



RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE

AL 31 MARZO 2018

INDICE

RESOCONTO INTERMEDIO DI GESTIONE AL 31 MARZO 2018

3	Principali dati del Gruppo
4	Premesse
5	Eventi di rilievo
7	Contesto esterno
7	Quadro economico di riferimento
9	Andamento del mercato energetico italiano
12	Quadro normativo e regolamentare di riferimento
16	Prospetti di sintesi
19	Risultati economico-finanziari al 31 marzo 2018
19	Ricavi e Margine operativo lordo di Gruppo e per Filiera
23	Altre voci del conto economico di Gruppo
25	Indebitamento finanziario netto e flussi di cassa
27	<i>Fair value</i> iscritto a stato patrimoniale e Riserva di <i>Cash Flow Hedge</i>
28	Evoluzione prevedibile della gestione
28	Fatti di rilievo avvenuti dopo il 31 marzo 2018
29	Dichiarazione dei dirigenti preposti alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998

PRINCIPALI DATI DEL GRUPPO

Al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione economico-finanziaria le tabelle che seguono riportano alcuni "Indicatori alternativi di performance" non previsti dai principi contabili IFRS. In calce alle medesime si fornisce la metodologia di calcolo di tali indici in linea con le indicazioni dell'European Securities and Markets Authority (ESMA).

Esercizio 2017 (*) Dati economici (in milioni di euro)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017 (*)	Var. %
9.624 Ricavi di vendita	2.631	2.706	(2,8%)
803 Margine operativo lordo	201	229	(12,2%)
8,3% % sui Ricavi di vendita	7,6%	8,5%	
42 Risultato operativo	95	8	n.s.
0,4% % sui Ricavi di vendita	3,6%	0,3%	
(176) Risultato netto di competenza di Gruppo	42	(19)	n.s.
31.12.2017 Dati finanziari (in milioni di euro)	31.03.2018	31.03.2017	
377 Investimenti in immobilizzazioni	88	78	12,8%
80 Investimenti in esplorazione	6	30	(80,0%)
6.319 Capitale investito netto (A + B) ⁽¹⁾	6.699	7.228	6,0%
116 Indebitamento finanziario netto (A) ⁽¹⁾⁽²⁾	477	934	n.s.
6.203 Patrimonio netto totale (B) ⁽¹⁾	6.222	6.294	0,3%
5.915 Patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante ⁽¹⁾	5.931	5.979	0,3%
Rating	31.03.2018	31.12.2017	
Standard & Poor's			
-Rating M/L	BB+	BB+	
-Outlook M/L termine	Stable	Stable	
-Rating B/T	B	B	
Moody's			
-Rating	Baa3	Baa3	
-Outlook M/L termine	Stable	Stable	

(1) Valori di fine periodo. Le variazioni di questi valori sono calcolate rispetto al 31 dicembre 2017.

(2) La composizione di questa voce è illustrata nel paragrafo "Indebitamento finanziario netto e flussi di cassa" del presente documento.

(*) I "Ricavi di vendita" del 2017 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" senza alcun impatto sul margine operativo lordo.

PREMESSE

Criteri di redazione dell'informativa periodica trimestrale

A partire dal 2017 la Società ha deciso di continuare a fornire al mercato un'informativa volontaria periodica trimestrale su base consolidata più sintetica e maggiormente focalizzata sull'andamento del proprio *business*. Nel presente documento sono quindi commentati il contesto economico di riferimento, l'andamento della gestione del Gruppo e dei principali settori operativi e vengono riportati i prospetti economici e patrimoniali allineati a quelli pubblicati semestralmente e annualmente. Per le informazioni quantitative sono riportati anche gli analoghi valori del periodo di riferimento precedente.

Nella redazione di tali informazioni i principi contabili, i criteri di valutazione e i criteri di consolidamento applicati, sono conformi a quelli utilizzati per il Bilancio consolidato 2017 fatta eccezione per i due nuovi principi contabili internazionali applicabili dall'1 gennaio 2018, rispettivamente:

- l'**IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti"**¹, per il quale in sede di prima adozione Edison ha deciso un'applicazione retrospettiva con rielaborazione dei bilanci comparativi 2017. A tal riguardo non si segnalano impatti sul patrimonio netto all'1 gennaio 2017, mentre - per l'applicabilità ad alcuni contratti del principio del "*principal vs agent*" in base al quale la qualifica di Edison come "*agent*" prevede una rappresentazione dei ricavi a valori netti evidenziando il solo margine di intermediazione - i 'Ricavi di vendita' e i 'Consumi di materie e servizi' dell'esercizio 2017 subiscono una riduzione di pari importo (92 milioni di euro al 31 marzo, 316 milioni di euro al 31 dicembre) senza alcun impatto sul margine operativo lordo;
- l'**IFRS 9 "Strumenti finanziari"**, che ha sostituito lo IAS 39 con efficacia a partire dagli esercizi che hanno inizio l'1 gennaio 2018, i cui principali impatti riguardano:
 - a) l'introduzione di una nuova modalità di svalutazione dei crediti che tiene conto delle perdite attese (cd. *Expected credit losses*); gli effetti della prima adozione del nuovo principio contabile in materia di valutazione dei crediti, quantificati sulla situazione al 31 dicembre 2017 in un ammontare negativo di circa 29 milioni di euro (37 milioni di euro al netto del relativo effetto fiscale di 8 milioni di euro), sono stati rilevati nel patrimonio netto all'1 gennaio 2018;
 - b) la modifica delle disposizioni in materia di *hedge accounting* che hanno un'applicazione prospettica dall'1 gennaio 2018;
 - c) la modifica dell'esposizione e del trattamento di alcune partecipazioni di minoranza: la riclassifica da "Partecipazioni disponibili per la vendita" e "Partecipazioni di trading" a "Partecipazioni a *fair value* con transito da conto economico".

Con riferimento invece al nuovo principio **IFRS 16 "Leasing"**, pubblicato nella GUCE il 9 novembre 2017 e applicabile dal 2019, si segnala che è tuttora in corso il progetto di adeguamento.

Per maggiori informazioni si rimanda a quanto commentato nel Bilancio Consolidato 2017.

Il Consiglio di Amministrazione, tenutosi in data 4 maggio 2018, ha autorizzato la pubblicazione del Resoconto Intermedio di Gestione al 31 marzo 2018 che non è assoggettato a revisione contabile.

I valori, ove non diversamente specificato, sono esposti in milioni di euro.

¹ Nel corso dell'esercizio 2017 sono state completate le attività di analisi per l'identificazione degli ambiti interessati dalle nuove disposizioni e per la determinazione dei relativi impatti. Eventuali variazioni potranno essere valutate alla luce dell'effettiva *practice* dell'*industry*.

Variazione dell'area di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2017 – acquisizione e disposal di assets

Le principali variazioni del periodo hanno riguardato:

- l'acquisizione da parte di Edison Spa del 100% di Gas Natural Vendita Italia Spa (GNVI), società attiva nella vendita di gas naturale ed energia elettrica, consolidata col metodo integrale; la denominazione sociale della società è stata poi modificata in Edison Energie Spa; la valutazione ai sensi dell'IFRS 3 è in corso, si segnala che in via preliminare è stato iscritto un avviamento di circa 173 milioni di euro;
- la costituzione della società Edison Esplorazione e Produzione Spa, detenuta al 100% da Edison Spa, dedicata alle attività di *Exploration & Production*, in cui confluiranno le concessioni idrocarburi italiane e le quote azionarie nelle società attive all'estero.

EVENTI DI RILIEVO

Edison perfeziona l'acquisizione di Gas Natural Vendita Italia

Il 22 febbraio 2018 Edison ha perfezionato l'acquisizione di Gas Natural Vendita Italia (GNVI), rinominata Edison Energie Spa, il prezzo per l'acquisto della società, inclusi gli interessi maturati, è stato pari a 195,3 milioni di euro.

Il portafoglio clienti gas di GNVI consiste in circa 420.000 clienti residenziali (in gran parte serviti in regime di maggior tutela) e 15.000 piccole e medie imprese, equivalenti a un volume totale di gas venduto pari a 3,3 TWh. GNVI vende anche energia elettrica a circa 53.000 clienti *retail* e PMI. GNVI opera anche nella manutenzione di caldaie a gas, attraverso Servigas, e attualmente serve oltre 90.000 clienti residenziali, ed è inoltre attiva nel settore del gas naturale compresso per il trasporto.

Nel mese di aprile, Gas Natural Fenosa ha trasferito ad Edison il contratto per l'approvvigionamento di gas dal giacimento di Shah Deniz II in Azerbaijan.

Edison aderisce al fondo di investimento gestito da Idinvest e focalizzato sulla Smart City

Il 21 febbraio 2018, Edison e Idinvest Partners, una delle principali società di *private equity* paneuropee, hanno firmato un *Partnership Agreement*.

Questa *partnership* strategica di *venture capital* copre l'investimento da parte di Edison nel fondo di investimento Smart City gestito da Idinvest e focalizzato sulle *startup* dedicate a *Smart Energy*, *Smart Building & Industry*, *New Mobility* e Tecnologie Abilitanti in Europa, Nord America, Israele e Asia. La *partnership* prevede anche l'opportunità di co-investire in quelle *startup* che sono di particolare interesse per Edison, migliorando così il massimo investimento potenziale del fondo.

Allo stesso tempo, Idinvest si impegna a promuovere l'ecosistema italiano dell'innovazione investendo in una o più imprese e *startup* innovative italiane che rientrano nel proprio focus di investimento attraverso la propria attività di *venture capital*.

