	(281)				36	2.041	4.932	(2.891)
Altri beni	682	45	(249)				104	582	3.509	(2.927)
Immobilizzazioni in corso e acconti	23.185	41.605					(43.943)	20.847	20.897	(50)
	<b>770.078</b>	<b>41.824</b>	<b>(63.131)</b>				<b>7.258</b>	<b>756.029</b>	<b>2.353.828</b>	<b>(1.597.799)</b>

I terreni (22.843 migliaia di euro) riguardano terreni industriali.

I fabbricati (13.694 migliaia di euro) riguardano fabbricati industriali e commerciali.

Le altre variazioni riferite ai fabbricati sono relative allo scorporo dalla voce impianti e macchinari degli edifici annessi ai cicli combinati delle centrali di Brindisi, Ferrera Erbognone e Ravenna.

Gli impianti e macchinari (696.022 migliaia di euro) riguardano essenzialmente le centrali termoelettriche di Brindisi, Ferrera Erbognone, Ravenna e Bolgiano (577.989 migliaia di euro), le palette delle turbine a gas degli impianti di ricondizionamento (44.627 migliaia di euro), le linee di trasporto A.T. (28.069 migliaia di euro), la rete di distribuzione di teleriscaldamento di Bolgiano (21.922 migliaia di euro), le sottostazioni di trasformazione delle centrali (15.606 migliaia di euro), gli impianti di depurazione e trattamento delle acque industriali (1.397 migliaia di euro) e i costi di smantellamento e ripristino siti (809 migliaia di euro).

Tra impianti e macchinari nella colonna altre variazioni è presente anche l'impianto dell'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi iscritto come leasing finanziario secondo quanto previsto dal principio IAS 17 per 5.707 migliaia di euro.

Come dettagliato nella relazione sulla gestione, con il supporto di apposita perizia la società ha esteso la vita utile residua delle centrali per ulteriori 10 anni per ogni Ciclo Combinato.

L'effetto a conto economico dell'adeguamento della vita utile degli impianti è stato di minori ammortamenti per 36.320 migliaia di euro.

Le attrezzature industriali e commerciali (2.041 migliaia di euro) riguardano attrezzatura d'ufficio e di laboratorio, nonché mezzi di trasporto interno.

Gli altri beni (582 migliaia di euro) riguardano mobili ed arredi e macchine d'ufficio elettroniche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (20.847 migliaia di euro) riguardano principalmente le seguenti attività:

- per la centrale di Bolgiano interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 2.386 migliaia di euro;
- per la centrale di Brindisi interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 7.375 migliaia di euro;

- per la centrale di Erbognone interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 7.837 migliaia di euro;
- per la centrale di Ravenna interventi di manutenzione degli impianti esistenti per 2.839 migliaia di euro.

Si evidenzia che in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico sono stati conferiti a Eni New Energy S.p.A. impianti fotovoltaici per 6.226 migliaia di euro, presenti nel 2017 per 6.848 migliaia di euro nelle attività destinate alla vendita.

Al 31 dicembre 2018 gli Amministratori hanno effettuato un "test di impairment" al fine di verificare la recuperabilità del valore delle centrali elettriche sulla base dei flussi di cassa attesi attualizzati e rinvenienti dai piani della società. La società ha un contratto di Conto Lavorazione con la controllante Eni S.p.A. valido fino al 31.12.2027 e nell'effettuare il test di impairment gli Amministratori hanno assunto il rinnovo del contratto a condizioni economiche che consentano perlomeno il recupero del valore dell'investimento.

I principali coefficienti di ammortamento annui adottati, rimasti invariati dall'anno precedente sono i seguenti:

(%)

Fabbricati	4
Impianti e macchinari	UOP
Impianti generici fotovoltaico	10
Impianti (CTE)	5
Impianti (sottostazioni)	7
Altri impianti specifici	16
Attrezzature industriali e commerciali	20
Arredi e macchine d'ufficio	12
Macchine elettroniche	20

Gli acconti al 31/12/2018 sono pari a 410 migliaia di euro (522 migliaia di euro al 31.12.2017).

## 12 Attività immateriali

Le attività immateriali di 604 migliaia di euro invariate rispetto al 31 dicembre 2018 si compongono come segue:

(migliaia di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Operazioni su rami d'azienda, fusione e scissione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<b>31.12.2017</b>									
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>									
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno							6.805	6.805	
- Altre attività immateriali	604						604	839	235
	<b>604</b>						<b>604</b>	<b>7.644</b>	<b>(7.040)</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>									
- Goodwill							604	7.644	(7.040)
	<b>604</b>						<b>604</b>	<b>7.644</b>	<b>(7.040)</b>
<b>31.12.2018</b>									
<b>Attività immateriali a vita utile definita</b>									
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno							6.805	6.805	
- Altre attività immateriali	604						604	839	235
	<b>604</b>						<b>604</b>	<b>7.644</b>	<b>(7.040)</b>
<b>Attività immateriali a vita utile indefinita</b>									
- Goodwill							604	7.644	(7.040)
	<b>604</b>						<b>604</b>	<b>7.644</b>	<b>(7.040)</b>

Le altre attività immateriali (604 migliaia di euro) riguardano emission rights, posseduti in eccesso rispetto al fabbisogno determinato dalle emissioni rilasciate nell'esercizio, al netto della svalutazione di 235 migliaia di euro riferita ad esercizi precedenti.

### 13 Partecipazioni

Le partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture sono di seguito indicate:

(migliaia di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Versamenti in conto capitale	Decremento per rimborso di capitale sociale	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da cessione di partecipazione	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
<b>31.12.2018</b>									
Partecipazioni in imprese controllate									
- Enipower Mantova S.p.A.	90.610								90.610
	<b>90.610</b>								<b>90.610</b>
Partecipazioni in Joint Venture									
- SEF S.r.l.	86.700								<b>86.700</b>
	<b>86.700</b>								<b>86.700</b>
Partecipazioni in imprese collegate									
- Ravenna servizi Industriali S.c.p.a.	1.700								1.700
	<b>1.700</b>								<b>1.700</b>
	<b>179.010</b>								<b>179.010</b>

Il valore delle partecipazioni risulta invariato rispetto all'esercizio precedente.

Si segnala che a fronte del conferimento del ramo fotovoltaico a Eni New Energy S.p.A. la società ha ricevuto 4.296 nuove azioni assegnate in via esclusiva per euro 14.031.537,00.

Con atto notarile del 12 dicembre 2018 è avvenuta la cessione a Eni S.p.A delle azioni della società Eni New Energy S.p.A. detenute da Enipower, per un corrispettivo di euro 14.031.537,00.

(migliaia di euro)

Denominazione	Sede	Valuta	Capitale	Patrimonio netto	Utile/Perdita di esercizio	quota % posseduta	Valore di iscrizione al 31.12.2018	Valore netto al 31.12.2018	Valore patrimonio netto	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto
<b>Imprese controllate:</b>										
Enipower Mantova S.p.A.	S.Donato M.se	eur	144.000	230.095	35.741	86,50%	90.610	90.610	199.032	108.422
							<b>90.610</b>	<b>90.610</b>		
<b>Joint Venture:</b>										
S.E.F. S.r.l.	S.Donato M.se	eur	140.000	197.555	12.534	51,00%	86.700	86.700	100.753	14.053
							<b>86.700</b>	<b>86.700</b>		
<b>Imprese collegate:</b>										
Ravenna Servizi Industriali Scpa	Ravenna	eur	5.597	5.599	0	30,37%	1.700	1.700	1.700	
							<b>1.700</b>	<b>1.700</b>		
							<b>179.010</b>	<b>179.010</b>		

#### 14 Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni per le quali il fair value non è determinabile in modo attendibile sono valutate al costo e si analizzano come di seguito indicato:

\	Saldo iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Alienazioni	Effetto valutazione al fair value	Differenze di cambio	Altre variazioni	Valore finale
(migliaia di euro)							
<b>31.12.2018</b>							
- Brindisi Servizi Generali S.c.a.r.l.	138						138
- D.T.N.E. S.c.a.r.l.	5						5
	<b>143</b>						<b>143</b>

#### 15 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie di 165 migliaia di euro (277 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si riferiscono al c/c vincolato per prestiti ai dipendenti.

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	277	165
	<b>277</b>	<b>165</b>

#### 16 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate (8.356 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) risultano pari a zero al 31 dicembre 2018 in quanto riclassificate a riduzione delle passività per imposte differite commentate alla nota 24 delle passività non correnti.

#### 17 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti ammontano a 1.333 migliaia di euro (2.815 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) e riguardano principalmente i risconti attivi a lungo termine relativi ai contratti con Eni Divisione Refining & Marketing per la compensazione delle emissioni in atmosfera della centrale termoelettrica del sito di Ferrera Erbognone (912 migliaia di euro) e i crediti comprensivi di interessi per istanze di rimborso relativi a imposte sul reddito presentate negli anni 2009 e 2014 (409 migliaia di euro).

## Passività correnti

### 18 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti di 242.724 migliaia di euro (281.388 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Debiti commerciali	113.579	208.348
Altri debiti	167.809	34.376
	<b>281.388</b>	<b>242.724</b>

I debiti commerciali di 208.348 migliaia di euro si incrementano di 94.769 migliaia di euro per effetto principalmente dell'aumento dell'esposizione debitoria verso Eni Trading & Shipping S.p.A. per acquisto di emission rights.

Gli altri debiti di 34.376 migliaia di euro si articolano in:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Debiti verso:		
- fornitori per attività di investimento	14.993	19.986
- personale	1.715	1.801
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1.637	1.652
- consulenti e professionisti	573	637
- debiti verso controllanti per consolidato fiscale Ires		7.850
- debiti verso controllanti per Iva di Gruppo		9
- GSE per risoluzione contenzioso certificati verdi	148.697	
- altri debiti	194	2.441
	<b>167.809</b>	<b>34.376</b>

Tra gli altri debiti è presente il debito verso Eni New Energy S.p.A. per il conguaglio del conferimento del ramo fotovoltaico per 1.169 migliaia di euro.

Si segnala che sono state conferiti a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico debiti verso il personale per 14 migliaia di euro.

I debiti sono tutti in valuta euro.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 33.

### 19 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 684 migliaia di euro (706 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Altre imposte e tasse	706	684
	<b>706</b>	<b>684</b>

Le altre imposte e tasse riguardano essenzialmente i debiti verso l'Erario per trattenute a dipendenti e lavoratori autonomi.

### 20 Altre passività correnti

Le altre passività correnti di 16.587 migliaia di euro (6.405 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Altre passività	6.405	16.587
	<b>6.405</b>	<b>16.587</b>

Le altre passività al 31 dicembre 2018 si riferiscono a risconti passivi di proventi diversi, in particolare verso Eni Trading Shipping S.p.A. per 16.165 migliaia di euro per operazioni di vendita di emission rights.