Edison firma un accordo vincolante con Soleil Srl per l'acquisizione di Attiva

Il 27 aprile 2018, Edison e Soleil Srl hanno firmato un accordo vincolante per l'acquisizione da parte di Edison di Attiva, società che opera nel mercato della vendita di gas metano ai consumatori finali in Puglia. L'operazione, che comprende un portafoglio di circa 30.000 clienti distribuiti in tutti i comuni della provincia di Lecce e in alcuni comuni delle province di Bari, Brindisi e Taranto, rafforza la presenza di Edison in Puglia in linea con il piano di sviluppo della società nel mercato *retail*. Nata nel 2003 Attiva fornisce circa 20 milioni di metri cubi di gas metano all'anno alle famiglie pugliesi, per la maggior parte sul mercato residenziale e provenienti dal mercato tutelato, con un'elevata fidelizzazione e un tasso di abbandono medio inferiore alla media nazionale. Il *closing* dell'operazione è previsto intorno alla metà di maggio.

Vertenze giudiziarie

Ausimont - Bussi sul Tirino - procedimento amministrativo di bonifica delle c.d. "Aree Esterne Solvay", aree "2A" e "2B"

In data 28 febbraio 2018 la Provincia di Pescara ha comunicato alle società Solvay Specialty Polymers Italy Spa e Edison Spa l'avvio di un procedimento ai sensi del Titolo V Parte IV del D. Lgs. 152/2006 per l'individuazione del responsabile della contaminazione delle c.d. "Aree Esterne Solvay" in Bussi sul Tirino, aree 2A e 2B e limitrofe.

Le porzioni di terreno di cui trattasi erano di proprietà della società Ausimont Spa, le cui azioni sono state trasferite nel 2002 a Solvay Solexis Spa, oggi Solvay Specialty Polymers Italy Spa, con conseguente successione di quest'ultima nella posizione giuridica, attiva e passiva, facente capo alla società Ausimont Spa.

Ausimont - Bussi sul Tirino - procedimento penale

Con riferimento al procedimento penale relativo al sito di Bussi sul Tirino (PE), avviato nel 2008 per i presunti reati di avvelenamento e disastro, l'udienza di discussione in Corte di Cassazione del ricorso promosso dalle difese dei 10 imputati, condannati in appello per disastro colposo, è stata aggiornata al 28 settembre 2018.

Ausimont - Bussi sul Tirino - procedimento penale "Piano d'Orta"

Nei mesi scorsi la Procura di Pescara ha notificato ai vertici di Edison Spa l'avvio di un'indagine per il presunto reato di omessa bonifica, art. 452 *terdecies* c.p., con riferimento all'insediamento industriale in località Piano D'Orta, nel Comune di Bolognano, dove fino agli anni '60 insisteva uno stabilimento della Montecatini.

Vertenze fiscali

Edison International Spa – Contenzioso IRES

A fine marzo 2018 sono stati sottoscritti con l'Agenzia delle Entrate - Direzione Regionale della Lombardia gli atti di definizione delle vertenze ai fini delle imposte dirette per tutte le annualità rilevanti (2010-2014). La definizione ha comportato nel successivo mese di aprile il pagamento di oneri quasi interamente coperti dal fondo rischi stanziato negli esercizi precedenti.

Si ricorda che i rilievi erano riferiti per la maggior parte al trattamento tributario riservato al credito di imposta ottenuto a rimborso dal fisco norvegese. La complessità del contenzioso, la rilevanza e la pluralità degli esercizi interessati hanno reso opportuno la definizione in via extragiudiziale, eliminando un rischio rilevante sia per le maggiori imposte che per possibili sanzioni.

CONTESTO ESTERNO

Quadro economico di riferimento

Nel primo trimestre 2018 la crescita globale è rimasta solida: investimenti e commercio internazionale hanno contribuito a sorreggere l'espansione che è proseguita in maniera maggiormente omogenea tra le diverse aree e i diversi paesi, rafforzandosi e diffondendosi tra i vari settori economici.

Tuttavia, incertezze e rischi minacciano un rallentamento della crescita qualora si dovessero aggravare talune debolezze del settore finanziario internazionale e se si dovessero materializzare le preoccupazioni di una guerra commerciale, i cui primi segnali si ravvisano nell'introduzione di dazi su acciaio e alluminio, al momento in vigore per la Cina, ma che stando agli annunci da parte dell'Amministrazione statunitense, potrebbero estendersi anche ad altri Paesi, tra i quali figurano quelli europei.

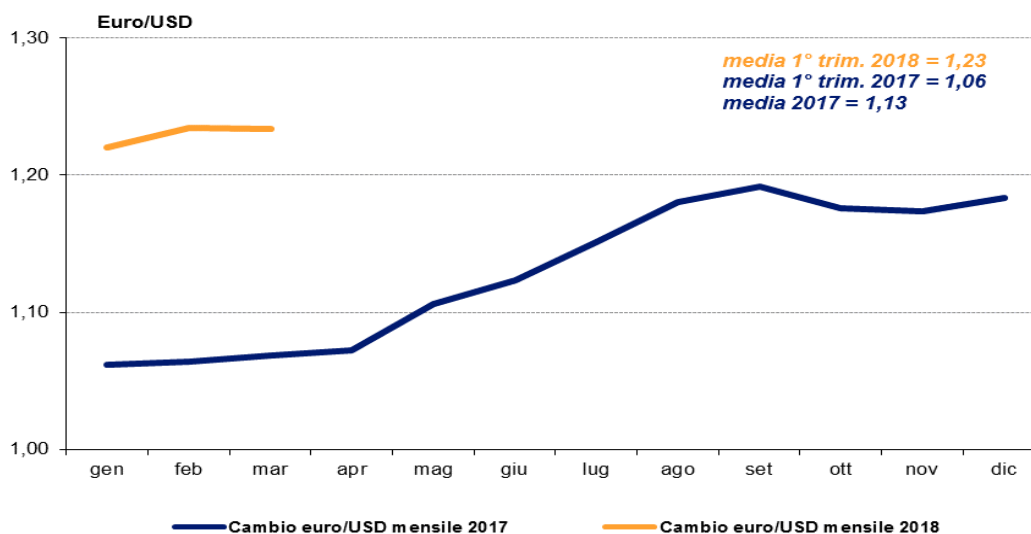
Negli Stati Uniti, l'economia si è confermata in buona salute, la crescita è stata spinta verso l'alto anche dalle recenti decisioni in materia di riforma fiscale e dall'approvazione del piano di spesa federale per il prossimo biennio, che prefigurano provvedimenti di bilancio espansivi. Ciononostante sono presenti alcuni rischi, in particolare il possibile risveglio dell'inflazione, che limiterebbero le possibilità di manovra della Fed nel mantenimento della cautela nel rialzo dei tassi. In aggiunta, i provvedimenti che l'amministrazione statunitense intende adottare per rispettare l'impegno preso in campagna elettorale di riportare le produzioni americane al centro dell'interesse nazionale bloccando, anche con misure improprie come i dazi, le importazioni provenienti da altri Paesi, sollevano numerose incertezze sui possibili scenari futuri.

In Europa, la crescita si mantiene solida e diffusa tra i paesi dell'Unione e in particolare nell'Area Euro che beneficia ancora degli effetti positivi generati dalla prolungata fase di politica monetaria espansiva. Nei principali Paesi europei, la solidità della ripresa è confermata dal rafforzamento degli investimenti e dal graduale ulteriore incremento dell'occupazione, fattori che contribuiscono a fornire uno stimolo alla domanda interna. Inoltre, le esportazioni hanno continuato a trarre beneficio dal favorevole contesto internazionale, nonostante il *trend* di apprezzamento dell'euro. Elementi destabilizzanti sono però costituiti dal quadro esterno, sia in riferimento alla politica commerciale statunitense sia ai negoziati per le condizioni di uscita del Regno Unito dall'Unione europea.

In Italia, anche se la crescita si mantiene al di sotto di quella degli altri maggiori paesi dell'Area Euro, il quadro macroeconomico si conferma favorevole: la crescita del PIL tiene il passo, la produzione industriale italiana è in aumento, la fiducia di imprese e consumatori resta vicina ai massimi pre-crisi, mentre gli investimenti confermano il *trend* positivo e le esportazioni italiane, dopo un 2017 da *record*, mantengono il vigore. Permangono tuttavia elementi di incertezza legati al quadro di riferimento politico.

Nel corso del primo trimestre 2018 la media del cambio euro dollaro si è attestata su un valore medio di 1,23, in aumento del 15,5% rispetto al medesimo periodo del 2017. Osservando l'andamento congiunturale, l'euro registra una variazione positiva del 4,4% rispetto al quarto trimestre del 2017.

Nella prima metà di gennaio, l'apprezzamento della moneta unica è stato favorito dalle aspettative di una politica monetaria meno accomodante, con la fine del *quantitative easing*, da parte della BCE. In seguito, l'andamento del tasso di cambio è stato principalmente influenzato dalla debolezza del dollaro, causata tra gli altri fattori, dalle politiche protezionistiche dell'Amministrazione Trump.



Per quanto riguarda i mercati petroliferi, la media del primo trimestre 2018 del prezzo del greggio si è attestata a 67,1 USD/bbl, superiore del 22,5% rispetto alla media del primo trimestre 2017 e in aumento del 9,2% rispetto alla media del quarto trimestre 2017. L'incremento del Brent è stato supportato dal proseguimento dei tagli alla produzione da parte dei paesi aderenti all'accordo OPEC – non OPEC, in vigore da gennaio 2017. Il livello complessivo di *compliance* da parte dei membri OPEC si è mantenuto su livelli elevati – oltre il 130% nel corso del trimestre – grazie anche al consistente calo della produzione in Venezuela dovuto alla difficile situazione economica del paese sudamericano.