## Passività non correnti

### 21 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine ammontano a 5.195 migliaia di euro in seguito all'iscrizione secondo quanto previsto dal principio IAS 17 tra le immobilizzazioni in leasing finanziario dell'impianto di demineralizzazione e finissaggio dell'acqua presso lo stabilimento di Brindisi, il cui contratto ha la durata di 6 anni.

(migliaia di euro)

	31.12.2018		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Altri finanziatori	4.367	828	5.195
	<b>4.367</b>	<b>828</b>	<b>5.195</b>

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine si analizza come di seguito indicato:

(migliaia di euro)

	oltre i 12 mesi	entro i cinque anni	oltre i cinque anni
	828	2.484	1.055
Altri finanziatori	<b>828</b>	<b>2484</b>	<b>1055</b>

L'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è così articolato:

	31.12.2017			31.12.2018		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
(migliaia di euro)						
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	208.672		208.672	279.138		279.138
B. Titoli disponibili per la vendita						
<b>C. Liquidità (A+B)</b>	<b>208.672</b>		<b>208.672</b>	<b>279.138</b>		<b>279.138</b>
<b>D. Crediti finanziari</b>	<b>90</b>		<b>90</b>			
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche						
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche						
G. Prestiti obbligazionari						
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate						
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate						
L. Altre passività finanziarie a breve termine				828		828
M. Altre passività finanziarie a lungo termine					4.367	4.367
<b>N. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L+M)</b>				<b>828</b>	<b>4.367</b>	<b>5.195</b>
<b>O. Indebitamento finanziario netto (N-C-D)</b>	<b>(208.762)</b>		<b>(208.762)</b>	<b>(278.310)</b>	<b>4.367</b>	<b>(273.943)</b>

## 22 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 21.084 migliaia di euro (26.026 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si compongono come segue:

(migliaia di euro)	Valore al 31.12.2017	Accantonamenti Operazioni su rami d'azienda, fusioni, scissioni	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Altre variazioni	Valore al 31.12.2017
Fondo smantellamento e ripristino siti	2.406			(2.728)		985	<b>663</b>
Fondo rischi ambientali	5.591			(1.306)	(862)		<b>3.423</b>
Fondo riduzione prezzo eccedenze incentivate anno 2006	10.694						<b>10.694</b>
Fondo rischi per contenziosi legali	1.722			(15)	(1.000)		<b>707</b>
Fondi diversi - Controversie del lavoro	140	35		(70)	(70)		<b>35</b>
Fondo per contenzioso altre imposte	4.260	586					<b>4.846</b>
Fondo garanzia pannelli fotovoltaici	612	(594)		(18)			
Fondo esodi agevolati	693		(1)	(53)	(245)		<b>394</b>
Fondo mutua assicurazione OIL	244				(104)		<b>140</b>
Fondo oneri sociali e TFR	276	91		(129)		(56)	<b>182</b>
	<b>26.026</b>	<b>712</b>	<b>(594)</b>	<b>(1)</b>	<b>(4.319)</b>	<b>(2.281)</b>	<b>21.084</b>

Il fondo smantellamento e ripristino siti di 663 migliaia di euro si riferisce ai costi che si presume di sostenere al momento della rimozione di vecchi impianti e del ripristino dei siti. Il fondo complessivamente si decrementa di 1.743 migliaia di euro per effetto degli utilizzi a fronte di oneri di 2.728 migliaia di euro, compensati dall'incremento registrato per il sito di Ravenna e di Brindisi rispettivamente per 392 migliaia di euro e 593 migliaia di euro.

Il fondo rischi e oneri ambientali di 3.423 migliaia di euro riguarda i costi ambientali relativi a bonifiche presso i siti produttivi dove sono presenti le centrali Enipower.

Tale fondo si decrementa di 2.167 migliaia di euro per effetto degli utilizzi a fronte di oneri di 1.306 migliaia di euro e degli utilizzi per esuberanza di 862 migliaia di euro.

Il fondo include:

- le attività di bonifica da eseguire sulla rete di teleriscaldamento relative alla rete di teleriscaldamento di Bolgiano (606 migliaia di euro);
- le attività di bonifica da eseguire presso il sito di Brindisi (2.817 migliaia di euro).

Il fondo riduzione prezzo eccedenze incentivate di 10.694 migliaia di euro è relativo a oneri previsti a fronte di un contenzioso promosso avanti al TAR circa le pretese avanzate dalla Cassa Conguaglio del Settore Elettrico per la restituzione dei ricavi relativi agli anni 2004-2006 per l'incentivazione CIP6/92 dell'impianto di Ravenna.

Il fondo rischi per vertenze legali e contenziosi di 707 migliaia di euro si riferisce prevalentemente a un contenzioso legale relativo alla realizzazione di impianti fotovoltaici e a pretese di terzi a seguito della costituzione di servitù per la posa di elettrodotti, acquisite con l'incorporazione di Enipower Trasmissione avvenuta nel 2009. Il fondo si è decrementato nel corso del 2018 per effetto principalmente della chiusura del contenzioso con la Società Agricola Garofalo per 1.000 migliaia di euro.

Il fondo rischi per contenzioso "Altre imposte" di 4.846 migliaia di euro si riferisce a contenziosi che riguardano imposte di consumo sull'energia elettrica per 1.624 migliaia di euro, a IVA per maggior imposta erariale per 440 migliaia di euro e a contenziosi relativi ad avvisi di accertamento riguardanti ICI per 2.196 migliaia di euro relativi al sito di Brindisi per gli anni 2006, 2007 e 2008. L'incremento del fondo di 586 migliaia di euro è relativo all'adeguamento degli interessi per il contenzioso ICI Brindisi per gli anni 2006, 2007 e 2008.

Il fondo garanzia pannelli fotovoltaici di 594 migliaia di euro è stato interamente trasferito a Eni New Energy S.p.A. a seguito del conferimento del ramo fotovoltaico.

Il fondo per esodi agevolati di 394 migliaia di euro si decrementa per utilizzi a fronte oneri e per esubero riferiti prevalentemente alla mobilità relativa agli anni 2010 e 2011.

Il fondo unfunded losses (Mutua Assicurazione OIL) di 140 migliaia di euro si riferisce agli oneri accertati, ma differiti temporalmente negli esercizi successivi, dell'"unfunded losses" attribuito da Eni S.p.A. alla

società sulla base dei weighted gross assets US GAAP dichiarati alla Oil Insurance Ltd (Oil) e si decrementa di 104 migliaia di euro per l'adeguamento apportato nell'esercizio.

Il fondo oneri sociali e TFR su incentivo monetario di 182 migliaia di euro riguarda gli oneri che si prevedono di sostenere a fronte degli oneri accessori da corrispondere sugli incentivi monetari differiti assegnati ai dirigenti della società.

### 23 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti di 4.922 migliaia di euro (5.138 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si articolano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	3.407	3.423
Fondo Gas	13	13
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni	566	623
Altri fondi per benefici ai dipendenti	1.152	863
	<b>5.138</b>	<b>4.922</b>

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del codice civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dall'1 gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando sarà destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'Inps ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, potrà rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'Inps. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

Il Fondo gas è un fondo pensione integrativo istituito negli anni 70 e gestito dall'Inps per i dipendenti del settore della distribuzione gas. Nel corso del 2015 è stata emanata una modifica normativa che interessa anche il gruppo Eni in quanto risultano risorse iscritte al fondo gas sebbene trattasi di dipendenti di Enipower spa. La modifica normativa sancisce che il fondo gas sarà destinato esclusivamente al pagamento dei benefit previsti dei pensionati attuali. Per i dipendenti ancora in servizio iscritti al fondo gas è previsto un benefit sostitutivo parametrato all'1% della retribuzione annuale lorda del 2014 moltiplicato per gli anni di servizio prestati. Sono previsti complessi meccanismi di rivalutazione di questo importo iniziale fasati per fasce di anzianità lavorativa; è inoltre prevista la facoltà da parte del dipendente di mantenere questo benefit in azienda e riceverlo alla risoluzione del rapporto di lavoro o di farlo confluire nel fondo pensione di appartenenza. Il benefit sostitutivo rappresenta un nuovo piano a benefici dipendenti da valutarsi secondo ipotesi attuariali. Dopo la prima iscrizione avvenuta nel 2015 la passività sarà aggiornata per tener conto dell'evoluzione delle ipotesi attuariali.

Il fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) accoglie la stima, determinata su basi attuariali, degli oneri relativi ai contributi da corrispondere al fondo integrativo sanitario a beneficio dei dirigenti in servizio e pensione.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano piani a benefici definiti per premi di anzianità e fondo gas per 329 migliaia di euro, e benefici a lungo termine per incentivo monetario differito per 547 migliaia di euro.

I piani di incentivazione monetaria differita assegnati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi prefissati, e i piani di incentivazione a lungo termine, che saranno erogati al termine del *vesting period*, accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali.

I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e, per quanto riguarda l'Italia, sono erogati in natura.

I piani di incentivazione monetaria differita e a lungo termine, nonché i premi di anzianità rappresentano piani per benefici a lungo termine.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(migliaia di euro)	31.12.2017				31.12.2018			
	TFR	Fondo Gas	Piani Medici	Altri Benefici	TFR	Fondo Gas	Piani Medici	Altri Benefici
<b>Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio</b>	<b>3.458</b>	<b>12</b>	<b>567</b>	<b>951</b>	<b>3.495</b>	<b>13</b>	<b>566</b>	<b>1.155</b>
Costo corrente			20	269			21	239
Interessi passivi	34		5	3	50		8	5
Rivalutazioni:								
- utili/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche				(3)				
- utili/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(80)	(1)	(1)	36				132
- effetto dell'esperienza passata	25		(1)	1	8		66	(2)
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione		2						
Contributi al piano:								
- Contributi dei dipendenti								
- Contributi del datore di lavoro								
Benefici pagati	(9)		(12)	(186)	(44)		(15)	(438)
di cui per estinzioni								
Effetto aggregazioni aziendali, dimissioni, trasferimenti	(21)		(12)	81	(86)		(23)	(228)
Effetto differenze cambio								
<b>Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio</b>	<b>3.407</b>	<b>13</b>	<b>566</b>	<b>1.152</b>	<b>3.423</b>	<b>13</b>	<b>623</b>	<b>863</b>

(\*) la differenza tra il saldo iniziale del 2018 e finale del 2017 differisce per 91 migliaia di euro riclassificate nelle passività destinate alla cessione al 31.12.2017