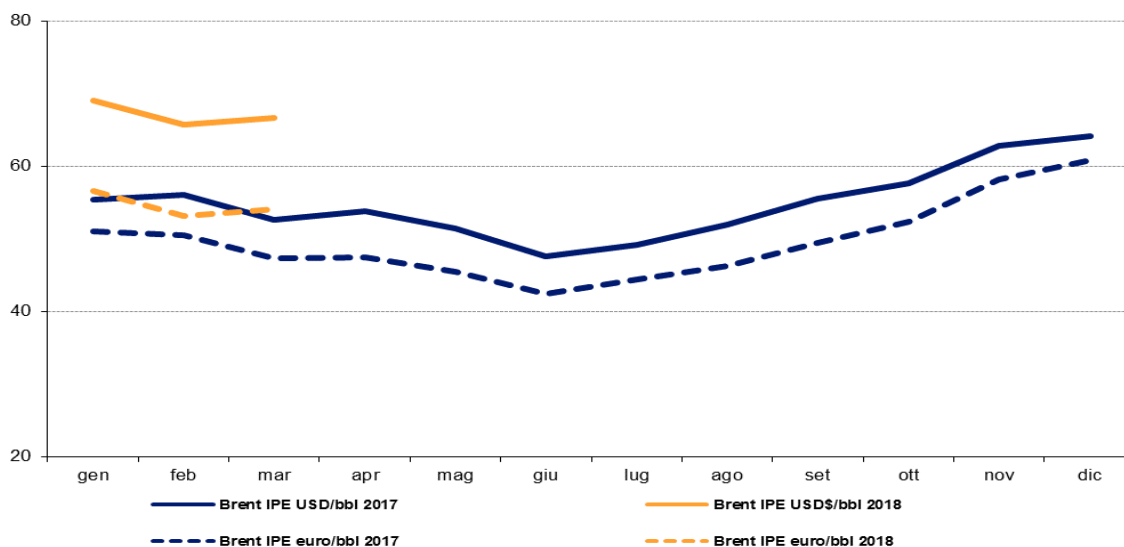
Dopo aver toccato il livello *record* dal dicembre 2014 di 70.5 USD/bbl il 24 gennaio, nel mese di febbraio le quotazioni sono diminuite a causa dal continuo aumento della produzione americana di greggio. Infine durante il mese di marzo si è registrato un recupero dei prezzi favorito dai timori che gli Stati Uniti potessero reintrodurre le sanzioni verso l'Iran, decisione che avrebbe determinato una riduzione delle esportazioni petrolifere del paese.

A seguito dell'apprezzamento della moneta unica, la crescita delle quotazioni in euro è risultata minore: il valore medio di 54,6 euro/bbl dei primi tre mesi del 2018 è risultato maggiore del 6,3% rispetto allo stesso periodo del 2017 e del 4,6% rispetto al quarto trimestre 2017.

La tabella e il grafico che seguono riportano rispettivamente i valori medi per trimestre e la dinamica mensile dell'anno corrente e di quello precedente:

Esercizio 2017		1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
54,8	Prezzo petrolio USD/bbl ⁽¹⁾	67,1	54,7	22,5%
1,13	Cambio USD/euro	1,23	1,06	15,5%
48,6	Prezzo petrolio euro/bbl	54,6	51,4	6,3%

(1) IPE Brent



Andamento del mercato energetico italiano

Bilancio di Energia Elettrica in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2017	(TWh)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
285,1	Produzione netta:	68,7	71,6	(4,0%)
199,5	- Termoelettrica	48,8	52,6	(7,1%)
37,5	- Idroelettrica	8,6	7,7	11,5%
24,8	- Fotovoltaica	3,8	4,6	(18,0%)
17,5	- Eolica	6,1	5,3	15,6%
5,8	- Geotermoelettrica	1,4	1,5	(1,8%)
37,7	Saldo netto import/export	13,5	9,2	47,0%
(2,4)	Consumo pompaggi	(0,7)	(0,7)	5,3%
320,4	Totale domanda	81,5	80,1	1,8%

Fonte: elaborazione su dati preconsuntivi 2017 e 2018 Terna, al lordo delle perdite di rete.

La domanda lorda di energia elettrica in Italia del primo trimestre 2018 è stata pari a 81,5 TWh (TWh = miliardi di kWh), in aumento dell'1,8% rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

L'aumento della domanda (+1,4 TWh) è stato prevalentemente coperto dalle importazioni che registrano un incremento del 47% (+4,3 TWh) dovuto principalmente al ripristino degli impianti nucleari francesi, mentre la produzione nazionale, che ha coperto l'84% del fabbisogno (contro l'89,3% del primo trimestre 2017), ha visto ridursi il suo apporto diminuendo del 4% (-2,9 TWh).

Nel primo trimestre del 2018, la generazione idroelettrica e la generazione eolica sono aumentate rispettivamente di 0,9 TWh (+11,5%) e 0,8 TWh (+15,6%) mentre la produzione fotovoltaica è diminuita di 0,8 TWh (-18%).

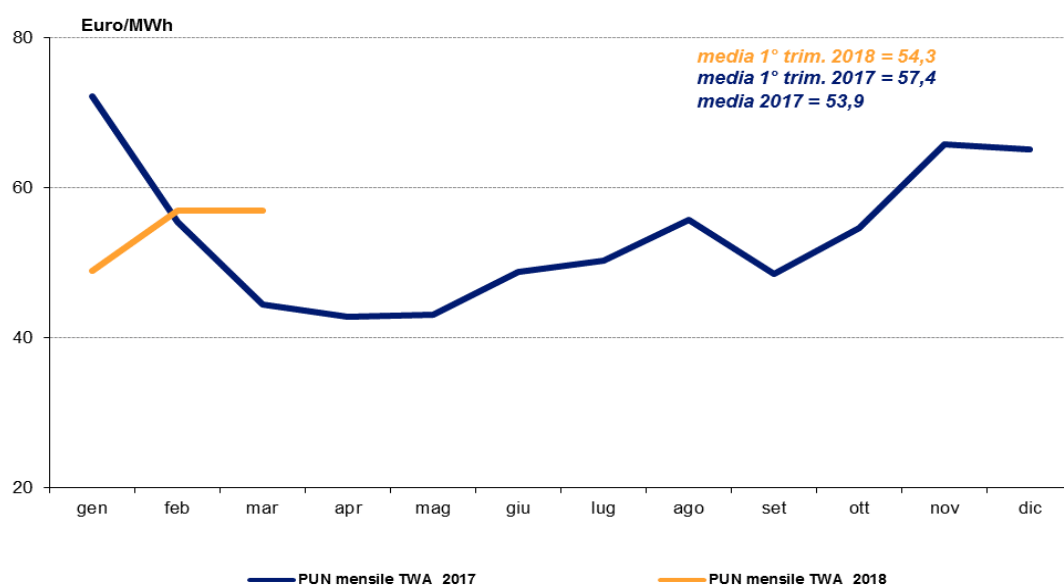
Il contesto di mercato, tornato ad una condizione di normalità lato idroelettrico, ha visto ridursi l'apporto delle produzioni termoelettriche che chiudono il trimestre in riduzione del 7,1% (-3,8 TWh), rispetto al corrispondente periodo dello scorso anno.

Con riferimento allo scenario prezzi al 31 marzo 2018, la quotazione media del PUN TWA (Prezzo Unico Nazionale *Time Weighted Average*), si è attestata su un livello di 54,3 euro/MWh, in calo del 5,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (57,4 euro/MWh).

Nel corso del mese di gennaio i prezzi hanno registrato una forte contrazione (-32% rispetto a gennaio 2017; -25% rispetto a dicembre 2017), in quanto in un contesto di miglioramento della disponibilità del parco nucleare francese rispetto allo scorso gennaio e alla fine del 2017, l'Italia ha potuto disporre di una maggiore quantità di flussi in import. Successivamente nei mesi di febbraio e marzo, temperature al di sotto della media stagionale, hanno supportato sia le quotazioni del gas che quelle del PUN.

Per quanto riguarda i prezzi zonal, si registrano andamenti in generale calo al nord (-9% zona Nord, -7% zona Centro Nord), mentre a sud i prezzi sono risultati in lieve aumento rispetto al primo trimestre 2017, fenomeno più marcato in Sicilia (+5%). Sui gruppi di ore F1, F2 e F3 si segnala un decremento su tutte le fasce di circa il 5,4% rispetto al primo trimestre 2017.

L'andamento mensile rispetto all'anno precedente è rappresentato nel seguente grafico:



In generale i prezzi esteri hanno mostrato un andamento analogo a quanto osservato sul mercato italiano nel corso del primo trimestre 2018. In Francia la maggiore capacità nucleare disponibile, rispetto al primo trimestre 2017, ha determinato una diminuzione tendenziale dei prezzi (-20%), che si sono attestati a quota 43,8 euro/MWh. La Germania ha segnato variazioni negative più contenute (-14% rispetto al primo trimestre 2017), chiudendo a quota 35,5 euro/MWh.

Bilancio di Gas Naturale in Italia e scenario di riferimento

Esercizio 2017	(Miliardi di mc)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
29,2	Servizi e usi civili	14,6	13,6	7,2%
17,9	Usi industriali	4,9	4,8	2,0%
25,4	Usi termoelettrici	6,1	6,8	(10,6%)
2,2	Consumi e perdite di sistema	0,4	0,4	2,5%
74,7	Totale domanda	26,0	25,6	1,4%

Fonte: dati preliminari 2017 e 2018 Snam Rete Gas, Ministero Sviluppo Economico e stime Edison.

Nel corso del primo trimestre del 2018, la domanda di gas naturale in Italia è cresciuta dell'1,4% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi a 26 miliardi di metri cubi, con una variazione al rialzo di circa 0,4 miliardi di metri cubi.

Tale dinamica è da attribuirsi principalmente all'aumento dei consumi del settore civile (+1 miliardo di metri cubi; +7,2% verso il primo trimestre 2017), in virtù di temperature più rigide in particolare nel mese di marzo, a compensazione del contemporaneo calo della produzione termoelettrica (-0,7 miliardi di metri cubi; -10,6% verso il primo trimestre 2017) e della conseguente riduzione dei consumi.