I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

(migliaia di euro)	31.12.2017				31.12.2018			
	TFR	Fondo gas	Piani Medici	Altri Benefici	TFR	Fondo gas	Piani Medici	Altri Benefici
Costo corrente			20	269			21	239
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione								
Interessi passivi (attivi) netti:								
- interessi passivi sull'obbligazione	34	2	6	3	50		8	5
- interessi attivi sulle attività al servizio del piano								
- interessi attivi su diritti di rimborso								
- interessi sul massimale delle attività								
Totale interessi passivi (attivi) netti	34	2	6	3	50		8	5
- di cui rilevato nel costo lavoro				3				
- di cui rilevato nei (proventi) oneri finanziari			6		50		8	
Rivalutazione dei piani a lungo termine								
Altri costi								
<b>Totale</b>	<b>34</b>	<b>2</b>	<b>26</b>	<b>272</b>	<b>50</b>		<b>29</b>	<b>244</b>
- di cui rilevato nel costo lavoro		2	20	272			21	239
- di cui rilevato nei (proventi) oneri finanziari	34		6		50		8	

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(migliaia di euro)	31.12.2017				31.12.2018			
	TFR	Fondo Gas	Piani Medici	Altri Benefici	TFR	Fondo Gas	Piani Medici	Altri Benefici
Rivalutazioni:								
- utili/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche				(3)				
- utili/perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(80)	(1)	(1)	36				
- effetto dell'esperienza passata	25		(1)	1	8		66	(2)
- rendimento delle attività al servizio del piano								
- rendimento dei diritti di rimborso								
- modifiche nel massimale di attività								
<b>Totale</b>	<b>(55)</b>	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>34</b>	<b>8</b>	<b>0</b>	<b>66</b>	<b>(2)</b>

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

	31.12.2017	31.12.2018
Tasso di sconto	da 0,00% a 1,50%	da 0,00% a 1,50%
Tasso tendenziale di crescita dei salari		
Tasso d'inflazione	da 0,00% a 1,50%	da 0,00% a 1,50%
Aspettativa di vita all'età di 65 anni:		
- donne	26,0	26,0
- uomini	22,0	22,0

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA; sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48) con eccezione del piano medico Fide per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(migliaia di euro)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione		Tasso di crescita dei salari		Tasso di crescita del costo sanitario
	Incremento del 0,5%	Riduzione del 0,5%	Incremento del 0,5%	Riduzione del 0,5%	Incremento del 0,1%	Riduzione del 0,1%	Incremento del 0,5%
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	3.240	3.622	3.547		3.423		
Fondo integrativo sanitario dirigenti aziende Gruppo Eni	570	682					666
Altri fondi per benefici ai dipendenti	860	890	327		395	352	

Tale analisi è stata eseguita sulla base di una metodologia che estrapola l'effetto sull'obbligazione netta derivante da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla data di chiusura dell'esercizio.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a 359 migliaia di euro, di cui 178 migliaia di euro relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

(migliaia di euro)	2017		2018	
	Piani a benefici definiti	Altri piani	Piani a benefici definiti	Altri piani
Entro 1 anno	168	435	178	181
Entro 2 anni	172	256	217	239
Entro 3 anni	180	247	187	223
Entro 4 anni	209	47	91	25
Entro 5 anni	121	26	115	27
Oltre 5 anni	778	213	1019	188

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti alla fine dell'esercizio è di seguito indicata:

(migliaia di euro)	31.12.2018		
	TFR	Piani medici	Altri benefici
Durata media ponderata delle obbligazioni	12	19	4

Si segnala che sono stati conferite a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico fondi benefici dipendenti per TFR per 86 migliaia di euro e fondi per premi anzianità per 4 migliaia di euro.

## 24 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 9.272 euro sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili di 35.125 di euro (53.104 di euro al 31 dicembre 2017).

(migliaia di euro)	Valore al 31.12.2017	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2018
Passività per imposte differite	(44.748)		400	(49)	(44.397)
Attività per imposte anticipate compensabili	53.104	3.789	(18.181)	(3.587)	35.125
<b>Passività nette per imposte differite</b>	<b>8.356</b>	<b>3.789</b>	<b>(17.781)</b>	<b>(3.636)</b>	<b>(9.272)</b>

Le passività per imposte differite si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Passività per imposte differite	(44.748)	(44.397)
Attività per imposte anticipate compensabili	53.104	35.125
<b>Passività nette per imposte differite</b>	<b>8.356</b>	<b>(9.272)</b>

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività nette per imposte differite è la seguente:

(migliaia di euro)	Valore al 31.12.2017	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2018
Imposte sul reddito differite					
- ammortamenti anticipati ed eccedenti	(44.128)		239	(25)	(43.914)
- capitalizzazione canoni manutenzione	(409)		76		(333)
- altre	(211)		85	(24)	(150)
	<b>(44.748)</b>		<b>400</b>	<b>(49)</b>	<b>(44.397)</b>
Imposte sul reddito anticipate:					
- fondi per rischi e oneri	4.856	303	(930)	(244)	3.985
- svalutazione non deducibili	759	4	(37)	(73)	653
- ammortamenti non deducibili	15.446	3.393	(1.408)	(113)	17.318
-svalutazione cespiti	17.555		(1.116)	(3.593)	12.846
- altre	356	89	(74)	(48)	323
- perdite fiscali remunerate dal consolidato fiscale nazionale	14.132		(14.616)	484	
	<b>53.104</b>	<b>3.789</b>	<b>(18.181)</b>	<b>(3.587)</b>	<b>35.125</b>
<b>Attività nette per imposte differite</b>	<b>8.356</b>	<b>3.789</b>	<b>(17.781)</b>	<b>(3.636)</b>	<b>(9.272)</b>

Nelle altre variazioni sono presenti crediti per imposte anticipate per 3.866 migliaia di euro conferiti a Eni New Energy S.p.A. in occasione del conferimento del ramo fotovoltaico.

## 25 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti di 11.806 migliaia di euro (3.860 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Altre passività		
- risconti passivi a lungo termine	2.960	2.538
- depositi cauzionali	900	7.970
- altre passività		1.298
	<b>3.860</b>	<b>11.806</b>

I risconti passivi a lungo termine si riferiscono a risconti passivi di proventi diversi.

I depositi cauzionali a lungo termine sono relativi a depositi cauzionali in contanti ricevuti da clienti e si incrementano di 7.070 migliaia di euro principalmente per effetto dell'incasso di depositi cauzionali da Eni Divisione Gas & Power quale garanzia a fronte del contratto di Distribuzione e Misura per il servizio di trasporto dell'energia elettrica (7.065 migliaia di euro).

Le altre passività sono costituite dagli oneri che si sosterranno in futuro per le attività di separazione delle cabine elettriche con utenza promiscua nel comune di San Donato Milanese. Tali passività sono state trasferite ad Enipower da Eni Divisione Gas & Power.

## 26 Patrimonio netto

Il patrimonio netto di Enipower S.p.A. si analizza come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Capitale sociale	944.948	944.948
Riserva legale	54.256	59.394
Riserva per sovrapprezzo azioni	2.330	2.330
Altre riserve:		
- riserve facoltative	418	418
- riserva per avanzo di fusione		
- riserve da conferimento		
- riserva per business combination under common control	5.066	5.066
- total remeasurement included in OCI (TFR e FISDE)	(902)	(962)
- riserva ex-art.13 DLGS 124/93	19	19
Utili relativi a esercizi precedenti	86.469	124.575
Perdite relative a esercizi precedenti	(49.619)	(49.619)
Utile/Perdita dell'esercizio	102.764	88.370
	<b>1.145.749</b>	<b>1.174.539</b>

### Capitale sociale

Al 31 dicembre 2018, il capitale sociale di Enipower S.p.A. è rappresentato da n. 944.947.849 azioni ordinarie del valore nominale di 1 euro cadauna. Il capitale sociale al 31 dicembre 2018 risulta interamente posseduto da Eni che è pertanto l'unico azionista.

### Riserva legale

La riserva legale di 59.394 migliaia di euro si incrementa di 5.138 migliaia di euro a seguito di quanto disposto dall'assemblea degli azionisti del 18 aprile 2018 relativamente alla distribuzione del dividendo per l'esercizio 2017.

### Riserva da sovrapprezzo azioni

La riserva da sovrapprezzo azioni di 2.330 migliaia di euro non ha subito variazioni nel corso dell'esercizio.

### Altre riserve

Le altre riserve ammontano a 4.541 migliaia di euro.

La riserva da conferimento di 5.066 migliaia di euro, costituitasi nell'anno 2010 e riferita al conguaglio del prezzo della cessione del ramo di Bolgiano (7.550 migliaia di euro), al valore di cessione del ramo amministrativo ad Eni-ex Eniadfin (126 migliaia di euro) e al relativo stanziamento di imposte (-2.610 migliaia di euro), è stata riclassificata nella riserva 'Business Combination Under Common Control' nel 2016 e non ha subito variazioni nel corso dell'esercizio.

La riserva ex articolo 13 D.Lgs. 124/93 di 19 migliaia di euro non ha subito variazioni rispetto all'esercizio precedente.

### Utili portati a nuovo

Gli utili portati a nuovo di 124.575 migliaia di euro si incrementano di 38.106 migliaia di euro rispetto all'esercizio precedente a seguito di quanto disposto dall'Assemblea degli Azionisti del 18 aprile 2018 relativamente alla distribuzione del dividendo per l'esercizio 2017 (38.094 migliaia di euro) e per effetto del restatement IFRS9 in materia di fondo svalutazione crediti (12 migliaia di euro).

### Perdite portate a nuovo

Le perdite portate a nuovo sono pari a 49.619 migliaia di euro e si riferiscono alla perdita dell'esercizio 2013 di pari importo come stabilito a seguito della delibera dell'Assemblea degli Azionisti dell'11 aprile 2014.

### Analisi del patrimonio netto per origine, possibilità di utilizzazione e distribuibilità

(migliaia di euro)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile
<b>Capitale sociale</b>	944.948		
<b>Riserve di capitale</b>			
Riserva per sovrapprezzo azioni	2.330	A, B	2.330
<b>Riserve di utili</b>			
Riserva legale	59.394	B	59.394
Riserve disponibili	5.085	A, B, C	5.085
Riserve facoltative	418	A, B, C	418
Riserva per remeasurement included in OCI	(962)	-	
Utili / perdite portati a nuovo	74.956	A, B, C	74.956
	<b>1.086.169</b>		<b>142.183</b>
<b>Quota non distribuibile</b>			<b>58.451</b>
<b>Residua quota distribuibile</b>			<b>83.732</b>

Legenda:

- A: disponibile per aumento di capitale
- B: disponibile per copertura perdite
- C: disponibile per distribuzione ai soci

Relativamente alle variazioni nei due esercizi precedenti delle riserve, si rinvia al "Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto".

La quota non distribuibile risulta costituita dalla riserva legale al 31 dicembre 2018 (59.394 migliaia di euro), dalla riserva ex art. 13 D. Lgs. 124/93 (19 migliaia di euro) e dalle riserve Total Remeasurement Included in OCI per TFR e FISDE (- 962 migliaia di euro).

Non vi sono limitazioni alla distribuzione delle riserve a norma dell'art. 2426, comma 1°, n. 5 del codice civile perché non vi sono costi di impianto e di ampliamento e costi di ricerca e sviluppo non ammortizzati.