In termini di fonti di approvvigionamento, il primo trimestre 2018 ha registrato, rispetto al primo trimestre 2017:

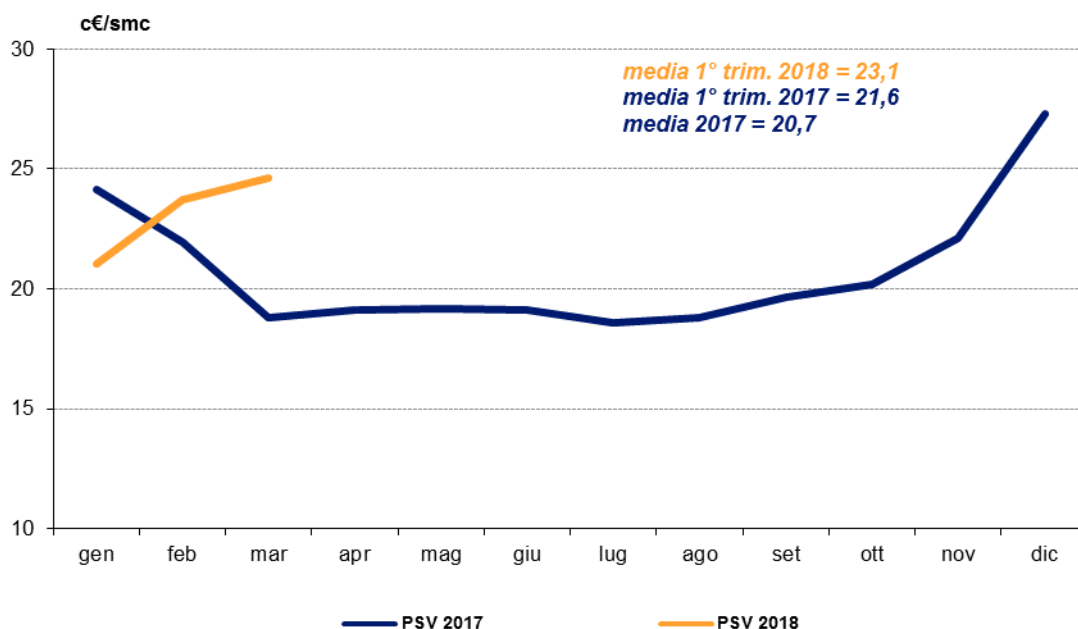
- una produzione nazionale in calo (-0,1 miliardi di metri cubi; -9%);
- importazioni di gas in riduzione (-0,1 miliardi di metri cubi; -1%);
- un aumento dei volumi erogati da stoccaggio (+0,6 miliardi di metri cubi; +9%).

Il prezzo del gas *spot* in Italia ha segnato un aumento del 6,9% rispetto allo stesso periodo 2017, attestandosi a quota 23,1 c€/smc.

Le quotazioni mensili del gas hanno avuto un andamento crescente nel corso del trimestre, riconducibile al calo di temperature iniziato nella seconda parte di febbraio, in un contesto di persistenti riduzioni di capacità di alcune infrastrutture. Con riferimento alle variazioni puntuali rispetto all'anno precedente, il mese di gennaio è stato interessato da una variazione negativa del 13% mentre, nei mesi di febbraio e marzo si è assistito a un incremento dei prezzi rispettivamente dell'8% e del 31% a causa del freddo intenso e delle tensioni sul mercato gas in Nord Europa.

I mercati gas del Nord Europa hanno segnato variazioni positive superiori a quelle osservate sul mercato italiano: il TTF, principale riferimento per il gas in Europa, ha chiuso a quota 22,3 c€/smc, in aumento di quasi il 14% rispetto al primo trimestre 2017.

Lo spread PSV-TTF ha registrato una media di 0,9 c€/smc, in calo del 57,8% rispetto al primo trimestre 2017. Il dato è stato influenzato dall'inversione dei prezzi avvenuta a marzo (spread a -1,2 c€/smc), con il PSV a sconto sul TTF a causa delle già citate tensioni sul mercato gas in Nord Europa.



Quadro normativo e regolamentare di riferimento

Nel seguito si evidenziano i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa e regolatoria relativa al primo trimestre 2018 per i diversi ambiti del *business* aziendale.

Energia Elettrica

Ambiente

Titoli efficienza energetica (TEE): a seguito della segnalazione congiunta del MISE e del MATTM il GME ha modificato le "Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (MTEE)" riducendo la frequenza di svolgimento delle sessioni da settimanale a mensile. Tale iniziativa è stata presa al fine di tutelare il corretto funzionamento del meccanismo di incentivazione e limitare gli effetti degli elevati livelli di volatilità dei prezzi sul calcolo del contributo tariffario. Con la delibera 139/2018/R/Efr l'Autorità ha approvato la suddetta modifica predisposta da GME ed ha inoltre precisato che *"tale modifica urgente da sola non risulta in alcun modo risolutiva delle tensioni che si verificano nel mercato dei TEE, né può costituire intervento di regolamentazione per il controllo del gap tra domanda ed offerta nel meccanismo TEE all'origine delle anomale quotazioni dei TEE registrate da oltre un anno"*. Tutto ciò *"nelle more di eventuali interventi normativi, correttivi, a carattere di urgenza, ritenuti idonei a contenere i prezzi di scambio dei TEE"*.

Agevolazioni imprese energivore: nella Gazzetta Ufficiale del 27 dicembre 2017 è stato pubblicato il comunicato relativo al Decreto Ministeriale 21 dicembre 2017 "Disposizioni in materia di riduzione delle tariffe a copertura degli oneri generali di sistema per imprese energivore". Tale provvedimento dal 1° gennaio 2018 consente di ridurre il costo dell'elettricità per le imprese manifatturiere energivore.

Mercato all'ingrosso

Approvato a Bruxelles lo schema italiano per il *capacity mechanism* e iter di consultazione nazionale: il 7 febbraio la Commissione Europea, ha approvato a mezzo di una Decisione, lo schema italiano per il meccanismo di capacità notificato per verificarne la compatibilità con la disciplina UE sugli aiuti di Stato. La Decisione, in attesa della finalizzazione della disciplina nazionale, rende possibili le prime aste già nel 2018 con consegna al 2019. Lo schema approvato dalla Commissione prevede una fase di avvio di 4 anni, seguita dall'entrata a regime del meccanismo, per un costo annuale stimato dei premi per le aste compreso tra i 900 milioni e 1,4 miliardi di euro. Alle aste svolte da Terna sarà ammessa la nuova capacità, inclusi gli impianti *heavily refurbished* con una soglia minima di investimento (€/MW). A parità di prezzo, la selezione avverrà sulla base della flessibilità, ed in ultima istanza delle emissioni. Lo *strike price* è legato alla tecnologia di picco con maggiori costi variabili. Saranno inoltre previste regole specifiche per la partecipazione della domanda, ed è inoltre prevista la partecipazione della capacità estera. Un sistema di penalità indirizzerà il non *fulfillment* temporaneo e definitivo con un sistema di *standby* nel primo caso e di espulsione e riassegnazione nel secondo. Tra il 15 e il 19 marzo Terna ha, pertanto, avviato le consultazioni sulla disciplina del mercato della capacità italiano per la fase di prima attuazione e per la fase di piena attuazione, che rappresentano per gli operatori l'ultimo momento di analisi della disciplina e di proposta di modifica. A valle della consultazione, Terna trasmetterà la disciplina all'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (l'Autorità) e al MISE e quest'ultimo provvederà ad approvare definitivamente il meccanismo.

Revisione delle Zone di mercato italiane: in seguito a una fase preparatoria svolta negli anni precedenti insieme a Terna, con la pubblicazione il 18 gennaio 2018 della Delibera 22/2018/R/eel l'Autorità ha formalmente dato avvio al processo di revisione della configurazione zonale relativa alla rete elettrica italiana, in accordo alle disposizioni del Regolamento (EU) 1222/2015 che stabilisce gli orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni (CACM). Il 6 marzo 2018 Terna ha aperto la relativa consultazione nella quale analizza e confronta le prestazioni di 5 configurazioni, suggerendo alternativamente:

- l'adozione della "Alternativa Base" (eliminazione dei poli di produzione, introduzione della zona Calabria e spostamento della regione Umbria da CNOR a CSUD), che mostra le migliori *performance* complessive e comporta modifiche poco impattanti,

- o l'adozione dell'alternativa "Configurazione ARERA" (eliminazione dei poli di produzione limitata ad eccezione di Rossano e spostamento regione Umbria da CNOR a CSUD), che presenta performance inferiori ma non distanti rispetto alla "Alternativa Base", e risulta di più semplice implementazione in quanto non richiede la modifica dell'algoritmo di *Market Coupling*.

Una volta ricevuta la proposta da parte di Terna, l'Autorità avrà quindi 45 giorni a disposizione per esprimere la propria decisione. L'entrata in vigore dell'eventuale nuova configurazione zonale dipenderà sia dalla specifica configurazione zonale che sarà attuata, sia dai tempi di aggiornamento dell'algoritmo di risoluzione del *Market Coupling* a livello europeo, e ad ogni modo non prima dell'1 gennaio 2019.

Mercato Retail

Oneri generali di sistema: continua il lungo contenzioso che ha portato, tramite alcune sentenze del Consiglio di Stato, all'annullamento delle previsioni del Codice di Rete tipo del mercato elettrico relative al sistema di riscossione degli oneri generali di sistema e alle relative garanzie che i venditori sono tenuti a versare ai distributori.

Nel mese di febbraio 2018, con il documento 52/2018/R/eel l'Autorità ha messo in consultazione i propri orientamenti in merito al meccanismo di riconoscimento ai venditori degli oneri generali di sistema altrimenti non recuperabili, che gli stessi risultano aver regolarmente versato alle imprese distributrici e non aver incassato dai clienti finali. Tale meccanismo, insieme a quello di reintegrazione per le imprese distributrici, già introdotto con delibera 50/2018/R/eel, dovrebbe completare la disciplina transitoria in tema di esazione degli oneri generali del sistema elettrico, in attesa di una sua auspicata e definitiva evoluzione verso un meccanismo di riscossione simil-Canone RAI. Il sistema prefigurato dall'Autorità ha la finalità di massimizzare l'efficienza nell'esazione degli oneri generali dei distributori e venditori e di realizzare un efficace controllo sui comportamenti tenuti dai venditori, anche al fine di contrastare possibili condotte opportunistiche. In tal modo, quindi, questo sistema dovrebbe ridurre e contenere l'aumento complessivo e incontrollato degli oneri generali a carico della totalità dei clienti finali derivante dall'impatto delle sentenze. Sinteticamente, il provvedimento prevede: la partecipazione facoltativa al meccanismo di reintegro per i soli utenti del trasporto operanti su mercato libero e in relazione ai soli oneri non riscossi, con riferimento ai crediti maturati a partire dall'1 gennaio 2016.

Maxi-conguagli: la Legge di Bilancio 2018 ha stabilito che, nel caso di fatture di energia elettrica con scadenza successiva al 1° marzo 2018 e di fatture di gas con scadenza 1° gennaio 2019, per rilevanti ritardi nella fatturazione da parte dei venditori o nella fatturazione di conguagli per la mancata disponibilità di dati effettivi per lunghi periodi, il cliente potrà eccepire la prescrizione (passata da 5 a 2 anni) cosiddetta breve e pagare soltanto gli ultimi 24 mesi fatturati. L'Autorità, nel mese di febbraio, ha dato attuazione alle disposizioni previste dalla Legge 205/2017 con la delibera 97/2018/R/com disponendo, in sintesi, che:

- a. la prescrizione biennale prevista dalla legge decorre dal termine entro cui l'esercente il servizio è obbligato a emettere il documento di fatturazione;
- b. il venditore ha l'obbligo di emettere il documento di fatturazione relativo a conguagli operati sulla base di rettifiche del dato di misura entro 45 giorni dal momento in cui la rettifica è resa disponibile nell'ambito del SII;
- c. nelle more del procedimento avviato per stabilire la regolazione definitiva del tema, e con specifico riferimento al settore dell'energia elettrica, in prima e urgente applicazione:
 - i. le previsioni sono in prima applicazione previste per i clienti finali domestici e non domestici connessi in bassa tensione;
 - ii. con riferimento ai clienti finali di cui sopra, il venditore è tenuto a informare il cliente, contestualmente all'emissione della corrispondente fattura e comunque almeno 10 giorni in anticipo rispetto alla scadenza dei termini di pagamento della possibilità di eccepire la prescrizione o il diritto a non versare gli importi fatturati, nei casi di rettifiche di dati di misura relative a periodi superiori a due anni.

In considerazione dei rilevanti impatti sulla vigente regolazione nei settori dell'energia elettrica e del gas derivanti dall'attuazione della Legge di Bilancio 2018 per gli effetti sui diversi soggetti della filiera e sui relativi processi, l'Autorità ha avviato un procedimento per la completa definizione degli interventi necessari.

Idrocarburi

Tariffe e mercato

Tariffe Distribuzione: con la delibera 149/2018/R/gas sono state pubblicate le componenti delle tariffe specifiche di riferimento definitive 2017 per i servizi di distribuzione e misura. Rispetto alle tariffe provvisorie 2017 determinate con la delibera 220/17/R/gas del 6 aprile 2017, le tariffe definitive hanno registrato delle variazioni di entità non significativa.

Settlement gas: l'Autorità, con delibera 77/2018/R/gas, ha riformato la disciplina del *settlement gas*, con decorrenza 1° gennaio 2020, approvando il "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale. La nuova disciplina, volta ad assicurare l'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento e di trasporto del gas naturale, con riferimento alla determinazione dell'energia prelevata di competenza di ciascun utente del bilanciamento prevede: 1) di confermare l'esecuzione di sessioni di bilanciamento mensili e successive sessioni di aggiustamento (una per il conguaglio annuale ed una per il conguaglio pluriennale), volte a determinare per ciascun utente del bilanciamento le partite fisiche ed economiche del gas prelevato dal sistema di trasporto in ciascun giorno gas, dettagliato per utente della distribuzione; 2) di introdurre il conguaglio dei corrispettivi di scostamento e dei corrispettivi variabili sulla base dell'allocato giornaliero in esito alla sessione di aggiustamento; 3) di semplificare le procedure per la determinazione delle partite fisiche ed economiche.

Infrastrutture

Aste stoccaggio gas per l'anno termico 2018-2019: a seguito del Decreto ministeriale 22 febbraio 2018, che disciplina le capacità di stoccaggio per l'anno termico 2018-2019, l'Autorità ha pubblicato la delibera 121/2018/R/gas recante le disposizioni per l'organizzazione delle procedure per il conferimento delle predette capacità (aste), definendo altresì i criteri per il calcolo del prezzo di riserva. Tale delibera non ha presentato novità rilevanti rispetto alle disposizioni della delibera 76/2017/R/gas per l'organizzazione delle aste dell'anno termico 2017-2018 ed ha confermato l'esclusione dal prezzo di riserva dei corrispettivi a copertura del costo della capacità di trasporto presso i punti di interconnessione con gli stoccaggi. Tuttavia, il codice di Stogit - approvato con delibera 156/2018/R/gas - ha introdotto degli ulteriori prodotti per l'anno termico 2018-2019, con l'obiettivo di fornire agli utenti ulteriore flessibilità, in particolare durante il periodo invernale. La formula per il calcolo del prezzo di riserva è stata, come di consuetudine, trasmessa dall'Autorità in forma riservata alle sole imprese di stoccaggio (per Edison Stoccaggio con l'Allegato A della delibera 140/2018/R/gas).

Stoccaggio gas naturale – qualità e tariffe del servizio: con delibera 68/2018/R/gas ARERA ha rinviato al 2020 la decorrenza del quinto periodo di regolazione del servizio di stoccaggio gas, prolungando fino al 31 dicembre 2019 la validità degli attuali criteri regolatori in materia di tariffe e di qualità di tale servizio e confermando per il 2019 il corrente valore del parametro β -asset utilizzato per la determinazione del tasso di remunerazione del capitale (WACC) dello stoccaggio gas. Ricordiamo che, come disposto dal Testo Integrato WACC 2016-2021 (allegato A della delibera 583/15/R/com), nel corso dell'anno 2018 saranno aggiornati, con validità 2019 e relativamente ai WACC di tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, gli altri parametri dei tassi di remunerazione del capitale soggetti ad aggiustamento infra-periodo: livello di tassazione, scudo fiscale, *risk free rate*, *country risk premium*, livelli di indebitamento e tasso di inflazione. La delibera 68/2018/R/gas ha quindi posticipato i termini per l'approvazione delle proposte tariffarie per il servizio di stoccaggio per il 2019 al fine di tenere conto degli aggiustamenti infra-periodo dei WACC sopra richiamati. Il provvedimento risulta rilevante per Edison Stoccaggio in quanto rende certo il quadro regolatorio per il 2019 in tema di tariffe e di qualità del servizio di stoccaggio, posticipando al 2020 le eventuali modifiche regolatorie che verranno apportate a tale quadro con il quinto periodo di regolazione.

REGOLAZIONE EUROPEA

Progetti di Interesse Comune (PCI): il 25 gennaio i Governi dell'Unione Europea hanno adottato formalmente la terza lista contenente i PCI eleggibili per finanziamenti europei attraverso il programma *Connecting Europe Facility* che include i due progetti in sviluppo di IGI Poseidon, Eastmed e Poseidon. Al progetto Eastmed è stata riconosciuta una seconda tranche di finanziamenti per costi eleggibili massimi pari a 34.500.000 euro, che si va ad aggiungere ai due milioni di euro riconosciuti con il precedente esercizio, che hanno contribuito a finanziare gli studi di fattibilità tecnica e di sostenibilità economica. La lista ha successivamente ottenuto l'approvazione del Parlamento Europeo durante la sessione plenaria di Strasburgo del 14 marzo.

TEMATICHE TRASVERSALI

Emission Trading e Carbon Pricing (EU ETS): il 27 febbraio 2018, a chiusura di tre anni di negoziato, il Consiglio dell'UE ha siglato formalmente l'accordo fra le istituzioni Europee sul nuovo testo della Direttiva EU ETS (revisione della Direttiva 2009/29/EC) per il mercato delle quote di CO₂. L'accordo ha confermato in larga parte le modifiche anticipate nelle fasi finali del negoziato, volte ad intervenire sul lato dell'offerta e a ripristinare segnali di prezzo in linea con gli obiettivi di *policy* dell'Unione Europea, inclusi gli impegni sottoscritti con l'Accordo di Parigi, in particolare attraverso una riduzione su base annua del *cap* alle emissioni in Europa (dall'attuale 1,74% al 2,2% nel 2021) e attraverso la rimozione di ulteriori quote dal mercato da gestire attraverso la *Market Stability Reserve (MSR)*, che dal 2019 dovrà assorbire il 24% delle quote annuali eccedenti messe all'asta. Nel 2024 è prevista una revisione del fattore lineare di riduzione e dei volumi portati nella MSR. E' prevista inoltre la cancellazione di ulteriori 800 milioni di quote in *surplus* nel 2021. La revisione della Direttiva prevede inoltre l'inclusione dei trasporti marittimi nello schema di *Emission Trading* a partire dal 2023 mentre per l'aviazione si prevede una graduale riduzione delle quote in assegnazione gratuita. La riforma dello schema EU ETS ha contribuito a portare i segnali di prezzo della CO₂ per la prima volta a due cifre (superando i 10 EUR/ton) già a partire dal marzo 2018.