Secondo quanto prevede l'art. 109, comma 4 lettera b del DPR n. 917/1986 le riserve diverse da quelle in sospensione d'imposta (141.202 migliaia di euro) possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ai fini Ires fino a 139.386 migliaia di euro. La differenza di 1.816 migliaia di euro corrisponde agli ammortamenti, alle rettifiche di valore e agli accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali e, dall'esercizio 2004, solo nella dichiarazione dei redditi, al netto della relativa fiscalità differita.

## 27 Garanzie, impegni e rischi

### Garanzie

Le garanzie di 13.173 migliaia di euro (23.563 migliaia di euro al 31 dicembre 2017) si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017			31.12.2018		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Altri	23.566	(3)	23.563	13.176	(3)	13.173
	<b>23.566</b>	<b>(3)</b>	<b>23.563</b>	<b>13.176</b>	<b>(3)</b>	<b>13.173</b>

Le fidejussioni prestate dalla società, tramite Eni, a favore di terzi sono principalmente rilasciate a garanzia di rapporti commerciali.

### Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	31.12.2017	31.12.2018
Impegni		
- Acquisto di beni	71.787	67.519
	<b>71.787</b>	<b>67.519</b>

Gli impegni per acquisti di beni e servizi ammontano a 67.519 migliaia di euro e si riferiscono principalmente a contratti di manutenzione per 36.147 migliaia di euro e a progetti di investimento per 31.372 migliaia di euro, di cui 14.389 migliaia di euro si riferiscono a interventi effettuati presso il sito di Brindisi, 8.430 migliaia di euro a interventi effettuati presso il sito di Ravenna, 7.407 migliaia di euro a interventi effettuati presso il sito di Ferrera Erbognone e 1.146 migliaia di euro a interventi di adeguamento della centrale di Bolgiano.

### Gestione dei rischi d'impresa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Enipower sono i seguenti: (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine.

Per quanto attiene ai rischi ambientali si rinvia al paragrafo "Fattori di rischio e incertezza" presente nella relazione sulla gestione.

Di seguito è fornita la descrizione dei principali rischi aziendali e delle relative modalità di gestione nonché l'esposizione ai rischi di mercato.

### Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi.

La società svolge l'attività di produzione nell'ambito del settore elettrico con esposizione ai rischi di mercato in connessione a modifiche nei tassi d'interesse e nei prezzi delle merci. Il rischio di variazione dei prezzi e dei flussi finanziari è strettamente connesso alla natura stessa del business ed è solo parzialmente mitigabile attraverso l'utilizzo di appropriate politiche di gestione del rischio.

Il modello di business di Enipower con il contratto di Conto Lavorazione implica una precisa ripartizione dei ruoli, delle responsabilità e dei rischi tra la società (Tollee) ed Eni e EniServizi (Toller). Con il contratto di Conto Lavorazione Enipower assume il ruolo di trasformatore del combustibile di proprietà del Toller. Pertanto i rischi tipici di chi opera nel mercato elettrico, quali l'approvvigionamento del combustibile e la vendita di energia, sono a carico del Toller e non hanno un impatto diretto sulle attività della società.

Inoltre, i flussi finanziari della società sono esposti alle oscillazioni dei tassi di cambio e di interesse in relazione allo sfasamento temporale tra il momento degli acquisti e delle vendite. In particolare, l'esposizione ai tassi di cambio deriva dalla circostanza che i prezzi di una parte rilevante dei prodotti venduti (acquistati) sono quotati o legati al dollaro USA. Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie della società e sul livello degli oneri finanziari netti.

### **Rischio di tasso d'interesse**

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti.

### **Rischio di credito**

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche di Eni dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. Le funzioni specialistiche di Eni definiscono gli indirizzi e le metodologie per la qualificazione e il controllo della rischiosità del cliente.

Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi.

I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite da Eni e basate sul rating fornito dalle principali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, nonché da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity, nonché dalle società e Divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello accentrato. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

La società gestisce il rischio credito sulla base delle policy emesse da Eni.

Al 31 dicembre 2018 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito nei confronti di soggetti terzi; i crediti sono prevalentemente verso Eni Divisione Gas & Power.

### **Rischio di liquidità**

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa della difficoltà di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento e, più in generale, a esigenze finanziarie di breve termine.

Allo stato attuale, la società ritiene, data l'ampia disponibilità di accedere a linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

### **Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti**

Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(migliaia di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2.019	2020	2021	2022	2023	Oltre	
<b>31.12.2018</b>							
Passività finanziarie a lungo termine		828	828	828	828	1.055	<b>4.367</b>
Passività finanziarie a breve termine	828						<b>828</b>
	<b>828</b>	<b>828</b>	<b>828</b>	<b>828</b>	<b>828</b>	<b>1.055</b>	<b>5.195</b>
Interessi su debiti finanziari		1	7	17	33	67	<b>125</b>

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi:

(migliaia di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2.018	2019-2022	Oltre	
<b>31.12.2017</b>				
Debiti commerciali	113.452	127		113.579
Altri debiti e anticipi	167.809			167.809
	<b>281.261</b>	<b>127</b>		<b>281.388</b>
	Anni di scadenza			Totale
(migliaia di euro)	2019	2020-2023	Oltre	
<b>31.12.2018</b>				
Debiti commerciali	207.923	425		208.348
Altri debiti e anticipi	34.376			34.376
	<b>242.299</b>	<b>425</b>		<b>242.724</b>

## Altre informazioni sugli strumenti finanziari

### Categorie di strumenti finanziari - Valore di iscrizione e relativi effetti economici e patrimoniali

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali sono di seguito illustrati:

(migliaia di euro)	2017			2018		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto	Valore di iscrizione	Conto economico	Patrimonio netto
<b>Strumenti finanziari di negoziazione:</b>						
- Strumenti derivati non di copertura (a)		4				
<b>Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:</b>						
- Crediti commerciali e altri crediti (b)	204.785	(201)		255.448	337	
- Altre attività correnti (b)	68.581	1.718		1.281		
- Debiti commerciali e altri debiti						
- Debiti finanziari						

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

### Valori di mercato degli strumenti finanziari

Nell'espletamento della sua attività, l'impresa utilizza diverse tipologie di strumenti finanziari. Le informazioni concernenti il valore di mercato degli strumenti finanziari dell'impresa sono riportate di seguito.

Crediti commerciali e altri crediti: il valore di mercato dei crediti commerciali e altri crediti esigibili oltre l'esercizio successivo è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre attività finanziarie non correnti: il valore di mercato delle altre attività finanziarie non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre attività non correnti: il valore di mercato delle altre attività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine: il valore di mercato delle passività finanziarie esigibili oltre l'esercizio successivo, inclusa la quota a breve, è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

Altre passività non correnti: il valore di mercato delle altre passività non correnti è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri.

(migliaia di euro)	31.12.2017		31.12.2018	
	Valore contabile	Valore di mercato	Valore contabile	Valore di mercato
- Altre attività finanziarie non correnti	277	277	165	165
- Altre attività non correnti	2.815	2.815	1.333	1.333
- Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve				
- Strumento derivato IRS/CIRS				
- Altre passività non correnti	3.860	3.860	11.806	11.806

## Contenziosi

La società è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi.

### Contenzioso civile

1. Nel 2003 il sig. Mitrotta, locatario di un terreno attiguo al comprensorio industriale del Comune di Brindisi, aveva citato presso il Tribunale di Brindisi Enipower e altre società coinsediate per asseriti danni alle sue coltivazioni provocati, a sua detta, dalle emissioni dal sito petrolchimico di Brindisi. Il valore del risarcimento richiesto è di euro 232.000,00. Nel settembre 2013, il giudice ha aderito alle eccezioni sollevate dai convenuti e con sentenza parziale ha dichiarato l'illegittimità dell'acquisizione della documentazione, nominando nel gennaio 2014 nuovi Consulenti Tecnici d'Ufficio. La relazione dei nuovi consulenti, depositata in data 25 luglio 2014, ha ribadito le conclusioni dei consulenti precedenti sostenendo la "ragionevole verosimiglianza" dell'esistenza di un nesso di causalità tra le emissioni del sito e i danni alle colture lamentati dal sig. Mitrotta. La nuova relazione è stata profondamente contestata da Enipower e dalle altre società coinsediate che all'udienza del 19 giugno 2015 hanno ottenuto un ulteriore contraddittorio con il CTU per la verifica delle conclusioni. Il giudizio si è concluso con sentenza del 15 settembre 2016 con cui il Tribunale di Brindisi ha ritenuto fondata la domanda di risarcimento del sig. Mitrotta e condannato in solido le società Dow Italia e Basell al risarcimento dei danni subiti e quantificati in circa 88.000 euro. Tutte le società del gruppo Eni sono state ritenute invece non responsabili. In seguito alla sentenza del 15 settembre 2016 una delle società soccombenti, la Dow Italia, ha proposto appello e si è provveduto alla costituzione in giudizio nell'interesse di Enipower. All'udienza del 20 gennaio 2017 la causa è stata rinviata all'11 dicembre 2018 per la precisazione delle conclusioni. Successivamente l'udienza dell'11 dicembre 2018 è stata rinviata d'ufficio al 4 febbraio 2020.

2. In data 10 Dicembre 2015 la società Agricola Garofalo S.r.l. ha notificato ad Enipower un atto di citazione lamentando danni di varia natura derivanti dalla fornitura e posa di un impianto fotovoltaico presso la sede di Francolise (CE). Tali danni sono stati complessivamente quantificati nell'importo di euro 3.024.193,48. La vicenda processuale trae origine da un contratto sottoscritto tra le parti in data 25 marzo 2010, con cui Enipower s'impegnava a progettare, fornire i materiali e posare in opera un impianto fotovoltaico dietro corrispettivo del prezzo pattuito in contratto. La società Agricola Garofalo S.r.l. a seguito della posa e collaudo dell'impianto eseguita da Enipower in linea con quanto pattuito, lamentava una scarsa produttività dello stesso rispetto alle aspettative, nonché asseriti vizi e difetti dell'impianto che costringevano la società ad attività di manutenzione straordinaria. Pertanto la società Agricola Garofalo S.r.l. ha citato in giudizio Enipower chiedendo al giudice presso il Tribunale di Milano di accertare il diritto al risarcimento dei danni patiti a causa dei vizi asseriti dell'impianto fotovoltaico fornito da Enipower. Con

sentenza del 6 settembre 2018 il Tribunale di Milano ha rigettato tutte le domande avanzate da Agricola Garofalo S.r.l..