PROSPETTI DI SINTESI

Conto economico consolidato

(in milioni di euro)	1° trimestre 2018	1° trimestre 2017 (*)
Ricavi di vendita (*)	2.631	2.706
Altri ricavi e proventi	23	38
Totale ricavi	2.654	2.744
Consumi di materie e servizi (-) (*)	(2.372)	(2.436)
Costo del lavoro (-)	(81)	(79)
Margine operativo lordo	201	229
Variazione netta di <i>fair value</i> su derivati (<i>commodity</i> e cambi)	2	(98)
Ammortamenti e svalutazioni (-)	(106)	(122)
Altri proventi (oneri) netti	(2)	(1)
Risultato operativo	95	8
Proventi (oneri) finanziari netti	(16)	(13)
Proventi (oneri) da partecipazioni	1	9
Risultato prima delle imposte	80	4
Imposte sul reddito	(34)	(18)
Risultato netto da <i>Continuing Operations</i>	46	(14)
Risultato netto da <i>Discontinued Operations</i>	-	-
Risultato netto	46	(14)
di cui:		
Risultato netto di competenza di terzi	4	5
Risultato netto di competenza di Gruppo	42	(19)
Utile (perdita) per azione (in euro)		
Risultato di base azioni ordinarie	0,0073	(0,0040)
Risultato di base azioni di risparmio	0,0373	0,0125
Risultato diluito azioni ordinarie	0,0073	(0,0040)
Risultato diluito azioni di risparmio	0,0373	0,0125

(*) I "Ricavi di vendita" e i "Consumi di materie e servizi" del 2017 sono stati rideterminati per l'applicazione dell'IFRS 15 senza impatti a Margine operativo lordo.

Gli effetti conseguenti alla prima applicazione dell'IFRS 9 sono stati iscritti a patrimonio netto senza *restatement* dei dati comparativi.

Stato patrimoniale consolidato

	31.03.2018	31.12.2017
(in milioni di euro)		
ATTIVITA'		
Immobilizzazioni materiali	3.624	3.657
Immobili detenuti per investimento	5	5
Aviamento	2.486	2.313
Concessioni idrocarburi	311	322
Altre immobilizzazioni immateriali	155	154
Partecipazioni	64	67
Partecipazioni disponibili per la vendita (*)	-	1
Partecipazioni a <i>fair value</i> con transito da conto economico (*)	4	-
Altre attività finanziarie	73	80
Crediti per imposte anticipate	469	467
Altre attività	242	302
Totale attività non correnti	7.433	7.368
Rimanenze	147	182
Crediti commerciali	1.810	1.656
Crediti per imposte correnti	16	8
Crediti diversi	936	840
Attività finanziarie correnti (*)	3	6
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	88	260
Totale attività correnti	3.000	2.952
Totale attività	10.433	10.320
PASSIVITA'		
Capitale sociale	5.377	5.377
Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	391	601
Riserva di altre componenti del risultato complessivo	121	113
Risultato netto di competenza di Gruppo	42	(176)
Totale patrimonio netto attribuibile ai soci della controllante	5.931	5.915
Patrimonio netto attribuibile ai soci di minoranza	291	288
Totale patrimonio netto	6.222	6.203
Trattamento di fine rapporto e fondi di quiescenza	42	42
Fondo imposte differite	79	76
Fondi per rischi e oneri	1.232	1.249
Debiti e altre passività finanziarie	256	221
Altre passività	52	65
Totale passività non correnti	1.661	1.653
Obbligazioni	4	4
Debiti finanziari correnti	308	157
Debiti verso fornitori	1.592	1.696
Debiti per imposte correnti	49	19
Debiti diversi	597	588
Totale passività correnti	2.550	2.464
Totale passività e patrimonio netto	10.433	10.320

(*) Dall'1 gennaio 2018 a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 9 le "Partecipazioni a *fair value* con transito da conto economico" includono le "Partecipazioni disponibili per la vendita" e le "Partecipazioni di trading" (al 31 dicembre 2017 incluse per circa 3 milioni di euro nelle "Attività finanziarie correnti").

Gli effetti conseguenti alla prima applicazione dell'IFRS 9 sono stati iscritti a patrimonio netto senza *restatement* dei dati comparativi.

Variazione del patrimonio netto consolidato

(in milioni di euro)	Capitale Sociale	Riserve e utili (perdite) portati a nuovo	Riserva di altre componenti del risultato complessivo	Risultato netto di competenza di Gruppo	Totale Patrimonio Netto attribuibile ai soci della controllante	Patrimonio Netto attribuibile ai soci di minoranza	Totale Patrimonio Netto
Saldi al 31 dicembre 2017	5.377	601	113	(176)	5.915	288	6.203
IFRS 9 - prima applicazione	-	(29)	-	-	(29)	-	(29)
Saldi all'1 gennaio 2018	5.377	572	113	(176)	5.886	288	6.174
Destinazione risultato esercizio precedente	-	(176)	-	176	-	-	-
Distribuzione dividendi e riserve	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Altri movimenti	-	(5)	-	-	(5)	-	(5)
Totale risultato netto complessivo	-	-	8	42	50	4	54
di cui:							
- Variazione del risultato complessivo	-	-	8	-	8	-	8
- Risultato netto al 31 marzo 2018	-	-	-	42	42	4	46
Saldi al 31 marzo 2018	5.377	391	121	42	5.931	291	6.222

RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI AL 31 MARZO 2018

Ricavi e margine operativo lordo di Gruppo e per Filiera

Esercizio 2017 (*)	(in milioni di euro)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017 (*)	Variazione	Variazione %
Filiera Energia Elettrica					
4.811	Ricavi di vendita	1.161	1.295	(134)	(10,3%)
289	Margine operativo lordo <i>reported</i>	93	74	19	25,7%
265	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	93	68	25	36,8%
Filiera Idrocarburi					
5.592	Ricavi di vendita	1.657	1.636	21	1,3%
613	Margine operativo lordo <i>reported</i>	133	175	(42)	(24,0%)
637	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	133	181	(48)	(26,5%)
Corporate e Altri Settori ⁽²⁾					
54	Ricavi di vendita	14	12	2	16,7%
(99)	Margine operativo lordo	(25)	(20)	(5)	(25,0%)
Elisioni					
(833)	Ricavi di vendita	(201)	(237)	36	15,2%
Gruppo Edison					
9.624	Ricavi di vendita	2.631	2.706	(75)	(2,8%)
803	Margine operativo lordo	201	229	(28)	(12,2%)
8,3%	% sui ricavi di vendita	7,6%	8,5%		

(1) Con riferimento al 2017 il margine operativo lordo *adjusted* è effetto della riclassificazione dei risultati delle coperture su *commodity* e cambi associate ai contratti per l'importazione di gas naturale dalla Filiera Idrocarburi alla Filiera Energia Elettrica, per la parte di risultato riferibile a quest'ultimo settore. Nel primo trimestre 2018 non sussistono coperture da riclassificare tra le due filiere pertanto il valore qui esposto coincide con il margine operativo *reported*.

(2) Include l'attività della Capogruppo Edison Spa non pertinente alla gestione centrale e trasversale, ovvero non direttamente collegata ad un *business* specifico e talune società *holding* e immobiliari.

(*) I "Ricavi di vendita" del 2017 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" senza alcun impatto sul margine operativo lordo.

Nel primo trimestre 2018, i ricavi di vendita di Gruppo si attestano a 2.631 milioni di euro, in calo del 2,8% rispetto al primo trimestre 2017.

Il margine operativo lordo si attesta a 201 milioni di euro (229 milioni di euro nel primo trimestre 2017) e registra una diminuzione di 28 milioni di euro per effetto di un incremento della marginalità della generazione termoelettrica più che compensato dal peggioramento dello scenario prezzi nell'attività di compravendita gas.

Si rimanda ai paragrafi seguenti per un'analisi più approfondita dell'andamento nelle singole Filiere.

Filiera Energia elettrica Fonti

Esercizio 2017(*)	(GWh) ⁽¹⁾	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017(*)	Variazione %
19.742	Produzione Edison:	4.734	5.343	(11,4%)
16.469	- termoelettrica	3.932	4.682	(16,0%)
2.209	- idroelettrica	466	337	38,2%
1.064	- eolica e altre rinnovabili	336	324	3,8%
48.533	Altri acquisti (grossisti, IPEX, ecc.)⁽²⁾	9.896	13.364	(25,9%)
68.275	Totale fonti	14.630	18.707	(21,8%)

(1) Un GWh è pari a un milione di kWh; riferito a volumi fisici.

(2) Al lordo delle perdite ed escluso portafoglio di trading.

(*) Gli "Altri acquisti" del 2017 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti".

Impieghi

Esercizio 2017(*)	(GWh) ⁽¹⁾	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017(*)	Variazione %
10.927	Clienti finali ⁽²⁾	3.373	2.606	29,5%
57.348	Altre vendite (grossisti, IPEX, ecc.) ⁽³⁾	11.257	16.101	(30,1%)
68.275	Totale impieghi	14.630	18.707	(21,8%)

(1) Un GWh è pari a un milione di kWh.

(2) Al lordo delle perdite.

(3) Escluso portafoglio di trading.

(*) Le "Altre vendite" del 2017 sono state rideterminate a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti".

Il Gruppo opera secondo un modello di *business* che prevede una separazione tra la gestione della generazione (termoelettrica e rinnovabili), le vendite al mercato finale (*business* e *retail*) e grossista, nonché le attività di compravendita tese a garantire adeguate politiche di segregazione e copertura del rischio sui portafogli citati, oltre che alla massimizzazione della redditività attraverso l'ottimizzazione degli stessi.

Nell'ambito di tale modello le produzioni di Edison in Italia si attestano a 4.734 GWh, in calo dell'11,4% rispetto al primo trimestre 2017; in particolare, la produzione termoelettrica evidenzia un calo del 16%, che rispecchia il *trend* nazionale per le centrali alimentate a gas.

Per quanto riguarda la produzione da fonti rinnovabili l'andamento del primo trimestre 2018 ha visto la produzione idroelettrica in aumento del 38,2%, anche grazie al contributo degli impianti acquisiti nel corso del 2017 e la produzione eolica e altre rinnovabili con valori in lieve aumento principalmente grazie alla maggiore ventosità nel periodo.

Le vendite ai clienti finali sono in aumento del 29,5% grazie principalmente ai maggiori volumi venduti al segmento Business.

Gli Altri acquisti e vendite del primo trimestre 2018 sono in diminuzione rispetto ai valori dello stesso periodo del 2017; si ricorda, peraltro, come queste voci includano, oltre alle compra-vendite sul mercato *wholesale*, anche acquisti e vendite su IPEX, per quanto caratterizzati da una minore marginalità unitaria, legati alle modalità operative di *bidding* degli impianti, al bilanciamento dei portafogli nonché all'attività di *make or buy*.

Dati economici

Esercizio 2017 (*)	(in milioni di euro)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017 (*)	Variazione %
4.811	Ricavi di vendita	1.161	1.295	(10,3%)
265	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	93	68	36,8%

(1) Vedi nota pagina 19.

(*) I "Ricavi di vendita" del 2017 sono stati rideterminati a seguito dell'applicazione dell'IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" senza alcun impatto sul margine operativo lordo.

I ricavi di vendita del primo trimestre 2018 sono pari a 1.161 milioni di euro e risultano in diminuzione del 10,3% rispetto al primo trimestre del 2017 principalmente a causa della contrazione dei volumi venduti.

Il margine operativo lordo del trimestre si attesta a 93 milioni di euro (68 milioni di euro nello stesso periodo del 2017) e registra un incremento di 25 milioni di euro principalmente grazie a una maggiore marginalità della generazione termoelettrica.

Filiera Idrocarburi

Fonti Gas

Esercizio 2017	(Gas in milioni di mc)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
437	Produzioni ⁽¹⁾	97	114	(14,8%)
15.102	Import (Pipe + GNL)	3.792	3.899	(2,7%)
5.843	Altri Acquisti	1.860	1.746	6,5%
(94)	Variazione stoccaggi ⁽²⁾	230	236	(2,5%)
21.288	Totale fonti	5.979	5.995	(0,3%)
1.636	Produzioni estero ⁽³⁾	455	333	36,5%

(1) Al netto degli autoconsumi e a Potere Calorifico Standard; include le produzioni della concessione Izabela in Croazia importate in Italia.

(2) Include perdite di rete; la variazione negativa indica immissione a stoccaggio.

(3) Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

Impieghi Gas

Esercizio 2017	(Gas in milioni di mc)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
2.404	Usi civili	1.290	1.180	9,3%
4.507	Usi industriali	1.241	1.150	7,9%
7.311	Usi termoelettrici	1.840	2.107	(12,7%)
7.066	Altre vendite	1.608	1.558	3,2%
21.288	Totale impieghi	5.979	5.995	(0,3%)
1.636	Vendite produzioni estero ⁽¹⁾	455	333	36,5%

(1) Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

La produzione di gas del periodo, totalizzando Italia e estero, è risultata pari a 552 milioni di metri cubi, in aumento del 23,4% rispetto al primo trimestre dell'anno precedente. Le produzioni commercializzate in Italia sono in calo del 14,8% principalmente a causa del naturale declino delle curve di produzione dei campi. Viceversa le produzioni estere registrano un incremento del 36,5% grazie ai nuovi pozzi presso la concessione Egiziana di Abu Qir, entrati in produzione dal secondo trimestre 2017, oltre che al campo di Reggane in Algeria entrato in produzione a fine dicembre 2017.

Il totale delle importazioni di gas risulta in lieve calo mentre gli Altri acquisti hanno registrato un incremento del 6,5% a compensazione delle minori importazioni.

I quantitativi venduti, pari a 5.979 milioni di metri cubi sono sostanzialmente stabili rispetto al primo trimestre del 2017.

Le vendite per usi civili sono in aumento principalmente grazie al contributo di Gas Natural Vendita Italia consolidata dalla fine di febbraio 2018; le vendite per usi termoelettrici registrano un calo del -12,7% imputabile al minore consumo di gas delle centrali termoelettriche del Gruppo e di terzi, mentre le vendite per usi industriali risultano in aumento del 7,9% grazie all'acquisizione di nuovi clienti.

Produzioni olio

Esercizio 2017	(migliaia di barili)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
1.874	Produzione Italia	401	467	(14,2%)
2.127	Produzione estero ⁽¹⁾	622	479	29,9%
4.001	Totale produzioni	1.023	946	8,1%

(1) Al lordo delle quantità trattenute come imposta sulle produzioni.

La produzione di olio grezzo del trimestre evidenzia complessivamente un incremento dell'8,1% per effetto di maggiori produzioni estere (+143 migliaia di barili), principalmente grazie al contributo dei nuovi pozzi nella concessione egiziana di Abu Qir, in parte compensate da minori produzioni italiane (-66 migliaia di barili) a causa del naturale declino delle concessioni.

Dati economici

Esercizio 2017	(in milioni di euro)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
5.592	Ricavi di vendita	1.657	1.636	1,3%
637	Margine operativo lordo <i>adjusted</i> ⁽¹⁾	133	181	(26,5%)
374	- di cui attività gas	60	121	(50,4%)
263	- di cui Exploration & Production	73	60	21,7%

(1) Vedi nota pagina 19.

I ricavi di vendita si attestano a 1.657 milioni di euro, sostanzialmente allineati al primo trimestre 2017.

Il margine operativo lordo del trimestre è pari a 133 milioni di euro, in diminuzione 48 milioni di euro rispetto allo stesso periodo del 2017. Tale variazione è ascrivibile principalmente all'attività di compravendita gas a causa dello scenario prezzi in peggioramento, in parte compensato dal maggior margine realizzato dall'attività di *Exploration & Production* grazie ai maggiori volumi delle produzioni estere.

Corporate e Altri Settori

Dati economici

Esercizio 2017	(in milioni di euro)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
54	Ricavi di vendita	14	12	16,7%
(99)	Margine operativo lordo	(25)	(20)	(25,0%)

Nel settore Corporate e Altri Settori confluiscono la parte dell'attività della Capogruppo Edison Spa di gestione centrale e trasversale, ovvero non direttamente collegata ad un *business* specifico e talune società *holding* e immobiliari.

I ricavi di vendita del primo trimestre 2018 sono in aumento di 2 milioni di euro rispetto a quelli dello stesso periodo del 2017 mentre il margine operativo lordo è in diminuzione di 5 milioni di euro per effetto del canone di locazione degli immobili di Foro Buonaparte, ceduti nel novembre 2017, oltre che di un diverso *phasing* di costi operativi.

Altre voci del conto economico di Gruppo

Esercizio 2017 (in milioni di euro)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017	Variazione %
803 Margine operativo lordo	201	229	(12,2%)
(221) Variazione netta di fair value su derivati (<i>commodity</i> e cambi)	2	(98)	<i>n.s.</i>
(655) Ammortamenti e svalutazioni	(106)	(122)	(13,1%)
115 Altri proventi (oneri) netti	(2)	(1)	(100,0%)
42 Risultato operativo	95	8	<i>n.s.</i>
(52) Proventi (oneri) finanziari netti	(16)	(13)	23,1%
(31) Proventi (oneri) da partecipazioni	1	9	(88,9%)
(122) Imposte sul reddito	(34)	(18)	(88,9%)
(163) Risultato netto da <i>Continuing Operations</i>	46	(14)	<i>n.s.</i>
(176) Risultato netto di competenza di Gruppo	42	(19)	<i>n.s.</i>

Il risultato netto di competenza di Gruppo è positivo per 42 milioni di euro (negativo per 19 milioni di euro nel primo trimestre 2017).

Oltre alla dinamica dei margini industriali precedentemente commentata, sul risultato del periodo hanno inciso principalmente:

- la variazione netta di *fair value* su derivati, positiva per 2 milioni di euro (negativa per 98 milioni di euro nel primo trimestre del 2017);
- gli ammortamenti e svalutazioni per 106 milioni di euro in decremento rispetto al primo trimestre 2017 (122 milioni di euro) principalmente per effetto di minori costi di esplorazione;
- le poste finanziarie (si ricorda che il primo trimestre 2017 includeva la plusvalenza di circa 7 milioni di euro derivante dalla cessione della partecipazione in Istituto Europeo di Oncologia) e le imposte sul reddito che includono l'IRAP e le imposte estere.

Di seguito si riportano i dettagli delle principali Altre voci del conto economico di Gruppo.

Variazione netta di *fair value* su derivati (*commodity* e cambi)

(in milioni di euro)	1° trimestre 2018	1° trimestre 2017	Variazioni
Variazione di <i>fair value</i> nella gestione del rischio prezzo di prodotti energetici:	21	(113)	134
- definibili di copertura - <i>Cash Flow Hedge</i> (CFH) (*)	(1)	(2)	1
- definibili di copertura - <i>Fair Value Hedge</i> (FVH)	17	(24)	41
- non definibili di copertura	5	(87)	92
Variazione di <i>fair value</i> nella gestione del rischio cambio su <i>commodity</i>:	5	(24)	29
- definibili di copertura - <i>Cash Flow Hedge</i> (CFH) (*)	1	(1)	2
- definibili di copertura - <i>Fair Value Hedge</i> (FVH)	12	(14)	26
- non definibili di copertura	(8)	(9)	1
Variazione di <i>fair value</i> contratti fisici (FVH)	(24)	39	(63)
Totale Gruppo	2	(98)	100

(*) Si riferisce alla parte inefficace.

Si segnala che a partire dall'1 gennaio 2018 è entrato in vigore il nuovo principio IFRS 9, che ha sostituito lo IAS 39, e che, tra l'altro, ha modificato le disposizioni in tema di *hedge accounting*. Tali nuove disposizioni prevedono anche modifiche alle regole di gestione delle relazioni di copertura contabili avvicinandone le logiche di rilevazione a quelle di *risk management*. L'applicazione di queste nuove regole, possibile solo in via prospettica, ha quindi comportato il riesame delle relazioni di copertura sui contratti in essere all'1 gennaio 2018. Tale riesame ha portato ad estendere l'applicazione dell'*hedge accounting* riducendo conseguentemente gli effetti di volatilità.

Il valore del primo trimestre 2017, negativo per 98 milioni di euro, era invece legato principalmente ai derivati che per effetto delle strategie di copertura economica a protezione dei margini e delle significative variazioni dei prezzi delle *commodity* avevano determinato negli anni precedenti, a partire dal 2014, un *fair value* positivo che si è poi riversato nei conti economici degli esercizi successivi fino al 2017, con effetto sostanzialmente nullo sull'arco temporale interessato.