3. In data 25 Gennaio 2016, la società Buffalo Beef soc. agricola a.r.l. ha notificato ad Enipower un atto di citazione richiedendo il risarcimento danni di varia natura, derivanti da un precedente contratto di fornitura e posa di un impianto fotovoltaico presso la sede in Galluccio (CE). La società pretende da Enipower la somma pari a euro 1.632.970,59. La vicenda processuale trae origine da un contratto sottoscritto tra le parti in data 25 marzo 2010, con cui Enipower s'impegnava a progettare, fornire i materiali e posare in opera un impianto fotovoltaico, dietro corrispettivo del prezzo pattuito in contratto. La Buffalo Beef soc. agricola a.r.l. in seguito alla posa e collaudo dell'impianto, eseguita da Enipower in linea con quanto pattuito, lamentava una scarsa produttività dello stesso rispetto alle aspettative, nonché asseriti vizi e difetti dell'impianto che la costringevano ad attività di manutenzione straordinaria. Pertanto la società ha citato in giudizio Enipower chiedendo al giudice presso il Tribunale di Milano di accertare il diritto al risarcimento dei danni patiti a causa dei vizi asseriti dell'impianto fotovoltaico fornito da Enipower. Dopo la concessione dei termini istruttori ex art. 183 c.p.c., con ordinanza del 22 dicembre 2016 il giudice ha rigettato le istanze istruttorie fissando l'udienza all'11 dicembre 2018 per la precisazione delle conclusioni. Detta udienza è stata rinviata al 27 marzo 2019 in seguito ad assegnazione a diverso magistrato.

### **Contenzioso ambientale**

La società, nell'interesse dello stabilimento di Brindisi, ha presentato ricorso presso il Tar Lazio per l'impugnazione del Regolamento Regionale - Regione Puglia del 3 ottobre 2012, n. 24 "Linee guida per l'attuazione della Legge regionale n. 21 del 24 luglio 2012", recante "Norme a tutela della salute, dell'ambiente e del territorio sulle emissioni industriali inquinanti per le aree pugliesi già dichiarate a elevato rischio ambientale".

Il provvedimento è fortemente lesivo degli interessi della società poiché, al suo interno, prevede la creazione della VDS (Valutazione di Danno Sanitario) come procedura di valutazione degli impatti delle emissioni industriali sulla popolazione. Questo è un approccio che non corrisponde ad alcuno schema discusso in letteratura scientifica ed è fortemente ambiguo in relazione ai metodi impiegati. Il ricorso non è stato discusso nel merito al Tar del Lazio all'udienza prevista per il 16 luglio 2013, ma la discussione è stata rinviata a causa di uno sciopero degli avvocati. In data 26/11/2013 la società ha presentato ricorso per motivi aggiunti presso il TAR del Lazio in relazione alla definizione dei criteri di VDS indicati nel DM 24 aprile 2013 del Ministro della Salute di concerto con il Ministro dell'Ambiente.

Con sentenza del 13 agosto 2014, nn. 8982 e 8983, il TAR del Lazio ha respinto i ricorsi presentati dall'ARPA Puglia e dalla Regione Puglia avverso il decreto 24 aprile 2013 del Ministero della Salute e dell'Ambiente, recante "Disposizioni volte a stabilire i criteri metodologici utili per la redazione del rapporto di valutazione del danno sanitario (VDS) in attuazione dell'art. 1-bis comma 2, del decreto legge 3/12/2012, n. 207, convertito, con modificazioni, dalla legge 24/12/2012, n. 231. In tale sentenza si è affermato in estrema sintesi che non può essere contestata la competenza statale ad emanare il decreto sopracitato.

La società è stata chiamata all'udienza del 20 giugno 2018 dinanzi al TAR della Puglia per esaminare i ricorsi presentati dall'ARPA Puglia e dalla Regione Puglia.

Con successive sentenze emanate in data 5 luglio dal TAR della Puglia i ricorsi sono stati dichiarati inammissibili, stante "l'insussistenza di una lesione concreta e attuale", in quanto non si è al momento verificata in modo diretto ed automatico una lesione degli interessi della ricorrente.

Infatti al momento il regolamento regionale sulla VDS potrebbe solo presumibilmente o probabilmente condurre all'applicazione di misure di riduzione delle emissioni, in quanto ove le amministrazioni competenti elaborino un rapporto di VDS a carico delle aziende ricorrenti, esso andrà preventivamente inviato alle aziende stesse ai fini della formulazione di eventuali osservazioni e solo dopo tale fase la Giunta Regionale può prendere atto formalmente del rapporto e solo successivamente potranno verificarsi gli sviluppi del procedimento in grado di obbligare gli stabilimenti alla riduzione dei valori di emissione.

## 28 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

### Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	433.319	421.221
Accise correlate alle vendite		
Variazione dei lavori in corso su ordinazione		
	<b>433.319</b>	<b>421.221</b>

I ricavi delle vendite e delle prestazioni per categorie di attività si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
Ricavi delle vendite di produzione e materie diverse:		
Corrispettivi di Conto Lavorazione	336.629	393.168
Energia elettrica	(4.300)	437
Ricavi per operazioni di mercato dei servizi di dispacciamento	94.186	
Vapore	(217)	45
Ricavi per somministrazione acqua industriale, altre utilities e servizi	1.413	1.495
Dispacciamento, trasporto e altri oneri accessori energia elettrica	4.467	3.443
Pannelli e sistemi fotovoltaici	1.141	571
Ricavi per servizi di connessione, misura e trasporto		21.963
Ricavi per attività diverse		99
	<b>433.319</b>	<b>421.221</b>

I corrispettivi di conto lavorazione riguardano prevalentemente il contratto di Conto Lavorazione con Eni Divisione Gas&Power e in misura marginale l'analogo contratto con EniServizi S.p.A.. Il contratto in vigore con Eni è comprensivo dell'Addendum contrattuale sottoscritto tra le parti e relativo alla fatturazione per l'anno corrente. Nell'Addendum le parti hanno determinato il valore delle diverse componenti contrattuali, concordando di procedere alla fatturazione provvisoria a titolo di acconto e salvo conguaglio delle stesse per l'esercizio 2018.

I ricavi per connessione, misura e trasporto (21.963 migliaia di euro) sono relativi alla nuova attività partita dal 1° Gennaio 2018 relativa all'erogazione di servizi di connessione, misura e trasporto per i Sistemi di Distribuzione Chiusi (SDC), di cui fanno parte anche le Reti Interne di Utenza (RIU) stabilite dalla delibera 539/2015.

L'impresa opera sostanzialmente in Italia.

### Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
Cessione di Emission Rights	3.716	7.155
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	72	234
Contributi in conto esercizio	1.520	707
Proventi per prescrizione di debiti		365
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali		3
Risarcimento danni da enti assicurativi	2.404	
Cessione di certificati verdi e TEE	(15)	(8)
Altri proventi	2.444	1.800
	<b>10.141</b>	<b>10.256</b>

## 29 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi". I motivi delle variazioni più significative sono indicati nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

### Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	134.102	39.760
Costi per servizi	48.003	62.683
Costi per godimento di beni di terzi	2.573	2.096
Variazioni delle rimanenze	(743)	(1.134)
Altri oneri	52.307	161.251
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(23.704)	(6.522)
	<b>212.538</b>	<b>258.134</b>
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(1.133)	(762)
	<b>211.405</b>	<b>257.372</b>

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci di 38.998 migliaia di euro riguardano:

(migliaia di euro)	2017	2018
Altre materie prime e materiali diversi	115.060	136.925
Energia elettrica	2.848	2.938
Vapore	545	675
Appalti per costruzione impianti	5.541	20.403
Acqua	15.649	16.256
Vapore alta pressione		
Riaddebito di costi per operazioni su MSD		(117.034)
Acquisti per investimenti	(6.674)	(21.165)
	<b>132.969</b>	<b>38.998</b>

I costi per servizi di 62.683 migliaia di euro riguardano:

(migliaia di euro)	2017	2018
Utilizzo fondi a fronte costi di esercizio per servizi	(5.999)	(4.051)
Progettazione e direzione lavori	169	1.144
Costruzioni	7.778	3.407
Manutenzioni	29.663	37.127
Trasporti e movimentazioni	(2.788)	3.280
Assicurazioni	1.876	1.509
Altri servizi di carattere operativo	16.912	18.495
Costi per servizi relativi al personale	1.377	1.520
Consulenze e prestazioni professionali	6.377	7.337
Pubblicità, propaganda e rappresentanza	42	115
Altri servizi di carattere generale	38	
Riaddebiti costi di manutenzione	(1.101)	(611)
Riaddebiti trasporti e movimentazioni	(25)	(17)
Riaddebiti altri servizi di carattere operativo	(6.317)	(6.552)
Riaddebiti per servizi al personale	1	(20)
Acquisti prestazioni per costruzione impianti	20.966	20.771
Servizi per investimento	(20.966)	(20.771)
	<b>48.003</b>	<b>62.683</b>

Nei riaddebiti per altri servizi di carattere operativo sono inclusi i corrispettivi dei contratti per servizi manageriali prestati per conto di Enipower Mantova S.p.A. (2.780 migliaia di euro) e SEF S.r.l. (3.365 migliaia di euro).

Nel totale delle consulenze e prestazioni professionali sono inclusi i compensi spettanti alla società di revisione. I compensi riferiti all'anno 2018 per 75 migliaia di euro riguardano unicamente l'attività di revisione legale dei conti. Non sono stati svolti altri servizi diversi dalla revisione contabile.

I costi per godimento beni di terzi di 2.096 migliaia di euro riguardano:

(migliaia di euro)	2017	2018
Locazioni	2.005	1.833
Leasing operativi	223	190
Canoni per brevetti, licenze e concessioni	187	99
Noleggi	158	(26)
	<b>2.573</b>	<b>2.096</b>

La variazione delle rimanenze di 1.134 migliaia di euro riguarda principalmente i materiali diversi dei siti di produzione.

Gli oneri diversi di gestione, pari a 161.251 migliaia di euro, riguardano principalmente gli oneri associati all'acquisto di emission rights per 157.051 migliaia di euro (48.940 migliaia di euro nel 2017).

Tra gli accantonamenti netti a fondi rischi e oneri figurano:

- 1.000 migliaia di euro per l'utilizzo per esubero di fondi per contenziosi legali;
- 861 migliaia di euro per l'utilizzo per esubero dei fondo rischi e oneri ambientali.

Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 22 a cui si rinvia.

### Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti

Nel 2018 il fondo svalutazione crediti commerciali si è incrementato per 337 migliaia di euro e si sono registrate perdite su crediti commerciali per 143 migliaia di euro.

Nel 2017 le svalutazioni nette erano costituite da accantonamenti al fondo svalutazione dei risconti attivi relativi a diritti di superficie e servitù di impianti fotovoltaici per 1.718 migliaia di euro e da perdite su crediti commerciali per 101 migliaia di euro, compensati da utilizzi del fondo svalutazione crediti commerciali per 201 migliaia di euro.

### Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
Salari e stipendi	17.763	18.460
Oneri sociali	5.193	5.277
Oneri per programmi a benefici e contributi definiti	1.462	1.476
Altri costi	(287)	(117)
Comandati e borsisti	43	(65)
	<b>24.174</b>	<b>25.031</b>
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni - attività materiali		
	<b>24.174</b>	<b>25.031</b>

Gli oneri per programmi a benefici definiti pari a 1.476 migliaia di euro includono oneri per programmi a contributi definiti per 1.232 migliaia di euro e oneri per programmi a benefici definiti per 244 migliaia di euro.

Gli oneri per programmi a benefici definiti sono analizzati alla nota n. 23 relativa ai Fondi per benefici ai dipendenti.

### Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2017	2018
Dirigenti	11	9
Quadri	62	61
Impiegati	169	168
Operai	62	62
	<b>304</b>	<b>300</b>

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo.

### Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
Compensi agli amministratori	296	290
Compensi ai sindaci	109	112
	<b>405</b>	<b>402</b>

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Enipower S.p.A., che abbiano costituito un costo per la società anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

## Ammortamenti

Gli ammortamenti si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
<b>Ammortamenti:</b>		
- attività materiali	98.551	63.131
- attività immateriali		
	<b>98.551</b>	<b>63.131</b>

Con il supporto di apposita perizia la società ha esteso la vita utile residua delle centrali per ulteriori 10 anni per ogni Ciclo Combinato.

L'effetto a conto economico dell'adeguamento della vita utile degli impianti è stato di minori ammortamenti per 36.320 migliaia di euro.

## Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali ed immateriali

Nell'anno 2018 non sono state effettuate svalutazioni di attività materiali ed immateriali.

## Radiazioni

Le radiazioni si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
<b>Radiazioni:</b>		
- attività materiali	6	(49)
- attività immateriali		
	<b>6</b>	<b>(49)</b>

## 30 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
<b>Proventi (oneri) finanziari</b>		
Proventi finanziari	158	137
Oneri finanziari	(229)	(651)
	<b>(71)</b>	<b>(514)</b>
Strumenti finanziari derivati	(4)	
	<b>(75)</b>	<b>(514)</b>

Gli oneri finanziari accolgono un accantonamento di 586 migliaia di euro per l'adeguamento degli interessi relativi al contenzioso ICI Brindisi per gli anni 2006, 2007 e 2008.

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
<b>Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto</b>		
- Interessi e altri oneri verso la controllante	(78)	
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	269	129
	<b>191</b>	<b>129</b>
<b>Differenze attive (passive) di cambio</b>		
- Differenze attive di cambio	2	
- Differenze passive di cambio	(2)	
<b>Altri proventi (oneri) finanziari</b>		
- Interessi su crediti d'imposta	7	7
- Interessi attivi di mora verso altri	(119)	
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	(100)	1
- Oneri finanziari su piani a benefici definiti	(40)	(59)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(10)	(592)
	<b>(262)</b>	<b>(643)</b>
	<b>(71)</b>	<b>(514)</b>

### 31 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
Dividendi	30.414	28.884
Plusvalenze nette da vendita		
Altri proventi (oneri) netti		
Minusvalenze da alienazione partecipazioni		
	<b>30.414</b>	<b>28.884</b>

(migliaia di euro)	2017			2018		
	Dividendi	Plusvalenze/Minusvalenze da alienazione	Altri proventi (oneri) netti	Dividendi	Plusvalenze/Minusvalenze da alienazione	Altri proventi (oneri) netti
Enipower Mantova	18.684			18.684		
SEF	11.730			10.200		
	<b>30.414</b>			<b>28.884</b>		-

### 32 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(migliaia di euro)	2017	2018
<b>Imposte correnti:</b>		
- Ires	(679)	8.153
- Irap	(16)	3.471
	<b>(695)</b>	<b>11.624</b>
<b>Imposte differite e anticipate nette:</b>		
- imposte differite	(104)	(337)
- imposte anticipate	35.571	14.127
	<b>35.467</b>	<b>13.790</b>
	<b>34.772</b>	<b>25.414</b>

L'incidenza delle imposte dell'esercizio sul risultato prima delle imposte è del 22,34% (25,28% nell'esercizio 2017).

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva è la seguente:

(%)	2017	2018
<b>Aliquota teorica <sup>(1)</sup></b>	<b>27,44%</b>	<b>27,33%</b>
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:		
- imposte anno precedente	0,10%	0,15%
- rideterminazione differite/anticipate per cambio aliquota	-0,27%	
- imponibili e imposte indeducibili	0,76%	1,37%
- altre variazioni	-2,75%	-6,51%
<b>Aliquota effettiva</b>	<b>25,28%</b>	<b>22,34%</b>

(1) L'aliquota teorica è determinata rapportando le imposte calcolate applicando le aliquote delle imposte sul reddito (Ires e Irap) all'utile prima delle imposte.

La riduzione dell'aliquota del tax rate rispetto all'anno precedente è essenzialmente dovuta alla maggiore incidenza delle altre variazioni in diminuzione.

### 33 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Enipower S.p.A. con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e a controllo congiunto nonché con altre società possedute o controllate dallo Stato. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti e sono state compiute nell'interesse della società.

### Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali più rilevanti riguardano i contratti di Conto Lavorazione stipulati con Eni Divisione Gas & Power e con EniServizi S.p.A.

Enipower ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni, tra le principali: Eni Divisione Gas & Power che fornisce servizi ICT, di approvvigionamento, servizi amministrativi, finanziari e servizi centralizzati; Eni Insurance Limited per assicurazioni responsabilità civile verso terzi, EniServizi S.p.A che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione e l'approvvigionamento dei beni non strategici; Eni Trading Shipping S.p.A. per acquisto di quote di diritto emissioni per attività di negoziazione, Serfactoring S.p.A. per le prestazioni relative al personale dipendente e Syndial S.p.A. per la fornitura di servizi ambientali. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente da Eni), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite con riferimento ai costi specifici sostenuti e al margine minimo per il recupero dei costi generali e la remunerazione del capitale investito.

La società intrattiene rapporti anche con Terna S.p.A. per la fornitura e la vendita di energia elettrica.

Enipower riceve anche servizi industriali nei propri siti da Eni Divisione Refining & Marketing e da Versalis S.p.A., i cui rapporti sono regolati da contratti che contengono tariffe differenziate in relazione ai servizi utilizzati.

Sul fronte attivo, la società fornisce servizi manageriali alle proprie controllate a fronte di appositi contratti, i cui corrispettivi annui sono determinati annualmente commisurandoli al costo del lavoro medio delle risorse equivalenti dedicate all'attività a cui si aggiungono i costi indiretti e una congrua remunerazione.

I rapporti commerciali e diversi sono di seguito analizzati:

## Esercizio 2017

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2017			2017			2017		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi		
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
<b>Imprese controllanti:</b>									
Eni Corporate	453	6.624	23.563	197	11.689	88		1.266	31
Eni Divisione Gas & Power	175.577	10.493		38.917	24	47		45.825	310.710
Eni Divisione Downstream		-133							
Eni Divisione Refining & Marketing	3.350	1.823		2.839	5.724	663		-3	1.463
Eni Divisione Exploration & Production	9	18			35	17			17
Altre imprese a controllo statale (*)									
	<b>179.389</b>	<b>18.825</b>	<b>23.563</b>	<b>41.953</b>	<b>17.472</b>	<b>815</b>		<b>45.822</b>	<b>313.439</b>
<b>Impresa controllata:</b>									
Enipower Mantova S.p.A.	28.452	135		93	-2.794	2.032			166
<b>Imprese sotto comune controllo</b>									
Eni Adfin S.p.A.	-100	-8							
Eni Congo									
Eni Corporate University S.p.A.	1	53			246				-8
Eni Gas Transport Service					-31				12
Eni Insurance Limited	-10	56			1.540				2.953
Enimed S.p.A.		58			30	100			
EniServizi S.p.A.	12.497	2.579		5.298	833	17		-1.850	27.052
Eni Trading & Shipping	1.585	41.254			11.597	35.435			3.716
Ing. Luigi Conti Vecchi spa				-6					
I.S.A.F Spa	630	630				45			
Lng Shipping S.p.A.	7				-27				134
Versalis S.p.A.	-295	2.238		6.810	626	1.179		59	51
Serfactoring S.p.A.		131			21				
Syndial S.p.A.	1.162	3.479			8.702	225		161	3
Raffineria di Gela S.p.A.	1.140	398			286	327		410	168
Sergaz	3								3
Tecnomare S.p.A.						-1			
Trans Tunisian Pipeline					-19				
	<b>16.620</b>	<b>50.868</b>	<b>0</b>	<b>12.102</b>	<b>23.804</b>	<b>37.327</b>		<b>-1.220</b>	<b>27.274</b>
								<b>7.995</b>	
<b>Altre società</b>									
Raffineria di Milazzo ScpA	3.435								-45
SEF S.r.l.	4.690	4		45	-3.029			3	208
Brindisi Servizi Generali		162		16	963			21	
Centro Padano int.merci spa		6			1	22			
Distretto Tecnologico Nz. Energia S.C.A.R.L.		10				5			
Ravenna Servizi S.p.A.	4	818		4.464	985			235	
Termica Milazzo S.r.l.									
Saipem		87			167				
	<b>8.129</b>	<b>1.087</b>	<b>0</b>	<b>4.525</b>	<b>-913</b>	<b>27</b>		<b>259</b>	<b>-45</b>
								<b>208</b>	
<b>Imprese possedute o controllate dallo Stato:</b>									
Gruppo Enel		-72							
Gruppo Finmeccanica									
Gruppo Fintecna									
GSE- Gestore Servizi Elettrici	-2.907	148.701		73	232	150.342		296	-61
Gruppo Fintecna									1.505
Gruppo TERNA	6.501	13.508		59.603	665			48.407	215
Gruppo Ferrovie dello Stato					2	4			
Gruppo SNAM	109	-28						33	316
	<b>3.703</b>	<b>162.077</b>	<b>0</b>	<b>59.676</b>	<b>899</b>	<b>150.346</b>		<b>48.736</b>	<b>470</b>
								<b>1.505</b>	
<b>Fondi Pensione</b>									
Fopdire		21				221			
	<b>236.293</b>	<b>233.013</b>	<b>23.563</b>	<b>118.349</b>	<b>38.468</b>	<b>190.768</b>		<b>93.597</b>	<b>341.138</b>
								<b>10.101</b>	