Ammortamenti e svalutazioni

(in milioni di euro)	1° trimestre 2018	1° trimestre 2017	Variazioni
Ammortamenti su:	104	122	(18)
- immobilizzazioni materiali	82	79	3
- costi di esplorazione	6	30	(24)
- concessioni idrocarburi	11	9	2
- altre immobilizzazioni immateriali	5	4	1
Svalutazioni di:	2	-	2
- immobilizzazioni materiali	2	-	2
Totale Gruppo	106	122	(16)
Ripartizione per attività	1° trimestre 2018	1° trimestre 2017	Variazioni
Filiera Energia Elettrica	57	56	1
Filiera Idrocarburi	48	64	(16)
Corporate e Altri Settori	1	2	(1)
Totale Gruppo	106	122	(16)

Proventi (oneri) finanziari netti

(in milioni di euro)	1° trimestre 2018	1° trimestre 2017	Variazioni
Oneri finanziari netti sul debito	(1)	(3)	2
Commissioni	(3)	(3)	-
Oneri per attualizzazione fondi <i>decommissioning</i> e rischi	(7)	(7)	-
Altri proventi (oneri) finanziari	(1)	1	(2)
Utili (perdite) su cambi	(4)	(1)	(3)
Totale proventi (oneri) finanziari netti di Gruppo	(16)	(13)	(3)

Gli **oneri finanziari netti sul debito** beneficiano di un minor livello di indebitamento; si ricorda che il valore del primo trimestre 2017 includeva gli oneri netti sul prestito obbligazionario di Edison Spa (valore nominale di 600 milioni di euro) che è stato rimborsato a scadenza il 10 novembre 2017.

Indebitamento finanziario netto e flussi di cassa

L'indebitamento finanziario netto al 31 marzo 2018 è pari a 477 milioni di euro, in aumento di 361 milioni di euro rispetto ai 116 milioni di euro del 31 dicembre 2017. Di seguito si riporta la sua composizione in forma semplificata.

(in milioni di euro)	31.03.2018	31.12.2017	Variazioni
Finanziamenti bancari non correnti	179	144	35
Debiti verso altri finanziatori non correnti	77	77	-
Indebitamento finanziario non corrente	256	221	35
Obbligazioni	4	4	-
Debiti finanziari correnti	308	157	151
Attività finanziarie correnti (*)	(3)	(6)	3
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(88)	(260)	172
Indebitamento finanziario netto corrente	221	(105)	326
Totale indebitamento finanziario netto	477	116	361

(*) Al 31 dicembre 2017 le "Attività finanziarie correnti" includevano per circa 3 milioni di euro le "Partecipazioni di trading" dall'1 gennaio 2018 incluse nelle "Partecipazioni a *fair value* con transito da conto economico" a seguito dell'applicazione del nuovo principio IFRS 9.

La variazione del periodo è principalmente correlata all'acquisizione della società GNVI (ora Edison Energie) che ha inciso per complessivi 274 milioni di euro, ivi incluso il rimborso del debito.

L'**indebitamento finanziario non corrente** comprende:

- per 60 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2017) gli utilizzi della linea di credito di complessivi 150 milioni di euro concessa nel 2017 da BEI a Edison Spa e destinata a finanziare la realizzazione di progetti eolici attraverso la società E2i Energie Speciali;
- l'utilizzo per 70 milioni di euro, invariato rispetto al 31 dicembre 2017, della linea di credito a medio-lungo termine (nominali 200 milioni di euro complessivi), destinata a specifici progetti di investimento, concessa nel 2015 da EDF Sa a Edison Spa a valere su un'analogha linea di credito concessa da BEI a EDF Sa.

Con riferimento all'**indebitamento finanziario netto corrente** si segnala che il conto corrente di tesoreria in essere con EDF Sa al 31 marzo 2018 presenta un saldo a debito di 110 milioni di euro (saldo a credito di 140 milioni di euro al 31 dicembre 2017).

Si sottolinea che al 31 marzo 2018, analogamente al 31 dicembre 2017, sono interamente disponibili per complessivi 900 milioni di euro le due linee di credito *revolving* sottoscritte da Edison Spa nel 2017 (con EDF Sa per nominali 600 milioni di euro e con un *pool* di banche su base *Club Deal* per nominali 300 milioni di euro).

Di seguito si riporta l'analisi della variazione dell'indebitamento finanziario netto:

Esercizio 2017 (in milioni di euro)	1° Trimestre 2018	1° Trimestre 2017
(1.062) A. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO INIZIALE	(116)	(1.062)
803 Margine operativo lordo	201	229
26 Eliminazione poste non monetarie incluse nel margine operativo lordo	5	4
(20) Oneri finanziari netti pagati	(8)	(2)
(63) Imposte sul reddito nette pagate (-)	(38)	(11)
17 Dividendi incassati	2	-
1 Altre poste di attività operative	(5)	(2)
764 B. CASH FLOW OPERATIVO	157	218
208 Variazione del capitale circolante operativo	(147)	15
(8) Variazione del capitale circolante non operativo	(32)	(11)
(489) Investimenti netti (-)	(52)	(106)
489 Operazioni non ricorrenti	(274)	-
964 C. CASH FLOW DOPO INVESTIMENTI NETTI E VARIAZIONE DEL CAPITALE CIRCOLANTE	(348)	116
(46) Dividendi pagati (-)	(1)	(1)
28 Altro	(12)	13
946 D. CASH FLOW NETTO DI PERIODO	(361)	128
(116) E. (INDEBITAMENTO) FINANZIARIO NETTO FINALE	(477)	(934)

I principali flussi di cassa del periodo derivano dal margine operativo lordo, commentato precedentemente, dall'assorbimento di cassa del capitale circolante operativo essenzialmente dovuto alla stagionalità dei volumi venduti, dagli investimenti netti che includono investimenti in immobilizzazioni e esplorazione (-94 milioni di euro) e operazioni di riassetto (+42 milioni di euro) oltre che dalle operazioni non ricorrenti (-274 milioni di euro).

In particolare, gli investimenti in immobilizzazioni e esplorazione includono:

- investimenti nelle attività di *Exploration & Production* per 40 milioni di euro, che hanno riguardato principalmente l'estero. In Egitto (20 milioni di euro) principalmente per le attività di perforazione dei nuovi pozzi NAQ PIII-4&5 nella concessione di Abu Qir, in Norvegia (9 milioni di euro) principalmente per le attività nella concessione di Zidane e in Algeria (3 milioni di euro) per le attività di sviluppo della concessione di Reggane;
- investimenti nel settore della generazione elettrica da fonti rinnovabili per 37 milioni di euro, relativi alle attività per la realizzazione dei nuovi impianti eolici (*greenfield* e integrali ricostruzioni) di Montefalcone, Mazara del Vallo e Vaglio;
- investimenti in esplorazione per circa 6 milioni di euro, principalmente per attività esplorative all'estero.

Le operazioni di riassetto del portafoglio (effetto netto positivo di 42 milioni di euro) si riferiscono principalmente al settore *Exploration & Production* per la cessione della quota nel gasdotto norvegese Polarled e al settore dei servizi energetici per la cessione di alcuni asset.

Le operazioni non ricorrenti si riferiscono all'acquisizione di Gas Natural Vendita Italia (GNVI).

Fair value iscritto a stato patrimoniale e Riserva di *Cash Flow Hedge*

Di seguito si riporta il valore del *fair value* iscritto a stato patrimoniale.

(in milioni di euro)	31.03.2018			31.12.2017		
Isritto tra:	Crediti	Debiti	Netto	Crediti	Debiti	Netto
- Attività / Passività finanziarie (correnti)	-	-	-	-	-	-
- Altre attività / passività (non correnti)	139	(52)	87	144	(65)	79
- Crediti / Debiti diversi (correnti)	417	(334)	83	316	(260)	56
Fair Value iscritto nelle attività e passività (a)	556	(386)	170	460	(325)	135
di cui di (a) riferito a:						
- gestione rischio tassi di interesse	-	-	-	-	-	-
- gestione rischio tassi di cambio	5	(89)	(84)	2	(78)	(76)
- gestione rischio su <i>commodity</i>	446	(119)	327	414	(154)	260
- portafogli di trading (fisico e finanziario)	5	(5)	-	10	(10)	-
- <i>Fair value</i> su contratti fisici	100	(173)	(73)	34	(83)	(49)

Nel seguito si riporta la variazione della riserva di *Cash Flow Hedge* correlata ai contratti derivati e riferibile alla sospensione a patrimonio netto della parte efficace dei contratti derivati stipulati per la copertura del rischio prezzo e cambio delle *commodity* energetiche. Gli importi rilevati direttamente a patrimonio netto vengono riflessi nel conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'elemento coperto.

Riserva su operazioni di <i>Cash Flow Hedge</i> (in milioni di euro)	Riserva lorda	Imposte differite	Riserva netta
Valore iniziale al 31.12.2017	127	(35)	92
Variazione del periodo	22	(6)	16
Valore al 31.03.2018	149	(41)	108

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Edison conferma la previsione di margine operativo lordo per l'intero 2018 nell'intervallo tra 670 e 730 milioni di euro.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO IL 31 MARZO 2018

Non sono avvenuti fatti di rilievo dopo il 31 marzo 2018.

**Milano, 4 maggio 2018
Per il Consiglio di Amministrazione
L'Amministratore Delegato**

Marc Benayoun

Dichiarazione dei dirigenti preposti alla redazione dei documenti contabili societari a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis comma 2 del D.Lgs. 58/1998

I dirigenti preposti alla redazione dei documenti contabili societari di Edison Spa Didier Calvez e Roberto Buccelli dichiarano, ai sensi dell'art. 154-bis, comma 2 del Testo Unico della Finanza (D.Lgs. 58/1998) che l'informativa contabile contenuta nel presente Resoconto Intermedio di Gestione al 31 marzo 2018 corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

Milano, 4 maggio 2018

**I Dirigenti Preposti alla redazione
dei documenti contabili societari
Didier Calvez
Roberto Buccelli**