## Esercizio 2018

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2018			2018			2018		
	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi		
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro
<b>Imprese controllanti:</b>									
Eni Corporate	174	45	13.173	131	-201	331		1.267	63
Eni Divisione Gas & Power	212.514	33.153		9.666	13.299		216	387.953	76
Eni Divisione Downstream		-133							
Eni Divisione Refining & Marketing	2.366	2.068		3.115	6.403	371	7	1.597	107
Eni Divisione Exploration & Production	12				-10			99	63
	<b>215.066</b>	<b>35.133</b>	<b>13.173</b>	<b>12.912</b>	<b>19.491</b>	<b>702</b>	<b>223</b>	<b>390.916</b>	<b>309</b>
<b>Impresa controllata</b>									
Enipower Mantova S.p.A.	<b>2.863</b>	<b>5</b>		<b>0</b>	<b>-2.797</b>	<b>15.933</b>			<b>253</b>
<b>Imprese sotto comune controllo</b>									
Eni Adfin S.p.A.						8			103
Eni Congo									
Eni Corporate University S.p.A.		37			175	1			9
Eni Gas Transport Service	49				-34				266
Eni Insurance Limited					1.214				8
Enimed S.p.A.		58			24	77			
Eni Medio Oriente spa		4							
Eni new Energy	-3	948			-1	-54	63		8
Eni Rete Oil & Non oil				8					
EniServizi S.p.A.	15.257	1.392		4.464	704	20		27.141	
Eni Trading & Shipping	14.339	118.144			120	133.393			7.155
Ing. Luigi Conti Vecchi spa		40		61					
Lng Shipping S.p.A.		13			2	13			27
Versalis S.p.A.	367	2.435		7.985	666	1.156	1.270	51	104
Serfactoring S.p.A.		656			19				
Syndial S.p.A.	610	1.972		-1	5.287	131	89	8	412
Raffineria di Gela S.p.A.		66			112	276			
Sergaz	1					1			1
Tecnomare S.p.A.		22			6	58			
Trans Tunisian Pipeline	-10				5				
	<b>30.610</b>	<b>125.787</b>	<b>0</b>	<b>12.517</b>	<b>8.299</b>	<b>135.080</b>	<b>1.422</b>	<b>27.200</b>	<b>8.093</b>
<b>Altre società</b>									
Raffineria di Milazzo ScpA	1.268					-185		-18	
SEF S.r.l.	3.436	17		27	-3.436	5.239			251
Ravenna Servizi S.p.A.	4	692		4.801	422		68		
Saipem		117			76				
Mariconsult spa	33								33
Brindisi Servizi Generali		289		2	1.156				
Centro Padano int.merci spa		12				28			
Distretto Tecnologico Nz. Energia S.C.A.R.L.						5			
I.S.A.F Spa		585							
	<b>4.741</b>	<b>1.712</b>	<b>0</b>	<b>4.830</b>	<b>-1.782</b>	<b>5.087</b>	<b>68</b>	<b>-18</b>	<b>284</b>
<b>Gruppi a partecipazione statale</b>									
Gruppo Cassa Depositi e prestiti	2								
Gruppo Enel	20	-70			1	-2		124	
Gruppo Finmeccanica									
Gruppo Fintecna									
GSE- Gestore Servizi Elettrici	-3.091	-1		72	19	51.035	90	-4	699
Gruppo TERNA	7.435	13.513		-3.698	377			98	2
Gruppo Italgas									
Gruppo Anas									
Gruppo Poste Italiane					1				
Gruppo Ferrovie dello Stato		1			2	4			
Gruppo SNAM	109							316	
	<b>4.475</b>	<b>13.443</b>	<b>0</b>	<b>-3.626</b>	<b>400</b>	<b>51.037</b>	<b>90</b>	<b>534</b>	<b>701</b>
<b>Fondi Pensione</b>									
Fopdire		17				225			
	<b>257.755</b>	<b>176.097</b>	<b>13.173</b>	<b>26.633</b>	<b>23.611</b>	<b>208.064</b>	<b>1.803</b>	<b>418.632</b>	<b>9.640</b>

(a) i costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) i ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

## Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

### Esercizio 2017

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2017			2017			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni	Minusvalenze su partecipazioni
<b>Imprese controllate da Eni:</b>							
Eni Corporate	208.660		23.563	78			
Eni DIV. R&M					-120		
Enipower Mantova S.p.A.						18.684	
S.E.F.						11.730	
Termica Milazzo S.p.A.							
Gruppo Terna				5			
Raffineria di Milazzo					269		
	<b>208.660</b>		<b>23.563</b>	<b>83</b>	<b>149</b>	<b>30.414</b>	

### Esercizio 2018

(migliaia di euro)

Denominazione	31.12.2018			2018			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni	Minusvalenze su partecipazioni
<b>Imprese controllate da Eni:</b>							
Eni Corporate	279.127		13.173				
Eni DIV. R&M							
Enipower Mantova S.p.A.						18.684	
S.E.F.						10.200	
Termica Milazzo S.p.A.							
Gruppo Terna				7			
Raffineria di Milazzo					129		
	<b>279.127</b>		<b>13.173</b>	<b>7</b>	<b>129</b>	<b>28.884</b>	

## Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)

	31.12.2017			31.12.2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Crediti commerciali e altri crediti	204.785	207.000	101,08	255.448	255.652	100,08
Altre attività correnti	68.581	2.481	3,62	1.281	1.191	92,97
Altre attività non correnti	2.815	2.409	85,58	1.333	912	68,42
Passività finanziarie a breve termine						
Debiti commerciali e altri debiti	281.388	227.030	80,68	242.724	152.862	62,98
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine						
Altre passività correnti	6.405	5.983	93,41	16.587	16.166	97,46
Altre passività non correnti	3.860			11.806	7.069	59,88

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	2017			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	433.319	434.735	100,33	421.221	420.435	99,81
Altri ricavi e proventi	10.141	9.461	93,29	10.256	8.608	83,93
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	213.024	346.593	162,70	257.852	256.796	99,59
Costo lavoro	24.174	89	0,37	25.031	(51)	-0,20
Proventi finanziari	159	149	93,71	136	129	94,85
Oneri finanziari	229	83	36,24	651	7	1,08
Strumenti derivati	4	4	100,00			
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	30.414	30.414	100,00	28.884	28.884	100,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	2017	2018
Ricavi e proventi	444.196	429.043
Costi e oneri	(346.682)	(256.745)
<b>Dividendi, interessi ed imposte</b>		
-dividendi	(30.414)	(28.884)
-interessi attivi	(149)	(129)
-interessi passivi	83	
Variazione dei crediti commerciali e diversi	46.659	(48.652)
Altri proventi (oneri) operativi		
Variazione dei debiti commerciali e diversi	89.393	(74.168)
Dividendi incassati	30.414	28.884
Interessi incassati	162	129
Interessi pagati	(83)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>233.579</b>	<b>49.478</b>
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali	(295)	(531)
- partecipazioni		
- variazione crediti finanziari	(52)	22
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	571	391
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>224</i>	<i>(118)</i>
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni immateriali		
- immobilizzazioni materiali		
- partecipazioni	15.300	14.032
- variazione crediti finanziari		
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento		
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>15.300</i>	<i>14.032</i>
<b>Flusso di cassa netto da attività di investimento</b>	<b>15.524</b>	<b>13.914</b>
Assunzione di debiti finanziari a lungo		
Rimborsi di debiti finanziari a lungo	(54.550)	
Decremento di debiti finanziari a breve		
Dividendi pagati	(100.164)	(59.532)
<b>Flusso di cassa netto da attività di finanziamento</b>	<b>(154.714)</b>	<b>(59.532)</b>
<b>Totale flussi finanziari verso entità correlate</b>	<b>94.389</b>	<b>3.860</b>

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(migliaia di euro)	2017			2018		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	202.858	233.579	115,14	153.070	49.478	32,32
Flusso di cassa da attività di investimento	(11.514)	15.524	(134,83)	(22.650)	13.914	(61,43)
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(154.714)	(154.714)	100,00	(59.954)	(59.532)	99,30

#### 34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti che abbiano incidenza sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari della società.

#### 35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali che abbiano incidenza sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari della società.

## 36 Attività di direzione e coordinamento

A norma dell'articolo 2497-bis si indicano i dati essenziali del bilancio al 31 dicembre 2017 dell'Eni S.p.A. che esercita sull'impresa attività di direzione e coordinamento.

## STATO PATRIMONIALE

[€]	Note	31.12.2017		31.12.2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>ATTIVITÀ</b>					
<b>Attività correnti</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	6.213.811.825	367.730.040	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	(8)	5.793.162.809		6.062.003.322	
Crediti commerciali e altri crediti:	(9)	8.587.544.230	6.158.572.868	15.658.346.871	11.254.082.382
- crediti finanziari		2.699.464.465		2.762.576.306	
- crediti commerciali e altri crediti		5.888.079.765		7.895.770.565	
Rimanenze	(10)	1.388.544.550		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	58.726.446		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	(12)	267.014.834		345.870.167	
Altre attività correnti	(13)	692.967.944	377.969.627	1.010.630.623	644.226.025
		<b>23.001.772.638</b>		<b>29.029.964.463</b>	
<b>Attività non correnti</b>					
Immobili, impianti e macchinari	(14)	7.178.646.178		8.045.543.832	
Rimanenze e immobilizzate - scorte d'obbligo	(15)	1.297.318.037		1.172.570.632	
Attività immateriali	(16)	194.752.958		1.205.014.790	
Partecipazioni	(18)	42.336.529.045		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie	(19)	4.832.052.257	4.811.641.219	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	(20)	1.151.910.450		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	(21)	480.873.584	164.534.684	699.552.732	374.019.621
		<b>57.472.087.509</b>		<b>53.744.825.659</b>	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(33)	1.717.074		3.635.721	
<b>TOTALE ATTIVITÀ</b>		<b>80.475.577.221</b>		<b>82.778.425.843</b>	
<b>PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>					
<b>Passività correnti</b>					
Passività finanziarie a breve termine	(22)	4.146.377.799	3.922.516.072	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(23)	1.972.775.366	464.447	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	(24)	6.224.379.855	3.156.070.915	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	(25)	64.289.938		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	(26)	808.586.429		887.109.601	
Altre passività correnti	(27)	872.182.600	510.938.545	1.204.612.480	632.108.110
		<b>14.088.591.987</b>		<b>15.478.122.118</b>	
<b>Passività non correnti</b>					
Passività finanziarie a lungo termine	(28)	18.843.053.798	380.563.643	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	(29)	3.780.911.177		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	(30)	353.083.516		391.417.852	
Altre passività non correnti	(31)	880.586.249	143.007.778	1.366.197.912	263.952.970
		<b>23.857.634.740</b>		<b>25.364.981.780</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ</b>		<b>37.946.226.727</b>		<b>40.843.103.898</b>	
<b>PATRIMONIO NETTO</b>					
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.000.165.103		34.471.271.330	
Accanto sul dividendo		(1.440.456.053)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		3.586.228.089		4.521.093.313	
<b>TOTALE PATRIMONIO NETTO</b>	(34)	<b>42.529.350.494</b>		<b>41.935.321.945</b>	
<b>TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO</b>		<b>80.475.577.221</b>		<b>82.778.425.843</b>	

## CONTO ECONOMICO

[€]	Note	2017		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
<b>RICAVI</b>	[36]				
Ricavi della gestione caratteristica		28.983.563.971	10.938.862.109	27.717.529.085	9.897.099.006
Altri ricavi e proventi		2.316.144.963	76.673.075	547.240.248	310.307.957
<b>Totale ricavi</b>		<b>31.299.708.934</b>		<b>28.264.769.333</b>	
<b>COSTI OPERATIVI</b>	[37]				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(27.358.189.265)	(13.711.409.772)	(27.245.943.596)	(12.388.627.823)
Costo lavoro		(1.159.011.571)		(1.179.079.612)	
Altri proventi (oneri) operativi		(238.634.781)	(249.181.706)	(50.349.163)	369.011.841
Ammortamenti		(727.072.500)		(815.079.778)	
Riprese di valore (svlutazioni) nette		(111.314.644)		(442.645.642)	
Radiazioni		(4.669.125)		(209.196.618)	
<b>UTILE (PERDITA) OPERATIVO</b>		<b>1.700.817.048</b>		<b>(1.677.525.076)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) FINANZIARI</b>	[38]				
Proventi finanziari		1.681.990.022	226.677.635	2.149.423.813	194.138.386
Oneri finanziari		(2.698.158.435)	(28.808.401)	(2.539.618.343)	(24.068.426)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(109.755.540)		(21.404.309)	
Strumenti finanziari derivati		479.934.776	(349.102.508)	(34.753.871)	471.993.196
		<b>(645.989.177)</b>		<b>(446.352.710)</b>	
<b>PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI</b>	[39]	<b>2.701.993.904</b>		<b>6.057.741.755</b>	
<b>UTILE ANTE IMPOSTE - Continuing operations</b>		<b>3.756.821.775</b>		<b>3.933.863.969</b>	
Imposte sul reddito	[40]	(170.593.686)		232.110.583	
<b>Utile netto dell'esercizio - Continuing operations</b>		<b>3.586.228.089</b>		<b>4.165.974.552</b>	
<b>Utile netto dell'esercizio - Discontinued operations</b>	[33]			<b>355.118.761</b>	<b>410.037.436</b>
<b>UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO</b>		<b>3.586.228.089</b>		<b>4.521.093.313</b>	

## PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

[€ milioni]	Note	2017	2016
<b>Utile netto dell'esercizio</b>		<b>3.586</b>	<b>4.521</b>
<b>Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:</b>			
<b>Componenti non riclassificabili a conto economico</b>			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	[34]	8	(5)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	[34]	(1)	2
		<b>7</b>	<b>(3)</b>
<b>Componenti riclassificabili a conto economico</b>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[34]	(27)	1.044
Differenze cambio da conversione Joint Operation	[34]	(98)	19
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	[34]	7	(271)
		<b>(118)</b>	<b>792</b>
<b>Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</b>		<b>(111)</b>	<b>789</b>
<b>Totale utile complessivo dell'esercizio</b>		<b>3.475</b>	<b>5.310</b>

I dati essenziali della controllante Eni spa esposti nel prospetto riepilogativo richiesto dall'art. 2497-bis del codice civile sono stati estratti dal relativo bilancio di esercizio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017. Per un'adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Eni spa al 31 dicembre 2017, nonché del risultato economico conseguito dalla società nell'esercizio chiuso a tale data, si rinvia alla lettura del bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile presso la sede della società.

## 37 Eventi successivi alla chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono illustrati nella stessa voce esposta nella Relazione sulla Gestione.

### **Erogazioni pubbliche – ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017**

Nel corso dell'esercizio 2018 Enipower non ha ricevuto/concesso erogazioni pubbliche, rientranti nell'ambito di applicazione della Legge n. 124/2017 (art. 1, commi 125-129) e successive modificazioni.

In particolare, non rientrano nell'ambito di applicazione della sopra citata normativa: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la formazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali nonché a favore di fondazioni, o organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) (ove applicabili alla società) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate. Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa.

L'informativa rientrante nell'ambito di applicazione della sopra citata normativa include le erogazioni di importo superiore a 10 mila euro effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2018, anche tramite una pluralità di atti.

## Proposta del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

il conto economico della Vostra società presenta l'utile di esercizio di euro 88.369.683,21.

Si propone di deliberare in merito all'attribuzione dell'utile d'esercizio 2018 come segue:

- alla riserva legale l'importo di euro 4.418.484,16;
- destinare euro 113.393.741,88 quale dividendo in ragione di 0,12 euro per ciascuna delle 944.947.849 azioni del valore nominale di 1,00 euro attingendo euro 29.442.542,83 dalla riserva di utili a nuovo.

Il dividendo sarà pagato a partire dal quindicesimo giorno successivo alla data dell'Assemblea.

Il presidente e  
Amministratore Delegato  
(Dott. Francesco Giunti)



**Relazione del Collegio Sindacale di EniPower S.p.A.**  
**alla Assemblea degli Azionisti ai sensi dell'art. 153 D. Lgs. 58/1998 e dell'art. 2429 c.c.**

Signori Azionisti,

nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 il Collegio Sindacale ha svolto, in conformità ai principi enunciati dagli organi professionali, l'attività di vigilanza prevista dalla legge.

Il Collegio Sindacale, in particolare:

- ha vigilato sull'osservanza della Legge e dello Statuto Sociale e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- ha partecipato a n. 1 Assemblea degli Azionisti e a n. 7 adunanze del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie, legislative e regolamentari che ne disciplinano il funzionamento, potendo ragionevolmente assicurare che: (i) potenziali conflitti di interesse sono stati correttamente dichiarati; (ii) le azioni deliberate sono conformi alla Legge ed allo Statuto Sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;
- ha vigilato sull'attuazione delle delibere del Consiglio di Amministrazione;
- ha ottenuto, nel corso di n. 7 riunioni, informazioni sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società e dalle società controllate e, a tal riguardo, non ha osservazioni da riferire nella presente relazione;
- ha incontrato EY S.p.A., società incaricata della Revisione Legale dei Conti, con la quale ha avuto modo di scambiare periodicamente informazioni sul lavoro rispettivamente svolto, e da tali incontri non sono emersi dati ed informazioni da riferire nella presente relazione;
- ha ottenuto conferma dai Sindaci delle società controllate che dalla loro attività di vigilanza non sono emersi dati ed informazioni da riferire nella presente relazione;
- ha preso visione del Rapporto annuale del Direttore Amministrativo approvato dall'Amministratore Delegato da cui risulta che il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria risulta monitorato;

- ha esaminato la *Check List* al 31 dicembre 2018 inerente i *company entity level controls*, che non evidenzia carenze;
- con riguardo ai controlli e all'adeguatezza del sistema di controllo dei servizi centralizzati presso la Capogruppo, ha ottenuto conferma che non sono state rilevate carenze e/o non conformità;
- ha acquisito conoscenza e vigilato, per quanto di competenza, sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, del sistema amministrativo, contabile e di controllo interno, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione, mediante le informazioni ricevute dagli organi delegati e dai responsabili delle funzioni, e da tale attività non sono emersi rilievi da evidenziare nella presente relazione;
- ha ottenuto informazioni sull'attività svolta dall'Organismo di Vigilanza della Società, che non ha evidenziato situazioni di criticità;
- ha esaminato le risultanze delle attività di controllo, svolte dalla funzione *Internal Audit* di Eni S.p.A., monitorando l'esecuzione delle eventuali azioni correttive emerse e non ravvisando criticità meritevoli di segnalazione;
- non ha rilevato l'esistenza di operazioni atipiche o inusuali con società del gruppo, con terzi o con parti correlate, queste ultime illustrate nella Relazione sulla Gestione e nelle Note al Bilancio con riguardo alla natura e ai criteri utilizzati per la determinazione dei corrispettivi ad esse afferenti;
- non è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 c.c.;
- non ha ricevuto denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;
- non ha formulato denunce ai sensi dell'art. 2409, co. 7, c.c.;
- non ha rilasciato pareri e/o proposte motivate con la sola eccezione della proposta motivata per il conferimento dell'incarico di revisione legale dei conti.

Il Collegio Sindacale ha esaminato il Progetto di Bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 redatto dalla Società e, a tale riguardo, il Collegio Sindacale:

- non essendo responsabile del controllo analitico di merito sul contenuto del Bilancio, ha vigilato sull'impostazione generale data allo stesso, sulla sua generale conformità alla Legge con riguardo alla sua formazione e struttura;
- ha verificato l'osservanza delle norme di Legge riguardanti la predisposizione della Relazione sulla Gestione;

- ha verificato la rispondenza del Bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui è venuto a conoscenza nell'espletamento dei propri doveri.

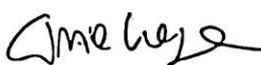
Tenuto conto di quanto sopra riferito, considerando le risultanze dell'attività svolta dalla Società incaricata della Revisione Legale dei Conti, risultanze contenute nell'apposita relazione del 29 marzo 2019, riteniamo di poter esprimere parere favorevole all'approvazione del Bilancio d'esercizio chiuso il 31 dicembre 2018, così come redatto dagli Amministratori ed alla relativa proposta di destinazione dell'utile di esercizio di 88.369.683 euro.

San Donato Milanese, 29 marzo 2019

**Il Collegio Sindacale**



Michele Casò  
(Presidente)



Dott.ssa Cinzia Cravagna  
(Sindaco Effettivo)



Dott.ssa Sara Speranza  
(Sindaco Effettivo)



EY S.p.A.  
Via Meravigli, 12  
20123 Milano

Tel: +39 02 722121  
Fax: +39 02 722122037  
ey.com

## Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

All'Azionista della  
Enipower S.p.A.

### Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

#### Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della Enipower S.p.A. (la Società), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2018, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2018, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

#### Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

#### Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

EY S.p.A.  
Sede Legale: Via Ps. 32 - 00198 Roma  
Capitale Sociale Euro 2.525.000,00 i.v.  
Iscritta alla S.U. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma  
Codice fiscale e numero di revisione 00434000584 - numero R.E.A. 250904  
P.IVA 00891231003  
Iscritta al Registro Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1996  
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione  
Consob al progressivo n. 2 delib. n. 10531 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited



Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

### **Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio**

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che tuttavia non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio d'esercizio.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio d'esercizio, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno della Società;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.



## Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

**Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39**

Gli amministratori della Enipower S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della Enipower S.p.A. al 31 dicembre 2018, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della Enipower S.p.A. al 31 dicembre 2018 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della Enipower S.p.A. al 31 dicembre 2018 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c.2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 29 marzo 2019

EYS.p.A.

A handwritten signature in blue ink that reads 'Renato Macchi'. The signature is written in a cursive style and is positioned above the printed name and title.

Renato Macchi  
(Socio)

## **Enipower SpA**

Società per Azioni  
con sede legale in San Donato Milanese - Milano  
Piazza Vanoni 1  
Capitale Sociale euro 944.947.849 i.v.  
R.E.A. Milano n. 1600596  
Codice fiscale e Partita IVA n. 12958270154  
Società con socio unico e soggetta all'attività  
di direzione coordinamento dell'Eni S.p.A.

